

Forschungsbericht BWPLUS

**Ganzheitliche Bewertung innovativer mobiler thermischer  
Energiespeicherkonzepte für Baden-Württemberg  
auf Basis branchen- und betriebsspezifischer  
Wärmebedarfsstrukturen**

von

Blesl, M.; Ohl, M.; Fahl, U.

Universität Stuttgart  
Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung

Förderkennzeichen: BWE 27003

Die Arbeiten des Programms Lebensgrundlage Umwelt und ihre Sicherung werden mit Mitteln des  
Landes Baden-Württemberg gefördert

Oktober 2011



# Ganzheitliche Bewertung innovativer mobiler thermischer Energiespeicherkonzepte für Baden-Württemberg auf Basis branchen- und betriebspezifischer Wärmebedarfsstrukturen

Blesl, M.; Ohl, M.; Fahl, U.

Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER)  
Universität Stuttgart

## **Zusammenfassung**

Im Zusammenhang mit der Energiepreis- und Klimaschutzdiskussion werden vielfältige Anstrengungen zu technischen, wirtschaftlichen und ökologischen Verbesserungen innerhalb des Energiesystems in Baden-Württemberg unternommen. Ein Aspekt umfasst die Nutzung industrieller Abwärmemengen. Dabei kann die Nutzung innerhalb des Quellenstandorts erfolgen (interne Abwärmenutzung) oder durch externe Nutzer. Für die Speicherung und den möglichen Transport der Abwärme zu externen Nutzern stehen neben den leitungsgebundenen verschiedene leitungsungebundene Systeme mit zur Verfügung, die unter dem Begriff „Mobile Wärme“ zusammengefasst werden.

Die Ziele des Vorhabens umfassen die ganzheitliche Bewertung dieser verschiedenen Wärmespeicherkonzepte, bei denen es sich um das Thermoölverfahren, die Gruppe der Latentwärmespeichermedien und die Zeolithspeichertechnik handelt.

In einem ersten Schritt werden die physikalischen und technischen Rahmendaten der jeweiligen Technik ermittelt und die entsprechenden Anlagenkonzepte erläutert. Nachfolgend wird der bestehende Wärmebedarf in Baden-Württemberg nach Verbrauchssektoren (Industrie, GHD, Haushalte), Temperatursegment sowie der räumlichen Verteilung auf Kreisebene bestimmt. Es zeigt sich, dass in Baden-Württemberg der kreisweit höchste Wärmebedarf im Ortenaukreis, im Rhein-Neckar-Kreis, dem Ostalbkreis und dem Landkreis Heidenheim vorliegt. Gleichzeitig erfolgt, ebenfalls aufgelöst nach Temperaturbereich und räumlicher Verteilung, die Abschätzung des zur Verfügung stehenden industriellen Abwärmeaufkommens der einzelnen Branchen. Die Daten des Wärmebedarfs und des Abwärmeangebots in Baden-Württemberg werden in einem Grafischen Informationssystem (GIS) erfasst und editiert.

Den nächsten Schritt bildet die Schaffung eines Bewertungstools für die ökologische Bilanzierung von Speicheranwendungen über die Lebenszyklusphasen Bau, Betrieb und Entsorgung der Anlagen. Die parametrisierte Ausgestaltung des Tools speziell auf die Bedürfnisse der Wärmespeicherung bietet gegenüber gängigen Programmen dieser Art eine wesentlich einfachere Handhabbarkeit, die sowohl bei der Ermittlung von Emissionswerten als auch bei der Optimierung von Anlagen und Konzepten in ökologischer Hinsicht zum Tragen kommen kann. Die praktische Anwendung der Lebenszyklusanalyse erfolgt anhand konkreter Beispielen für mögliche Pilotprojekte der Mobilen Wärme in Baden-Württemberg.

Anschließend erfolgt die Ermittlung der wirtschaftlichen Rahmendaten, die sich über die gesamte Prozesskette von der Abwärmeauskopplung über den Transport bis zur Nutzung im Wärmeversorgungssystem des Anwenderstandorts erstreckt. Zur einfachen Abschätzung der wirtschaftlichen Kennwerte potenzieller Anwendungsfälle werden die ermittelten Wirtschaftlichkeitsdaten in ein parametrisiertes Modell der Kostenrechnung für alle betrachteten Speicherkonzepte integriert. Die Anwendung des Kostenmodells wird ebenfalls anhand der bereits in der ökologischen Bilanzierung betrachteten konkreten Fallbeispiele veranschaulicht. Neben der wirtschaftlichen und ökologischen Bilanzierung dieser möglichen Projekte erlauben die erhaltenen Kennwerte auch die Bestimmung der jeweiligen CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten.

Dabei zeigt sich, dass mobile Speichersysteme bezüglich des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes konventionellen, auf dem Einsatz von Erdgas basierenden Wärmeversorgungssystemen deutlich überlegen sind. Die aus ökologischer Sicht vorteilhaften Aktionsradien der einzelnen Systeme liegen dabei sehr deutlich oberhalb des unter den derzeitigen Rahmenbedingungen in wirtschaftlicher Hinsicht darstellbaren Spektrums.

Da die zur Verfügung stehenden Techniken der Wärmespeicherung in der Praxis mit anderen Nutzungsmöglichkeiten, wie etwa der Stromerzeugung, konkurrieren, werden die entsprechenden Techniken in einem eigenen Abschnitt beschrieben und ebenfalls bezüglich ihrer wirtschaftlichen und ökologischen Kenndaten analysiert. Für die betrachteten Fallbeispiele der Wärmespeicherung werden ausgewählte Nutzungsalternativen in ökologischer und ökonomischer Hinsicht bilanziert.

Es zeigt sich, dass die Techniken der Wärmespeicherung, insbesondere auch das auf hohe Leistungen und Nutzungsdauern angewiesene Thermoölverfahren, diesbezüglich auf harte Konkurrenz trifft, die bei mittel- bis langfristig steigenden Strompreisen noch weiter profitiert. Dennoch bieten die Systeme der Mobilen Wärme ein bereites Einsatzpotenzial und einen möglichen kostengünstigen Beitrag zur Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen in Baden-Württemberg. Um dieses Potenzial heben zu können, bedarf es der Umsetzung von Demonstrationsprojekten, um die bislang noch bestehenden Hemmnisse überwinden zu können. Hierzu bieten sich als Wärmequellen Stahlwerke, Gießereien, Glasfabriken oder Zement- und Ziegelwerke für das Thermoölverfahren sowie Biomasse- und Biogasanlagen für die Latentwärmespeicherkonzepte an. Geeignete Wärmenutzer kommen insbesondere aus dem Bereich der öffentlichen Einrichtungen (Krankenhäuser, Schulen, Schwimmbäder) oder liegen in der Einbindung in bereits bestehende Wärmenetze.

# Life-Cycle assessment of innovative mobile concepts of thermal storage for Baden-Württemberg based upon branch and company specific heat demand structures

Blesl, M.; Ohl, M.; Fahl, U.

Institute of Energy Economics and the Rational Use of Energy (IER)

University of Stuttgart

## **Abstract**

In the discussion of energy prices and climate protection, attention is paid to technical, economic and ecological improvements of the energy system in Baden-Wuerttemberg. One of the issues is the amount of use of industrial waste heat. This use can take place at the site where the waste heat is generated (internal waste heat utilization) or simply externally. For storing and transporting the waste heat to external users, apart from grid-bound systems, grid-free systems can also be adopted. These systems are referred to as “mobile heat”.

The objective of the study is to deliver a holistic assessment of different heat storage concepts that involve the thermal oil technique, the group of latent heat storage media and the zeolite storage technology.

To start with, the physical and technical parameters of the respective technology are determined and the corresponding plant concepts are described. Next, the current heat demand in Baden-Wuerttemberg is ascertained and sorted by consumption sectors (industry; trade, commerce and service sectors; households), temperature segment as well as spatial distribution at district level. It is shown that in Baden-Wuerttemberg, the highest heat demand can be found in the districts Ortenau, Rhine-Neckar, Ostalb and Heidenheim. Simultaneously, the amount of available industrial waste heat resources of each individual sector are estimated and similarly sorted by temperature range and spatial distribution. The data of the heat demand and the waste heat supply in Baden-Wuerttemberg are then recorded and edited in a geographic information system (GIS).

The next step is to build up tools for the assessment of storage applications over the life cycle period of construction, operation and disposal of the plants and facilities. The parameterized configuration of the tools that caters particularly for requirements of heat storage, offers a much simpler handling than the common programs of this kind. The simpler handling makes an impact on the areas of determination of emission values and the optimization of plants and concepts in ecological point of view. The practical application of the life cycle analysis can be accomplished by using concrete examples for possible pilot projects of mobile heat in Baden-Wuerttemberg.

Next step is the identification of key economic data that stretches from waste heat storage to transport and further to utilization in the heat supply system at the end user site across the entire process chain. For ease of estimation of the economic indicators of potential applica-

tions, the identified economic data is integrated into a parameterized model of cost calculation for all observed storage concepts. The application of the cost model is illustrated by concrete case studies that are already taken into account in the life cycle assessment. In addition, apart from the economic and life cycle assessment of these possible projects, the identified data can also determine the related CO<sub>2</sub> abatement costs.

One of the findings shows that mobile storage systems are significantly superior to conventional heat supply systems using natural gas with respect to CO<sub>2</sub> emissions. But the distribution radii of each individual system are from ecological point of view obviously broader than those from an economic perspective under the prevailing circumstances.

Since the available techniques of heat storage compete in practice with other possible uses, for instance with power generation, the corresponding techniques are described in a separate section and similarly analysed with regard to their economic and ecological characteristics. In regard to the mentioned case studies of heat storage, selected alternative uses are compared in ecological and economic terms.

Another finding is, the technique of heat storage, in particular including the thermal oil technique that is heavily dependent on high performances and operation lives, faces stiff competitions with power production. The heat storage suffers as a consequence increasingly from rise in electricity prices in mid and long term, since it is more profitable to generate electricity. Nevertheless, the systems of the mobile heat offer a readily available potential and possibly a cost-effective contribution to the reduction of CO<sub>2</sub>-emissions in Baden-Wuerttemberg. In order to increase this potential, pilot projects are necessary so as to overcome the existing obstacles that still exist. For this purpose, steel mills, foundries, glass factories or cement and brick yards for the thermal oil technique as well as biomass and biogas plants for the latent heat storage concepts can be used as heat source. Suitable heat users can be the public facilities and buildings such as hospitals, schools, swimming pools, or the integration into existing heat grids.

## Inhaltsverzeichnis

<b>Inhaltsverzeichnis</b> .....	<b>vii</b>
<b>Abbildungsverzeichnis</b> .....	<b>x</b>
<b>Tabellenverzeichnis</b> .....	<b>xii</b>
<b>1 Einleitung</b> .....	<b>1</b>
<b>2 Wärmespeicherung, Speichermedien und Speicheranlagenkonzepte</b> .....	<b>3</b>
2.1 Grundlagen der Wärmespeicherung.....	3
2.2 Thermoöl.....	5
2.3 Latentwärmespeicher.....	6
2.4 Zeolithe.....	8
2.5 Vergleich der Speichersysteme.....	11
<b>3 Technische Potenzialermittlung des Abwärmeaufkommens in Baden-Württemberg</b> .....	<b>13</b>
3.1 Wärmebedarf in der Industrie in Baden-Württemberg.....	13
3.2 Wärmebedarf des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistung und der Haushalte in Baden-Württemberg.....	16
3.2.1 GHD und kommunale Verbraucher.....	16
3.2.2 Haushalte.....	17
3.3 Theoretische Analyse des Abwärmeaufkommens aus industriellen Quellen nach Branchen.....	19
3.3.1 Verlagsgewerbe.....	19
3.3.2 Kunststoff verarbeitende Industrie.....	19
3.3.3 Keramikerzeugnisse.....	21
3.3.4 Zementherstellung.....	22
3.3.5 Glaserzeugung.....	23
3.3.6 Gießereien.....	25
3.3.7 Metallerzeugung.....	26
3.3.8 Herstellung von Metallerzeugnissen.....	28
3.3.9 Zusammenfassung.....	29
3.4 Abwärmeaufkommen in Baden-Württemberg.....	30
3.4.1 Abwärme aus industriellen Quellen.....	30
3.4.2 Zusätzliche Abwärmequellen.....	31
3.5 Hemmnisse der Abwärmenutzung in Baden-Württemberg.....	35
<b>4 Ökologische Bilanzierung der thermischen Speichersysteme</b> .....	<b>36</b>
4.1 Methodische Grundlagen der ökologischen Bilanzierung im Rahmen von Lebenszyklusanalysen.....	36
4.2 Parametrisierung.....	37
4.3 Definition der Versorgungsaufgabe.....	38
4.4 LCA für das Thermoölverfahren.....	39
4.4.1 Rahmendaten der Bauphase.....	39
4.4.2 Rahmendaten der Betriebsphase.....	41
4.4.3 Rahmendaten der Entsorgungsphase.....	42
4.4.4 Gesamtbetrachtung für das Thermoölverfahren.....	43

4.5	LCA für den Latentwärmespeicher .....	44
4.5.1	Rahmendaten der Bauphase .....	45
4.5.2	Rahmendaten der Betriebsphase .....	46
4.5.3	Rahmendaten der Entsorgungsphase.....	47
4.5.4	Gesamtbetrachtung für den Latentwärmespeicher .....	48
4.6	LCA für den Zeolithspeicher .....	49
4.6.1	Rahmendaten der Bauphase .....	49
4.6.2	Rahmendaten der Betriebsphase .....	51
4.6.3	Rahmendaten der Entsorgungsphase.....	52
4.6.4	Gesamtbetrachtung für den Zeolithspeicher .....	52
4.7	LCA für die Erdgas-Referenzanlage .....	54
4.8	Ökologischer Vergleich und Bewertung der Versorgungsvarianten.....	55
4.9	Anwendungsbeispiele der Parametrisierung .....	57
<b>5</b>	<b>Wirtschaftlichkeit thermischer Speichersysteme .....</b>	<b>61</b>
5.1	Grundlagen .....	61
5.1.1	Investitionskosten.....	61
5.1.2	Betriebskosten .....	64
5.2	Musterrechnung zur Wirtschaftlichkeit .....	66
5.2.1	Thermoölverfahren.....	67
5.2.2	Latentwärmespeicher .....	71
5.2.3	Zeolithspeicher .....	74
5.3	Anwendungsbeispiel 1: Sekundäraluminiumschmelze (Spanaufbereitung) .....	76
5.3.1	Abwärmeaufkommen .....	77
5.3.2	Anlagendimensionierung und Investitionskosten für die Wärmeauskopplung für das Thermoölverfahren.....	78
5.3.3	Betriebskosten der Wärmeauskopplung.....	80
5.3.4	Erweiterung der auskoppelbaren Abwärmemengen .....	83
5.4	Anwendungsbeispiel 2: Glasfabrik.....	84
5.4.1	Abwärmeaufkommen .....	85
5.4.2	Anlagendimensionierung und Investitionskosten für die Wärmeauskopplung..	86
5.4.3	Betriebskosten der Wärmeauskopplung.....	89
5.4.4	Zusammenfassung der Kosten der Wärmeauskopplung .....	90
5.4.5	Erweiterung der auskoppelbaren Abwärmemengen .....	90
5.4.6	Anderweitige Nutzung der anfallenden Abwärmemengen .....	92
5.5	Anwendungsbeispiel 3: Aluminiumschmelze eines Kfz-Zulieferbetriebs .....	92
5.5.1	Abwärmeaufkommen .....	92
5.5.2	Anlagendimensionierung und Investitionskosten für die Wärmeauskopplung..	95
5.5.3	Betriebskosten der Wärmeauskopplung.....	97
5.5.4	Zusammenfassung der Kosten der Wärmeauskopplung .....	98
5.5.5	Anderweitige Nutzung der anfallenden Abwärmemengen .....	98
5.5.6	Variation der Auskopplungsleistung.....	99
5.6	Zusammenfassung für die Fallbeispiele .....	100
<b>6</b>	<b>Konkurrierende Abwärmenutzungsverfahren.....</b>	<b>102</b>
6.1	Stromerzeugende Techniken zur Nutzung von Abwärmemengen aus industriellen Prozessen.....	102
6.1.1	Organic Rankine Cycle (ORC-Anlagen).....	102
6.1.2	Dampfturbinen .....	107
6.1.3	Dampfmotor .....	111
6.1.4	Zusammenfassung der stromerzeugenden Techniken zur Abwärmenutzung..	111



6.2	Nichtstromerzeugende Techniken .....	113
6.2.1	Wärmepumpen und Kältemaschinen .....	113
6.2.2	Einspeisung in Wärmenetze (Nah- und Fernwärmenetze).....	115
6.2.3	Leitungsgebundene Prozessdampferzeugung .....	115
6.2.4	Zusammenfassung der nichtstromerzeugenden Techniken zur Abwärme- nutzung .....	116
<b>7</b>	<b>Schlussbetrachtung und Ausblick.....</b>	<b>118</b>
<b>8</b>	<b>Literatur .....</b>	<b>122</b>
<b>9</b>	<b>Anhang I.....</b>	<b>129</b>

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1:	Prinzipschema der Mobilen Wärme .....	4
Abbildung 2-2:	Schematischer Anlagenaufbau der Mobilen Wärme auf Thermoölbasis am Quellen- und Nutzerstandort.....	6
Abbildung 2-3:	Schematischer Anlagenaufbau der Mobilen Wärme auf Latentwärmespeicherbasis am Quellen- und Nutzerstandort .....	7
Abbildung 2-4:	Strukturmodell eines Zeolithen.....	8
Abbildung 2-5:	Stoff- und Wärmeströme beim Einsatz von Zeolithen .....	9
Abbildung 2-6:	Temperaturabhängige Wärmespeicherdichte von Zeolithkristallen .....	9
Abbildung 2-7:	Schematischer Anlagenaufbau der Mobilen Wärme auf Zeolithbasis am Quellen- und Nutzerstandort.....	10
Abbildung 3-1:	Wärmebedarf der Industrie in Baden-Württemberg nach Branchen und Temperaturniveau im Jahr 2008 .....	14
Abbildung 3-2:	Industrielle Wärmenachfrage (Energie) in Baden-Württemberg auf Kreisebene .....	15
Abbildung 3-3:	Flächennutzung und Fernwärmepotenziale im Jahr 2020 in Baden-Württemberg .....	18
Abbildung 3-4:	Teilprozesse der Kunststoffverarbeitung.....	20
Abbildung 3-5:	Schematische Darstellung der Abwärmekopplung aus einer Glasfabrik mit zwei Schmelzwannen (inkl. eingezeichneter Wärmekopplung für das Thermoölverfahren).....	24
Abbildung 3-6:	Industrielle Abwärmepotenziale in Baden-Württemberg auf Kreisebene..	31
Abbildung 3-7:	Produktion und Nutzung von Biogas zur Stromerzeugung in BHKW .....	32
Abbildung 3-8:	Biogasanlagen in Baden-Württemberg auf Kreisebene (Stand 2010).....	34
Abbildung 4-1:	Prozentuale Verteilung der Sachbilanzoutput- und Wirkungskategorieergebnisse für das Speicherkonzept Thermoölspeicher .....	44
Abbildung 4-2:	Prozentuale Verteilung der Sachbilanzoutput- und Wirkungskategorieergebnisse für das Speicherkonzept Latentwärmespeicher .....	49
Abbildung 4-3:	Prozentuale Verteilung der Sachbilanzoutput- und Wirkungskategorieergebnisse für das Speicherkonzept Zeolithspeicher .....	53
Abbildung 4-4:	Vergleich der CO <sub>2</sub> -Emissionen und der Treibhauspotenzialwerte GWP 100 der untersuchten Versorgungsalternativen.....	55
Abbildung 4-5:	Ökologischer Radius für das Treibhauspotenzial GWP 100 über den gesamten Lebenszyklus der einzelnen Speicherkonzepte für die gegebene Versorgungsaufgabe gegenüber der Erdgasnutzung .....	56
Abbildung 4-6:	Vergleich der GWP 100-Werte der einzelnen Speichersysteme in Abhängigkeit der Entfernung zwischen Wärmequelle und Wärmenutzung ...	58
Abbildung 4-7:	Vergleich der GWP 100-Werte der einzelnen Speichersysteme in Abhängigkeit der Auskopplungsleistung.....	59
Abbildung 4-8:	Vergleich der GWP 100-Werte der einzelnen Speichersysteme in Abhängigkeit der Quellentemperatur .....	59
Abbildung 5-1:	Wärmeversorgungskosten mit dem Thermoölssystem für eine Auskopplungsleistung von 5 MW <sub>th</sub> in Abhängigkeit von Auslastung und Entfernung Quelle-Nutzer im Vergleich mit den Brennstoffkosten eines Erdgasbrennwertkessels .....	70
Abbildung 5-2:	Wärmeversorgungskosten mit dem Thermoölssystem für eine Entfernung Quelle-Nutzer von 10 km in Abhängigkeit von Auskopplungsleistung und Auslastung im Vergleich mit den Brennstoffkosten eines Erdgasbrennwertkessels.....	70

Abbildung 5-3:	Wärmeversorgungskosten mit dem PCM-System für eine Auskopplungsleistung von $5 \text{ MW}_{\text{th}}$ in Abhängigkeit von Auslastung und Entfernung Quelle-Nutzer im Vergleich mit den Brennstoffkosten eines Erdgasbrennwertkessels .....	73
Abbildung 5-4:	Wärmeversorgungskosten mit dem PCM-System für eine Entfernung Quelle-Nutzer von 10 km in Abhängigkeit von Auskopplungsleistung und Auslastung im Vergleich mit den Brennstoffkosten eines Erdgasbrennwertkessels.....	73
Abbildung 5-5:	Wärmeversorgungskosten mit dem Zeolithsystem für eine Auskopplungsleistung von $5 \text{ MW}_{\text{th}}$ in Abhängigkeit von Auslastung und Entfernung Quelle-Nutzer im Vergleich mit den Brennstoffkosten eines Erdgasbrennwertkessels .....	75
Abbildung 5-6:	Wärmeversorgungskosten mit dem Zeolithsystem für eine Entfernung Quelle-Nutzer von 10 km in Abhängigkeit von Auskopplungsleistung und Auslastung im Vergleich mit den Brennstoffkosten eines Erdgasbrennwertkessels.....	76
Abbildung 5-7:	Anlagenschema der Abwärmeauskopplung durch die Mobile Wärme aus einer TNV-Straße einer Sekundäraluminiumschmelze .....	78
Abbildung 5-8:	Leistungsabhängige Investitionskosten der Auskopplung der Mobilien Wärme aus der Sekundäraluminiumschmelze.....	83
Abbildung 5-9:	Leistungsabhängige Auskopplungskosten der Mobilien Wärme aus der Sekundäraluminiumschmelze für unterschiedliche Volllaststundenzahlen	84
Abbildung 5-10:	Schematische Darstellung der Abwärmeauskopplung aus einer Glasfabrik mit zwei Schmelzwannen.....	85
Abbildung 5-11:	Leistungsabhängige spezifische Investitionskosten der Auskopplung der Mobilien Wärme aus einer Glasfabrik.....	91
Abbildung 5-12:	Leistungsabhängige spezifische Auskopplungskosten der Mobilien Wärme aus einer Glasfabrik .....	92
Abbildung 5-13:	Schematische Darstellung der Aluminiumschmelze eines KFZ-Zulieferbetriebs mit integrierter Abwärmeauskopplung auf Thermoölbasis .....	93
Abbildung 5-14:	Leistungsabhängige spezifische Investitionskosten für die Auskopplung der Mobilien Wärme aus einer Aluminiumschmelze .....	99
Abbildung 5-15:	Leistungsabhängige spezifische Auskopplungskosten der Mobilien Wärme aus der Aluminiumschmelze für unterschiedliche Volllaststundenzahlen.....	100
Abbildung 6-1:	Spezifische Investitionskosten von ORC-Anlagen zur Abwärmenutzung bis $10 \text{ MW}_{\text{el}}$ .....	103
Abbildung 6-2:	Schematischer Aufbau der ORC-Anlage im Zementwerk Lengfurt (Bayern) .....	104
Abbildung 6-3:	Spezifische Stromerzeugungskosten Abwärme nutzender ORC-Anlagen bis $10 \text{ MW}_{\text{th}}$ in Abhängigkeit der Jahresnutzung .....	106
Abbildung 6-4:	Schematische Darstellung des einfachen Dampfturbinenkreislaufs für Anlagen der Abwärmenutzung.....	108
Abbildung 6-5:	Spezifische Stromerzeugungskosten Abwärme nutzender Dampfturbinen bis $10 \text{ MW}_{\text{th}}$ in Abhängigkeit der Jahresnutzung und im Vergleich zu den Strombezugskosten industrieller Verbraucher 2010.....	111

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1:	Wärmespeichersysteme im Vergleich .....	12
Tabelle 3-1:	Industrieller Wärmebedarf in Baden-Württemberg 2008.....	15
Tabelle 3-2:	Übersicht des Wärmebedarfs von GHD und kommunalem Sektor in Baden-Württemberg nach Typgebäudeklassen .....	16
Tabelle 3-3:	Abschätzung des mitarbeiterspezifischen Wärmebedarfs von Glasfabriken .	25
Tabelle 3-4:	Produktionsmengen- und Wärmebedarfsdaten von Sekundäraluminium- schmelzen .....	27
Tabelle 3-5:	Charakterisierung der Abwärmepotenziale nach Industriezweigen .....	29
Tabelle 3-6:	Industrielle Abwärmepotenziale im Jahr 2010 in Baden-Württemberg nach Branchen und Temperaturbereichen.....	30
Tabelle 4-1:	Aufwand in der Bauphase für den Thermoölspeicher .....	40
Tabelle 4-2:	Emissionen in der Bauphase für den Thermoölspeicher .....	41
Tabelle 4-3:	Kumulierter betrieblicher Aufwand für den Thermoölspeicher über die gesamte Betriebsdauer .....	41
Tabelle 4-4:	Emissionen in der Betriebsphase für den Thermoölspeicher .....	42
Tabelle 4-5:	Aufwand in der Entsorgungsphase für den Thermoölspeicher .....	42
Tabelle 4-6:	Emissionen in der Entsorgungsphase für den Thermoölspeicher.....	43
Tabelle 4-7:	Emissionen für den Thermoölspeicher über den gesamten Lebensweg .....	43
Tabelle 4-8:	Aufwand in der Bauphase für den Latentwärmespeicher.....	45
Tabelle 4-9:	Emissionen in der Bauphase für den Latentwärmespeicher.....	46
Tabelle 4-10:	Kumulierter betrieblicher Aufwand für den Latentwärmespeicher über die gesamte Betriebsdauer .....	46
Tabelle 4-11:	Emissionen in der Betriebsphase für den Latentwärmespeicher .....	47
Tabelle 4-12:	Aufwand in der Entsorgungsphase für den Latentwärmespeicher .....	47
Tabelle 4-13:	Emissionen in der Entsorgungsphase für den Latentwärmespeicher .....	47
Tabelle 4-14:	Emissionen für den Latentwärmespeicher über den gesamten Lebensweg ...	48
Tabelle 4-15:	Aufwand in der Bauphase für den Zeolithspeicher .....	50
Tabelle 4-16:	Emissionen in der Bauphase für den Zeolithspeicher .....	51
Tabelle 4-17:	Kumulierter betrieblicher Aufwand für den Zeolithspeicher über die gesamte Betriebsdauer .....	51
Tabelle 4-18:	Emissionen in der Betriebsphase für den Zeolithspeicher.....	51
Tabelle 4-19:	Aufwand in der Entsorgungsphase für den Zeolithspeicher.....	52
Tabelle 4-20:	Emissionen in der Entsorgungsphase für den Zeolithspeicher.....	52
Tabelle 4-21:	Emissionen für den Zeolithspeicher über den gesamten Lebensweg .....	53
Tabelle 4-22:	Ökologische Rahmendaten der Erdgasbereitstellung und der Erdgasnut- zung in Brennwertkesselsystemen.....	54
Tabelle 4-23:	Sachbilanzoutput- und Wirkungsbilanzwerte der Erdgasnutzung in Brenn- wertkesselsystemen .....	55
Tabelle 5-1:	Aufstellung der modularen spezifischen Investitionskosten für das Ther- moölverfahren für Wärmequellen und Wärmenutzer.....	62
Tabelle 5-2:	Modulare spezifische Investitionskosten aufstellung für das Latentwärme- speichersystem.....	63
Tabelle 5-3:	Modulare Investitionskosten für die Abwärmenutzung mit Zeolithspeicher .	63
Tabelle 5-4:	Rahmendaten der quellen- und nutzerseitigen Betriebskosten.....	64
Tabelle 5-5:	Rahmendaten der transportseitigen Betriebskosten.....	65
Tabelle 5-6:	Investitionskosten aufstellung für die Abwärmenutzung mit dem Thermoöl- verfahren für das Beispiel der 5 MW <sub>th</sub> -Auskopplung über 3.000 h/a bei einer Entfernung von 10 km .....	68

Tabelle 5-7:	Übersicht der fixen und variablen Betriebskosten des Berechnungsbeispiels für das Thermoölverfahren .....	69
Tabelle 5-8:	Investitionskostenaufstellung für die Abwärmeauskopplung mit dem PCM-System für das Beispiel der 5 MW <sub>th</sub> -Auskopplung über 3.000 h/a bei einer Entfernung von 10 km .....	71
Tabelle 5-9:	Übersicht der fixen und variablen Betriebskosten des Berechnungsbeispiels für das PCM-System.....	72
Tabelle 5-10:	Investitionskostenaufstellung für die Abwärmeauskopplung mit dem Zeolithsystem für das Beispiel der 5 MW <sub>th</sub> -Auskopplung über 3.000 h/a bei einer Entfernung von 10 km .....	74
Tabelle 5-11:	Übersicht der fixen und variablen Betriebskosten des Berechnungsbeispiels für das Zeolithsystem.....	75
Tabelle 5-12:	Kerndaten der Wärmeauskopplung aus der Sekundäraluminiumschmelze ...	79
Tabelle 5-13:	Vorläufige Investitionskostenabschätzung für die Abwärmeauskopplung aus der Sekundäraluminiumschmelze durch das Thermoölverfahren (inkl. Montage).....	80
Tabelle 5-14:	Betriebskosten der Wärmeauskopplung aus der Sekundäraluminiumschmelze mit und ohne Anreizprämie (Basis: eigene Schätzungen).....	81
Tabelle 5-15:	Jährliche Gesamtkosten der Wärmeauskopplung aus der Sekundäraluminiumschmelze .....	82
Tabelle 5-16:	Vorläufige Investitionskostenabschätzung für die Abwärmeauskopplung aus einer Glasfabrik durch Mobile Wärme inkl. Montage (Basis: eigene Schätzungen) .....	88
Tabelle 5-17:	Betriebskosten der Wärmeauskopplung aus einer Glasfabrik mit und ohne Anreizprämie (Basis: eigene Schätzungen).....	89
Tabelle 5-18:	Jährliche Gesamtkosten der Wärmeauskopplung aus einer Glasfabrik.....	90
Tabelle 5-19:	Überblick über vorhandene und bei einer Restabgastemperatur von 200 °C auskoppelbare Abwärmemengen eines KFZ-Zulieferbetriebs sowie zugehörige effektive Wärmekapazitäten der Abgasströme.....	94
Tabelle 5-20:	Vorläufige Investitionskostenabschätzung für die Abwärmeauskopplung aus einer Aluminiumschmelze durch Mobile Wärme inkl. Montage (Basis: eigene Schätzungen) .....	96
Tabelle 5-21:	Betriebskosten der Wärmeauskopplung aus einer Aluminiumschmelze (Basis: eigene Schätzungen).....	97
Tabelle 5-22:	Jährliche Gesamtkosten der Wärmeauskopplung aus einer Aluminiumschmelze .....	98
Tabelle 6-1:	Investitions- und Kapitalkostenaufstellung für die Abwärmeverstromung in einer ORC-Anlage mit 0,8 MW <sub>el</sub> .....	105
Tabelle 6-2:	Betriebskostenaufstellung für die Abwärmeverstromung in einer ORC-Anlage mit 0,8 MW <sub>el</sub> .....	106
Tabelle 6-3:	Investitions- und Kapitalkostenaufstellung für die Abwärmeverstromung in einer Dampfturbine mit 0,8 MW <sub>el</sub> .....	110
Tabelle 6-4:	Betriebskostenaufstellung für die Abwärmeverstromung in einer Dampfturbine.....	110
Tabelle 6-5:	Rahmendaten ausgewählter Techniken der Abwärmeverstromung .....	102
Tabelle 6-6:	Rahmendaten ausgewählter Techniken der thermischen Abwärmenutzung	117
Tabelle 9-1:	Sachbilanzoutput und Wirkungskategoriedaten für thermische Speichersysteme .....	129



## 1 Einleitung

Zu den Zielen der Energieversorgung gehört es, den Energiebedarf wirtschaftlich bei gleichzeitig minimaler Umweltbelastung zu decken. Eine Möglichkeit, diese beiden oft konträren Anforderungen zu vereinen, besteht in der möglichst vollständigen Ausnutzung der in betrieblichen Prozessen eingesetzten Primärenergie, bspw. durch die Auskopplung von Fernwärme. Allerdings sind dem Einsatz der leitungsgebundenen Fernwärme aus technischen, geografischen und v. a. wirtschaftlichen Gründen oftmals Grenzen gesetzt, die eine Verwertung anfallender Abwärmemengen verhindern. Auch der Verstromung von Abwärmeenergie stehen durch die für einen rentablen Betrieb erforderliche Mindestabwärmeleistungen bzw. Mindestnutzungsdauern erhebliche wirtschaftliche Hindernisse im Weg.

Eine Möglichkeit, um diese Wärmemengen doch noch nutzbringend anwenden zu können, bietet der Einsatz stationärer oder mobiler thermischer Speicher.

Thermische Speicher funktionieren wie Akkumulatoren, die sich über ihre gesamte Lebensdauer immer wieder auf- und entladen lassen. Mobile thermische Speicher sind gleichzeitig auch transportabel, wodurch neben der zeitlichen auch eine räumliche Entkopplung von Wärmeerzeugung und -nutzung ermöglicht wird.

Betriebserfahrungen mit der Wärmespeicherung bestehen seit vielen Jahren in energieintensiven Branchen wie der Glasindustrie, der Metallerzeugung oder der Chemischen Industrie, wo die anfallenden Abwärmemengen zumindest teilweise über Regenerationssysteme intern weiter genutzt werden, v. a. zur Verbrennungsluftvorwärmung sowie teilweise zu Heizzwecken und anderen prozessgekoppelten Niedertemperaturanwendungen.

Als innovative Speichermedien für mögliche neue Anwendungsfelder im Bereich der mobilen Nutzung stehen derzeit mit den Thermoölen, den Latentwärmespeichermaterialien (phase change materials - PCM) und den Zeolithen drei Stoffklassen zur Verfügung. Diese unterscheiden sich bezüglich ihres Temperaturspektrums, der Wärmespeicherdichte und dem zugehörigen Anlagenkonzept, woraus unterschiedliche technische und wirtschaftliche Perspektiven resultieren. Allen Speichermedien gemein ist die sehr geringe Betriebserfahrung mit Anlagen im industriellen Maßstab.

Vor einem möglichen Einsatz dieser Speichersysteme in der betrieblichen Praxis sind eine Reihe von Kriterien zu erfüllen, die neben technischen auch betriebliche, ökologische und wirtschaftliche Fragestellungen umfassen.

Zielsetzung des Forschungsprojekts ist die Bestimmung der technischen, wirtschaftlichen und ökologischen Rahmendaten der verschiedenen Konzepte der mobilen Wärmespeicherung. Die Grundlagenermittlung erstreckt sich über die Bereiche Wärmeauskopplung, Speicherung und Transport sowie Wärmenutzung. Dabei wird auch der ggf. bestehende Forschungs- und Optimierungsbedarf der einzelnen Techniken identifiziert. Weiter werden die in Baden-Württem-

berg bestehenden Einsatzpotenziale der einzelnen Konzepte zur Nutzung von Abwärme aus industriellen Quellen bestimmt. Aus diesen Potenzialdaten werden weiterhin die CO<sub>2</sub>-Vermeidungspotenziale abgeschätzt. Die wichtigsten Abwärmequellen werden in einem Geografischen Informationssystem (GIS) hinterlegt. Schließlich werden mögliche Standorte für Demonstrationsprojekte, bei denen passende Wärmequellen und -nutzer innerhalb des ermittelten Aktionsradius des Wärmetransports vorhanden sind, identifiziert.

Zur Erreichung dieser Ziele ist das Projekt in fünf Arbeitsschritte gegliedert. Im ersten Arbeitsschritt werden zunächst die physikalischen und technischen Grundlagen der einzelnen Speicherkonzepte ermittelt.

Der zweite Arbeitsschritt umfasst die Ermittlung des Wärmebedarfs sowie des industriellen Abwärmeangebots in Baden-Württemberg. Aus diesen Daten werden die technischen Einsatzpotenziale der einzelnen Speicherkonzepte abgeleitet. Die Daten von Wärmebedarf und Wärmeangebot werden in einem GIS-System visualisiert und bilden den ersten Abschnitt eines Wärmealanten für Baden-Württemberg.

Im anschließenden Projektteil findet die ökologische Bilanzierung der einzelnen Speicherkonzepte im Rahmen einer Lebenszyklusanalyse statt. Diese Betrachtung erstreckt sich über die Phasen Anlagenbau, -betrieb und -abbau. Die Ermittlung der ökologischen Kennwerte erfolgt auf Basis des am IER entwickelten Softwaretools BALANCE. Im Rahmen des Projekts wird dieses Tool in eine einfacher handhabbare, parametrisierte Form überführt, mit der Anwendungen aller betrachteter Speichermedien und konkurrierender Wärmeversorgungskonzepte auf Erdgasbasis analysiert werden können. Eine erste Anwendung des generierten Modells erfolgt für ausgewählte Fallbeispiele potenzieller Pilotprojekte der Mobilen Wärme.

Im folgenden Schritt werden die Grundlagen der Wirtschaftlichkeitsrechnung für die einzelnen Konzepte bestimmt. Dabei erfolgt die Betrachtung differenziert nach den Phasen Wärmeauskopplung, Speicherung und Transport sowie Wärmenutzung. Beim Wärmetransport werden zudem die Alternativen LKW- und Bahntransport unterschieden. Das ebenfalls parametrisierte Kostenmodell erfährt eine exemplarische Anwendung für die bereits in der ökologischen Bilanzierung betrachteten Fallbeispiele, so dass für diese möglichen Projekte aus den gewonnenen Analyseergebnissen auch die jeweiligen CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten bestimmt werden können.

Schließlich erfolgt noch eine Bestimmung der Wirtschaftlichkeitskennwerte konkurrierender Abwärmenutzungsmöglichkeiten, wie etwa die Verstromung von Abwärmemengen in ORC-Anlagen oder Dampfturbinensystemen. Anhand der gewählten Praxisbeispiele werden für variable Rahmenbedingungen die jeweiligen ökonomischen Kenndaten der bestehenden Nutzungsalternativen dargestellt.

Im fünften und letzten Projektschritt erfolgt schließlich die Gesamtdokumentation der durchgeführten Arbeiten, der dabei erzielten Ergebnisse und deren Bewertung.



## 2 Wärmespeicherung, Speichermedien und Speicheranlagenkonzepte

Der folgende Abschnitt befasst sich mit den theoretischen Grundlagen der Wärmespeicherung. Darauf aufbauend werden die zur Verfügung stehenden Speichermedien und die jeweils darauf basierenden Anlagenkonzepte charakterisiert. Hierbei wird auf das Thermoölverfahren, Latentspeichermedien und Zeolithmaterialien näher eingegangen.

### 2.1 Grundlagen der Wärmespeicherung

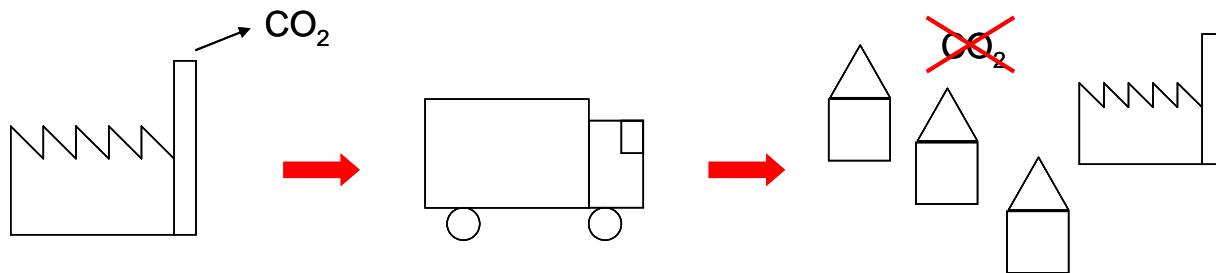
Thermodynamisch handelt es sich bei der Ein- und Entspeicherung jeweils um instationäre Wärmeprozesse, bei denen die betrachtete Wärmemenge im Speicher sowie der Zu- bzw. Abfluss zeitlich variabel sein kann. Der grundlegende Vorteil der Wärmespeicherung besteht darin, dass die verwendete Wärme ohnehin bereits existent ist und nicht mehr eigens aus verschiedenen primärenergetischen Vorstufen erzeugt werden muss, was in der Regel zu zusätzlichen Kosten und Umweltbelastungen (Emissionen) führen würde. Diesem Vorteil stehen die investiven und betrieblichen Aufwendungen für den Speichereinsatz sowie die ökologischen Auswirkungen aus der Bau-, Betriebs- und Entsorgungsphase der Speichersysteme gegenüber.

In vielen Branchen der Industrie zählen stationäre Wärmespeichereinheiten bereits seit vielen Jahren zur Standardausrüstung. Dabei werden betrieblich anfallende Ab- und Restwärmemengen in geringer Menge und für kurze Zeit zwischengespeichert und im Produktionsprozess standortintern weiter genutzt. Hierzu stehen mit den Heißwasser-, Fluid-, Dampf- und Feststoffspeichern unterschiedliche Konzepte für die verschiedenen Temperaturbereiche und Speicherleistungsgrößen zur Verfügung /TAB 2008/. Typische Beispiele für derartige Systeme sind die Heißwasserspeicherung in Brauereien /Voß 2011/ oder als Feststoffspeicher die Regeneratoreinheiten in energieintensiven Branchen wie der Glasproduktion oder der Stahlherstellung /Ohl et al. 2007/.

Zudem existieren für den übersaisonalen Einsatz Langzeitspeicher, die neben Wärme prinzipiell auch Kälte speichern können. Diese Anlagen weisen meist große Speichervolumina auf und sind in der Regel im Erdreich in unterschiedlichen Tiefenregionen angesiedelt. Beispielfhaft sind hier die Kies-Wasserspeicher, die Erdsondenspeicher oder die Aquiferwärmespeicher zu nennen /TAB 2008/. In der Regel erreicht die in diesen Speichern eingelagerte Wärme nur ein vergleichsweise geringes Temperaturniveau unterhalb von 100 °C und wird meist zu Heizungs- bzw. Klimatisierungszwecken genutzt.

In den letzten Jahren sind mobile Anwendungen thermischer Speicher in den Fokus von Forschung und Entwicklung gerückt /Mrasek 2006/, die unter dem Schlagwort „Mobile Wärme“ zusammengefasst werden. Dabei wird das verwendete Speichermedium mit der darin enthaltenen Wärme mit Hilfe eines Transportmittels (z. B. LKW oder Bahn) vom Quellenstandort (in der Regel eine Industrieanlage) zum Nutzer gebracht. Eine Prinzipskizze der Mobile Wär-

me ist in Abbildung 2-1 dargestellt. Die dabei möglichen Einsparungen beim Primärenergieverbrauch können, insbesondere bezüglich der Klimagase wie etwa  $\text{CO}_2$ , zu geringeren Emissionen wie auch zu geringeren Kosten für die Energieversorgung führen.



**Abbildung 2-1:** Prinzipschema der Mobilen Wärme

Aus thermodynamischer Sicht stellt das Temperaturkriterium die wichtigste Hürde für den Einsatz von Speichersystemen dar. Dabei gilt, dass die Temperatur der anfallenden Abwärme oberhalb der Speichertemperatur und die Speichertemperatur oberhalb der Anwendungstemperatur liegen muss. Je kleiner die zwischen den drei Temperaturwerten liegenden Intervalle liegen, desto mehr kann zwischen den einzelnen Stufen übertragen und desto effizienter kann prinzipiell der Speichereinsatz – in energetischer Hinsicht – ausfallen. Jedoch ist dieser energetische Vorteil in der betrieblichen Praxis oft mit einem erhöhten apparativen Aufwand verbunden, der sich u. U. in wirtschaftlicher Hinsicht nachteilig auswirken kann. Somit sind für die tatsächlich realisierbaren Mindestabstände der Temperaturniveaus neben den betrieblichen, thermodynamischen und technischen auch noch weitere Kriterien Ausschlag gebend.

Neben der Erfüllung der temperaturseitigen Rahmenbedingungen erfordert die Umsetzung von Speicher Konzepten einen möglichst weitgehenden Synchronismus von Abwärmeeinfall und Wärmebedarf. Erst hierdurch werden in der Praxis kurze Speicherzyklen und ein wirtschaftlich vertretbarer apparativer Aufwand ermöglicht. Die saisonübergreifende Speicherung von Wärme, die bspw. im Sommer anfällt und im Winter zu Heizzwecken genutzt werden kann, ist mit den im Rahmen der Untersuchung behandelten Speicher Konzepten aus räumlichen und wirtschaftlichen Erwägungen nicht sinnvoll darstellbar. Anhand dieser möglichen zeitlichen Diskrepanzen zwischen Wärmeeinfall und -bedarf zeigt sich zudem, dass die Jahresdauerlinien von Quellen- und Nutzerstandort für die Betrachtung von Einsatzmöglichkeiten für Speichersysteme allein keine hinreichende Aussagekraft aufweisen.

Infolge des bestehenden Temperaturgradienten zwischen Speichermasse und Umgebung kommt es bei jedem Einsatz von Speichern zu konvektiven Wärmeverlusten. Bei den bislang vorliegenden Betriebserfahrungen hat sich jedoch selbst für sehr hohe Temperaturgradienten gezeigt, dass für die in der Praxis auftretenden Speicherdauern diese Verluste keinen nennenswerten Einfluss auf die jeweilige energetische, wirtschaftliche und ökologische Bilanz haben. Im weiteren Verlauf der Untersuchung werden diese Effekte daher nicht thematisiert.

## 2.2 Thermoöl

Die verschiedenen Sorten von am Markt verfügbaren Thermoölen auf mineralischer oder synthetischer Basis gehören zu den ersten für die Wärmespeicherung im industriellen Maßstab eingesetzten Medien. So wurde damit bereits in den 80-er Jahren in den ersten derartigen Abwärmennutzungsprojekten Wärme aus dem Stahlwerk Trier ins nahe gelegene Reifenwerk von Michelin und vom Oberland-Glaswerk in Bad Wurzach zu den Kurkliniken Neutrauchburg geliefert. Dabei wurde das Thermoöl bis auf 320 °C erhitzt, zum Anwender transportiert und auf etwa 60 °C abgekühlt.

Das Anlagenkonzept des Thermoölverfahrens umfasst an der Auskopplungsstelle die Komponenten Abgasbypass, Wärmetauscher mit Isolierung und Sicherheitseinrichtungen, Zwischenspeicher und Verladeeinrichtung sowie Thermoölleitungen, Mess-, Steuer und Regeleinrichtungen (MSR), Inertgasversorgung und Betriebssteuerung. Nutzerseitig sind ebenfalls Wärmetauscher mit Schnittstelle zum Nutzerwärmeversorgungssystem, Zwischenspeicher, Leitungen, Inertgasversorgung, Verladeeinrichtungen, MSR und Betriebssteuerung erforderlich. Durch die gute Isolierbarkeit von Wärmetauschern, Leitungen sowie der Speicher- und Transportbehälter sind die Wärmeverluste bei normaler Speicherdauer von bis zu einer Woche vernachlässigbar.

Thermoöle werden von zahlreichen Mineralöl- und Chemieunternehmen angeboten. Sie unterscheiden sich durch ihre chemische Zusammensetzung, die auch von unterschiedlichen Additiven bestimmt wird, und sind damit für unterschiedliche Einsatzbedingungen (Druck, Temperatur, chemische Umgebung) optimiert. Thermoöle werden auf Mineralöl- und synthetischer Basis angeboten. Einen Überblick über die unterschiedlichen Thermoöle mit ihren wichtigsten Stoffeigenschaften und ihre Hersteller bietet /WTS 2006/. Bei der Anwendung von Thermoölen ist besonders die bei einigen Sorten starke Volumenausdehnung bei Temperaturerhöhungen zu beachten, wodurch die benötigten Speicher- und Transportkapazitäten für heißes Thermoöl ansteigen.

Die Vorteile des Thermoöls liegen im drucklosen Transport in ausschließlich flüssiger Phase und der Möglichkeit, prinzipiell auch Prozesswärmeanwendungen im Hochtemperaturbereich, bspw. zur Dampferzeugung, versorgen zu können. Die Nachteile sind der aufgrund des starken Temperaturgradienten hohe Wärmedämmaufwand für die Speicherbehälter und die erforderlichen Sicherheitsmaßnahmen für den Transport auf öffentlichen Straßen und beim Umpumpen zwischen den einzelnen Behältern, bei dem das Thermoöl nicht mit Luftsauerstoff in Berührung kommen darf. Das Thermoöl weist eine maximale Speicherdichte von etwa 210 kWh<sub>th</sub>/t auf. Zur vollen Nutzung seines Temperaturspektrums – und damit auch günstiger Transportkosten – ist das Thermoöl auf hochtemperaturig anfallende Abwärme ( $\geq 350$  °C) angewiesen. Für die Nutzung von Niedertemperaturabwärme ( $\leq 100$  °C) ist es wegen der damit verbundenen hohen Auskopplungs- und Transportkosten nicht geeignet.

Der Anlagenaufbau des Thermoölverfahrens (Abbildung 2-2) umfasst auskoppelungsseitig – neben dem benötigten Thermoöl – einen oder mehrere Wärmetauscher sowie mindestens je einen Speicher für warmes und kaltes Öl. Außerdem werden Pumpen und isolierte Rohrleitungen sowie spezielle Verladeeinrichtungen mit Inertgasüberlagerung (Stickstoff) der Anschlüsse benötigt. Zusätzlich besteht ein Bedarf an Anlagen der Mess-, Steuer- und Regeltechnik (MSR) sowie Fahrzeugen mit Speicherbehältern (bspw. LKW oder Eisenbahnwaggons), Lagerstellen und Zufahrten.

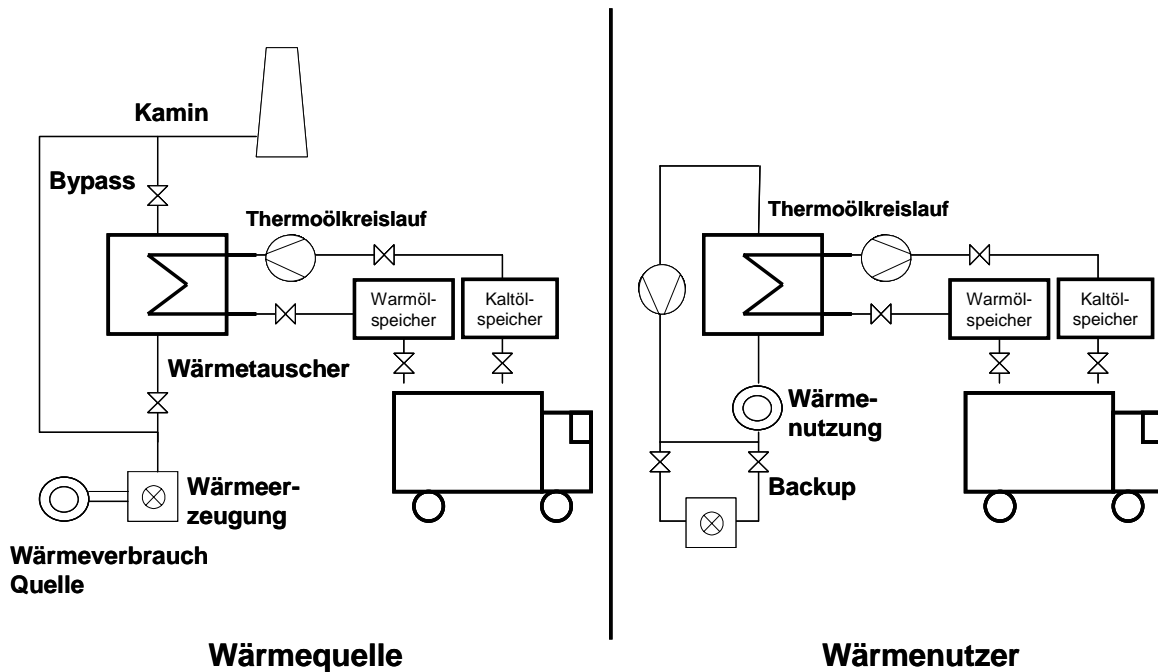


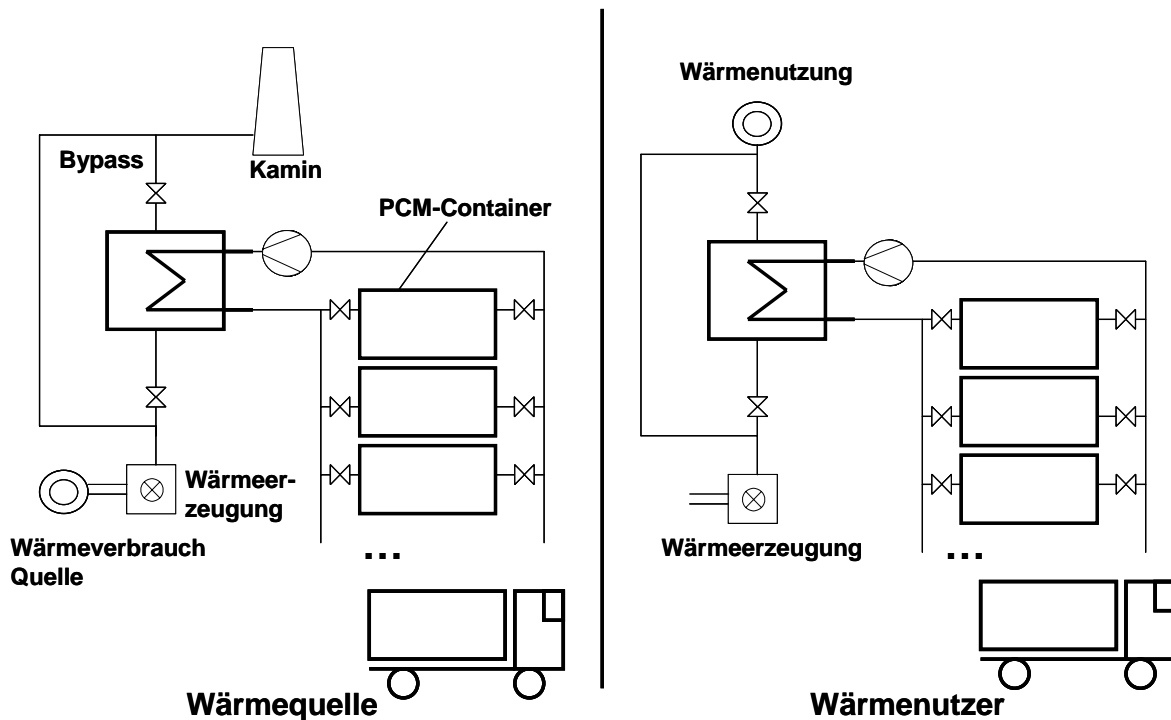
Abbildung 2-2: Schematischer Anlagenaufbau der Mobilien Wärme auf Thermoölbasis am Quellen- und Nutzerstandort

### 2.3 Latentwärmespeicher

Latentwärmespeichermaterialien (phase change materials - PCM) existieren in verschiedenen chemischen Zusammensetzungen und werden bereits zur Kühlung bzw. zur Klimatisierung von Gebäuden eingesetzt /UMSICHT 2003/. Bei den PCM wird die aufgenommene Wärme zum Schmelzen des Speichermediums genutzt. Die latent gespeicherte Wärme kann beim Anwender entnommen werden, was zu einem Erstarren der Schmelze führt. Besonders geeignet als mobile Wärmespeicher sind Salzhydrate wie Natriumacetat-Trihydrat oder Salze wie Bariumhydroxid, die bereits bei 58 °C bzw. 78 °C schmelzen und bis auf ca. 180 °C überhitzt werden können /Transheat 2008/. Damit sind sie in der Lage, auch Niedertemperaturabwärme aufnehmen zu können.

Die Anlagentechnik der PCM-Speicherung (Abbildung 2-3) umfasst auf der Quellenseite ein Auskopplungsmodul mit integriertem Wärmetauscher und Thermoölleitung zum Speichercontainer. Das Thermoöl dient dabei zur Wärmeübertragung zwischen Abgasstrom und Spei-

chermasse. Der Speichercontainer enthält neben der Speichermasse auch Thermoölkanäle, die als Wärmeüberträger fungieren. Am Nutzerstandort wird ein Wärmeeinkopplungsmodul installiert, mit dessen Hilfe die Speicherwärme ebenfalls über einen zwischengeschalteten Thermoölkreislauf in das Nutzernetz abgegeben wird.



**Abbildung 2-3:** Schematischer Anlagenaufbau der Mobilen Wärme auf Latentwärmespeicherbasis am Quellen- und Nutzerstandort

Die bisher erreichte Wärmespeicherdichte liegt bei knapp über  $100 \text{ kWh}_{\text{th}}/\text{t}$ . Die maximale thermische Leistung einer Speichereinheit liegt bei  $1 \text{ MW}_{\text{th}}$ , der Speicherinhalt beträgt etwa  $2,8 \text{ MWh}_{\text{th}}$ . Die Speichermasse ist in einem Standardcontainer untergebracht, der eine Gesamtmasse von 30 t aufweist. Von besonderer Relevanz für die technische Auslegung, die Wirtschaftlichkeit und die Handhabbarkeit des Systems gleichermaßen ist die Tatsache, dass beim Latentwärmespeichersystem die Entladeleistung nur etwa 50 % der Ladeleistung beträgt. D. h., die Entladung der Behälter dauert aufgrund der Kinetik der Wärmeabgabe aus dem Speichermaterial erheblich länger als deren Aufladung. Neben Transportkapazitäten (bspw. LKW, Bahnwagen) benötigt auch das Latentwärmesystem MSR-Einrichtungen sowie Lagerstellen und Zufahrtswege.

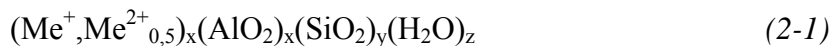
Ein Nachteil des reduzierten Temperaturspektrums ist der gegenüber dem Thermoöl verkleinerte Anwendungsbereich, der bspw. die Erzeugung von Prozesswärme einschränkt. Dagegen ist der erforderliche Isolierungsaufwand in Folge des kleineren Temperaturgradienten geringer als bspw. beim Thermoöl.

An der Nutzung weiterer PCM, die bei hohen Temperaturen über  $400 \text{ °C}$  schmelzen (bspw. Karbonat- oder Chloridverbindungen), wird seit einiger Zeit geforscht /Mehling 2005/, aller-

dings sind noch keine Resultate dieser Entwicklungsanstrengungen am Markt verfügbar. Aktuelle Projekte, bei denen PCM als Wärmespeichermedium eingesetzt werden, umfassen u. a. die Wärmeversorgung der Clariant-Hauptverwaltung mit Abwärme des Industrieparks Höchst in Frankfurt, die Wärmeversorgung des Lufthansa Catering Köln mit Abwärme aus benachbarten Kraftwerken und Industriebetrieben sowie die Wärmeversorgung des Schulzentrums Puchheim mit Abwärme der Müllverbrennungsanlage Geiselbullach /Ohl et al. 2008/.

## 2.4 Zeolithe

Zeolithe bestehen aus mikroporösen Aluminium- und Siliziumoxidkristallen und wurden ursprünglich u. a. für die Trinkwasseraufbereitung und, zum Ersatz der Phosphate, als Bestandteil von Waschmitteln entwickelt und eingesetzt. Die Weltjahresproduktion beträgt ca. 800.000 t/a. Die Strukturformel von Zeolithkristallen lautet



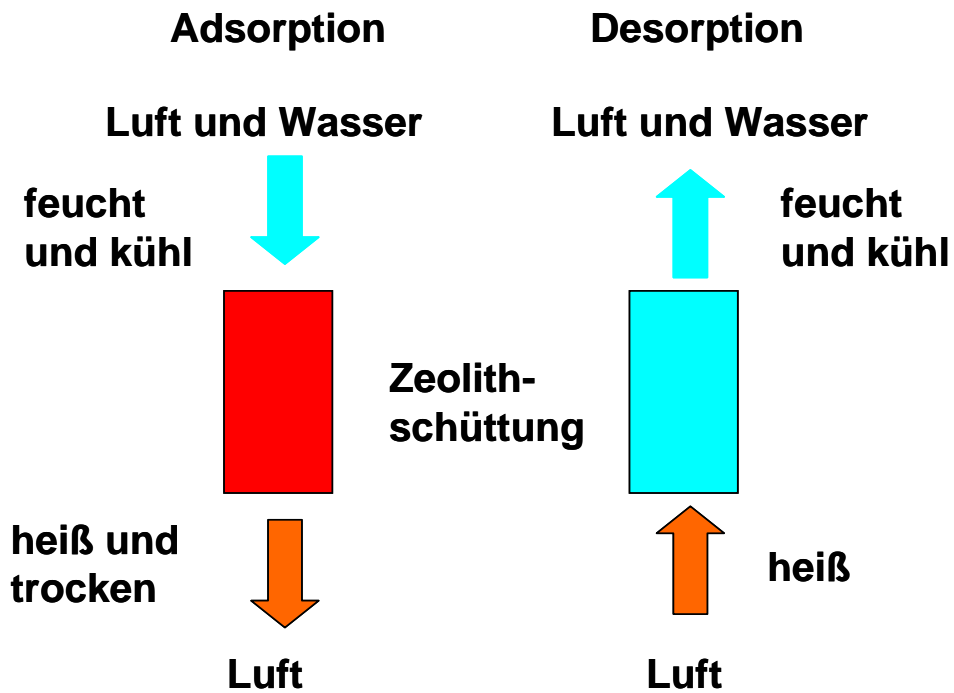
wobei für Me verschiedene metallische Kationen (häufig  $\text{Na}^+$ ,  $\text{K}^+$ ,  $\text{Mg}^{2+}$ ,  $\text{Ca}^{2+}$ , ...) eingesetzt werden können /Storch, Hauer 2006/.

Zeolithe zählen zu den Sorptionsspeichern und sind von zahlreichen submikroskopischen Kanälen durchzogen (Abbildung 2-4). In den Kanälen ist Wasser enthalten. Die Zeolithe geben dieses Wasser unter Zufuhr heißer (Ab)luft ab (Desorption). Diese Sorptionsenergie kann reaktiviert werden, wenn das Material unter normalen Umgebungsbedingungen wieder in Kontakt mit wasserdampfhaltiger Außenluft kommt (Adsorption) /Mrasek 2006/ (Abbildung 2-5).



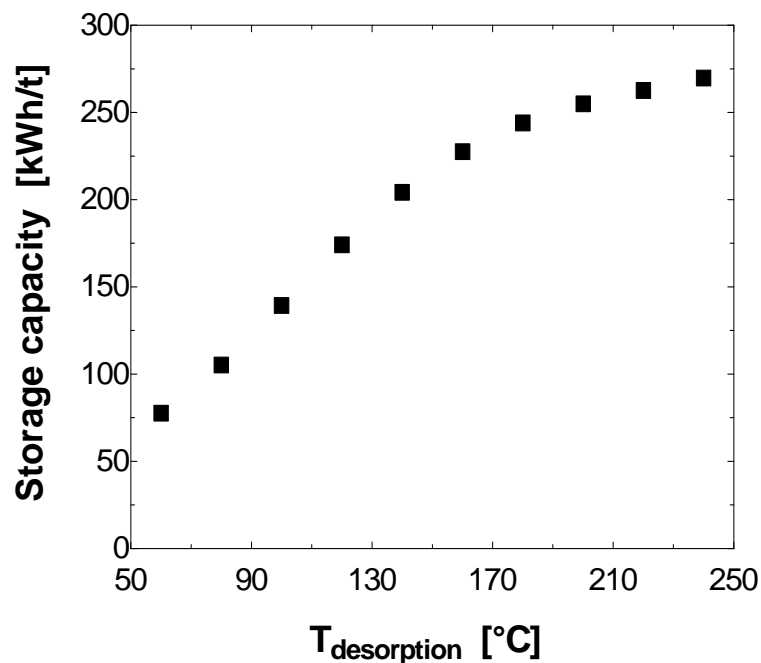
**Abbildung 2-4:** Strukturmodell eines Zeolithen /Scheffler et al. 2006/

Ein Sorptionsspeicher auf Zeolithbasis bietet sich dort an, wo Abwärme in Form heißer Abgase anfällt. Diese werden lediglich durch den Zeolith-Container geblasen, bis die Silikatkristalle ihr Porenwasser vollständig verloren haben und so aufgeladen sind /Mrasek 2006/. Dementsprechend ist beim Einsatz von Zeolithspeichern mit günstigen Investitionskosten auf der Wärmequellenseite zu rechnen, da zusätzliche Wärmeübertrager nicht erforderlich werden.



**Abbildung 2-5:** Stoff- und Wärmeströme beim Einsatz von Zeolithen

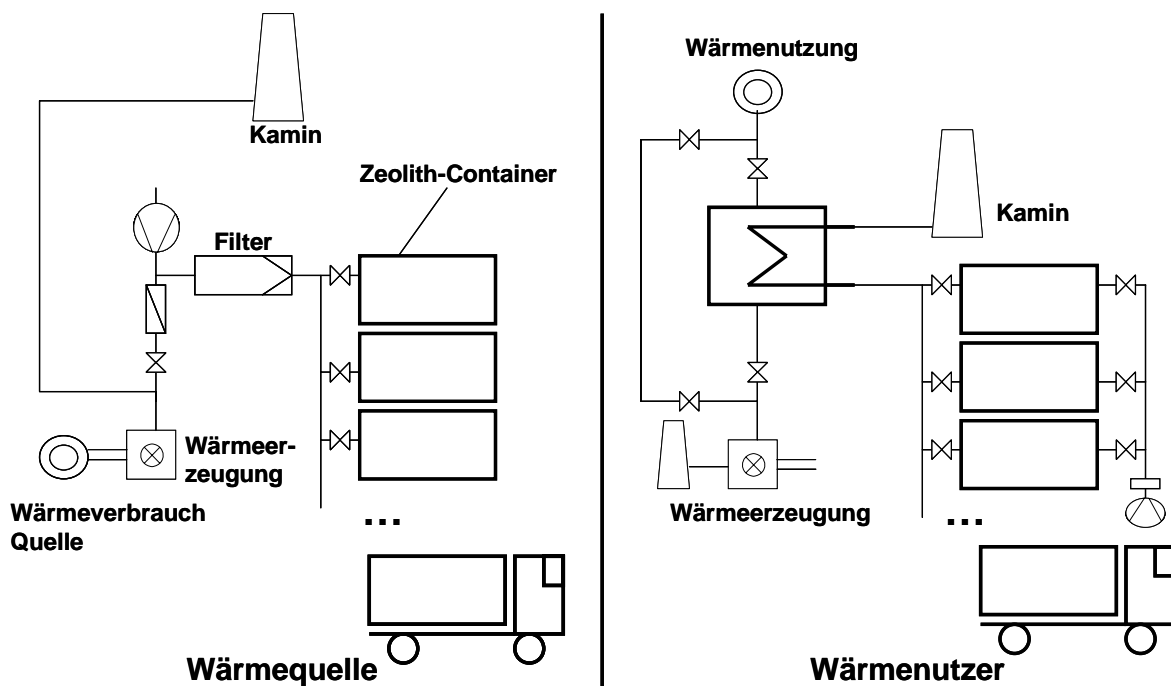
Das beim Nutzer maximal einsetzbare Temperaturniveau liegt bei etwa 200 °C, wofür Abwärmepumpe-temperaturen im Bereich von mindestens 225 bis 250 °C erforderlich sind. Die erreichbare Speicherdichte von Zeolithen ist ebenfalls temperaturabhängig und liegt so bei maximal 270 kWh<sub>th</sub>/t /Storch, Hauer 2006/ (Abbildung 2-6).



**Abbildung 2-6:** Temperaturabhängige Wärmespeicherdichte von Zeolithkristallen /Storch, Hauer 2006/

Über den gesamten Temperaturbereich möglicher Anwendungsfelder betrachtet, ergibt sich ein theoretischer Durchschnittswert für die Speicherdichte von ca.  $160 \text{ kWh}_{\text{th}}/\text{t}$ . Für den Speicherinhalt auf Containerbasis werden Ladekapazitäten von  $2,4 \text{ MWh}_{\text{th}}/\text{Container}$  bei einer Leistung von  $250 \text{ kW}_{\text{th}}$  erwartet.

Die Anlagentechnik der Zeolithspeicherung (Abbildung 2-7) umfasst quellenseitig die Lade-station, die im Wesentlichen aus einem Abgasstrombypass mit Gebläse besteht, sowie einem oder mehreren Speichercontainern. Bei stofflich belasteten Abgasströmen kann der Einsatz eines Filters erforderlich sein, der eine maximale Betriebstemperatur von  $250 \text{ °C}$  aufweist /Konradl 2003/. Da auch die Zeolithmasse empfindlich auf höhere Temperaturen reagiert, kann durch ein vorgeschaltetes Gebläse dem Abgasstrom Luft aus der Umgebung zugemischt werden, sodass die Temperatur des Abgasstroms auf für Filter und Speichermaterial geeignete Werte absinkt. Nutzerseitig wird noch eine Übergabestation benötigt, die aus einem Wärmetauscher mit Verbindung zum Nutzernetz und einem Gebläse besteht.



**Abbildung 2-7:** Schematischer Anlagenaufbau der Mobilen Wärme auf Zeolithbasis am Quellen- und Nutzerstandort

Des Weiteren sind auch beim PCM-System Transporteinrichtungen, Lagerstellen und Zufahrtsmöglichkeiten sowie MSR-Einrichtungen erforderlich.

Weitere Entwicklungspotenziale weist die Zeolithtechnologie durch die mögliche Nachschaltung von Wärmepumpen und die Nutzung der bei der Desorption anfallenden Verdampfungswärme auf. Die Zeolithschüttung ist in der Lage, die eingebrachte Wärme etwa 24 Stunden ohne nennenswerte Verluste zu speichern /Storch, Hauer 2006/.



Eine Machbarkeitsstudie zum Einsatz von Zeolithen im Rahmen der Mobilen Wärme liegt bereits seit mehreren Jahren vor /Storch, Hauer 2005/. Ein ursprünglich für 2007 geplantes Demonstrationsprojekt zur Nutzung der Abwärme eines Aluminiumwerks in Nordrhein-Westfalen soll nun 2011 starten /DW-World 2011/.

## 2.5 Vergleich der Speichersysteme

Umfangreiche praktische Erfahrungen für den Einsatz im Rahmen der Wärmespeicherung weisen lediglich das Thermoöl sowie aus der Gruppe der PCM das Natriumacetat auf. Bei den Zeolithen steht die Entwicklung für einen Einsatz in der Energieversorgung erst am Anfang, ebenso bei den hochtemperaturig schmelzenden PCM.

Für das Thermoöl spricht der große Anwendungsspielraum durch die hohe erreichbare Speichertemperatur, die allerdings mit einem erhöhten apparativen Aufwand verbunden ist und gleichzeitig den Kreis der Wärmequellen einschränkt. Das Thermoölverfahren ist prinzipiell auch für die Bereitstellung der gängigen Prozessdampfparameter geeignet, allerdings können bei einer ungünstigen Verteilung des nutzerseitigen Wärmebedarfs auf die verschiedenen Temperaturschienen sehr hohe Restwärmemengen im Thermoöl verbleiben, welche die Transportkosten stark in die Höhe treiben. Aufgrund des zu erwartenden hohen apparativen und damit auch investiven Aufwands ist dieses Konzept nur für die ganzjährige Versorgung denkbar. Eine saisonale Anwendung, etwa zu Heizzwecken, scheidet somit unter den derzeitigen Rahmenbedingungen für die meisten potenziellen Einsatzgebiete aus.

Aufgrund der möglichen geringen Einspeichertemperatur ist das Zeolithverfahren für einen potenziell großen Spenderkreis geeignet. Zudem kann die Abwärme mit geringem apparativen Aufwand ausgekoppelt werden. Allerdings ist der Anwenderkreis derzeit auf Nutzer mit geringen Anforderungen an das verfügbare Temperaturniveau beschränkt. Für den Einsatz zur Prozessdampferzeugung ist das Zeolithverfahren in seiner derzeitigen Form wegen des geringen erreichbaren Temperaturniveaus und der daraus resultierenden hohen Verlustwärmeanteils ungeeignet. Einsatzpotenziale im industriellen Bereich bestehen dagegen für Trocknungsprozesse, bspw. in der Lebensmittelindustrie. Typische Anlagengrößen von Zeolithsystemen sind langfristig im Bereich ab  $250 \text{ kW}_{\text{th}}$  zu erwarten.

Die bislang eingesetzten PCM sind ebenfalls für einen großen Spender- und aufgrund des geringen nutzbaren Temperaturniveaus nur für einen vergleichsweise kleinen Anwenderkreis geeignet. Der Aufwand zur Auskopplung der Wärme ist durch den zwischengeschalteten Thermoölkreislauf etwas höher als bei den Zeolithsystemen. Die im Vergleich zu den beiden anderen Materialklassen geringere Wärmespeicherdichte der PCM lässt dagegen einen entsprechend höheren spezifischen Transportaufwand erwarten.

Die wichtigsten physikalischen Kennwerte sowie die Vor- und Nachteile der einzelnen Speicherkonzepte sind abschließend in Tabelle 2-1 zusammengefasst.

**Tabelle 2-1:** Wärmespeichersysteme im Vergleich

		<b>Thermoöl</b>	<b>PCM</b>	<b>Zeolithe</b>
Maximale Anwendungstemperatur	[°C]	320	180	140
Max. Speicherdichte	[kWh <sub>th</sub> /t]	200	100	270
Materialdichte (20 °C)	[kg/m <sup>3</sup> ]	845	-	-
Leistungsbereich	[kW <sub>th</sub> ]	ab 500 kW <sub>th</sub>	1 MW <sub>th</sub> je Container	250 kW <sub>th</sub> je Container
Speicherinhalt	[MWh <sub>th</sub> ]	max. 0,2 MWh <sub>th</sub> /t <sub>Öl</sub>	2,8	2,4
Speichergröße nach Transportmittel	Bahn	16,5 MWh <sub>th</sub> Nutz	2,8 MWh <sub>th</sub> je Container	2,4 MWh <sub>th</sub> je Container
	LKW	4,85 MWh <sub>th</sub> Nutz	2,8 MWh <sub>th</sub> je Container	2,4 MWh <sub>th</sub> je Container
Entwicklungsstadium		Neukonzeptionierung	kommerziell verfügbar	Entwicklung
Anwendungsbeispiele		Glasfabrik Bad Wurzach (1985)	Industriepark Höchst	Aluminiumwerk (ab 2011)
Vorteile		Breites Nutzungsspektrum, hohe Speicherkapazität	Geringer apparativer Aufwand, geringe Quelltemperatur	Geringer apparativer Aufwand, geringe Quellenleistung erforderlich, hohe Speicherdichte
Nachteile		Hoher apparativer Aufwand, hohe Leistungen und hohe Quelltemperatur erforderlich	Geringe Speicherdichte, geringe Entladeleistung, geringe Maximaltemperatur	Eingeschränktes Anwendungsspektrum v. a. wegen geringer Maximaltemperatur

### **3 Technische Potenzialermittlung des Abwärmeaufkommens in Baden-Württemberg**

Im Nachfolgenden erfolgt zunächst die Bestimmung des Wärmebedarfs in Baden-Württemberg für verschiedene Nutzerklassen, die in einem Geografischen Informationssystem (GIS) auf Kreisebene hinterlegt werden.

Darauf folgend werden dann die in Baden-Württemberg anfallenden und zur Nutzung in mobilen Wärmespeichern verfügbaren industriellen Abwärmemengen ermittelt. Diese Abschätzung erfolgt branchenspezifisch auf der Basis von Kennzahlen konkret analysierter Einzelbetriebe und für verschiedene Temperaturkategorien (Tabelle 2-1). Die sich ergebenden Wärmemengen werden auf Landkreisebene summiert und ebenfalls über das GIS aufbereitet.

Abschließend werden die bislang bestehenden Hemmnisse für die Nutzung der ermittelten Potenziale durch den Einsatz mobiler Wärmespeichersysteme in Baden-Württemberg und Möglichkeiten zu deren Abbau erläutert.

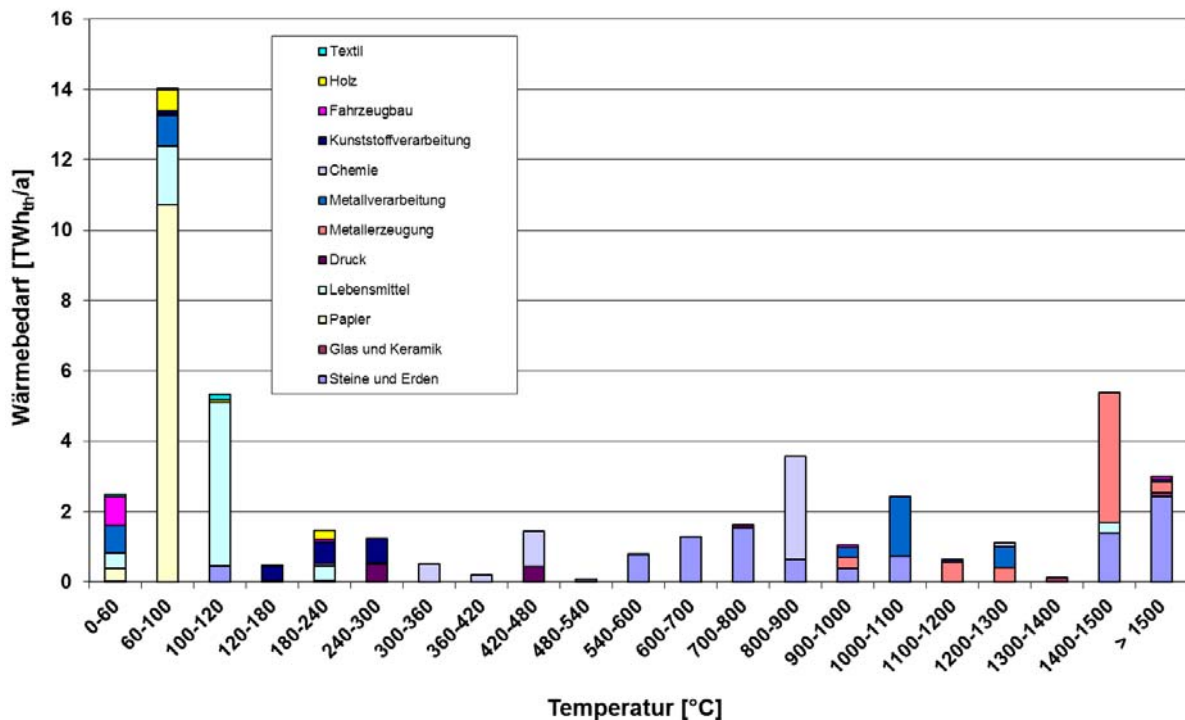
#### **3.1 Wärmebedarf in der Industrie in Baden-Württemberg**

In der Industrie werden in vielen Bereichen Hochtemperaturwärmeprozesse (Temperaturniveau  $>500\text{ °C}$ ) eingesetzt. Trotz fortlaufender Verfahrensoptimierungen und der teilweise bereits eingeführten innerbetrieblichen Nutzung von Abwärmequellen für andere Produktionsprozesse bzw. die Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung ist häufig eine vollständige Nutzung der anfallenden Abwärme innerhalb des jeweiligen Betriebsstandorts nicht möglich. Nachfolgend werden daher die Abwärmepotenziale einzelner Industriezweige analysiert. Ausgehend von der Struktur des Wärmebedarfs der Industrie in Baden-Württemberg nach Branchen und Temperaturniveau (Abbildung 3-1) werden im Folgenden die Branchen Verlage, Kunststoff- und Gummierzeugung, Glaserzeugung, Keramik, Steine und Erden, Metallherzeugung und -bearbeitung sowie Herstellung von Metallherzeugnissen einer genaueren Betrachtung unterzogen.

Es zeigt sich, dass der Großteil des für das Jahr 2008 erfassten Wärmebedarfs in Höhe von  $41\text{ TWh}_{\text{th}}/\text{a}$  /eigene Berechnung/ in Baden-Württemberg in den energieintensiven Branchen Metallherzeugung (Stahl, Nichteisenwerkstoffe, Gießereien), Glas, Baustoffe (Ziegel, Zement) und Chemie genutzt wird. Hier treffen ein hohes prozessseitig erforderliches Temperaturniveau (und damit ein hoher produktmengenspezifischer Wärmebedarf) mit den hohen Produktionsmengen von Massengütern zusammen und sorgen für einen entsprechend hohen Prozesswärmebedarf.

Gegen eine weitere betriebsinterne Wärmenutzung in diesen Branchen sprechen zwei Gründe. Zum einen werden in diesen Schwerpunktbranchen bereits über mineralische Regenerationsverfahren Abwärmemengen – sofern möglich – genutzt, insbesondere zur Verbrennungsluft-

vorwärmung (Glas, Stahl). Zum zweiten besteht in vielen dieser Betriebe (insbesondere bei der Metallerzeugung sowie in der Glas- und Baustoffindustrie) kein nennenswerter Bedarf an Prozesswärme für den Niedertemperatur- (bis 100 °C) oder Mitteltemperaturbereich (100-500 °C), für die Abwärmemengen eingesetzt werden könnten. Aus diesen Gründen empfiehlt sich für diese Betriebe eine Speicherung der Wärme mit anschließender Weitergabe an externe Nutzer. In der Chemieindustrie werden bereits seit vielen Jahren anfallende Abwärmemengen intern genutzt, hierzu wurde mit dem Pinch Point-Verfahren eine Methode zur möglichst vollständigen Ausnutzung der Energiemengen entwickelt /Voß 2011/.



**Abbildung 3-1:** Wärmebedarf der Industrie in Baden-Württemberg nach Branchen und Temperaturniveau im Jahr 2008

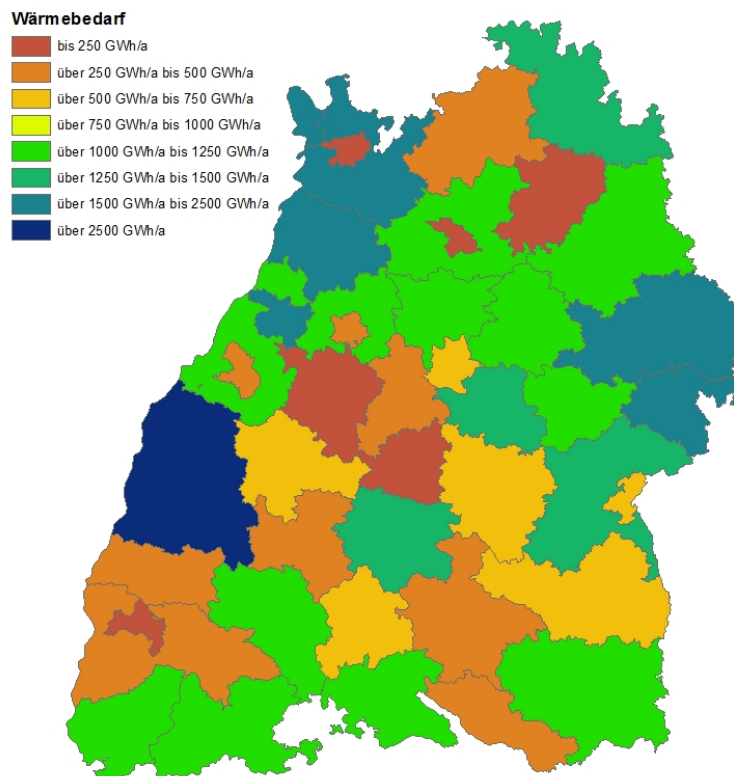
Im Jahr 2008 betrug der gesamte Endenergieverbrauch der Industrie in Baden-Württemberg rund 254 PJ. Der industrielle Wärmebedarf von rund 41,4 TWh<sub>th</sub> in 2008 in Baden-Württemberg teilt sich in Abhängigkeit der Größe, Anzahl und der industriellen Branche entsprechend Tabelle 3-1 auf.

Basierend auf der Analyse der Betriebsstrukturen und der Beschäftigtenzahlen auf Kreisebene anhand der Zahlen des Statistischen Landesamtes, von IHK-Statistiken und eigenen Recherchen ergibt sich die in Abbildung 3-2 dargestellte Verteilung der Wärmenachfrage in Baden-Württemberg. Hierbei wurde berücksichtigt, ob es sich bei den unterschiedlichen Betriebsstätten um Produktionsstätten oder um Handels- bzw. Lagerniederlassungen handelt. Der Wärmebedarf innerhalb der Kreise wird von der Art der dort ansässigen Betriebe beeinflusst.

**Tabelle 3-1:** Industrieller Wärmebedarf in Baden-Württemberg 2008 /eigene Berechnung/

Industriezweig	Wärmebedarf				Leistung
	NT	MT	HT	Gesamt	Gesamt
	[GWh <sub>th</sub> /a]	[GWh <sub>th</sub> /a]	[GWh <sub>th</sub> /a]	[GWh <sub>th</sub> /a]	[MW <sub>th</sub> ]
Papiergewerbe	11.570	0	0	11.570	2.571
Kokerei, Mineralölverarbeitung usw.	0	843	0	843	130
Herst. v. chemischen Erzeugnissen	776	1551	2.662	4.988	1.160
Herst. von Gummi- und Kunststoffwaren	0	1.877	0	1.877	626
Glasgewerbe, Keramik, Verarb. v. Steinen u. Erden	1.894	191	7.810	9.896	1.681
Metallerzeugung und –bearbeitung (inkl. Gießereien)	0	0	5.274	5.274	811
Herstellung von Metallerzeugnissen	2.490	1.245	1.245	4.979	996
Herst. v. Kraftwagen und Kraftwagenteilen	290	290	483	1.063	283
<b>Gesamt</b>	<b>17.637</b>	<b>6.003</b>	<b>17.485</b>	<b>41.125</b>	<b>8.450</b>

Bei der Betrachtung auf Kreisebene weist der Ortenaukreis den höchsten Wärmebedarf in Baden-Württemberg auf. Dies ist zum einen darin begründet, dass dort das einzige in Baden-Württemberg betriebene Stahlwerk (in Kehl) ansässig ist und dass mit den Papierfabriken in Oberkirch und Kehl und der Glashütte in Achern weitere energieintensive Industrien sich dort befinden. In der Rangfolge des Wärmebedarfs der Industrie in Baden-Württemberg folgen danach der Rhein-Neckar-Kreis, der Ostalbkreis und der Landkreis Heidenheim.

**Abbildung 3-2:** Industrielle Wärmenachfrage (Energie) in Baden-Württemberg auf Kreisebene

### 3.2 Wärmebedarf des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistung und der Haushalte in Baden-Württemberg

Der Wärmebedarf der nichtindustriellen Verbraucher erstreckt sich in erster Linie auf den Wirtschaftssektor Gewerbe, Handel und Dienstleistung (GHD), die verschiedenen Bereiche des öffentlichen Sektors (Schulen, Krankenhäuser etc.) sowie die Wohngebäude. Allen drei Verbraucherkategorien gemein ist der weitgehende Verzicht auf die Nutzung von Prozesswärme, der bestehende Bedarf erstreckt sich auf die Anwendungsfelder Raumwärme und Warmwasserbereitung. Somit weisen das Wohnungswesen, der GHD und der öffentliche Sektor jeweils einen auf den Niedertemperaturbereich (unterhalb von 100 °C) beschränkten Wärmebedarf auf, der für die Nutzung von Abwärme optimal geeignet ist. Aus wirtschaftlicher Sicht nachteilig ist aufgrund des in allen drei Verbrauchersegmenten saisonal anfallenden Bedarfs die geringe erreichbare Nutzungsdauer von Systemen zur Raumwärmeversorgung, die 2.000 Volllaststunden pro Jahr in der Regel nicht übersteigt. Der Anteil des energetischen Aufwands für die Warmwasserbereitung fällt – trotz ganzjährig bestehenden Bedarfs – in den meisten Fällen sehr gering aus.

#### 3.2.1 GHD und kommunale Verbraucher

Die Bereiche GHD und kommunale Verbraucher als mögliche gewerbliche Abnehmer der Mobilien Wärme weisen überwiegend Wärmebedarfe für die Raumheizung und die Warmwasserbereitung auf. Die Höhe des standortbezogenen Bedarfs richtet sich in erster Linie nach dem Gebäudetyp und der Gebäudegröße. Der GHD-Sektor und der kommunale Bereich können in insgesamt neun Typgebäudeklassen geteilt werden, deren jeweiliger Wärmebedarf in Tabelle 3-2 aufgeführt ist. In der Summe ergibt sich für Baden-Württemberg ein Gesamtwärmebedarf in diesem Nachfragesegment von rund 14 TWh<sub>th</sub>/a /BWPLUS 2009/.

**Tabelle 3-2:** Übersicht des Wärmebedarfs von GHD und kommunalem Sektor in Baden-Württemberg nach Typgebäudeklassen /BWPLUS 2009/

Nr.	Typgebäude	Wärmebedarf
		[GWh <sub>th</sub> /a]
1	Stadthaus mit Geschäften	2.600
2	Ladengebäude	2.394
3	Dienstleistungsgebäude	3.773
4	Kaufhäuser	674
5	Hotels	283
6	Hallengebäude	425
7	Heime	308
8	Schulen	1.373
9	Krankenhäuser	1.999
<b>Summe</b>		<b>13.828</b>

Als besonders interessante Abnehmerklasse innerhalb der Typgebäudeklasse 6 gelten die Schwimmhallen, da sie einen hohen und ganzjährigen Wärmebedarf im Niedertemperaturwär-

mebereich aufweisen. Dabei können flächenspezifische Verbrauchswerte von  $3.000 \text{ kWh}_{\text{th}}$  je  $\text{m}^2$ -und Jahr für die Raumwärme bei 1.500 Volllaststunden pro Jahr sowie  $1.650 \text{ kWh}_{\text{th}}/(\text{m}^2 \cdot \text{a})$  bei bis zu 2.750 jährlichen Volllaststunden für die Warmwasserbereitstellung /BWPLUS 2009/ angesetzt werden.

Des Weiteren erlaubt die Mobile Wärme auch die Versorgung zusammengeschlossener Verbrauchereinheiten (bspw. Schul-, Behörden- oder Verwaltungszentren) über die Einspeisung in Nahwärmenetze. Die Höhe und die zeitliche Verteilung des Wärmebedarfs ist jeweils nur einzelfallspezifisch bestimmbar. Eine erste Einschätzung bezüglich des Bedarfs wird durch die Daten des Wärmeatlas Baden-Württemberg /BWPLUS 2009/ ermöglicht.

Für die Wärmeversorgung eines öffentlichen Gebäudes durch die Mobile Wärme gibt es mit der Kaserne Walldürn bereits Planungen für eine Demonstrationsanlage. Die Wärme soll aus der Abwärme des Biomasse-Heizkraftwerks in Buchen ausgekoppelt und mit Hilfe einer PCM-Anlage zum Nutzungsort transportiert werden /ZFK 2011/.

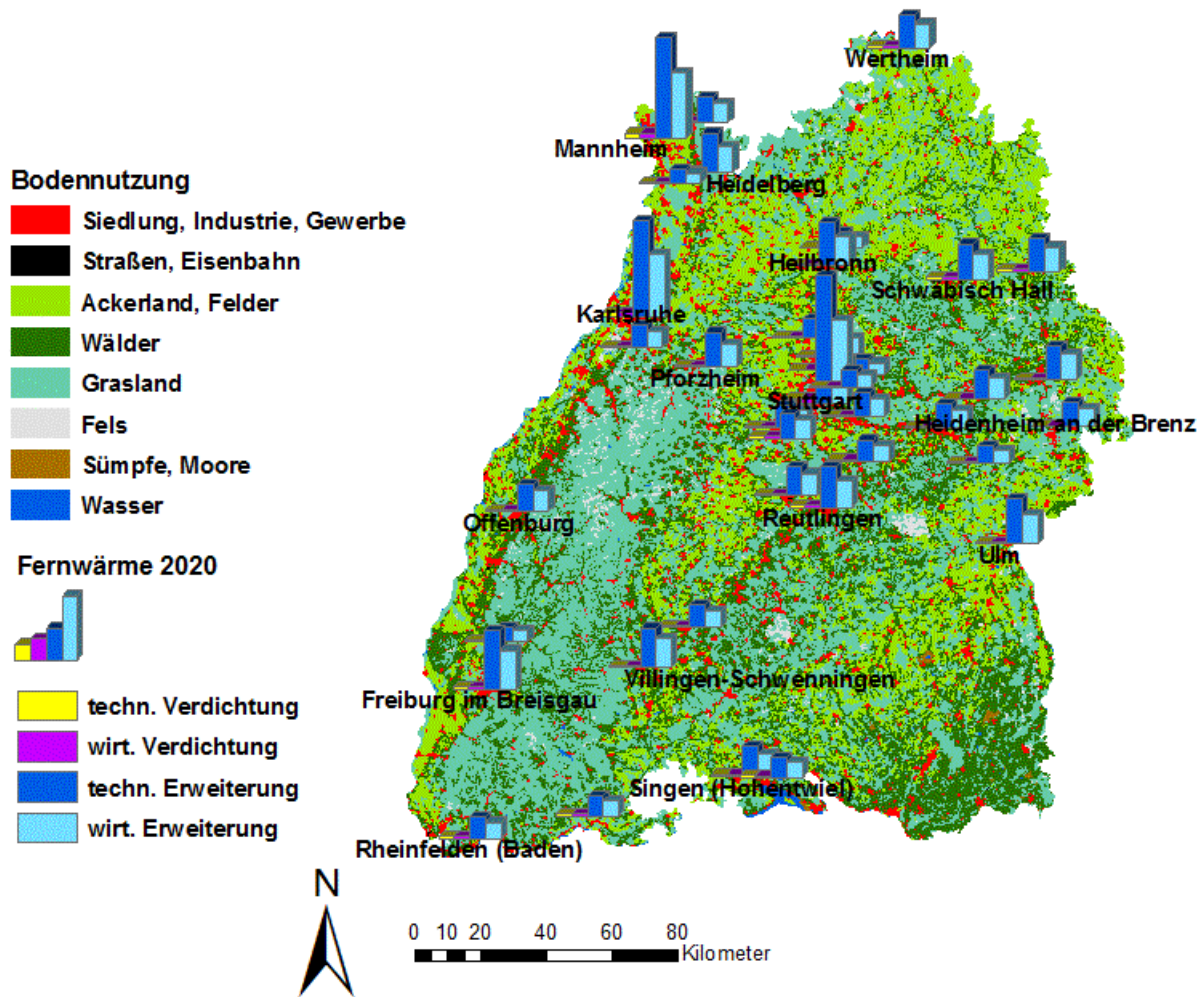
### 3.2.2 Haushalte

Im Bereich der Haushalte besteht insbesondere für die Beheizung der Wohngebäude bzw. deren Wohnungen ein Bedarf an Raumwärme und in geringerem Umfang nach Prozesswärme in Form von Brauchwarmwasser. Im Weiteren ist deren spezifische Wärmenachfrage pro Wohneinheit bzw. Wohngebäude wesentlich kleiner als bei Nichtwohngebäuden so dass hierfür nur Optionen der Abwärmenutzung bestehen wenn, ein Anschluss an leitungsgebundene Wärmeversorgungsstrukturen (Wärmenetze) erfolgt.

Als Handlungsalternative für die Integration der mobilen Wärme kommt die Einspeisung der Abwärmemengen und damit der damit verbundene Ersatz der Erzeugungsmengen bestehender Anlagen bzw. die mögliche Ausweitung bestehender Nah- und Fernwärmenetze durch eine periphere Erweiterung oder Verdichtung in Frage. Zum anderen stellt ein Neubau einer Fern-/Nahwärmeversorgung, wenn überhaupt, nur in Gebieten mit hoher Wärmedichte oder in Neubaugebieten, bei denen ein rascher Anschluss der Verbraucher gewährleistet ist, eine Option dar. Die Wärmebedarfsdichte in Baden-Württemberg ist jedoch nicht gleichmäßig über das Bundesland verteilt, sondern hängt stark von der Siedlungsdichte und der Industrieansiedlung ab. Zudem basiert die Wärmeerzeugungsstruktur innerhalb der Siedlungsgebiete auf einer Vielzahl unterschiedlicher Energieträger, die miteinander und gegen Energieeinsparmaßnahmen konkurrieren. Somit hängt die Wirtschaftlichkeit bestehender aber auch neuer Wärmeversorgungssysteme stark von den lokalen Gegebenheiten ab.

Derzeit verfügen bereits 44 Gemeinden in Baden-Württemberg über eine größere Fernwärmeversorgung mit einer thermischen Engpaßleistung von ca. 7,57 GW und einer Wärmenetzeinspeisung von etwa 10,81 TWh.

Wird das technische Fernwärmepotenzial für das Jahr 2020 als Grundlage für die Potenzialabschätzung der mobilen Wärme im Haushaltssektor herangezogen, so ergibt sich das in Abbildung 3-3 dargestellte Bild. Hierbei wurde angenommen, dass sich Potenziale nur in jenen Gemeinden ergeben, die bereits heute über eine Fernwärmeversorgung verfügen. Gemeinden, die sich im Verlauf der nächsten Jahre für einen Energieträgerwechsel hin zur Fernwärme entscheiden könnten, bleiben darin unberücksichtigt.



**Abbildung 3-3:** Flächennutzung und Fernwärmepotenziale im Jahr 2020 in Baden-Württemberg /Blesl et al 2009/

Zu unterscheiden sind die Potenziale, die sich aus einer Verdichtung eines bereits bestehenden Netzes ergeben, im Unterschied zu Erweiterungspotenzialen, die beim Netzausbau einer bestehenden Fernwärmetrasse potenziell anfallen. Jeweils mit dargestellt sind die wirtschaftlich erschließbaren Potenziale, die sich dadurch ergeben, dass sich der anlegbare Fernwärmepreis niedriger berechnet als für das alternative Vergleichssystem. Im Jahr 2020 bestimmt sich ein technisches Verdichtungspotenzial für die Fernwärme zur Nutzenergiedeckung in Baden-Württemberg in Höhe von 242,7 GWh, davon sind 237,6 GWh als wirtschaftliches Potenzial ausgewiesen. Weitaus größer fällt das Fernwärmepotenzial bei der Netzerweiterung aus. Hier



lassen sich technisch bis zu etwa 4.114,8 GWh Nutzenergie in Baden-Württemberg im Jahr 2020 durch Fernwärme abdecken. Davon sind 2.872,1 GWh wirtschaftlich nutzbar, die im Prinzip anstatt durch eine Fernwärmeerzeugung auf Basis einer fossilen Verbrennung auch mit mobiler Wärme erschlossen werden können.

### **3.3 Theoretische Analyse des Abwärmeaufkommens aus industriellen Quellen nach Branchen**

Zur Deckung des in den Abschnitten 3.1 und 3.2 ermittelten Wärmebedarfs durch den Einsatz mobiler Speichersysteme können Abwärmemengen aus unterschiedlichen Branchen genutzt werden, die sich bezüglich der zur Verfügung stehenden Abwärmemengen und Temperaturniveaus unterscheiden. Die für das Anwendungsgebiet Baden-Württemberg bedeutendsten in Frage kommenden Industriezweige sind diesbezüglich nachfolgend charakterisiert.

Die in den Großkraftwerken Baden-Württembergs anfallenden hohen Abwärmemengen sind aufgrund ihres geringen Temperaturniveaus im Bereich um etwa 50 °C für eine technisch und wirtschaftlich sinnvolle Nutzung im Rahmen des Einsatzes mobiler thermischer Speicher nicht geeignet und werden daher in der weiteren Betrachtung nicht berücksichtigt.

#### **3.3.1 Verlagsgewerbe**

Für den Einsatz mobiler Speichersysteme im Verlagsbereich kommt in erster Linie die Abwärme aus den Druckereien in Betracht. Der Großteil der Endenergie in Druckereien wird in Form von Strom verbraucht, v. a. durch die Druckmaschinen. Neben dem Eigenstromverbrauch der Druckmaschinen kommt noch der Strombedarf der Querschnittstechniken, wie bspw. Druckluft, Vakuümgebläse, Kühlmaschinen, Abluftventilatoren, dazu.

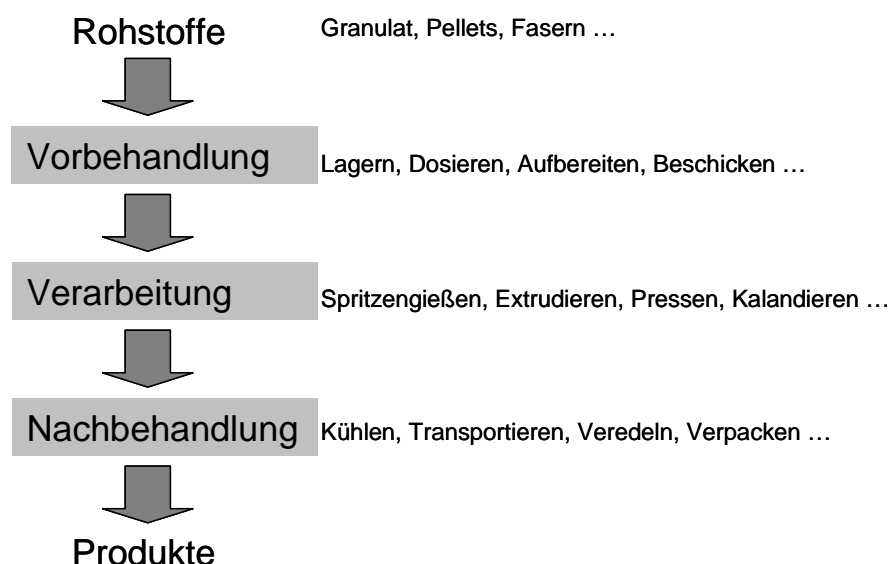
Die während des Produktionsprozesses freigesetzte Wärme wird meistens als diffuse Abwärme an die Umgebung abgegeben und entzieht sich damit der wirtschaftlich sinnvollen Nutzung. Trotzdem kann derjenige Teil der Wärme, der an Stoffmassenströme, wie z. B. Kühlwasser oder Kühlluft, gebunden ist, zu Heizzwecken genutzt werden (vgl. auch Abschnitt 6.2.2). Dabei ergeben sich gerade bei den Querschnittstechniken wesentliche Potentiale.

#### **3.3.2 Kunststoff verarbeitende Industrie**

Die Kunststoffverarbeitung ist mit einem hohen Energieeinsatz verbunden. So nimmt die Kunststoff verarbeitende Industrie etwa 2 % des Energieeinsatzes des gesamten verarbeitenden Gewerbes in Deutschland in Anspruch /Trautmann et. al. 2002/. Davon fallen über 60 % als Stromverbrauch an.

Auf dem Weg vom Rohstoff zum Produkt durchläuft der Kunststoff verschiedene Anlagen und Verfahren. Die in Abbildung 3-4 aufgelistete Prozesse können in die mechanischen und

thermischen sowie in spezielle Prozesse aufgeteilt werden. Zu den mechanischen Prozessen gehören z. B. das Zerkleinern, das Granulieren und das Mischen. Thermische Prozesse sind das Trocknen des Granulats bzw. Produktes sowie das Vorwärmen und Heizen des Materials zur Formgebung und Plastifizierung. Zu den speziellen Prozessen gehören die Beschichtung und die Veredelung von Kunststoffen.



**Abbildung 3-4:** Teilprozesse der Kunststoffverarbeitung /Trautmann et. al. 2002/

Der Wärmebedarf in der Kunststoffverarbeitenden Industrie<sup>1</sup> fällt in den Bereichen Nieder-temperatur- (NT-) bzw. Mitteltemperatur-(MT-)Wärme an und verteilt sich auf die Prozesse der Trocknung der Granulate und der Plastifizierung.

Die meisten technischen Kunststoffe müssen aus Qualitätsgründen für die Verarbeitung einen maximalen Grenzwert für die Feuchte einhalten. Die erforderliche Trocknung erfolgt allgemein in thermischen Trockneranlagen. Dabei wird die Raumluft auf eine gewünschte Trocknungstemperatur erhitzt und durch die Granulatschüttung geblasen. Die Wärme für die Luft-trocknung wird meistens mit Strom erzeugt.

Für die Plastifizierung werden im Allgemeinen bis zu 90 % der für die Produktion eingesetzten Strommenge verbraucht. Dabei werden etwa 60 % zur Aufwärmung durch Reibungswärme bei der Rotation der Drehteile und etwa 30 % für die direkte elektrische Beheizung der Extrusionssysteme genutzt. Die für die Plastifizierung notwendige Wärme kann prinzipiell auch mit Hilfe von Erdgasheizungen bereitgestellt werden. Diese Möglichkeit findet allerdings in der Praxis selten Anwendung.

<sup>1</sup> Die Art der Kunststoffherzeugung kann von Betrieb zu Betrieb stark variieren, daher wird im Folgenden sowohl eine Abschätzung des mitarbeiterspezifischen als auch des produktspezifischen Wärmebedarfs vorgenommen.

Am Beispiel des Werks Königsberg der Fränkischen Rohrwerke Gebr. Kirchner GmbH /BayLfu 2002/ kann sowohl der mitarbeiterspezifischer als auch der produktspezifische Wärmebedarf abgeschätzt. Für die Produktion von jährlich etwa 32.000 t Kunststoffrohren werden 25.000 MWh<sub>el</sub>/a Strom und ca. 7.000 MWh/a an Brennstoffenergie eingesetzt. Somit wird für eine Tonne Produktion etwa 1 MWh Energie verbraucht, was mit den Literaturwerten übereinstimmt. Im Werk sind 773 Mitarbeiter in der Produktion beschäftigt. Der mitarbeiterspezifische Wärmebedarf liegt somit bei ca. 44 MWh<sub>th</sub>/a pro Mitarbeiter.

In /Winenergy 1997/ sind folgende Kennzahlen der Kunststoffindustrie aufgeführt:

- Mitarbeiter (Mittelwert untersuchte Betriebe): 126
- Kunststoffmenge (Mittelwert untersuchte Betriebe): 5.883 t/a
- Energieeinsatz (Mittelwert untersuchte Betriebe): 6.400 MWh/a

Anhand dieser Kennzahlen kann von einem mitarbeiterspezifischen Wärmebedarf von unter 51 MWh<sub>th</sub>/a pro Mitarbeiter ausgegangen werden.

Der Großteil der in der Kunststoffverarbeitung eingesetzten Wärme wird als diffuse Abwärme an die Umgebung abgegeben, so dass die wirtschaftlich sinnvolle Nutzung schwer realisierbar ist. Dennoch existieren in der Regel betriebstypische Abwärmequellen, die zur Wärmerückgewinnung herangezogen werden können:

- Kühlwasser oder Kühlluft (Plastifizierung)
- heißer Luftstrom (Trocknung des Granulats bzw. Produktes)
- Abluft in der Querschnittstechniken (z. B. Druckluftbereitstellung)

Da die Abwärme in der Regel im Niedertemperaturbereich anfällt, stehen nur wenige Nutzungsmöglichkeiten zur Verfügung. Folgende typische Optionen sind gegeben:

- Trinkwassererwärmung
- Raumwärmebereitstellung
- Vorwärmen der Trocknungsluft

### 3.3.3 Keramikerzeugnisse

Das Herstellen von keramischen Erzeugnissen erfordert das Durchlaufen der Arbeitsschritte Rohmaterialaufbereitung, Formgebung, Trocknung und Brennen.

Aus der Sicht der Abwärmenutzung ist insbesondere der Teilprozess Brennen interessant. Das konventionelle Brennen besteht aus einem Glühbrand bei 800 – 1.000 °C und einem Glattbrand bei 1.370 – 1.420 °C. Während nach dem Glühbrand das Produkt zur Aufnahme der Glasur noch saugfähig ist, ist nach dem Glattbrand durch das Glattschmelzen der Glasur das

Erzeugnis wasserdicht. Die Verweildauer der Erzeugnisse in den Brennöfen beträgt bei dieser Brenntechnologie ca. 40 Stunden.

Brennen ist ein energieintensiver Prozess, dessen spezifischer Energieeinsatz bei über 6.400 kWh/t liegt. Dabei werden nur 13 - 14 % dieser Energiemenge benötigt, um die gewünschten chemisch-physikalischen Umwandlungen im Produkt zu bewirken und die Brenntemperatur zu erreichen. Mit 54 – 62 % machen die Abgas- und Ausfahrverluste die größten Verlustposten aus /FFE 1999/.

### 3.3.4 Zementherstellung

Die Zementherstellung basiert verfahrensunabhängig auf den Prozessstufen

- Rohstoffgewinnung und -aufbereitung
- Vorwärmung und Vorkalzination der Ausgangsstoffe
- Fertikalzination, Sintern im Drehrohrofen
- Kühlung des Klinkers
- Zementherstellung (Mahlung des Klinkers, Dosierung von Zumischkomponenten)

Aus der Sicht der Abwärmenutzung ist v. a. der Prozess des Klinkerbrennens interessant. Das Klinkerbrennen besteht aus der Vorwärmung, dem Vor- und Fertikalzinieren, dem Sintern sowie der Klinkerkühlung.

- Vorwärmung, Vorkalzination: Die Vorwärmung erfolgt mittels 1.000 - 1.200 °C heißer Abgase in 5 bis 6 hintereinander geschalteten Zyklonstufen. Der Rohstoff erwärmt sich dabei auf 200 bis 300 °C. Am Ende der Vorwärmstrecke befindet sich der Kalzinator mit separater Feuerung, der im allgemeinen mit minderwertigen ballastreichen Brennstoffen, z. B. Altreifen, Petrolkoks usw. befeuert wird. Das entstehende Rohmehl wird im Kalzinator bei etwa 850 °C bis zu 95 % entsäuert und dem Drehrohrofen zugeführt.
- Drehrohrofen (Fertikalzinieren, Sintern): Das vorgewärmte Rohmehl wird im Drehrohrofen im Gegenstrom zum Heißgas auf etwa 1.400 – 1.450 °C erhitzt und dabei restentsäuert sowie im letzten Ofenabschnitt bei etwa 1.700 °C gesintert.
- Klinkerkühlung: Die Kühlung des Klinkers auf etwa 100 °C erfolgt durch Einblasen von Kühlluft. Die auf etwa 750 °C aufgewärmte Kühlluft wird zur Vorwärmung der Verbrennungsluft für den Drehrohrofen genutzt.
- Klinkermahlung/Zementherstellung: Der stückige Klinker wird mittels Sichterzementmühlen gemahlen /FFE 1999/.

Die typischen Abwärmequellen in einem Zementwerk sind die etwa 350 °C heißen Abgase des Ofensystems sowie die Kühlluft, mit der der Klinker von etwa 1.450 °C auf etwa 100 °C gekühlt wird. Die heißen Abgase des Ofensystems werden in der Regel zur Trocknung der Rohstoffe und Rohkohle verwendet. Der Großteil der Wärmeenergie der Kühlluft wird dem Brennprozess durch Vorwärmung der Verbrennungsluft wieder zugeführt. Allerdings verlässt ein Restkühlluftstrom bei den Temperaturen über 250 °C den Klinkerkühler. Die vorhandenen Massenströme und Temperaturen erlauben meistens eine wirtschaftlich sinnvolle Nutzung dieser Abwärme. Als mögliche Nutzungsoptionen können hier z. B. die Verstromung mittels ORC-Technik, die Bereitstellung von Heizwärme oder die Anwendung mobiler Wärmespeicher herangezogen werden.

Am Beispiel des Zementwerkes in Lengfurt (vgl. auch Abschnitt 6.1.1) werden wichtige Kennzahlen zur Abschätzung des Abwärmeaufkommens bei der Zementherstellung ermittelt. Die jährliche Produktionsmenge des Werkes beträgt 834.900 t Klinker. Der Energiebedarf liegt dabei bei 786,6 GWh/a /BayLfu 2001/. Der spezifische Energiebedarf beträgt ca. 940 kWh/t, was mit den Literaturwerten übereinstimmt. Der mitarbeiterspezifische Wärmebedarf wird auf etwa 3.500 MWh<sub>th</sub>/(Mitarbeiter·a) geschätzt.

Die im Werk anfallende Abwärme wird zur Stromproduktion mittels einer ORC-Anlage genutzt. Durch die Auskopplung der ca. 8,2 MW<sub>th</sub> Wärme können etwa 1,05 MW<sub>el</sub> elektrischer Leistung bereitgestellt werden /BayLfu 2001/. Die nutzbare Wärmemenge beträgt somit etwa 56 GWh<sub>th</sub>/a, was mehr als 7 % des gesamten Wärmebedarfes ausmacht.

### 3.3.5 Glaserzeugung

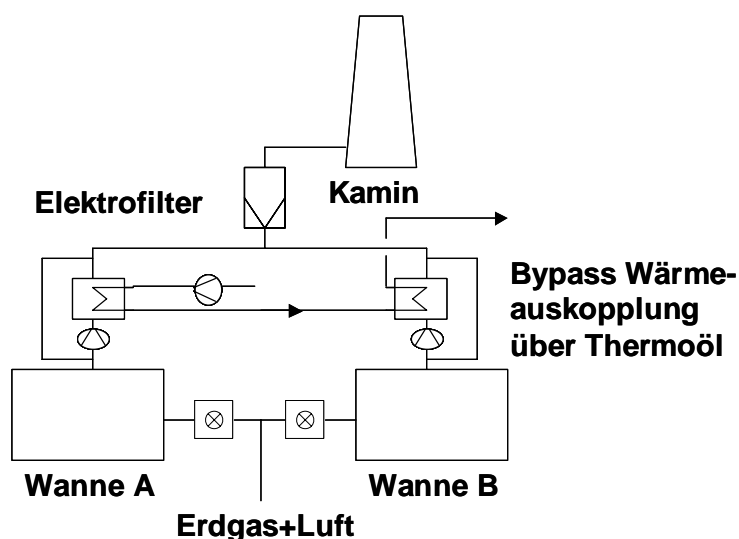
Bei der Herstellung von Glas werden im Wesentlichen folgende Prozessstufen durchlaufen:

- Gemengebereitung
- Entnahme der Schmelze
- Verarbeitung (Formgebung, Entspannungskühlung)
- Nebenprozesse, wie Schutzgas- und Sauerstoffbereitstellung

In der Gemengebereitung werden die Rohstoffe Quarzsand, Soda, Kalk, Dolomit, Feldspat sowie abhängig von der Produktanwendung bis zu einem Anteil von über 90 % Altglas entsprechend bearbeitet. Anschließend wird das Gemenge mittels der 500 bis 550 °C heißen Abgase aus dem Schmelzaggregat auf bis zu 450 °C vorgewärmt, bevor es dem Schmelzaggregat zugeführt wird. Das Herstellen einer Glasschmelze erfolgt in kontinuierlich arbeitenden Glasschmelzwannen, in der die eingebrachte Gemenge bei etwa 1.650 °C in die Schmelze übergeht /FFE 1999/.

Am Beispiel der Glasfabrik in Achern werden die Möglichkeiten und Potentiale der Abwärmenutzung bei der Glasherstellung aufgezeigt.

Die Glasschmelze erfolgt in zwei Wannen (nachfolgend Wanne A und Wanne B), die mit schwerem Heizöl betrieben werden. Die installierten Feuerungsleistungen betragen etwa  $10,6 \text{ MW}_{\text{th}}$  (Wanne A) bzw.  $20 \text{ MW}_{\text{th}}$  (Wanne B). Beide Wannen können alternativ auch mit Erdgas beheizt werden, Wanne A verfügt darüber hinaus noch über eine elektrische Zusatzbeheizung. Die Wärmeversorgung erfolgt über Brenner, die ohne Zwischenschaltung von Kesseln den heißen Abluftstrom in das Schmelzgut einblasen. Die Rauchgase der Wannen A und B werden kurz vor der Rauchgasreinigungsstufe vermischt und gelangen mit einer Temperatur von  $270 \text{ }^\circ\text{C}$  zunächst in den Elektrofilter und dann in den Kamin. Die Mindestbetriebs-temperatur des Elektrofilters liegt bei  $180 \text{ }^\circ\text{C}$ , die auch im Falle einer Abwärmenutzung einzuhalten sind. Der Aufbau der Anlage mit integrierter Abwärmeauskopplung ist in Abbildung 3-5 dargestellt.



**Abbildung 3-5:** Schematische Darstellung der Abwärmeauskopplung aus einer Glasfabrik mit zwei Schmelzwannen (inkl. eingezeichneter Wärmeauskopplung für das Thermoölverfahren)

Beide Wannen werden im Vierschichtbetrieb kontinuierlich betrieben und kommen nach Betreiberangaben auf eine Jahresnutzung von ca. 7.500 Volllaststunden. Für beide Wannen ergeben sich größen- und betriebsbedingt unterschiedliche Abwärmemengen.

Bei Wanne A verläuft die Führung der heißen Rauchgase durch die Scherbenschüttung zur besseren Ausnutzung der eingesetzten Primärenergie in einem schlangenlinienförmigen Verlauf (U-Verfahren). Die Wanne wird mit einer höheren Luftzahl als Wanne B betrieben, wodurch sich ein höherer spezifischer Rauchgasanfall und eine geringere Rauchgastemperatur ergeben. Die Austrittstemperatur des Rauchgasstroms liegt bei ca.  $295 \text{ }^\circ\text{C}$  bei einer Rauchgasmenge von  $18.000 \text{ m}_N^3/\text{h}$ . Die Gesamtwärmeleistung des Abluftstroms unmittelbar nach der Wanne liegt bei  $1,9 \text{ MWh}_{\text{th}}/\text{h}$ . Diese Menge reduziert sich durch Leitungsverluste über das Werksgelände, die aktuell bei etwa  $0,5 \text{ MWh}_{\text{th}}/\text{h}$  liegen und das Rauchgas auf etwa  $220 \text{ }^\circ\text{C}$  abkühlen. Die Rauchgase der Wannen A und B werden kurz vor der Rauchgasreinigungsstufe

vermischt und gelangen mit einer Temperatur von 270 °C zunächst in den Elektrofilter und dann in den Kamin.

Bei einer Wärmeentnahme am Ausgang der Wanne A bei 295 °C können ca. 0,5 MWh<sub>th</sub>/h entnommen werden. Wegen des dann geringeren Temperaturniveaus des Abgasstroms von etwa 220 °C verringern sich die Leitungsverluste in diesem Fall auf ca. 0,3 MWh<sub>th</sub>/h. Das Rauchgas aus Wanne A tritt in diesem Fall mit einer Temperatur von 180 °C in den Mischer ein.

Die Schmelzwanne B mit einer Feuerungsleistung von 20 MW<sub>th</sub> wird mit einer Luftzahl von ca. 1,3 betrieben und gibt pro Stunde 27.000 m<sub>N</sub><sup>3</sup>/h Rauchgas bei ca. 355 °C, entsprechend 3,5 MW<sub>th</sub>, ab. Ein Teil der im Schmelzprozess anfallenden Abwärme wird bereits in der Wanne in einem nachgeschalteten Regenerator genutzt und steht nicht zur Verfügung. Die Leitungsverluste betragen etwa 0,6 MWh<sub>th</sub>/h, womit das Rauchgas aktuell mit ca. 300 °C in den Mischer geht. Bei einer Entnahme direkt nach der Wanne lassen sich 1,4 MWh<sub>th</sub>/h Wärme ausnutzen, wodurch die Rauchgastemperatur nach der Entnahmestelle auf 225 °C sinkt und den Mischer mit 190 °C erreicht. Bei einer Wärmeentnahme reduzieren sich die Leitungsverluste durch Konvektion und Wärmestrahlung auf 0,4 MWh<sub>th</sub>/h.

Die anfallende Abwärmengung aus beiden Wannen ergibt sich damit zu insgesamt etwa 1,9 MWh<sub>th</sub>/h oder, bei den zugrunde gelegten 7.500 Volllaststunden pro Jahr, zu 14.477 MWh<sub>th</sub>/a /Ohl et al. 2007/.

Bei einem geschätzten Gesamtwärmebedarf des Betriebs von 229,5 GWh<sub>th</sub>/a macht diese nutzbare Abwärmemenge etwa 6,3 % des Bedarfs aus. In der Glasfabrik sind ca. 230 Mitarbeiter beschäftigt. Der mitarbeiterspezifische Wärmebedarf liegt somit bei 998 MWh<sub>th</sub>/a pro Mitarbeiter. Tabelle 3-3 gibt die Abschätzung des mitarbeiterspezifischen Wärmebedarfs anhand von Produktionsdaten und Literaturwerten für vier weitere Glasfabriken wieder.

**Tabelle 3-3:** Abschätzung des mitarbeiterspezifischen Wärmebedarfs von Glasfabriken

	Produktionsmenge	Wärmebedarf (geschätzt)	Mitarbeiterzahl	Mitarbeiterspez. Wärmebedarf
	[t/d]	[GWh <sub>th</sub> /a]	[-]	[MWh <sub>th</sub> /(Mitarbeiter a)]
Glaswerk Piesau	170	69	350	197
Glaswerk Tettau Alexanderhütte	205	83	420	198
Glasfabrik Steinbach am Wald	600	244	432	564
Glasfabrik Großbreitenbach	300	122	182	669

### 3.3.6 Gießereien

Der energieintensive Prozess bei der Herstellung von Gießereiprodukten ist das Schmelzen der Metalle und Legierungen. Die wichtigsten dafür eingesetzten Wärmeerzeugungstechniken

sind Lichtbogenöfen, Induktionsrinnen- und Induktionstiegelöfen sowie Kupolöfen. Bei NE-Metallen kommen zusätzlich noch widerstands- und brennstoffbeheizte Tiegelöfen zum Einsatz. Die Gießereiverfahren unterscheiden sich, nach der Art des erzeugten Materials, in Stahlguss, Eisenguss und NE-Metallguss (z. B. Aluminium). Abhängig vom Produkt und den Produktionsverfahren reicht der spezifische Wärmebedarf von 500 bis 650 kWh<sub>th</sub>/t bei den Induktionstiegelöfen bis zu 1.500 bis 1.600 kWh<sub>th</sub>/t bei den brennstoffbeheizten Tiegelöfen /FFE 1999/.

Die wichtigsten Abwärmequellen in den Gießereien sind die Abgase aus den Öfen sowie den thermischen bzw. regenerativen Nachverbrennungsanlagen. Die Abgastemperatur liegt in der Regel oberhalb von 300 °C, so dass breite Abwärmenutzungsmöglichkeiten gegeben sind.

Am Beispiel des Gusseisenwerks der Fa. Georg Fischer (vgl. auch Abschnitt 6.2.3) können einige Kennzahlen für den Gießereibetrieb abgeschätzt werden. Die vom Hersteller angegebene Jahresproduktionsmenge beträgt 200.000 t/a. Der geschätzte Wärmebedarf des Werkes liegt bei 140 GWh<sub>th</sub>/a. Bei ca. 1.100 Beschäftigten kann hieraus ein mitarbeiterspezifischer Wärmebedarf von 127 MWh<sub>th</sub>/a abgeschätzt werden. Durch die Nutzung der Abwärme (Abgase aus den Öfen) werden jährlich 20.000 MWh<sub>th</sub>/a zurück gewonnen /Georg Fischer 2009/, was etwa 14 % des Wärmebedarfes ausmacht.

In Baden-Württemberg existieren noch mehrere derartige Wärmequellenstandorte: So gibt es neben dem in Kapitel 5.5 ausführlich behandelten Aluminiumschmelzbetrieb in Stockach mit Behringer in Kirchartd, Bornemann und Haller bzw. der Rau KG in Stuttgart, Eisenmann in Villingen-Schwenningen, Würth in Bad Friedrichshall sowie Blank in Riedlingen und Handtmann in Biberach weitere für die Abwärmenutzung interessante Unternehmen aus dieser Branche. Außerdem verfügt die Daimler AG im Werksteil Esslingen-Mettingen des Standorts Untertürkheim über eine eigene Gießereianlage.

### **3.3.7 Metallerzeugung**

Die industrielle Metallerzeugung beschränkt sich in Baden-Württemberg im Wesentlichen auf die Produktion von Stahl und Aluminium. Die für beide Metalle eingesetzten Herstellverfahren werden nachfolgend exemplarisch erläutert. Zusätzlich erfolgt auf Basis betriebsspezifischer Praxiswerte eine Abschätzung der jeweiligen Abwärmepotenziale.

#### **Aluminiumwerke**

Als Grundstoff zur Primäraluminiumherstellung dient Bauxit. Aus diesem wird nach dem Bayer-Verfahren mit Hilfe von Natronlauge Tonerde (Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>) gewonnen. In der Schmelzflusselektrolyse wird aus der Tonerde Reinaluminium (Primäraluminium) erzeugt. Als zusätzliche Verfahren sind an die Aluminiumerzeugung die Natronlaugenproduktion und die Herstellung von Anoden gebunden.



Einen wichtigen Anteil an der Aluminiumherstellung hat die Wiederverwertung von Neu- und Altaluminiumschrott durch Umschmelzung zu Sekundäraluminium. Das Einschmelzen von Sekundäraluminium benötigt nur etwa 5 % der Energie der Primäraluminiumproduktion. Hinzu kommen weitere Fertigungsschritte zur Halbzeug- bzw. Bauteilproduktion, so dass sich, abhängig von der Fertigungstiefe, Aufwendungen von 10 bis 20 % des Primärproduktes ergeben /FFE 1999/. Der spezifische Energiebedarf bei der Herstellung des Sekundäraluminiums beträgt 1.500 bis 1.800 kWh/t /Oetinger 2010/. Am Beispiel der Oetinger Aluminiumwerke an den Standorten Weißenhorn und Berlin wird der mitarbeiterspezifischer Wärmebedarf für die Herstellung des Sekundäraluminiums abgeschätzt (Tabelle 3-4).

**Tabelle 3-4:** Produktionsmengen- und Wärmebedarfsdaten von Sekundäraluminiumschmelzen

	<b>Produktionsmenge</b>	<b>Wärmebedarf</b>	<b>Mitarbeiterspez. Wärmebedarf</b>
	[t/a]	[MWh <sub>th</sub> /a]	[MWh <sub>th</sub> /(Mitarbeiter a)]
Oetinger Aluminium Werk Weißenhorn	80.000	113.600	631
Oetinger Aluminium Werk Berlin	34.000	61.540	1.026

Dabei treten Unterschiede auf, die sich u. a. aus der Betriebsgröße erklären. Der größere Standort in Weißenhorn weist einen mitarbeiterspezifischen Bedarf von 631 MWh<sub>th</sub>/a auf, wohingegen das kleinere Berliner Werk auf einen Wert von über 1.000 MWh<sub>th</sub>/a kommt.

Weitere Anlagen zum Aufschmelzen von Aluminium befinden sich in Baden-Württemberg in Stockach (Alustockach), Nersingen (Scheeff/Oetinger-Gruppe), Plochingen (VAW Imco), Essingen (Scholz AG), Asperg und Bad Säckingen (beide Firma Bruch).

## Stahlwerke

Bei der Stahlherstellung wird generell zwischen Oxygenstahl und Elektrostahl unterschieden. Als Ausgangsstoffe dienen hierbei Roheisen bzw. Stahlschrott. Während zur Oxygenstahlerzeugung flüssiges Roheisen verwendet wird und nur etwa 20 % Stahlschrott zugesetzt werden, dienen die Lichtbogenöfen der Elektrostahlwerke hauptsächlich zum Einschmelzen von Schrott und kaltem Roheisen, wobei eine Zugabe von flüssigem Roheisen von bis zu 50 % möglich ist /FFE 1999/.

Die primären Eisenrohstoffe werden im Hochofen zu Roheisen erschmolzen. Stückiges Erz und Pellets werden direkt in den Hochofen eingebracht. Feinerze müssen zuerst gesintert werden. Als Brennstoff und Reduktionsmittel wird im Hochofen hauptsächlich Koks verwendet, aber auch Kohlenstaub, Öl und Altkunststoffe werden zunehmend eingesetzt.

Zum Einschmelzen von Stahlschrott in Lichtbogenöfen können diesen Kupolöfen oder andere Schmelzöfen vorgeschaltet werden.

Die Möglichkeiten einer Nutzung von Abwärme aus der Stahlproduktion wird am Beispiel des einzigen Stahlwerks in Baden–Württemberg, das von den Badischen Stahlwerken (BSW) in Kehl betrieben wird, untersucht. Die BSW sind in verkehrsgünstiger Lage im Hafengebiet von Kehl angesiedelt und beschäftigen knapp 750 Mitarbeiter. Kerngeschäft des Unternehmens ist das Recycling von Altmetall, welches durch das Elektroschmelzverfahren zu neuen Produkten umgeschmolzen wird. Die Jahresproduktion beträgt etwa zwei Millionen Tonnen, hauptsächlich Baustahl und Walzdraht.

In der Umwelterklärung von 2010 /BSW 2010/ gibt das Unternehmen den spezifischen Energieverbrauch mit  $835 \text{ kWh}_{\text{th}}$  pro Tonne Fertigproduktion an. Somit können der jährliche Wärmebedarf zu ca.  $1.670 \text{ GWh}_{\text{th}}/\text{a}$  und der mitarbeiterspezifische Wärmebedarf zu ca.  $2.227 \text{ MWh}_{\text{th}}/\text{a}$  abgeschätzt werden. In vorangegangenen Untersuchungen am IER wurde die nutzbare Abwärmemenge abgeschätzt. Aus den Stoßöfen 1 und 2 der BSW werden per dato je ca.  $38.000 \text{ kg/h}$  Abgase mit einer Temperatur von ca.  $530$  bis  $540 \text{ °C}$  direkt in die Kamine geführt. Diese bei der BSW im Prozess nicht mehr nutzbare Abwärme von insgesamt etwa  $8 \text{ MW}_{\text{th}}$  kann mit Hilfe der Wärmetauschertechnik ausgekoppelt werden. Bei einer Betriebszeit von  $7.500 \text{ Bh/a}$  können so etwa  $60 \text{ GWh}_{\text{th}}/\text{a}$  Abwärme ausgekoppelt und nutzbar gemacht werden. Die nutzbare Abwärme macht in diesem Fall etwa  $3,6 \%$  des gesamten Energieverbrauchs des Betriebs aus. Mitarbeiterspezifisch ergibt sich für die genannten Rahmenbedingungen ein jährliches Abwärmeaufkommen von  $80 \text{ MWh}_{\text{th}}/(\text{Mitarbeiter}\cdot\text{a})$ .

### 3.3.8 Herstellung von Metallerzeugnissen

Dieser Wirtschaftszweig umfasst Betriebe mit einer breiten Produktionspalette von Metalltanks und Behältern über Draht- und Rohrerzeugnisse bis hin zum Werkzeugbau und der Herstellung von Waffen und Munition. Dabei finden u. a. folgende Fertigungsverfahren Anwendung /Daun et. al. 2003/:

- Urformen (Gießen, Sintern)
- Umformen (Biegen, Schmieden, Ziehen, Pressen)
- Trennen (Drehen, Fräsen, Lasertrennen)
- Fügen (Schweißen, Lötten)
- Beschichten (Galvanisieren, Pulverbeschichten)
- Stoffeigenschaftsänderung (Härten, Glühen)

Außerdem werden auch in der Industriesparte der Metallerzeugnisse Querschnittstechnologien wie Druckluftherstellung, elektrische Antriebe usw. angewendet.

Als Abwärmequellen verfügen insbesondere die Abgase aus Verbrennungsprozessen und Hochtemperaturprozessen wie etwa Gießen, Glühen oder Härten über große Nutzungspoten-

ziale. Weitere mögliche Abwärmequellen sind Dampferzeugungsprozesse, Abluft und Abwasser aus Kühl- und Trocknungsprozessen sowie Raumabluft.

### 3.3.9 Zusammenfassung

Die in den vorangegangenen Abschnitten beschriebenen Industriezweige mit den höchsten Potenzialen an nutzbarer Prozessabwärme sind in Tabelle 3-5 nochmals zusammenfassend charakterisiert.

**Tabelle 3-5:** Charakterisierung der Abwärmepotenziale nach Industriezweigen

<b>Wirtschaftszweig</b>	<b>Abwärmepotenzial</b>
<b>Papiergewerbe</b>	Temperaturniveau bis zu 130 °C. In Papierfabriken besteht teilweise bereits eine interne Abwärmenutzung für die Aufbereitung von Recyclingpapier. Der ungenutzte Teilstrom liegt bei rund 10 % der Niedertemperaturnachfrage, der entsprechend zur Abwärmenutzung bereitsteht.
<b>Druckerei</b>	Die meisten Druckereien verfügen über eine Offsetdruckmaschine. Damit die Temperatur im Druckbereich nicht zu hoch wird (unter 55 °C) bzw. die Farbpigmente nicht kristallisieren, werden die Druckwalzen mit Wasser gekühlt. Um hohe Produktionsmengen zu erzielen, durchlaufen die Druckerzeugnisse einen Infrarottrockner, dessen Anteil ca. 40 % des Stromverbrauchs darstellt.
<b>Herst. v. chemischen Erzeugnissen</b>	Größere chemische Betriebe haben zumeist Verbundlösungen für die Produktion der chemischen Erzeugnisse, so dass nur ein geringes Abwärmepotenzial von 2 bis 5 % besteht.
<b>Herst. von Gummi- und Kunststoffwaren</b>	Bei der Plastifizierung und durch die Trocknung des Granulats bzw. des Produktes entsteht Abwärme. Diese diffuse Abwärme kann nur mit zusätzlichen Abluftsystemen und meist geringen Abluftströmen gesammelt werden.
<b>Keramikerzeugnisse</b>	Bei der Keramikerzeugung werden nur 13 bis 14 % der eingesetzten Energiemenge für die chemisch physikalischen Umwandlung im Produkt und die Erreichung der Brenntemperatur benötigt. Es fallen Abgas- und Ausfahrverluste in Höhe von 54 bis 62 % der eingesetzten Wärmemenge an.
<b>Glaserzeugung</b>	Bei der Glaserzeugung wird das Gemenge mittels heißer Abgase aus dem Schmelzaggreat auf 450 °C vorgewärmt. In den Glasschmelzwannen wird das Gemenge bei etwa 1.650 °C mittels Brenner und direktem heißem Abluftstrom geschmolzen. Die Rauchgase müssen bei einer Mindesttemperatur von 180 °C mittels Elektrofilter gereinigt werden. Aufgrund dieser Randbedingungen können lediglich rund 7 % der eingesetzten Wärme als Abwärme genutzt werden.
<b>Zementherstellung</b>	Typische Abwärmequellen in einem Zementwerk sind die etwa 350 °C heißen Abgase des Ofensystems sowie die Kühlluft, mit der der Klinker von etwa 1450 °C auf etwa 100 °C gekühlt werden. Von diesen Abwärmequellen ist ein Restkühlluftstrom von über 250 °C als Abwärme nutzbar. Die nutzbare Abwärme beträgt rund 9 % des gesamten Wärmebedarfs.
<b>Stahlerzeugung</b>	Das bei der Stahlschmelze, z. B. in Stoßöfen, freigesetzte Abgas wird meist ungenutzt mit einer Temperatur von um die 540 °C in die Kamine geführt. Mit Hilfe von Wärmetauschern könnte ungefähr 3,6 % des gesamten Energieverbrauchs dadurch nutzbar gemacht werden.
<b>Aluminiumschmelzen und Gießereien</b>	Aluminium bzw. Sekundäraluminium wird in Öfen bei 800 °C aufgeschmolzen. Die Abgase werden abgeführt, durch einen Quencher abgekühlt und durch Elektrostaubfilter gereinigt. Ca. 70 % der eingesetzten Wärmeenergie werden hierbei als Abwärme frei. Der Prozess ist jedoch meist nicht kontinuierlich und die Abgase können hohe Schwefelgehalte aufweisen, die u. U. zu Säurebildung und Korrosion führen.

### 3.4 Abwärmearaufkommen in Baden-Württemberg

Das für die Nutzung in mobilen Wärmespeichersystemen zur Verfügung stehende nutzbare Abwärmearaufkommen ist in erster Linie an industriellen Quellenstandorten zu suchen. Die entsprechende Verteilung dieser Wärmemengen nach Branchen und Temperatursegment sowie die geographische Anordnung der Quellenstandorte werden im nachfolgenden Abschnitt behandelt.

Darüber hinaus stehen in Baden-Württemberg weitere Wärmemengen nichtindustriellen Ursprungs für die Anwendung der mobilen thermischen Speicherung zur Verfügung. Diese Quellen werden ebenfalls in einem eigenen Abschnitt quantifiziert.

#### 3.4.1 Abwärme aus industriellen Quellen

Aus den gesammelten und in Abschnitt 3.3 aufgeführten Daten lassen sich die in Baden-Württemberg zur Verfügung stehenden Abwärmemengen industrieller Herkunft für die einzelnen Branchen in Abhängigkeit vom Temperaturbereich abschätzen (Tabelle 3-6).

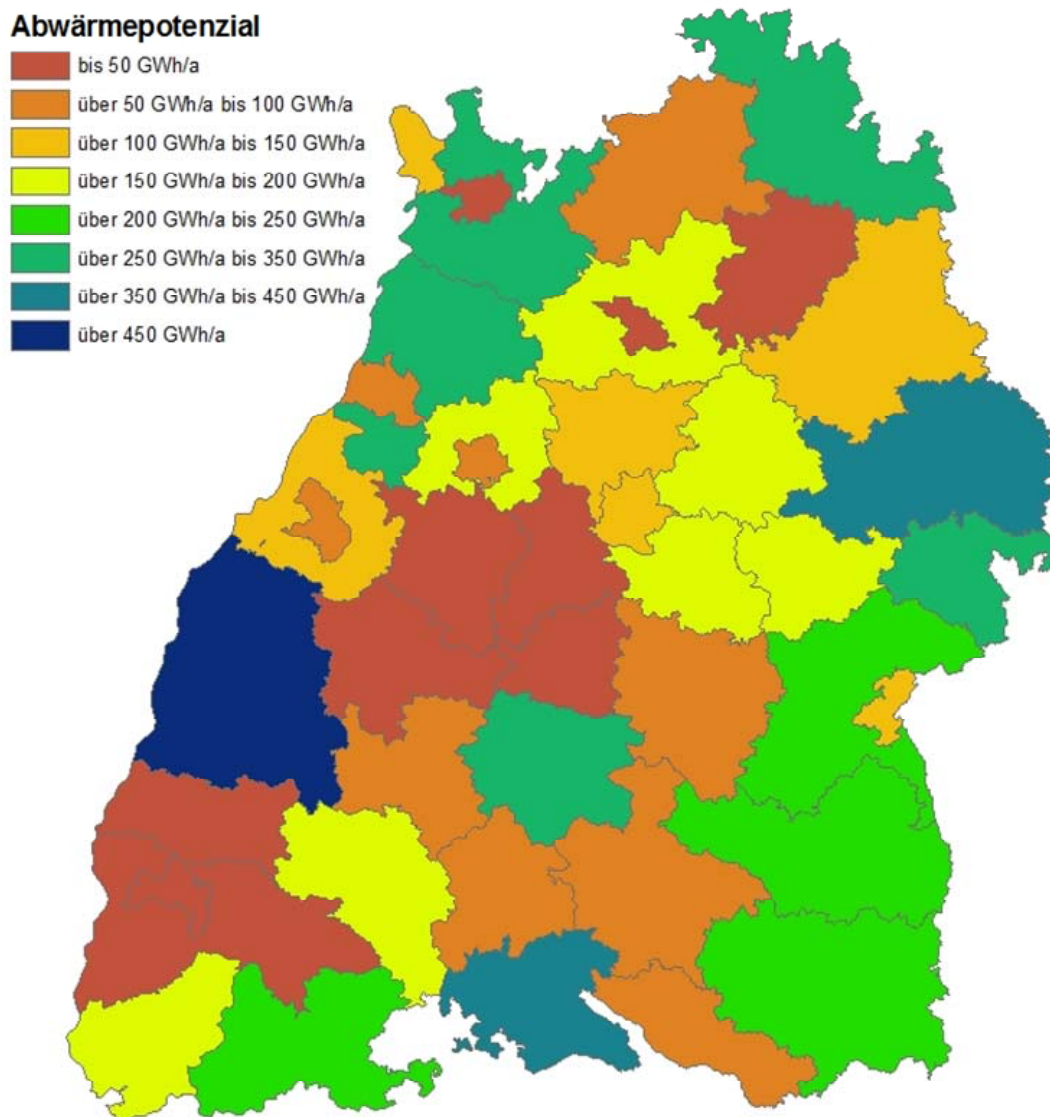
**Tabelle 3-6:** Industrielle Abwärmepotenziale im Jahr 2010 in Baden-Württemberg nach Branchen und Temperaturbereichen

Branche	NT	MT	HT	Summe
	[GWh <sub>th</sub> /a]	[GWh <sub>th</sub> /a]	[GWh <sub>th</sub> /a]	[GWh <sub>th</sub> /a]
Papierindustrie	1.157	0	0	1.157
Verlags- und Druckgewerbe	110	0	0	110
Kokerei, Mineralölverarbeitung	0	25	0	25
Herstellung v. chem. Erzeugnissen	0	31	133	164
Herstellung v. Gummi- und Kunststoffwaren	0	94	0	94
Glasgewerbe, Keramik, Steine und Erden	0	19	2.655	2.675
Metallerzeugung und -bearbeitung	0	0	2.901	2.901
Herstellung v. Kraftwagen und Kraftwagenteilen	0	9	266	274
Sonstiger Fahrzeugbau	0	0	5	5
<b>Summe</b>	<b>1.267</b>	<b>215</b>	<b>6.645</b>	<b>8.127</b>

In Summe beträgt das Abwärmepotenzial der Industrie 8.127 GWh<sub>th</sub>/a in Baden-Württemberg. Branchenseitig stammt der größte Anteil aus den Bereichen Metallerzeugung und -verarbeitung mit 2.900 GWh<sub>th</sub>/a sowie Glas, Keramik, Steine und Erden mit 2.675 GWh<sub>th</sub>/a. Auf diese beiden Industriezweige entfällt damit ein Anteil am identifizierten Abwärmearaufkommen von zusammen ca. 70 %.

Der überwiegende Teil der Abwärme (> 80 %) steht im Hochtemperaturbereich, d. h. oberhalb von 500 °C, zur Verfügung. Somit kann die Abwärme größtenteils von allen untersuchten Speicherkonzepten sowie den alternativen Nutzungsmöglichkeiten Dampfturbine und ORC-Anlage (siehe Abschnitt 6) technisch sinnvoll genutzt werden.

Die sich aus den Standorten der beschriebenen Industriebranchen ergebende regionale Verteilung des Abwärmepotenzials nach Landkreisen ist in Abbildung 3-6 basierend auf einer GIS-Datenbank dargestellt.



**Abbildung 3-6:** Industrielle Abwärmepotenziale in Baden-Württemberg auf Kreisebene

Da Stahlwerke und Glasfabriken gute Quellen für industrielle Abwärme aufweisen, ergibt sich das größte Abwärmepotenzial in Baden-Württemberg für den Ortenaukreis, in dem u. a. das Badische Stahlwerk Kehl und die Glasfabrik Achern ihre Standorte haben.

### 3.4.2 Zusätzliche Abwärmequellen

Die nichtindustriell anfallenden, zur Nutzung in Speicheranwendungen geeigneten Wärmemengen stammen in erster Linie aus Verbrennungsanlagen sowie aus bei der energetischen

Nutzung von Biomasse und Biogas als Koppelprodukt anfallenden Abwärme. Die entsprechenden Potenziale dieser Quellen sind nachfolgend abgeschätzt.

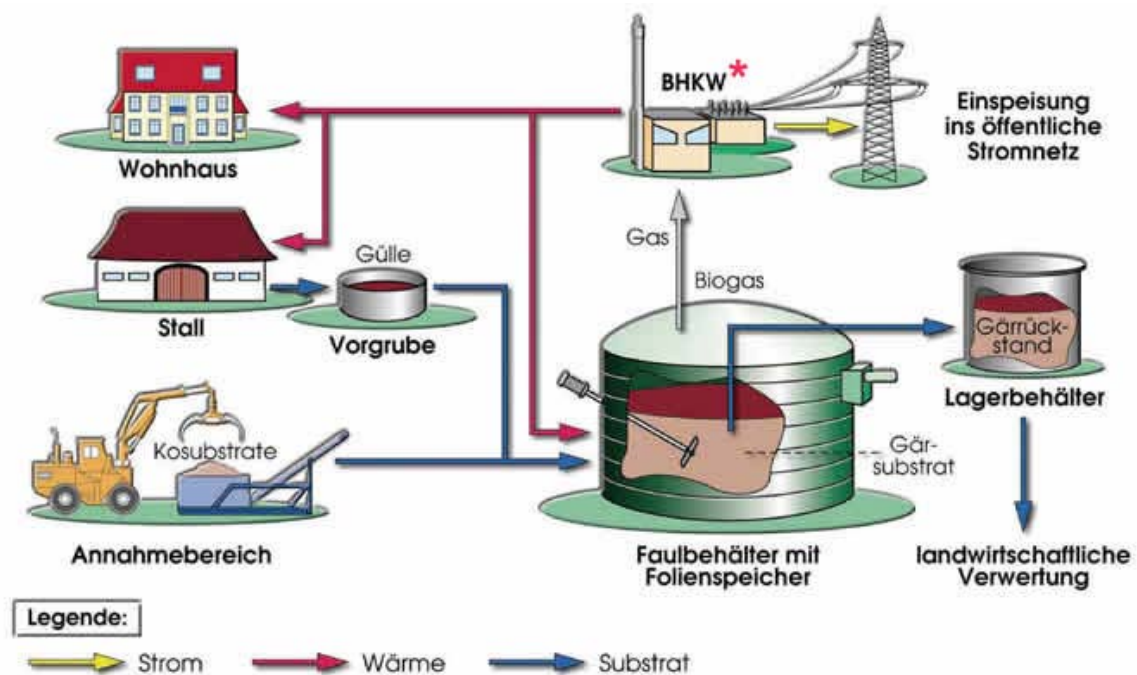
### Verbrennungsanlagen

Weitere nichtindustriell anfallende Abwärmemengen stehen aus Müllverbrennungsanlagen zur Verfügung, Insgesamt weisen in Baden-Württemberg sechs Müllverbrennungsanlagen für den Einsatz thermischer Speichersysteme interessante Abwärmepotenziale auf. So sind z. B. in der Müllverbrennungsanlage in Ulm infolge fehlender weiterer Nutzungsmöglichkeiten (Verstromung, Fernwärmeinspeisung) noch ca. 10 MW<sub>th</sub> abrufbar.

Außerdem werden im Land zwei Tierkörperbeseitigungsanlagen betrieben. Während der Standort Orsingen über eine Nahwärmeauskopplung verfügt, können in Warthausen ca. 4,9 MW<sub>th</sub> genutzt werden. Aufgrund betrieblicher und planungsrechtlicher Vorgaben beträgt das verfügbare Temperaturniveau jedoch lediglich etwa 100 °C.

### Biogasanlagen

Die Nutzung von Biogas und Biomasse zur Stromerzeugung in Blockheizkraftwerken (BHKW) hat in den vergangenen Jahren auch in Baden-Württemberg stark zugenommen. So existierten im Jahr 2010 in Baden-Württemberg 709 Anlagen mit einer elektrischen Gesamtleistung von 202 MW<sub>el</sub>. Die Gewinnung von Biogas erfolgt durch die anaerobe Vergärung von Nutzpflanzen (bspw. Getreide) oder Abfallstoffen (bspw. Reststoffe aus der Nahrungsmittelproduktion) in entsprechenden Reaktoren (Abbildung 3-7).



**Abbildung 3-7:** Produktion und Nutzung von Biogas zur Stromerzeugung in BHKW /LEL 2011/

Bei Biomassekraftwerken erfolgt die Energiegewinnung aus der Verbrennung von Holz und anderen biogenen Stoffen, wie etwa Stroh. Die Verstromung von Biomasse findet v. a. in ORC-Anlagen statt (siehe auch. Abschnitt 6.1.1), es können aber auch Dampfturbinensysteme (siehe auch Abschnitt 6.1.2) damit betrieben werden.

Bei der Stromerzeugung in Biogas- und Biomassekraftwerken fällt als Koppelprodukt Abwärme an. Da insbesondere die Biogasanlagen in der Regel außerhalb bewohnter Gebieten und damit auch entfernt von der Wärmenachfrage angesiedelt sind, existiert bislang in etwa 75 % der Fälle kein spezielles Wärmenutzungskonzept, das über die Eigenbedarfsdeckung der Biogasproduktion hinausreicht. Somit weisen die Biogasanlagen ein hohes technisches Potenzial für die Wärmenutzung im Rahmen mobiler thermischer Speicheranwendungen auf.

Der elektrische Wirkungsgrad von Biogas-BHKW beträgt leistungsgrößenabhängig zwischen 30 und 48 % /ASUE 2011/. Mit steigender Anlagenleistung und damit steigendem elektrischen Wirkungsgrad sinkt gleichzeitig der Anteil der Abwärme an der Energiebilanz. Hinzu kommt, dass bei BHKWs nur etwa 45 % der anfallenden nutzbaren Abwärme im ca. 500 °C heißen Abgasstrom, der über Kamine abgeführt wird, enthalten sind und somit als HT-Wärme anfallen /Richter 2003/. Die verbleibenden Wärmemengen werden, neben der konvektiven Abstrahlung an die Umgebung, über das Kühlwasser bzw. den Schmierölkreislauf abgeführt und weisen ein Temperaturniveau von ca. 80 °C auf. Diese Abwärmeteilströme sind temperaturseitig wie mengenmäßig für die Deckung des Eigenbedarfs der Biogasanlagen, der auf einem Niveau von etwa 40 °C besteht, sowie der saisonalen Beheizung angrenzender Gebäude ideal geeignet und mengenmäßig ausreichend /IER 2010/. Für die Anwendung in mobilen thermischen Speichersystemen stehen diese Mengen dagegen nicht zur Verfügung. Eine dahingehende Nutzung wäre aufgrund der geringen Temperaturgradienten aus technischer Sicht ohnehin schwierig.

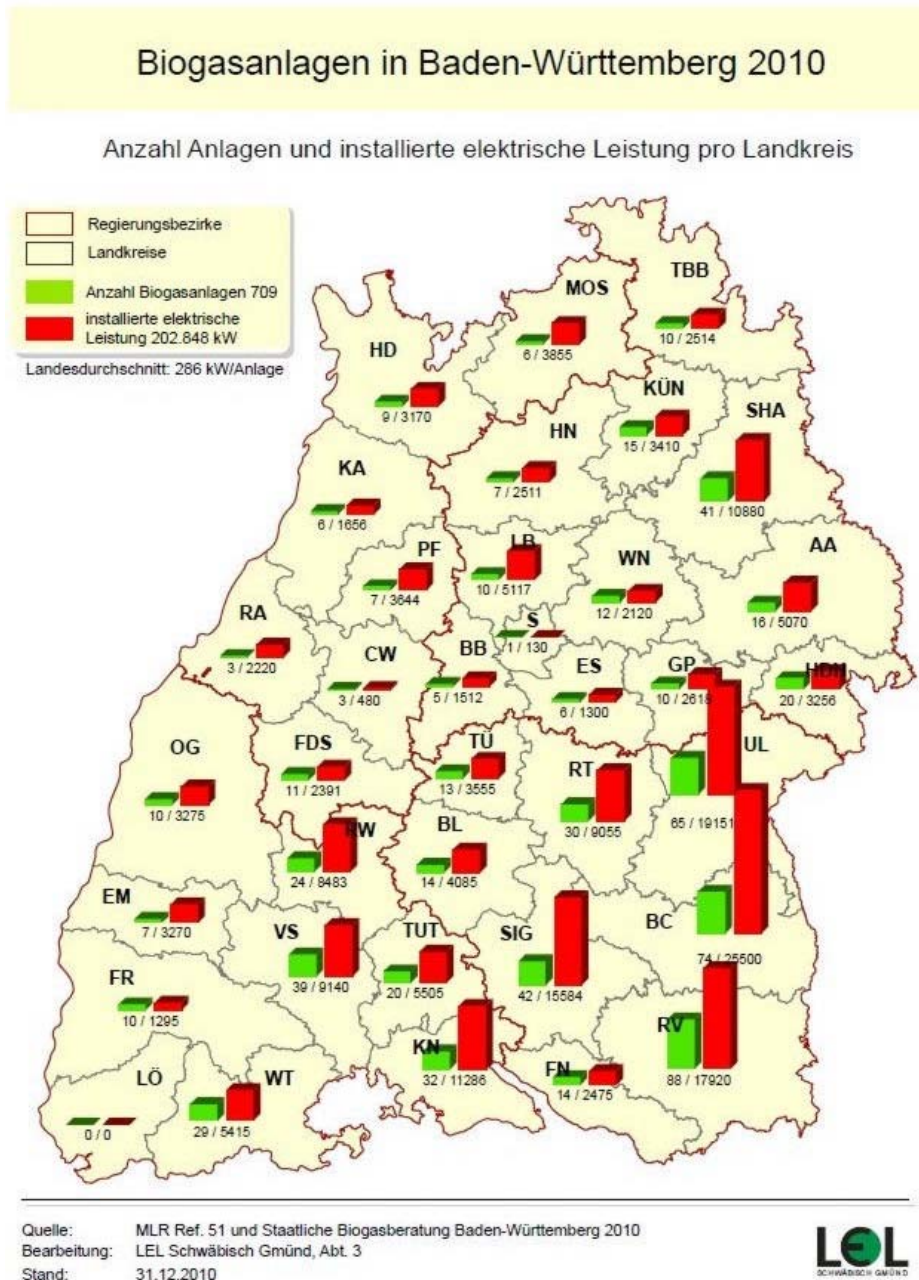
Von den 45 % Abwärmeanteil im Hochtemperaturbereich können ca. 2/3 bzw. 30 % der insgesamt anfallenden Abwärme in den unterschiedlichen Wärmespeichersystemen mobil genutzt werden.

Bei der Nutzung von Biogasanlagenabwärme ist generell zu beachten, dass die entsprechenden Standorte in aller Regel außerhalb besiedelter Gebiete und damit entfernt von der Wärmenachfrage liegen. In der Praxis ist somit für alle Systeme der Mobilen Wärme ein hoher Transportaufwand zu erwarten, der mit entsprechenden Betriebskosten verbunden ist (vgl. Kapitel 5.1.2.2 und 5.2).

Im Jahr 2010 wurden in den in Baden-Württemberg installierten 203 MW<sub>el</sub> Biogas-BHKW 1.277 Millionen kWh<sub>el</sub> Strom gewonnen /ZSW 2011/. Bei einer durchschnittlichen Anlagengröße von 286 kW<sub>el</sub> und einem durchschnittlichen elektrischen Wirkungsgrad biogasbetrieber BHKW von 36 % ergibt sich ein Biogasverbrauch für die Stromerzeugung von 3.547 GWh/a. Bei einem durchschnittlichen thermischen Wirkungsgrad der BHKW von 51 % fällt bei der Stromproduktion eine nutzbare Abwärmemenge von 1.809 GWh<sub>th</sub>/a an, wovon

auf den für die mobile thermische Wärmespeicherung interessanten Temperaturbereich oberhalb von 100 °C landesweit ca. 814 GWh<sub>th</sub>/a entfallen.

Damit beträgt der Anteil der Biogasanlagenabwärme etwa 10 % des für die Industrie in Baden-Württemberg ermittelten Abwärmepotenzials. Die räumliche Verteilung der in Baden-Württemberg betriebenen Biogasanlagen auf Landkreisebene für das Jahre 2010 ist in Abbildung 3-8 dargestellt.



**Abbildung 3-8:** Biogasanlagen in Baden-Württemberg auf Kreisebene (Stand 2010) /Dederer, Messner 2011/



Aufgrund des vergleichsweise geringen Anteils von HT-Abwärme von BHKW ergibt sich, bspw. für die Mobile Wärme auf Basis des Thermoölverfahrens, eine Mindestgröße von ca. 8 MW<sub>el</sub> für einen wirtschaftlichen Betrieb. In diesem Größenbereich existieren bislang keine Anlagen in Baden-Württemberg. Nach Untersuchungen des Bayerischen Landesamts für Umwelt können dagegen entsprechende Konzepte auf der Basis von PCM oder Zeolith bei 500 kW<sub>el</sub> wirtschaftlich interessant sein. In diesem Größenbereich gibt es in Baden-Württemberg derzeit ca. 50 Anlagen.

### **3.5 Hemmnisse der Abwärmenutzung in Baden-Württemberg**

Ein Teil des Potenzials kann aufgrund der aus wirtschaftlichen Erwägungen erforderlichen Mindestabwärmeleistungen der einzelnen Speicherkonzepte nicht erschlossen werden. Zudem treten bei der Realisierung von Projekten weitere Hemmnisse auf, da

- Betriebe mit Abwärmepotenzialen nicht kontinuierlich arbeiten (z. B. Schmelzöfen),
- keine geeigneten Abnehmer innerhalb des konzeptspezifischen wirtschaftlich darstellbaren Radius vorhanden sind,
- Schadstoffe im Abgasstrom (z. B. Schwefelverbindungen und Staub) eine Mindestabgasreinigungstemperatur von 200°C erfordern,
- die bestehende Betriebsgenehmigung von Anlagen ganz oder teilweise geändert werden müsste, wenn eine direkte Abführung der Abwärme aus der Produktion erfolgen sollte,
- geeignete Finanzierungsmodelle noch zu entwickeln sind,
- der Gedanke der Abwärmenutzung noch nicht weit verbreitet ist, wodurch zunächst individuelle Einzellösungen zwischen Anbieter und Abnehmer abzustimmen sind.

## 4 Ökologische Bilanzierung der thermischen Speichersysteme

Mit den nunmehr vorliegenden Daten zum Abwärmeaufkommen in Baden-Württemberg stellt sich die Frage nach den Kriterien für die ökologisch sinnvolle Nutzung dieser Abwärme durch den Einsatz der mobilen thermischen Speichersysteme. Hierzu erfolgt in einem weiteren Schritt im Folgenden die ökologische Bilanzierung der einzelnen Speicherkonzepte. Die ökologische Bilanzierung wird im Rahmen einer Lebenszyklusanalyse (LCA, life cycle analysis) durchgeführt und befasst sich mit der Ermittlung der umweltrelevanten Ein- und Ausgangsgrößen des Bilanzobjekts über die drei Lebensphasen Bau, Betrieb und Entsorgung der Anlagen. Damit können die möglichen ökologischen Vorteile des Speichereinsatzes gegenüber den konventionellen Versorgungssystemen identifiziert und quantifiziert bzw. die zur Erreichung solcher Vorteile notwendigen Rahmenbedingungen definiert werden. Zusätzlich erlauben die Ergebnisse der LCA auch den fallbezogenen Vergleich der Speicherkonzepte untereinander.

Zielgröße der Lebenszyklusanalyse sind die direkten und indirekten CO<sub>2</sub>-Emissionen sowie die Treibhausgasemissionen, gemessen als Treibhauspotenzial GWP 100 (global warming potential over 100 years), und der kumulierte Energieaufwand (KEA), der die gesamte eingesetzte Primärenergie über alle Lebensphasen bilanziert. Damit liefert die LCA zusammen mit der ökonomischen Betrachtung aus Abschnitt 5 auch eine Grundlage zur Bestimmung möglicher CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten. Aufgrund der Vielzahl einzelfallspezifisch unterschiedlicher Einflussgrößen (bspw. Temperaturniveaus von Quelle und Nutzung, Wärmemenge, Entfernung von Quelle zu Nutzer etc.) erfolgt die Bilanzierung in einer parametrisierten Form.

Im ersten Abschnitt der ökologischen Bilanzierung werden zunächst die grundlegende Vorgehensweise und die verwendeten Analysewerkzeuge erläutert. Anschließend erfolgen die Erstellung der input- und outputseitigen Sachbilanz sowie der Wirkungsbilanz. Da auch die LCA der Speichersysteme v. a. nur im Rahmen von Einzelfalluntersuchungen Aussagen erzielen kann, erfolgt eine exemplarische Anwendung für einen potenziellen Anwendungsfall mobiler Speichersysteme. Die Rahmenbedingungen des Beispiels sind dabei derart ausgestaltet, dass ein Einsatz aller drei Speicherkonzepte technisch möglich ist. Zum Vergleich wird zusätzlich eine konventionelle Wärmeversorgung der gewählten Anwendung auf Erdgasbasis im Rahmen einer Lebenszyklusanalyse betrachtet. Die erhaltenen Ergebnisse werden abschließend verglichen, interpretiert und bewertet.

### 4.1 Methodische Grundlagen der ökologischen Bilanzierung im Rahmen von Lebenszyklusanalysen

Lebenszyklusanalysen gemäß EN ISO 14040 bis EN ISO 14043 teilen sich in die folgenden vier Einzelschritte auf:

- Zieldefinition /EN ISO 14040 1997/
- Sachbilanz /EN ISO 14041 1997/
- Wirkungsabschätzung /EN ISO 14042 1997/
- Bewertung /EN ISO 14043 1997/

In der **Definitionsphase** werden v. a. die untersuchten Gegenstände und die Systemgrenzen festgelegt. Außerdem müssen die zu untersuchenden Sachbilanzgrößen und die Wirkungskategorien bestimmt werden. Schließlich wird in dieser Phase der LCA auch die funktionelle Einheit definiert, auf die sich die spezifischen Größenwerte von Eingabe- und Ergebnisdaten beziehen (im vorliegenden Fall 1 MWh<sub>thNutz</sub>).

Die **Sachbilanz** umfasst auf der Inputseite alle relevanten Stoff- und Energieströme in den einzelnen Lebensphasen. Hierzu zählen insbesondere die Aufwendungen für Rohstoffe, Hilfsstoffe und Energie. Die Outputseite liefert die daraus entstehenden Produkte, Abfälle, Emissionen und Reststoffe. Die Umrechnung von Input- auf Outputdaten erfolgt in der Regel über ein datenbankgestütztes Softwaresystem, wie bspw. das am IER der Universität Stuttgart entwickelte Bilanzierungstool BALANCE /Marheineke 2002/.

Die **Wirkungsabschätzung** untersucht die auf der Sachbilanzoutputseite zunächst wertfrei auftauchenden Emissionsdaten (bspw. die freigesetzte CO<sub>2</sub>-Menge) auf ihre ökologische Relevanz. Hierzu werden den einzelnen Emissionen ökologische Auswirkungen zugeschrieben (bspw. der Einfluss der CO<sub>2</sub>-Emissionen auf das Treibhauspotenzial). Hierfür wird der GWP 100-Wert (Global Warming Potential über 100 Jahre) ermittelt, in den neben den Emissionen von CO<sub>2</sub> auch der Ausstoß weiterer klimarelevanter Substanzen einfließt. Eine weitere bedeutende Wirkungskategorie stellt der kumulierte Energieaufwand (KEA) dar, in den alle zum Bau, Betrieb und Entsorgung der Anlagen benötigten Energiemengen einfließen und der somit einen Maßstab für die energetische Effizienz darstellt /VDI 1996/.

In der **Bewertungsphase** werden die einzelnen Wirkungskategorien gegeneinander gewichtet. Die quantitative bzw. qualitative Bewertung führt zu einer ökologischen Beurteilung der Bilanzobjekte /BWPLUS 2004/, aus der bspw. Handlungsempfehlungen abgeleitet werden können.

## 4.2 Parametrisierung

Die Vorteile eines parametrisierten Softwaretools auf Basis MS-Excel liegen v. a. in der einfacheren Handhabung gegenüber konventionellen LCA-Bilanzierungsmodulen, wie etwa BALANCE. Somit lassen sich auch hoch individualisierte Anlagen, wie sie typisch für die industrielle Abwärmenutzung sind, mit vergleichsweise wenig Aufwand in ihren ökologischen Auswirkungen darstellen. Das parametrisierte LCA-Tool erlaubt die Bestimmung der Umweltwirkungen thermischer Speichersysteme und dient als Hilfsmittel bei der Auswahl der

aus ökologischer Sicht geeigneten Speicherkonzepte für konkrete Versorgungsaufgaben. Weiterhin können somit die ökologischen Potenziale der Wärmespeicherung gegenüber konventionellen Versorgungssystemen einzelfallspezifisch quantifiziert werden. Durch die Parametrisierung der Einflussgrößen ergibt sich zusätzlich die Möglichkeit der ökologischen Optimierung der Anlagenplanung bzw. des Anlagenbetriebs.

Die Vorgehensweise der Parametrisierung beginnt mit der Aufteilung der Anlagentechnik der einzelnen Speicherkonzepte in Baugruppen und Komponenten.

Im folgenden Schritt wird für jedes Speicherkonzept für eine vorgegebene Referenzleistung die typische Komponentengröße ermittelt. Anschließend erfolgt für diese Referenzdaten der einzelnen Konzepte die Bestimmung des baugruppenspezifischen Aufwands an verschiedenen Materialien, Betriebsstoffen und Energie, jeweils über die Lebensphasen Bau, Betrieb und Entsorgung, womit die Inputseite der Sachbilanz festgelegt ist. Zur Bestimmung der Outputseite der Sachbilanz werden die jeweiligen Aufwandsdaten der Inputseite mit den Inventardaten des LCA-Moduls gekoppelt. In den Inventardaten sind die spezifischen Emissionsdaten der verschiedenen Materialien, Energieträger und Dienstleistungen (insbesondere des Transports) hinterlegt /ECOINVENT 2002/, /Marheineke 2002/. Mit Hilfe der in den Inventardaten abgelegten Daten lassen sich auch die Werte der betrachteten Wirkungskategorien GWP 100 und KEA bestimmen.

Zur Bilanzierung unterschiedlicher Leistungsgrößen werden nun Skalierungsbeziehungen in das Berechnungsmodell integriert, deren Werte auf /VDI 2002/ basieren. Dabei ist zu beachten, dass einige Parameter der Aufwandsbestimmung einzelfallabhängig sind und weiterhin manuell über eine entsprechende Schnittstelle einzugeben sind, bspw. die Temperaturverhältnisse an der Auskopplungsstelle oder die Entfernung zwischen Wärmequelle und Wärmenutzung.

Die erhaltenen Werte der Sachbilanzinput- und der Sachbilanzoutputseite sowie der Wirkungskategorien können nach Lebensphasen addiert werden. Durch Addition der entsprechenden Werte der einzelnen Lebensphasen ergibt sich die ökologische Gesamtbilanz der untersuchten Anlage.

### **4.3 Definition der Versorgungsaufgabe**

Die durchgeführte Parametrisierung des LCA-Bilanzierungstools wird anhand einer Versorgungsaufgabe exemplarisch für alle betrachteten Speicherkonzepte dargestellt.

Bei der Versorgungsaufgabe handelt es sich um einen Niedertemperaturwärmeabnehmer mit einem Leistungsbedarf von  $5 \text{ MW}_{\text{th}}$  über 3.000 Volllaststunden bei einer Vorlauftemperatur von  $60 \text{ }^\circ\text{C}$  und einem Rücklauf mit  $40 \text{ }^\circ\text{C}$ , für den sich ein Jahreswärmebedarf von  $15 \text{ GWh}_{\text{thNutz/a}}$  ergibt. Als Wärmequelle fungiert ein Industriebetrieb mit einer Abwärmetemperatur von  $400 \text{ }^\circ\text{C}$ , bspw. ein Metallschmelzbetrieb. Ausgekoppelt werden zunächst  $5 \text{ MW}_{\text{th}}$

über 3.000 Volllaststunden jährlich. Die Auskopplung erfolgt im Bypassverfahren aus dem Abgasstrom des Quellbetriebs.

Die Entfernung zwischen Quelle und Nutzer beträgt zunächst 10 km, der Anlagenbetrieb soll über 10 Jahre erfolgen. In der ökologischen Betrachtung werden ausschließlich die Aufwendungen für die Wärmespeichersysteme betrachtet. Die seitherigen am Standort vorhandenen, konventionellen Versorgungsanlagen (bspw. Erdgaskessel) der Nutzerseite bleiben als Ersatzkapazitäten in Einsatzbereitschaft. Die beim Transport und der kurzzeitigen Speicherung von Wärme auftretenden konvektiven Verluste fallen für die betrachteten Temperaturbereiche gering aus und werden auch an dieser Stelle nicht separat erfasst.

Die betrachteten Größenwerte werden auf die tatsächlich nutzbaren Wärmemengen des Wärmetransports bezogen. Hierfür werden die betreffenden Wärmemengen mit dem Index „thNutz“ versehen. Somit werden auch die Rücklaufwärmemengen der einzelnen Speichersysteme, die aufgrund der Temperaturanforderungen der Nutzerseite anfallen, in der Betrachtung berücksichtigt. Bei den ermittelten Outputgrößen der Sachbilanz handelt es sich neben dem CO<sub>2</sub>-Ausstoß um die jeweiligen Emissionswerte von CH<sub>4</sub>, CO, NO<sub>x</sub>, SO<sub>x</sub>, NMVOC und Staubpartikel der Klasse PM 10. Im Rahmen der Untersuchung werden die Wirkungskategorien des GWP 100 sowie des KEA betrachtet.

Mit der eingesetzten Methode lässt sich theoretisch auch eine betriebsinterne Abwärmenutzung am Wärmequellenstandort ökologisch bilanzieren. In diesem Fall würde die Entfernung zwischen Quelle und Nutzer auf null gesetzt.

#### **4.4 LCA für das Thermoölverfahren**

Die LCA für das Thermoölverfahren teilt sich in die Betrachtung der Lebensphasen Bau, Betrieb und Entsorgung der Anlagen auf. Dabei wird der in Abbildung 2-2 dargestellte Aufbau zu Grunde gelegt. Die an den Standorten von Quelle und Nutzer dargestellten Wärmeerzeugungseinheiten sind nicht Gegenstand der ökologischen Bilanzierung, da am Quellenstandort die erzeugte Abwärme ohnehin anfällt und am Nutzerstandort die ohnehin bestehende Wärmeerzeugungsanlage für den Notfallbetrieb bestehen bleibt.

##### **4.4.1 Rahmendaten der Bauphase**

In der Bauphase werden zunächst die Wärmetauscher für die Auskopplung dimensioniert. Die Abgasstromtemperatur beträgt 400 °C und wird durch die Auskopplung bis auf 120 °C abgesenkt. Gleichzeitig wird das Thermoöl von 60 auf 320 °C erwärmt. Die Auskopplungsleistung von 5 MW<sub>th</sub> wird auf zwei Wärmetauscher gleicher Größe verteilt. Es ergibt sich eine Wärmeaustauschfläche von je 514 m<sup>2</sup> und ein Materialbedarf an Stahlblech von je 16.028 kg.

Analog werden am Einkopplungsstandort zwei Wärmetauscher mit identischer Leistung platziert. Wegen des günstigeren Wärmeübergangskoeffizienten zwischen flüssigem Thermoöl und flüssigem Heizkreislaufmedium reduzieren sich der Flächenaufwand auf je 101 m<sup>2</sup> und der Massenaufwand auf je 2.221 kg.

Die insgesamt vier Zwischenspeicherbehälter am Quellen- und am Nutzerstandort werden mit jeweils 100 m<sup>3</sup> dimensioniert. Für das Gesamtsystem ist eine Thermoölmenge von insgesamt 150.000 kg Thermoöl (entsprechend 214 m<sup>3</sup>) vorgesehen.

Weiterhin umfasst der Anlagenaufbau Steuertechnik, Verladeeinrichtungen sowie insgesamt 50 m Rohrleitungen sowie Pumpen und Armaturen.

Für den Transportbehälter mit einer Nettokapazität von 4,85 MWh<sub>th</sub> wird ein Stahlbedarf von 2.000 kg und ein Isoliermaterialaufwand von 200 kg eingeplant. Aufgrund der vorhandenen Zwischenspeichervolumina kommt das Thermoölverfahren in diesem Beispiel mit einem Transporttank aus.

Der sich für die Herstellung und die Montage aller Komponenten ergebende massen-, energie- und transportseitige Aufwand der Bauphase ist in Tabelle 4-1 aufgeführt.

**Tabelle 4-1:** Aufwand in der Bauphase für den Thermoölspeicher

<b>Sachbilanzinput</b>		
<b>Materialkategorie</b>	<b>Einheit</b>	<b>Aufwand</b>
Stahl	[kg]	30.108
Stahlguss	[kg]	16
Grauguss	[kg]	254
Stahlblech	[kg]	36.988
Isolierung	[kg]	6.761
Kupfer	[kg]	7
Kunststoff	[kg]	2
Messing	[kg]	1.333
Farbe	[kg]	365
Aluminium	[kg]	7
Gummi	[kg]	12
Elektronik	[kg]	45
Teflon	[kg]	279
Thermoöl	[kg]	150.000
<b>Transportkategorie</b>		
<b>Einheit</b>	<b>Aufwand</b>	
LKW-Transport	[tkm]	90.471
Bahntransport	[tkm]	14
<b>Energiekategorie</b>		
<b>Einheit</b>	<b>Aufwand</b>	
Strom	[MWh <sub>el</sub> ]	528

Die sich aus dem Aufwand der Bauphase ergebenden Umweltwirkungen auf Sachbilanzoutput- bzw. Wirkungsebene sind in Tabelle 4-2 erfasst. Es ergibt sich für den GWP 100 ein spezifischer Wert von 1,9 kg CO<sub>2äq</sub>/MWh<sub>thNutz</sub>, der sich überwiegend aus CO<sub>2</sub>-Anteilen zusammensetzt. Der spezifische KEA-Wert fällt mit 0,01 MWh/MWh<sub>thNutz</sub> gering aus.

**Tabelle 4-2:** Emissionen in der Bauphase für den Thermoölspeicher

Sachbilanzoutput	absolut	spezifisch
	[t]	[kg/MWh <sub>thNutz</sub> ]
CO <sub>2</sub>	545,71	1,819
CO	2,90	0,010
CH <sub>4</sub>	0,44	0,001
NO <sub>x</sub>	1,12	0,004
SO <sub>x</sub>	1,21	0,004
NMVOC	0,33	0,001
Partikel PM10	0,31	0,001
Wirkungsbilanz	Absolut	spezifisch
	[tCO <sub>2äq</sub> ]	[kgCO <sub>2äq</sub> /MWh <sub>thNutz</sub> ]
GWP 100	567,5	1,892
	[MWh]	[MWh/MWh <sub>thNutz</sub> ]
KEA	3.087,02	0,01

#### 4.4.2 Rahmendaten der Betriebsphase

Für die Betriebsphase werden die wesentlichen stofflichen und energetischen Aufwendungen für den Betrieb der Wärmeauskopplung, bei der Speicherung und beim Transport sowie bei der Wärmeeinkopplung am Nutzerstandort erfasst.

An der Auskopplungsstelle werden Strom für die Thermoölpumpen und die Steuerungsanlagen benötigt. Die benötigten Strommengen werden nach den Zahlen für 2007 des Strommix Deutschland bilanziert /ECOINVENT 2007/. Für die sichere Verladung des Thermoöls ist ein Kontakt mit Luftsauerstoff unbedingt zu vermeiden. Aus diesem Grund werden die Verladeeinrichtungen mit Inertgas (Stickstoff) beaufschlagt.

Der Transport des Thermoöls wird als LKW-Transport bilanziert. Für den Transport ergibt sich eine kumulierte Transportstrecke von insgesamt 1,24 Millionen km für die Hin- und Rückwege. Aus dem Tankgewicht von insgesamt 30 t (maximale Zuladung) ergibt sich ein kumuliertes Frachtaufkommen von 37,1 Millionen Tonnenkilometern.

Das Thermoöl wird in Folge chemischer Zersetzungsprozesse durch die hohe thermische Zyklenbelastung nach der Hälfte der Betriebszeit komplett ausgetauscht und der Entsorgung zugeführt.

Der für den Betrieb des Thermoölspeichersystems erforderliche materielle und energetische Aufwand ist in Tabelle 4-3 aufgeführt.

**Tabelle 4-3:** Kumulierter betrieblicher Aufwand für den Thermoölspeicher über die gesamte Betriebsdauer

Sachbilanzinput	absolut		spezifisch	
	[tkm]		[tkm/MWh <sub>thNutz</sub> ]	
Transportbedarf		37.113.402		123,71
Strombedarf	[MWh <sub>e</sub> ]	6.088	[MWh <sub>e</sub> /MWh <sub>thNutz</sub> ]	0,02
Thermoöl	[kg]	150.000	[kg/MWh <sub>thNutz</sub> ]	0,5
Inertgas	[kg]	150.000	[kg/MWh <sub>thNutz</sub> ]	0,5
Schmieröl	[kg]	6.000	[kg/MWh <sub>thNutz</sub> ]	0,02

Die sich aus diesem Aufwand ergebenden Emissionsdaten sind in Tabelle 4-4 dargestellt. Dabei ergibt sich mit einem GWP 100-Wert von 35,1 kg CO<sub>2äq</sub>/MWh<sub>thNutz</sub> ein gegenüber der Bauphase deutlich höherer Wert, wobei der prozentuale Anteil des CO<sub>2</sub> in der Bauphase höher ausfällt. Der KEA-Wert der Betriebsphase ist ebenfalls deutlich höher als in der Bauphase.

**Tabelle 4-4:** Emissionen in der Betriebsphase für den Thermoölspeicher

Sachbilanzoutput	Absolut	spezifisch
	[t]	[kg/MWh <sub>thNutz</sub> ]
CO <sub>2</sub>	9.685,8	32,286
CO	25,5	0,085
CH <sub>4</sub>	12,8	0,043
NO <sub>x</sub>	56,2	0,187
SO <sub>x</sub>	19,1	0,064
NM VOC	20,9	0,070
Partikel PM10	15,8	0,053
Wirkungsbilanz	absolut	spezifisch
	[tCO <sub>2äq</sub> ]	[kgCO <sub>2äq</sub> /MWh <sub>thNutz</sub> ]
GWP 100	10.544,3	35,148
	[MWh]	[MWh/MWh <sub>thNutz</sub> ]
KEA	49.990,7	0,167

#### 4.4.3 Rahmendaten der Entsorgungsphase

Die Entsorgungsphase der Anlagen umfasst die energetischen Aufwendungen der Demontage und des Transports zur Deponierung bzw. zur Recyclinganlage. Die entsprechenden Entfernungen werden mit jeweils 50 km angenommen. Die Entsorgung des Thermoöls erfolgt über eine thermische Nutzung. Die dabei entstehenden Emissionen werden nicht in der Bilanz berücksichtigt, da das Thermoöl in diesem Fall fossile Brennstoffe ersetzt (Tabelle 4-5).

**Tabelle 4-5:** Aufwand in der Entsorgungsphase für den Thermoölspeicher

Sachbilanzinput	absolut		Spezifisch	
	[tkm]		[tkm/MWh <sub>thNutz</sub> ]	
Transportbedarf		5.199		0,017
Strombedarf	[MWh <sub>el</sub> ]	73,98	[MWh <sub>el</sub> /MWh <sub>thNutz</sub> ]	2,5E-04

Die sich aus diesen Aufwendungen ergebenden Emissionen und Ergebnisse der betrachteten Wirkungsgrößen sind in Tabelle 4-6 zusammengefasst. Sowohl für das GWP 100 als auch den KEA entfallen in der Entsorgungsphase nur extrem geringe Werte.



**Tabelle 4-6:** Emissionen in der Entsorgungsphase für den Thermoölspeicher

Sachbilanzoutput	absolut	spezifisch
	[t]	[kg/MWh <sub>thNutz</sub> ]
CO <sub>2</sub>	0,870	0,003
CO	3,18E-03	1,06E-05
CH <sub>4</sub>	1,12E-03	3,73E-06
NO <sub>x</sub>	6,59E-03	2,20E-05
SO <sub>x</sub>	1,09E-03	3,64E-06
NMVOC	1,44E-03	4,80E-06
Partikel PM10	4,72E-04	1,57E-06
Wirkungsbilanz	absolut	spezifisch
	[t <sub>CO2äq</sub> ]	[kg <sub>CO2äq</sub> /MWh <sub>thNutz</sub> ]
GWP 100	0,96	3,2E-06
	[MWh]	[MWh/MWh <sub>thNutz</sub> ]
KEA	4,10	1,37E-05

#### 4.4.4 Gesamtbetrachtung für das Thermoölverfahren

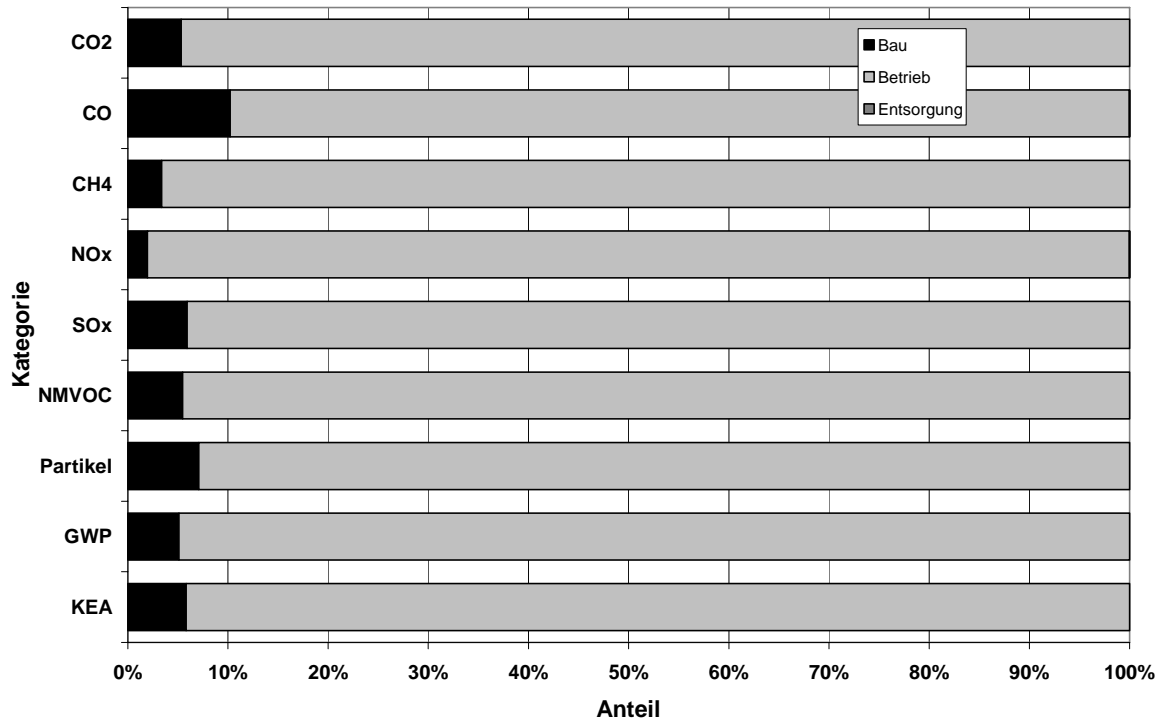
Die sich aus der Summierung über die einzelnen Lebensphasen des Thermoölverfahrens ergebenden Absolutwerte von Sachbilanzoutput und Wirkungsbilanzkategorien sind in Tabelle 4-7 zusammengestellt.

**Tabelle 4-7:** Emissionen für den Thermoölspeicher über den gesamten Lebensweg

Sachbilanzoutput	absolut	spezifisch
	[t]	[kg/MWh <sub>thNutz</sub> ]
CO <sub>2</sub>	10.232,4	34,108
CO	28,5	0,095
CH <sub>4</sub>	13,2	0,044
NO <sub>x</sub>	57,3	0,191
SO <sub>x</sub>	20,3	0,068
NMVOC	21,2	0,071
Partikel PM10	16,2	0,054
Wirkungsbilanz	absolut	spezifisch
	[t <sub>CO2äq</sub> ]	[kg <sub>CO2äq</sub> /MWh <sub>thNutz</sub> ]
GWP 100	11.112,8	37,043
	[MWh]	[MWh/MWh <sub>thNutz</sub> ]
KEA	53.081,8	0,177

Über den gesamten Lebenszyklus ergeben sich absolute CO<sub>2</sub>-Emissionen von 10.180 t, entsprechend einem spezifischen Wert von 34,1 kg/MWh<sub>thNutz</sub>. Die anderen betrachteten Schadstoffe spielen mengenmäßig untergeordnete Rollen. Der absolute GWP-Wert liegt bei 11.113 t CO<sub>2äq</sub>, woraus sich ein spezifischer Wert von 37,0 kg CO<sub>2äq</sub>/MWh<sub>thNutz</sub> ergibt. Der KEA des gesamten Lebenszyklus ergibt sich zu 53.082 MWh bzw. 0,18 MWh/MWh<sub>thNutz</sub>.

Für das Thermoölverfahren fokussieren sich die Emissionen und der KEA mit jeweils über 90 % auf die Lebensphase Betrieb (Abbildung 4-1). Die entscheidenden Faktoren der betrieblichen Emissionen sind der LKW-Transport, der beim CO<sub>2</sub> einen Anteil von 61 % erreicht, und der Strombedarf für Pumpen und Steuerungen mit einem Anteil von 38 %. Die übrigen Aufwendungen spielen anteilmäßig keine nennenswerte Rolle.



**Abbildung 4-1:** Prozentuale Verteilung der Sachbilanzoutput- und Wirkungskategorieergebnisse für das Speicherkonzept Thermoölspeicher

In der Bauphase, deren Emissionsanteil ca. 5 % des Gesamtvolumens ausmacht, fällt besonders der hohe CO-Anteil (10 % des gesamten CO-Ausstoßes) auf, der seine Ursache im hohen Isolierungsaufwand in Folge der hohen Speichertemperatur (37 %) sowie der Bereitstellung von Stahlwerkstoffen (29 %) hat. Hauptemissionsträger der Bauphase beim CO<sub>2</sub> ist das Thermoöl mit einem Anteil von 54 %, weitere 25 % entfallen auf die Stahlbereitstellung.

Wegen der ausschließlichen Nutzung leicht entsorgbarer Standardmaterialien für den Anlagenbau weist die Lebensphase Entsorgung nur geringe Anteile von unter 1 % an den Umweltwirkungen auf.

#### 4.5 LCA für den Latentwärmespeicher

Die Wärmeauskopplung erfolgt beim Latentwärmespeichersystems (Abbildung 2-3) analog zum Thermoölverfahren über einen Wärmetauscher, in dem die Wärme ebenfalls auf einen Thermoölstrom übergeht. Das Thermoöl wird in den PCM-Container gepumpt, wo die Wärme durch Aufheizung und Schmelzen in das Speichermedium übergeht. Nach dem Transport per LKW zum Nutzerstandort wird die Wärme über kaltes Thermoöl aus dem Container entnommen und dem Nutzerkreislauf hinzugeführt.

Bei der Dimensionierung der Latentwärmespeichersysteme ist besonders beachtenswert, dass die Entladeleistung um 50 % unterhalb der Ladeleistung liegt, d. h., es müssen entsprechend mehr Container beschafft werden, um die volle Entladeleistung beim Nutzer jederzeit gewähr-

leisten zu können. In der Praxis bedeutet dieser Unterschied, dass der Entladevorgang doppelt so lang wie der Ladevorgang dauert.

Bei längeren Entfernungen zwischen Quelle und Nutzer lässt sich dieser Effekt nicht mehr durch logistische Maßnahmen ausgleichen. Stattdessen müssen dann ggf. noch weitere zusätzliche Container für die Berücksichtigung der Transportphase eingeplant werden.

#### 4.5.1 Rahmendaten der Bauphase

Für die Versorgungsaufgabe werden neben je einer Auf- und Entladestation, die weitgehend identisch mit denen des Thermoölverfahrens sind, insgesamt 16 Transportcontainer bilanziert. Die Container weisen eine Ladeleistung von je  $1 \text{ MW}_{\text{th}}$  und ein Nettospeichervermögen von  $2.800 \text{ kWh}_{\text{thNutz}}$  auf, die Entladeleistung beträgt jeweils  $0,5 \text{ MW}_{\text{th}}$ . Wegen der hohen Korrosivität von Salzlösungen sind die Container aus hoch legierten Stählen und Aluminium gefertigt. Die Thermoölleitungen der PCM-Anlage bestehen aus Teflon. Die Wärmeaus- und ein- kopplung erfolgt analog zum Thermoölverfahren. Wegen des geringeren Speichertemperatur- niveaus der PCM-Masse steigt allerdings der Bedarf an Wärmeaustauschfläche am Nutzer- standort gegenüber dem Thermoölverfahren deutlich an und erreicht einen Gesamtwert von  $500 \text{ m}^2$ . Der Aufwand der Bauphase ist in Tabelle 4-8 zusammengefasst.

**Tabelle 4-8:** Aufwand in der Bauphase für den Latentwärmespeicher

<b>Sachbilanzinput</b>		
<b>Materialkategorie</b>	<b>Einheit</b>	<b>Aufwand</b>
Stahl unlegiert	[kg]	7
Stahlguss	[kg]	24
Grauguss	[kg]	254
Stahlblech	[kg]	26.039
Isolierung	[kg]	4.044
Edelstahl	[kg]	16.000
Kunststoff	[kg]	2
Messing	[kg]	790
Farbe	[kg]	258
Aluminium	[kg]	16.007
Gummi	[kg]	6
Elektronik	[kg]	45
Teflon	[kg]	693
Salz	[kg]	448.000
Thermoöl	[kg]	8.000
Kupfer	[kg]	8
<b>Transportkategorie</b>		
<b>Einheit</b>	<b>Aufwand</b>	
LKW-Transport	[tkm]	208.070
Bahntransport	[tkm]	179.234
<b>Energiekategorie</b>		
<b>Einheit</b>	<b>Aufwand</b>	
Strom	[MWh <sub>el</sub> ]	4.999

Die sich aus dem Aufwand der Bauphase ergebenden Umweltwirkungen auf Sachbilanzoutput bzw. Wirkungsebene sind in Tabelle 4-9 enthalten. Für das GWP 100 ergibt sich ein Wert von  $1,9 \text{ kg CO}_{2\text{äq}}/\text{MWh}_{\text{thNutz}}$ , der zu 93 % aus  $\text{CO}_2$ -Emissionen besteht. Der KEA der Bauphase beträgt  $0,01 \text{ MWh}/\text{MWh}_{\text{thNutz}}$ .

**Tabelle 4-9:** Emissionen in der Bauphase für den Latentwärmespeicher

Sachbilanzoutput	absolut	spezifisch
	[t]	[kg/MWh <sub>thNutz</sub> ]
CO <sub>2</sub>	520,39	1,735
CO	2,05	0,007
CH <sub>4</sub>	0,91	0,003
NO <sub>x</sub>	1,45	0,005
SO <sub>x</sub>	1,84	0,006
NM VOC	0,26	0,001
Partikel PM10	0,52	0,002
Wirkungsbilanz	absolut	spezifisch
	[tCO <sub>2äq</sub> ]	[kgCO <sub>2äq</sub> /MWh <sub>thNutz</sub> ]
GWP 100	557,0	1,857
	[MWh]	[MWh/MWh <sub>thNutz</sub> ]
KEA	3.272,96	0,01

#### 4.5.2 Rahmendaten der Betriebsphase

Die Betriebsphase ist aus ökologischer Sicht gekennzeichnet von den Aufwendungen für den LKW-Transport und den Betriebsstrom für Pumpen und Steuerungsanlagen. Zusätzlich wird der Thermoölinhalt der Container zum Ausgleich von Leckageverlusten und Materialalterung während des Betriebszeitraums - wie bereits beim Thermoölverfahren - einmal komplett gewechselt. Diese Aufwendungen der Betriebsphase sind in Tabelle 4-10 zusammengestellt.

**Tabelle 4-10:** Kumulierter betrieblicher Aufwand für den Latentwärmespeicher über die gesamte Betriebsdauer

Sachbilanzinput	absolut		spezifisch	
	[tkm]		[tkm/MWh <sub>thNutz</sub> ]	
Transportbedarf		64.285.714		214,3
Strombedarf	[MWh <sub>el</sub> ]	4.888	[MWh <sub>el</sub> /MWh <sub>thNutz</sub> ]	0,02
Thermoöl	[kg]	8.000	[kg/MWh <sub>thNutz</sub> ]	0,03
Schmieröl	[kg]	4.800	[kg/MWh <sub>thNutz</sub> ]	0,02

Die sich aus dem betrieblichen Aufwand ergebenden Emissionsdaten der PCM-Anwendung sind in Tabelle 4-11 erfasst. Für die Zielgröße GWP 100 errechnet sich ein Wert von  $47,7 \text{ kgCO}_{2\text{äq}}/\text{MWh}_{\text{thNutz}}$  mit einem  $\text{CO}_2$ -Anteil von 92 %. Der KEA beträgt  $0,2 \text{ MWh je MWh}_{\text{thNutz}}$ .

**Tabelle 4-11:** Emissionen in der Betriebsphase für den Latentwärmespeicher

Sachbilanzoutput	absolut	spezifisch
	[t]	[kg/MWh <sub>thNutz</sub> ]
CO <sub>2</sub>	13.161,6	43,872
N <sub>2</sub> O	RS MP	
CO	39,6	0,132
CH <sub>4</sub>	14,3	0,048
NO <sub>x</sub>	83,0	0,277
SO <sub>x</sub>	15,7	0,052
NM VOC	18,0	0,060
Partikel PM10	6,1	0,020
Wirkungsbilanz	absolut	spezifisch
	[t <sub>CO2äq</sub> ]	[kg <sub>CO2äq</sub> /MWh <sub>thNutz</sub> ]
GWP 100	14.316,0	47,720
	[MWh]	[MWh/MWh <sub>thNutz</sub> ]
KEA	65.537,0	0,218

### 4.5.3 Rahmendaten der Entsorgungsphase

Die Entsorgungsphase der Anlagen (Tabelle 4-12) umfasst die energetischen Aufwendungen der Demontage und des Transports zur Deponierung bzw. zur Recyclinganlage. Die entsprechenden Entfernungen werden mit jeweils 50 km angenommen.

**Tabelle 4-12:** Aufwand in der Entsorgungsphase für den Latentwärmespeicher

Sachbilanzinput	absolut		spezifisch	
	[tkm]		[tkm/MWh <sub>thNutz</sub> ]	
Transportbedarf		25.553		0,085
Strombedarf	[MWh <sub>el</sub> ]	31	[MWh <sub>el</sub> /MWh <sub>thNutz</sub> ]	1,0E-04

Die sich aus diesen Aufwendungen ergebenden Emissionen (Sachbilanzoutput) und Ergebnisse der betrachteten Wirkungsgrößen sind in Tabelle 4-13 zusammengefasst. Sowohl für das GWP 100 als auch den KEA weist die Entsorgungsphase nur marginale Werte auf.

**Tabelle 4-13:** Emissionen in der Entsorgungsphase für den Latentwärmespeicher

Sachbilanzoutput	absolut	spezifisch
	[t]	[kg/MWh <sub>thNutz</sub> ]
CO <sub>2</sub>	4,0624	0,0135
N <sub>2</sub> O	RS MP	
CO	1,5E-02	5,1E-05
CH <sub>4</sub>	5,4E-03	1,8E-05
NO <sub>x</sub>	3,2E-02	1,1E-04
SO <sub>x</sub>	5,3E-03	1,8E-05
NM VOC	7,0E-03	2,3E-05
Partikel PM10	2,3E-03	7,6E-06
Wirkungsbilanz	absolut	spezifisch
	[t <sub>CO2äq</sub> ]	[kg <sub>CO2äq</sub> /MWh <sub>thNutz</sub> ]
GWP 100	4,5053	0,0150
	[MWh]	[MWh/MWh <sub>thNutz</sub> ]
KEA	23,5826	0,0001

#### 4.5.4 Gesamtbetrachtung für den Latentwärmespeicher

Die sich aus der Summe der verschiedenen Lebensphasen ergebenden Werte des Sachbilanzoutputs und der Wirkungsbilanz des Latentwärmespeicherkonzepts sind in Tabelle 4-14 enthalten. Es ergeben sich über den gesamten Lebenszyklus CO<sub>2</sub>-Emissionen von 13.686 t bzw. von 45,6 kg CO<sub>2</sub>/MWh<sub>thNutz</sub>. Die Emissionen der weiteren erfassten Substanzen fallen massenseitig deutlich geringer aus. Es ergibt sich ein GWP 100-Wert von 14.878 t CO<sub>2äq</sub> bzw. 50 kg CO<sub>2äq</sub> je MWh<sub>thNutz</sub>. Der zugehörige KEA beträgt 68.834 MWh bzw. 0,23 MWh je MWh<sub>thNutz</sub>.

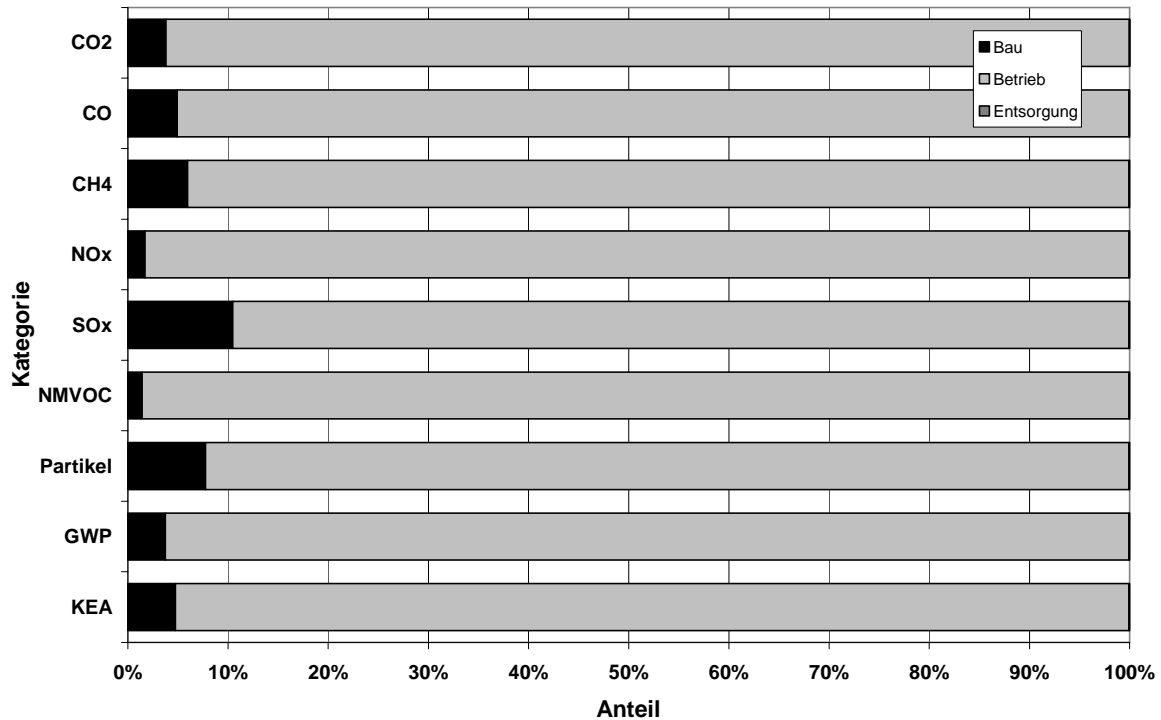
**Tabelle 4-14:** Emissionen für den Latentwärmespeicher über den gesamten Lebensweg

Sachbilanzoutput	absolut	spezifisch
	[t]	[kg/MWh <sub>thNutz</sub> ]
CO <sub>2</sub>	13.686,0	45,620
N <sub>2</sub> O	RS MP	
CO	41,7	0,139
CH <sub>4</sub>	15,2	0,051
NO <sub>x</sub>	84,5	0,282
SO <sub>x</sub>	17,6	0,059
NM VOC	18,3	0,061
Partikel PM10	6,6	0,022
Wirkungsbilanz	absolut	spezifisch
	[tCO <sub>2äq</sub> ]	[kgCO <sub>2äq</sub> /MWh <sub>thNutz</sub> ]
GWP 100	14.877,5	49,592
	[MWh]	[MWh/MWh <sub>thNutz</sub> ]
KEA	68.833,5	0,229

Die in Abbildung 4-2 dargestellte Verteilung der einzelnen Werte von Sachbilanzoutput und Wirkungsbilanz über die drei Lebensphasen der untersuchten Anlage zeigt, dass der emissionsseitige und energiebedarfsseitige Schwerpunkt vor allem auf der Betriebsphase liegt. Die Aufwendungen der Entsorgung und die daraus resultierenden ökologischen Folgen spielen auch bei der Latentwärmespeicherung mit einem Anteil von ca. 1 % im Vergleich der Lebensphasen keine nennenswerte Rolle.

Für den Latentwärmespeicher fokussieren sich die Emissionen und der KEA mit jeweils etwa 95 % auf die Lebensphase Betrieb. Die entscheidenden Faktoren der betrieblichen Emissionen sind der LKW-Transport, der beim CO<sub>2</sub> einen Anteil von 78 % erreicht, und der Strombedarf für Pumpen und Steuerungen mit 22 %.

In der Bauphase, deren Emissionsanteil ca. 5 % des Gesamtvolumens ausmacht, fällt besonders der hohe Schwefeloxidanteil (10 % der Gesamtemissionen) auf, der seine Hauptursache in den Aufwendungen für die Salzbereitstellung hat, auf die 66 % der baulichen SO<sub>x</sub>-Emissionen entfallen. Mit 15 % der SO<sub>x</sub>-Emissionen des Anlagenbaus entfällt ein weiterer beträchtlicher Anteil auch auf die Edelstahlbereitstellung. Hauptemissionsträger der Bauphase beim CO<sub>2</sub> sind ebenfalls die Salzbereitstellung (69 %) und die Edelstahlproduktion mit wiederum 15 %.



**Abbildung 4-2:** Prozentuale Verteilung der Sachbilanzoutput- und Wirkungskategorieergebnisse für das Speicherkonzept Latentwärmespeicher

## 4.6 LCA für den Zeolithspeicher

Die Betrachtung der Versorgungsoption Zeolithspeicher erfolgt analog zu den vorab beschriebenen Speicherkonzepten separat für die einzelnen Lebensphasen Bau, Betrieb und Entsorgung. Die jeweiligen Rahmendaten sind nachfolgend beschrieben.

### 4.6.1 Rahmendaten der Bauphase

Die Bauphase der Versorgungsvariante Zeolithspeicher ist gegenüber den übrigen betrachteten Speicherkonzepten durch den quellseitigen Verzicht auf die Baugruppe „Wärmetauscher“ charakterisiert (Abbildung 2-4). Stattdessen wird der Rauchgasstrom im Bypassverfahren durch die in den Transportcontainern befindliche Zeolithschüttungen geleitet. Beim Wärmeverbraucher wird der Wärmestrom analog zum Thermoöl- und PCM-Verfahren über Wärmetauscher in den dortigen Versorgungskreislauf integriert. Der hierzu erforderliche Luftstrom muss zur Wärmeaufnahme vor Eintritt in den Speichercontainer durch einen Befeuchter mit Wasser versetzt werden. Wegen des schlechteren Wärmeübergangs am Nutzerstandort von gasförmiger zu flüssiger Phase und des geringen Temperaturgradienten wird mit einer Übertragungsfläche von insgesamt  $3.134 \text{ m}^2$  ein hoher materieller Aufwand für die Wärmetauscher erforderlich.

Die für den Transport der Wärme eingesetzten Container werden mit einer Nettowärmespeicherkapazität von jeweils  $3,7 \text{ MWh}_{\text{thNutz}}$  bilanziert. Die thermische Leistung der Container

wird, abweichend von /Storch, Hauer 2005/, zur besseren Auslastung der LKW-Transportkapazität und damit zur Minimierung des Transportaufwands mit je 500 kW<sub>th</sub> dimensioniert. Zur Erfüllung der Versorgungsaufgabe werden 21 Container benötigt, pro Container wird ein Gewicht von 30 t veranschlagt.

Da in den BALANCE-Datenbanken keine Zeolithinventardaten vorhanden sind, wird die Inventarisierung in Form einer Bilanzierung der Zeolithproduktion ebenfalls in der Bauphase vorgenommen. Die hierfür erforderlichen Materialien und Energiebedarfsdaten wurden gemäß /Fawer et al. 1998/ bilanziert und sind in kumulierter Form in Tabelle 4-15 dargestellt.

**Tabelle 4-15:** Aufwand in der Bauphase für den Zeolithspeicher /Fawer et al. 1998/

<b>Sachbilanzinput</b>		
<b>Materialkategorie</b>	<b>Einheit</b>	<b>Aufwand</b>
Stahl	[kg]	7
Stahlguss	[kg]	26
Grauguss	[kg]	254
Stahlblech	[kg]	70.494
Isolierung	[kg]	5.218
Kunststoff	[kg]	2
Kupfer	[kg]	8
Farbe	[kg]	349
Aluminium	[kg]	126.007
Gummi	[kg]	6
Elektronik	[kg]	45
Teflon	[kg]	28
Bauxit	[kg]	212.598
Sand	[kg]	260.643
Kalk	[kg]	11.160
NaOH	[kg]	93.744
Al(OH) <sub>3</sub>	[kg]	169.074
<b>Transportkategorie</b>		
<b>Einheit</b>	<b>Aufwand</b>	
LKW-Transport	[tkm]	379.899
Bahntransport	[tkm]	298.899
Seetransport	[tkm]	850.392
<b>Energiekategorie</b>		
<b>Einheit</b>	<b>Aufwand</b>	
Strom	[MWh <sub>el</sub> ]	3.256
Erdgas	[MWh]	3
Diesel	[MWh]	5
Schweröl	[MWh]	35
Leichtöl	[MWh]	6
Kohle	[MWh]	3.937

Die sich aus dem Aufwand der Bauphase ergebenden Umweltwirkungen auf Sachbilanzoutput bzw. Wirkungsebene sind in Tabelle 4-16 erfasst. Dabei zeigen sich für das GWP 100 und den KEA Werte von 1,6 kgCO<sub>2aq</sub>/MWh<sub>thNutz</sub> bzw. 0,004 MWh/MWh<sub>thNutz</sub>.



**Tabelle 4-16:** Emissionen in der Bauphase für den Zeolithspeicher

Sachbilanzoutput	absolut	spezifisch
	[t]	[kg/MWh <sub>thNutz</sub> ]
CO <sub>2</sub>	461,78	1,539
CO	2,38	0,008
CH <sub>4</sub>	0,64	0,002
NO <sub>x</sub>	1,27	0,004
SO <sub>x</sub>	1,50	0,005
NMVOG	1,11	0,004
Partikel PM10	0,19	0,001
Wirkungsbilanz	absolut	spezifisch
	[tCO <sub>2äq</sub> ]	[kgCO <sub>2äq</sub> /MWh <sub>thNutz</sub> ]
GWP 100	490,0	1,633
	[MWh]	[MWh/MWh <sub>thNutz</sub> ]
KEA	1.070,85	0,004

#### 4.6.2 Rahmendaten der Betriebsphase

Die Aufwendungen der Betriebsphase des Zeolithspeichers (Tabelle 4-17) beinhalten ebenfalls den Containertransport per LKW. Die Be- und Entladung der Speichermassen erfolgt über die Zu- und Abfuhr von Luftmassen, welche die Sorptionswärme in der Zeolithschüttung ein- bzw. ausspeichern. Hierzu sind entsprechende Strommengen für den Betrieb der Gebläse zu berücksichtigen. Zusätzlicher Aufwand ergibt sich durch den Strombedarf der Steuerung und dem Schmierölaufkommen der Luftförderung.

**Tabelle 4-17:** Kumulierter betrieblicher Aufwand für den Zeolithspeicher über die gesamte Betriebsdauer

Sachbilanzinput	absolut		spezifisch	
	[tkm]		[tkm/MWh <sub>thNutz</sub> ]	
Transportbedarf	48.387.097		161,2	
Strombedarf	6.596		0,022	
Wasser	30.000		0,1	
Schmieröl	6.508		0,022	

Die sich aus dem betrieblichen Aufwand ergebenden Emissionsdaten der PCM-Anwendung sind in Tabelle 4-18 erfasst. Mit 41,9 kgCO<sub>2äq</sub>/MWh<sub>thNutz</sub> ergibt sich für das GWP 100 ein Wert, der mit einem Anteil von 93 % von den CO<sub>2</sub>-Emissionen dominiert wird. Beim KEA errechnen sich 0,2 MWh/MWh<sub>thNutz</sub>.

**Tabelle 4-18:** Emissionen in der Betriebsphase für den Zeolithspeicher

Sachbilanzoutput	absolut	spezifisch
	[t]	[kg/MWh <sub>thNutz</sub> ]
CO <sub>2</sub>	11.667,6	38,892
CO	36,5	0,122
CH <sub>4</sub>	11,1	0,037
NO <sub>x</sub>	64,1	0,214
SO <sub>x</sub>	13,3	0,044
NMVOG	13,9	0,046
Partikel PM10	4,9	0,016

Wirkungsbilanz	absolut	spezifisch
	[tCO <sub>2äq</sub> ]	[kgCO <sub>2äq</sub> /MWh <sub>thNutz</sub> ]
GWP 100	12.561,3	41,871
	[MWh]	[MWh/MWh <sub>thNutz</sub> ]
KEA	58.131,0	0,194

### 4.6.3 Rahmendaten der Entsorgungsphase

Der Entsorgungsweg der Zeolithanlage erfolgt parallel zu den bereits gezeigten Thermoöl- und Latentwärmespeichersystemen. Der erforderliche Aufwand ist in Tabelle 4-19 zusammengefasst.

**Tabelle 4-19:** Aufwand in der Entsorgungsphase für den Zeolithspeicher

Sachbilanzinput	absolut		spezifisch	
	[tkm]		[tkm/MWh <sub>thNutz</sub> ]	
Transportbedarf		55.583		0,19
Strombedarf	[MWh <sub>e,l</sub> ]	69,17	[MWh <sub>e,l</sub> /MWh <sub>thNutz</sub> ]	2,31E-04

Die sich aus diesen Aufwendungen ergebenden Emissionen (Sachbilanzoutput) und Ergebnisse der betrachteten Wirkungsgrößen sind in Tabelle 4-20 zusammengefasst. Auch für das Zeolithsystem weist die Entsorgungsphase somit nur marginale Werte der Wirkungskategorien auf.

**Tabelle 4-20:** Emissionen in der Entsorgungsphase für den Zeolithspeicher

Sachbilanzoutput	absolut	spezifisch
	[t]	[kg/MWh <sub>thNutz</sub> ]
CO <sub>2</sub>	8,8370	0,0295
CO	3,4E-02	1,1E-04
CH <sub>4</sub>	1,2E-02	3,9E-05
NO <sub>x</sub>	7,0E-02	2,3E-04
SO <sub>x</sub>	1,2E-02	3,8E-05
NM VOC	1,5E-02	5,1E-05
Partikel PM10	5,0E-03	1,7E-05
Wirkungsbilanz	absolut	spezifisch
	[tCO <sub>2äq</sub> ]	[kgCO <sub>2äq</sub> /MWh <sub>thNutz</sub> ]
GWP 100	9,80	0,033
	[MWh]	[MWh/MWh <sub>thNutz</sub> ]
KEA	44,04	1,47E-04

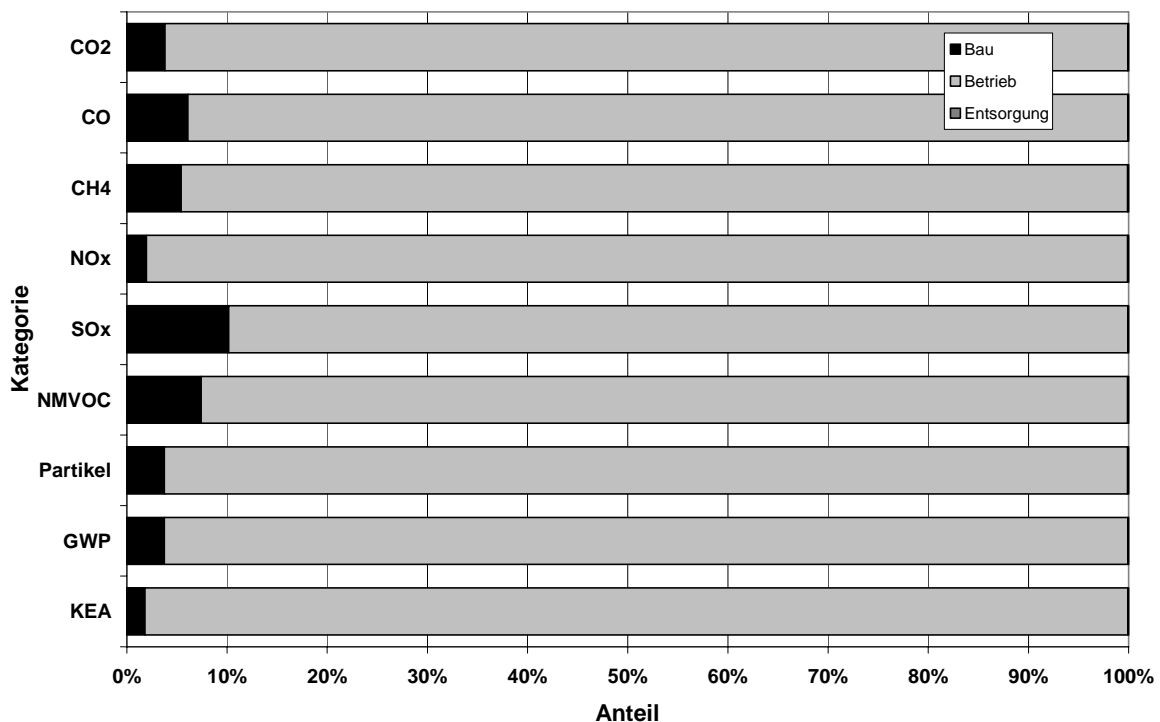
### 4.6.4 Gesamtbetrachtung für den Zeolithspeicher

Die sich aus der Summierung über die einzelnen Lebensphasen des Zeolithverfahrens ergebenden Absolutwerte von Sachbilanzoutput und Wirkungsbilanzkategorien sind in Tabelle 4-21 zusammengestellt. Es ergeben sich absolute CO<sub>2</sub>-Emissionen von 12.138 t bzw. ein GWP-Wert von 13.061 tCO<sub>2äq</sub>. Die entsprechenden spezifischen Werte betragen 40,5 kgCO<sub>2</sub> je MWh<sub>thNutz</sub> bzw. 43,5 kgCO<sub>2äq</sub>/MWh<sub>thNutz</sub>. Über den gesamten Lebenszyklus ergibt sich ein KEA von 59.246 MWh bzw. 0,20 MWh/MWh<sub>thNutz</sub>.

**Tabelle 4-21:** Emissionen für den Zeolithspeicher über den gesamten Lebensweg

Sachbilanzoutput	absolut	spezifisch
	[t]	[kg/MWh <sub>thNutz</sub> ]
CO <sub>2</sub>	12.138,2	40,461
N <sub>2</sub> O	RS MP	
CO	38,9	0,130
CH <sub>4</sub>	11,8	0,039
NO <sub>x</sub>	65,5	0,218
SO <sub>x</sub>	14,8	0,049
NMVOG	15,0	0,050
Partikel PM10	5,1	0,017
Wirkungsbilanz	absolut	spezifisch
	[tCO <sub>2äq</sub> ]	[kgCO <sub>2äq</sub> /MWh <sub>thNutz</sub> ]
GWP 100	13.061,1	43,537
	[MWh]	[MWh/MWh <sub>thNutz</sub> ]
KEA	59.245,9	0,197

Für das Zeolithverfahren ergibt sich ebenfalls eine Fokussierung der Emissionen und des KEA (>95 %) auf die Lebensphase Betrieb (Abbildung 4-3). Die hauptsächlich betrieblichen Emissionen an CO<sub>2</sub> stammen aus dem LKW-Transport, die 66 % ausmachen. Auf den Strombedarf entfallen 34 %. Der Wasserbedarf der Befeuchtung spielt emissionsseitig keine nennenswerte Rolle.

**Abbildung 4-3:** Prozentuale Verteilung der Sachbilanzoutput- und Wirkungskategorieergebnisse für das Speicherkonzept Zeolithspeicher

Bei den baulichen Emissionen ergibt sich auch für den Zeolithspeicher ein verhältnismäßig hoher Anteil beim SO<sub>x</sub> von 10 %. Hierzu trägt v. a. die Zeolithproduktion mit einem Anteil

von 32 % der baulichen Emissionen bei. Auch die CO<sub>2</sub>-Emissionen der Bauphase werden mit einem Anteil von 46 % von der Zeolithbereitstellung dominiert.

Wegen der ausschließlichen Nutzung leicht entsorgbarer Standardmaterialien für den Anlagenbau, die deponiert werden können, weist die Lebensphase Entsorgung nur geringe Anteile im Bereich von 1 % an den Umweltwirkungen des Zeolithsystems auf.

#### 4.7 LCA für die Erdgas-Referenzanlage

Bei der betrachteten Referenzvariante Erdgasversorgung wird die alternative Erzeugung der Nutzwärmemengen in einem Erdgasbrennwertkesselsystem betrachtet. Hierbei sind - neben den brennstoffspezifischen Emissionsfaktoren - v. a. die Einflussgrößen Wirkungsgradverluste und Erdgasbereitstellungsaufwendungen zu berücksichtigen. Die Wärmeerzeugungsanlage selbst ist nicht Bilanzgegenstand, da sie bei den Versorgungsalternativen der thermischen Speicherung zur Überbrückung von Ausfallzeiten als Backup ebenfalls vorhanden ist.

Die Bereitstellungsemissionen werden gemäß dem Erdgasmix Deutschland abgebildet, die entsprechenden Werte finden sich in Tabelle 4-22. Für den Wirkungsgrad der Wärmeerzeugung auf Basis der Erdgasbrennwertkesseltechnik wird von einem Nutzungsgrad von 90 % ausgegangen.

**Tabelle 4-22:** Ökologische Rahmendaten der Erdgasbereitstellung und der Erdgasnutzung in Brennwertkesselsystemen /BWPLUS 2004/, /ECOINVENT 2007/

		Erdgasnutzung	Erdgasbereitstellung	Summe
CO <sub>2</sub>	[g/kWh]	200	28,02	228,02
CO	[g/kWh]	0,26	0,05	0,31
CH <sub>4</sub>	[g/kWh]	1,48	0,62	2,10
NO <sub>x</sub>	[g/kWh]	0,23	0,09	0,32
SO <sub>x</sub>	[g/kWh]	0,08	0,13	0,21
Partikel PM 10	[g/kWh]	0,08	0,004	0,08
NMVOG	[g/kWh]	0,04	0,11	0,15
<hr/>				
GWP	[g <sub>CO2</sub> /kWh]	237	43,79	280,79
KEA	[MWh/MWh]	1	0,161	1,161

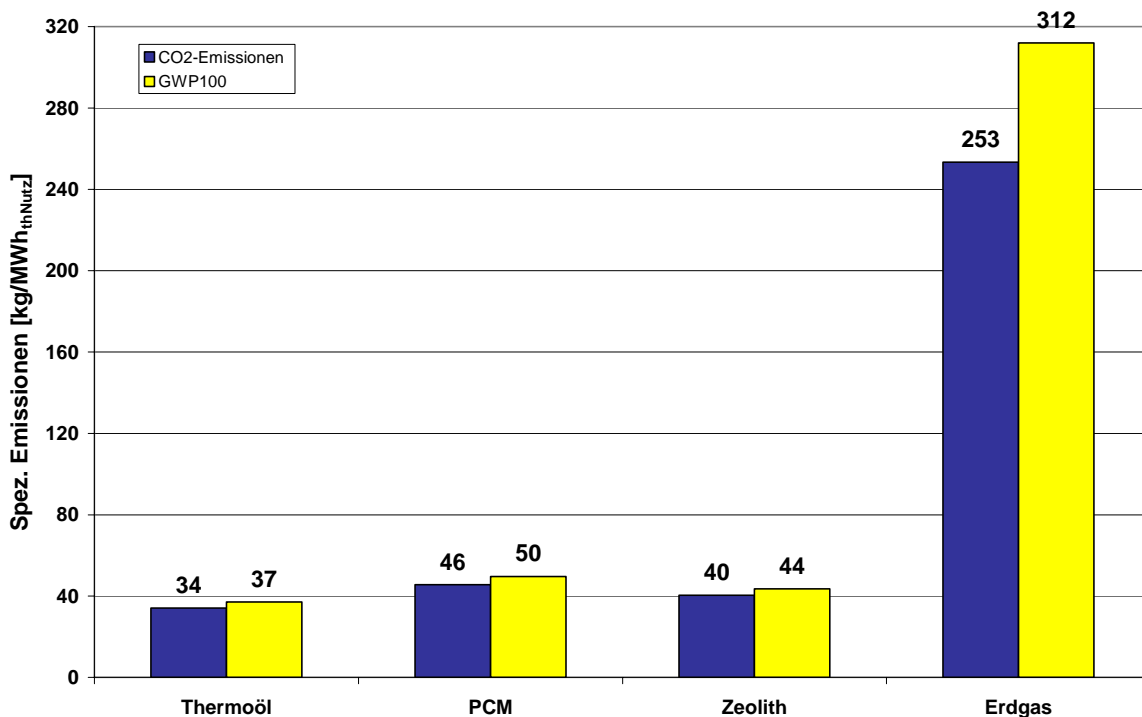
Die sich daraus ergebenden spezifischen Emissionen des Erdgasbetriebs der Wärmeversorgung sind in Tabelle 4-23 dargestellt. Aus den gegebenen Daten errechnen sich, unter Berücksichtigung des Nutzungsgrades von 90 %, spezifische CO<sub>2</sub>-Gesamtemissionen von 253 kg je MWh<sub>thNutz</sub>. Dies entspricht einem GWP 100-Wert von 312 kgCO<sub>2äq</sub>/MWh<sub>thNutz</sub>. Der spezifische kumulierte Energieaufwand beträgt 1,29 MWh/MWh<sub>thNutz</sub>.

**Tabelle 4-23:** Sachbilanzoutput- und Wirkungsbilanzwerte der Erdgasnutzung in Brennwertkesselsystemen

Sachbilanzoutput	absolut	spezifisch
	[t] bzw. [MWh]	[kg/MWh <sub>thNutz</sub> ] bzw. [MWh/MWh <sub>thNutz</sub> ]
CO <sub>2</sub>	76.006,67	253,36
N <sub>2</sub> O	RS MP	RS MP
CO	103,33	0,34
CH <sub>4</sub>	700,00	2,33
NO <sub>x</sub>	106,67	0,36
SO <sub>x</sub>	70,00	0,23
Partikel PM 10	26,67	0,09
NMVOG	50,00	0,17
GWP	93.596,7	311,99
KEA	387,0	1,29

#### 4.8 Ökologischer Vergleich und Bewertung der Versorgungsvarianten

Die sich für die untersuchten Varianten ergebenden Emissionswerte von CO<sub>2</sub> und der Treibhausgase, gemessen im Treibhauspotenzials GWP 100, sind grafisch in Abbildung 4-4 einander gegenüber gestellt. Es ergeben sich für die betrachtete Versorgungsaufgabe mit allen drei Systemen der thermischen mobilen Wärmespeicherung gegenüber der Erdgasversorgung erhebliche Vermeidungspotenziale bei den CO<sub>2</sub>-Emissionsvolumina in der Größenordnung von ca. 85 %.

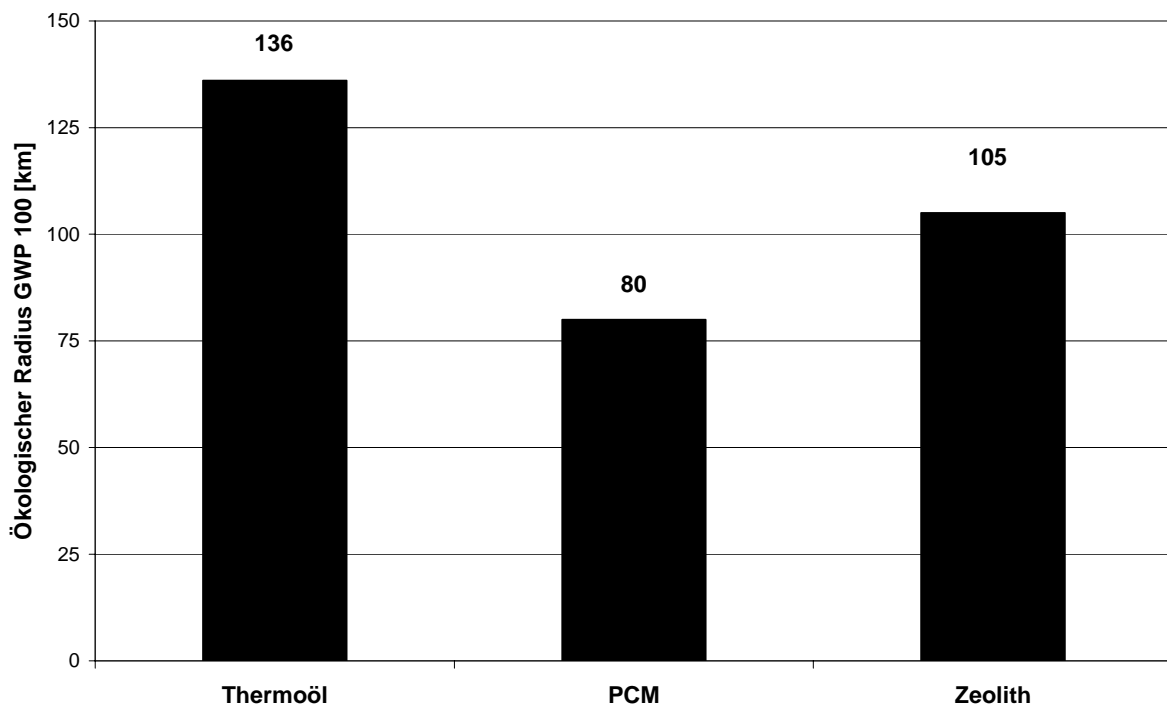


**Abbildung 4-4:** Vergleich der CO<sub>2</sub>-Emissionen und der Treibhauspotenzialwerte GWP 100 der untersuchten Versorgungsalternativen

Die bestehenden emissionsseitigen Unterschiede zwischen den einzelnen Speichervarianten fallen im Vergleich zu den gegenüber der Erdgasversorgung erreichbaren Emissionsminderungen gering aus. Auch der Vergleich der zugehörigen KEAs zeigt deutliche energetische Vorteile der Wärmespeichertechniken gegenüber konventionellen Energieversorgungstechniken.

Die Betriebsphase stellt für alle betrachteten Konzepte der thermischen Energiespeicherung die Hauptquelle des Schadstoffausstoßes und des Energieaufwands dar. In der Betriebsphase ist für alle Speicherkonzepte der gewählten Beispielaufgabe der Transport zwischen Quellen- und Nutzerstandort Hauptverursacher. Somit stellen, neben der anwendungsseitig vorgegebenen Transportentfernung und dem Emissionsniveau des eingesetzten Transportmittels, v. a. die spezifische Wärmekapazität und die erreichbare Speichertemperatur die entscheidenden Einflussfaktoren auf die Höhe der Emissionen der untersuchten Versorgungsaufgabe dar.

Mit Hilfe der ermittelten Emissionsdaten der einzelnen Speicherkonzepte lässt sich auch deren jeweiliger ökologischer Radius ermitteln (Abbildung 4-5). Der ökologische Radius gibt an, bis zu welcher Entfernung zwischen Wärmequelle und Wärmenutzer die jeweiligen Speicherkonzepte der Erdgasnutzung bezüglich des GWP 100 überlegen bzw. gerade noch gleich sind.



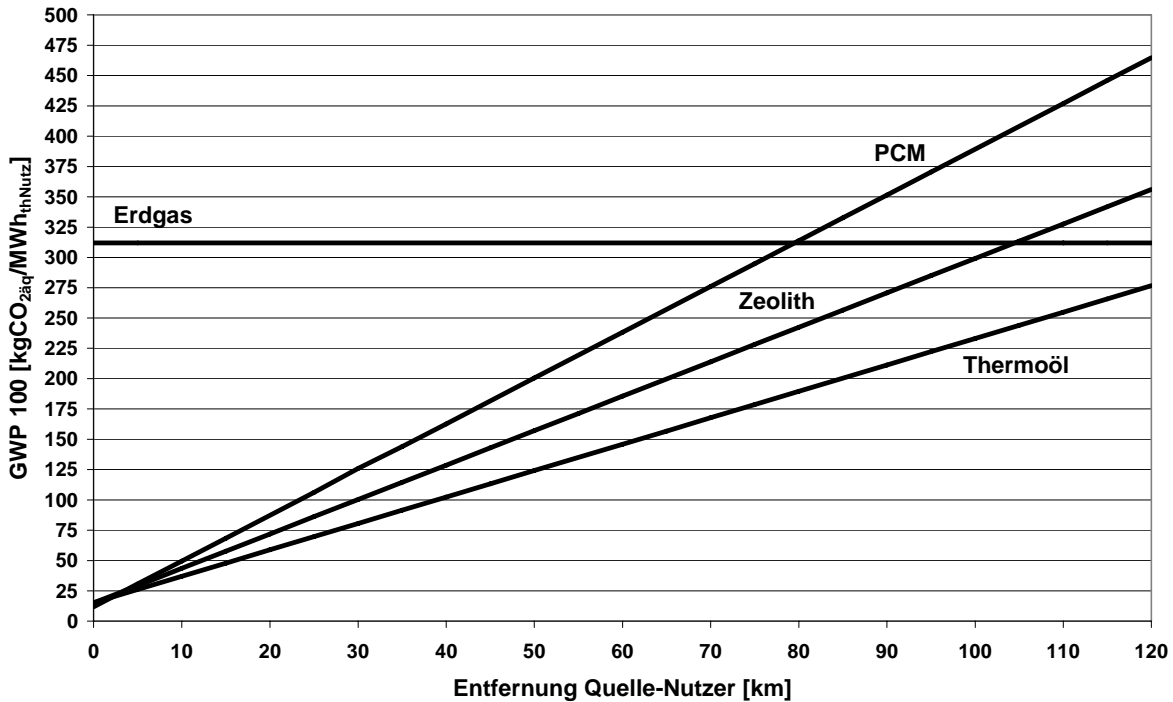
**Abbildung 4-5:** Ökologischer Radius für das Treibhauspotenzial GWP 100 über den gesamten Lebenszyklus der einzelnen Speicherkonzepte für die gegebene Versorgungsaufgabe gegenüber der Erdgasnutzung

Es ergeben sich Werte von 136 km für das Thermoölverfahren, 80 km für die Latentwärmespeicher und 105 km für die Zeolithsysteme. Mit diesen Werten übertreffen die untersuchten Wärmespeicherkonzepte die aus wirtschaftlicher Sicht darstellbaren Aktionsradien, die im Bereich bis maximal etwa 30 km liegen (Abschnitt 5.2), deutlich. Somit kann unter den derzeitigen Rahmenbedingungen davon ausgegangen werden, dass ein wirtschaftlich tragfähiger Einsatz von Speicheranlagen auch ökologische Vorteile mit sich bringt.

#### **4.9 Anwendungsbeispiele der Parametrisierung**

Mit Hilfe der Parametrisierung (Abschnitt 4.2) können die sich aus der Variation der Einflussgrößen ergebenden Änderungen der ökologischen Bilanzierung mit vergleichsweise geringem Aufwand ermittelt und dargestellt werden. In der Praxis diesbezüglich besonders interessante Parameter sind z. B. die Entfernung zwischen Quelle und Nutzer, die ausgekoppelte thermische Leistung oder das zur Verfügung stehende Temperaturniveau, deren Änderungen sich jeweils über unterschiedliche Wege im Bilanzergebnis niederschlagen. So hat bspw. die ausgekoppelte Leistung v. a. Einfluss auf die spezifischen Emissionen der Bau- und Entsorgungsphase, wohingegen sich Änderungen in der Distanz von Quelle und Nutzer in erster Linie auf die Betriebsphase auswirken. Die Temperaturverhältnisse können aufgrund entstehenden Änderungsbedarfs sowohl in der Anlagendimensionierung (und damit in der Bau- und Entsorgungsphase) als auch in der Betriebsphase durch die geänderte Auslastung der Transportkapazitäten Einfluss auf die Entwicklung der Emissionshöhen und deren Verteilung auf die Lebensphasen bewirken. Zu beachten ist allerdings auch, dass Änderungen im Temperaturverhältnis neben Auswirkungen auf die ökologische Bilanzierung durch einen zu gering werdenden Abstand zwischen Quell- und Nutztemperaturniveau – neben wirtschaftlichen Auswirkungen – auch den technisch sinnvollen Betrieb von Wärmespeichersystemen in Frage stellen können.

Beispielhaft wird in Abbildung 4-6 die mit Hilfe des parametrisierten Modells ermittelte Abhängigkeit des GWP 100-Wertes von der Entfernung zwischen Quellen- und Nutzerstandort für das betrachtete Fallbeispiel gezeigt. Es ergibt sich in Folge der (entfernungsunabhängigen) Aufwendungen für den Bau und die Entsorgung der Anlagen für alle Systeme bereits bei der Entfernung 0 ein Emissionsaufkommen, welches mit zunehmendem Abstand zwischen Quelle und Nutzung linear anwächst. Die Steigung der einzelnen Graphen spiegelt die unterschiedliche Speicherkapazität als Produkt aus materialspezifischem Speicherkoeffizienten und erreichbarem Speichertemperaturniveau wider. Dabei besitzt das Thermoöl mit der höchsten massenbezogenen Speicherfähigkeit den geringsten spezifischen Transportaufwand und damit die niedrigsten Emissionswerte. Aus Abbildung 4-6 lässt sich aus den Schnittpunkten der Graphen der einzelnen Speichertechniken mit dem Graphen der Erdgasversorgung der ökologische Radius bezüglich des GWP 100 ablesen (Abbildung 4-5).



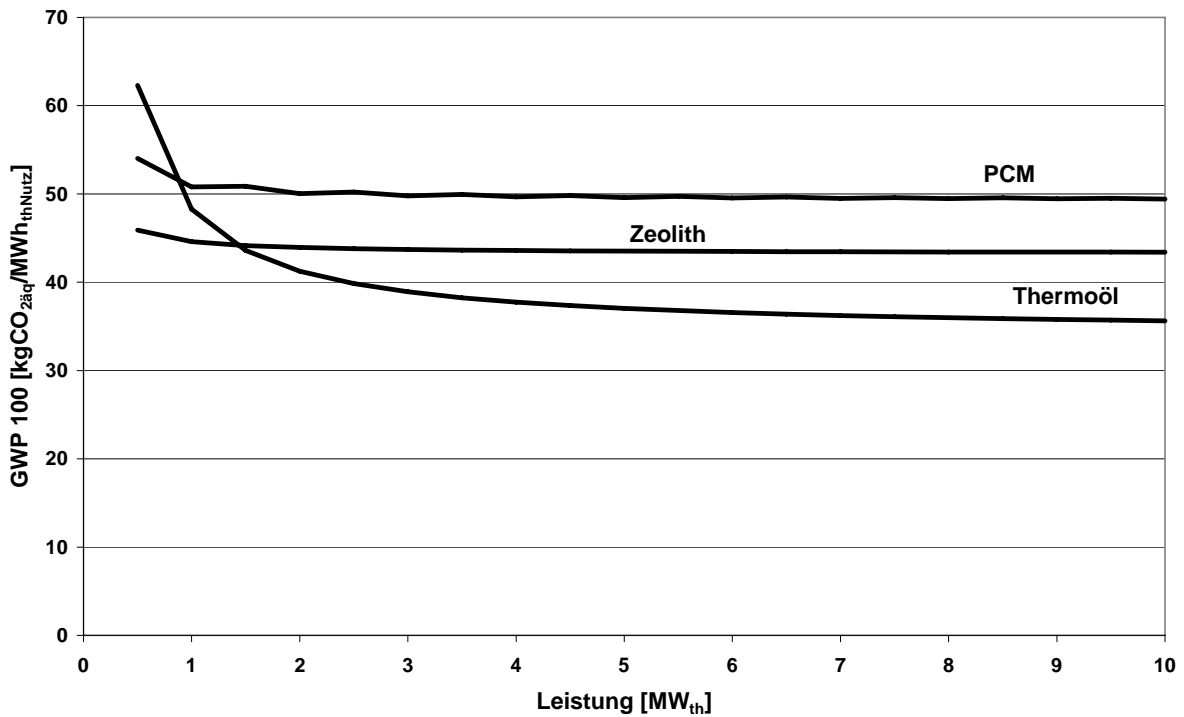
**Abbildung 4-6:** Vergleich der GWP 100-Werte der einzelnen Speichersysteme in Abhängigkeit der Entfernung zwischen Wärmequelle und Wärmenutzung

Eine weitere variable Größe stellt die installierte Auskopplungsleistung dar. Hierbei zeigen sich mit den hohen Anforderungen an den Bau sowie an die Entsorgung der Peripherie beim Thermoöl die stärksten Auswirkungen (Abbildung 4-7). Aufgrund der vorwiegend modularen Bauweise in Form von Transportcontainern bleiben die GWP-Werte beim PCM- und beim Zeolithsystem dagegen nahezu konstant über das betrachtete Leistungsspektrum. Hier stellt das Thermoölverfahren über weite Strecken des Leistungsspektrums die ökologisch verträglichste der untersuchten Alternativen dar. Allerdings weist für Auskopplungsleistungen von bis zu etwa  $1,5 \text{ MW}_{\text{th}}$  das Zeolithverfahren die günstigsten Werte für das GWP 100 auf. Der Vergleichswert für die Erdgasversorgung liegt mit konstant  $312 \text{ kg CO}_{2\text{äq}}/\text{MWh}_{\text{thNutz}}$  über das gesamte betrachtete Leistungsspektrum deutlich oberhalb der Werte aller mobilen Speichersysteme.

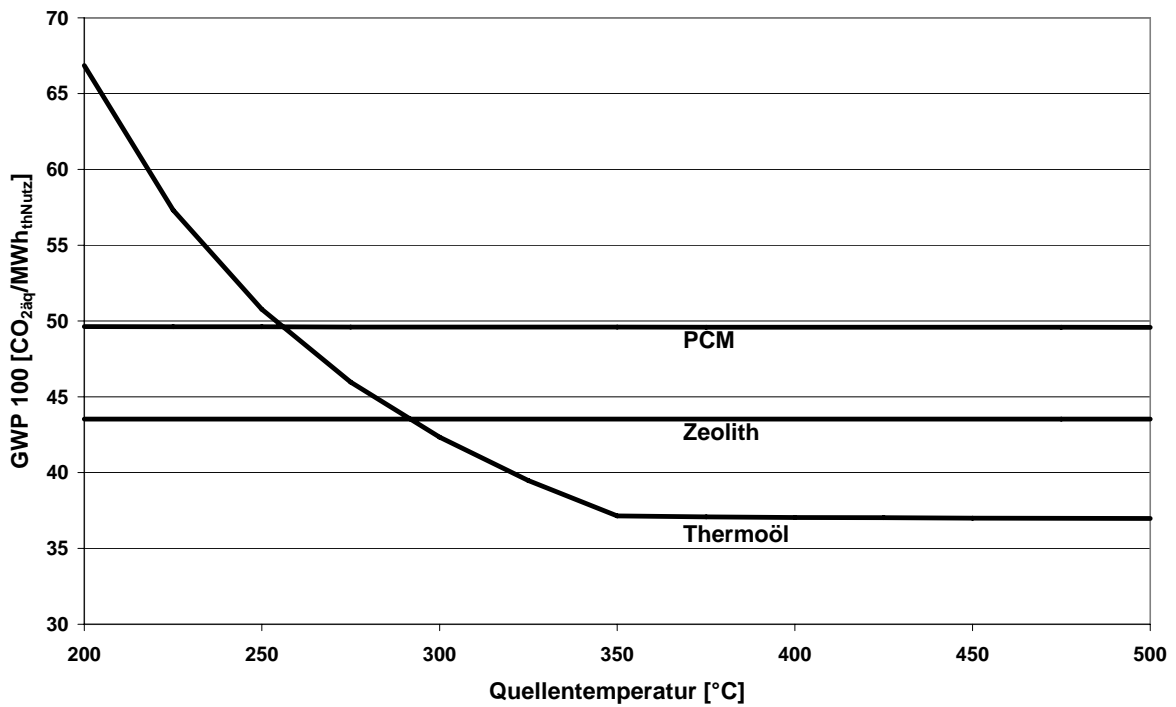
Ebenfalls systemspezifische Kurvenverläufe beim GWP 100 ergeben sich bei einer Variation der Auskopplungstemperatur an der Wärmequelle. Bei PCM und Zeolith werden im für eine Auskopplung technisch sinnvollen Bereich die betrieblichen Emissionen aufgrund der vergleichsweise geringen Speichertemperaturen konstant gehalten – lediglich die Aufwendungen für den Bau und die Entsorgung der Anlagen variieren leicht (Abbildung 4-8). Dagegen steigt beim Thermoölverfahren mit seiner hohen möglichen Speichertemperatur bei geringen Auskopplungstemperaturen der Transportaufwand aufgrund der unvollständig ausgenutzten Kapazitäten. Bei Auskopplungstemperaturen von über  $350 \text{ °C}$  ist das maximale Transporttemperaturniveau des Thermoöls erreicht, die Emissionen verringern sich auch bei weiter steigen-



den Temperaturen nur noch marginal, v. a. aufgrund des geringer werdenden Bedarfs an Wärmeaustauschfläche.



**Abbildung 4-7:** Vergleich der GWP 100-Werte der einzelnen Speichersysteme in Abhängigkeit der Auskopplungsleistung



**Abbildung 4-8:** Vergleich der GWP 100-Werte der einzelnen Speichersysteme in Abhängigkeit der Quellentemperatur

Hier stellt das Thermoölverfahren erst ab einer Mindestabwärmtemperatur von etwa 300 °C das bezüglich des Klimaschutzes günstigste Verfahren dar.

In allen Fällen wird jedoch auch bei der Variation der Auskopplungstemperatur das Emissionsniveau der zum Vergleich betrachteten erdgasbasierten Wärmeversorgung von einheitlichen 312 kg CO<sub>2äq</sub>/MWh<sub>thNutz</sub> für die gegebenen Rahmenbedingungen deutlich unterboten.

## 5 Wirtschaftlichkeit thermischer Speichersysteme

In der Praxis der technischen Wärmeanwendung stehen zumeist mehrere technisch darstellbare Alternativen mit unterschiedlichen Erzeugungstechniken und Primärenergiequellen zur Auswahl. In der Regel wird die langfristig als wirtschaftlich am günstigsten angesehene Versorgungsvariante realisiert. Hierin liegt auch ein wesentliches Hemmnis für die bisherige Zurückhaltung bei der Installation thermischer Speichersysteme und der Initiierung entsprechender Partnerschaften zwischen Wärmequellen- und -nutzerstandorten. Somit wird das Ergebnis der Wirtschaftlichkeitsanalyse zu einem sehr bedeutenden Kriterium für die Umsetzung eines derartigen Projekts und die Auswahl des entsprechenden Speicherkonzepts.

In einem ersten Schritt der Wirtschaftlichkeitsuntersuchung werden die Investitionskosten ermittelt. Dabei werden auf Basis der zur Verfügung stehenden Abwärmemengen als Obergrenze der Systemauslegung variable Auskopplungsleistungen betrachtet, um etwaige Kostenoptima identifizieren zu können. Aus den Investitionskosten werden unter Berücksichtigung der jeweiligen Lebensdauern der Systeme bzw. eines gewählten Abschreibungszeitraumes und der am Markt üblichen Zinssätze die Kapitalkosten bestimmt. Zusätzlich erfolgt eine Abschätzung der jeweiligen fixen (bspw. Personal- oder Instandhaltungskosten) und variablen Kosten (bspw. Hilfsenergie- oder Transportkosten). Aus der Summe von Kapital- und Betriebskosten ermitteln sich die jährlichen Gesamtkosten; durch Division durch die bereitgestellte Nutzwärmemenge errechnen sich die spezifischen Wärmebereitstellungskosten.

Für die Durchführung der Wirtschaftlichkeitsanalyse ist eine Datengrundlage erforderlich, die neben den in Kapitel 2 enthaltenen Angaben zu den Speichermedien auch die Kostenansätze für die jeweils benötigten Anlagenperipherien enthält. Nachfolgend kann hier insbesondere auf die Datensammlung der /IUTA 2002/ zurückgegriffen werden, die zusätzlich auch Ansätze zur Variabilisierung von Anlagenparametern (bspw. verschiedene Leistungsgrößen) und Angaben zu konkurrierenden Abwärmenutzungssystemen, wie etwa den Dampfturbinen, enthält. Etwaige Kosten für die Errichtung von Gebäuden werden in der Wirtschaftlichkeitsuntersuchung nicht berücksichtigt.

### 5.1 Grundlagen

Nachfolgend sind die Grundlagen der Wirtschaftlichkeitsanalyse im Rahmen der jeweiligen Investitions- und Betriebskosten der einzelnen Speicherkonzepte aufgeführt.

#### 5.1.1 Investitionskosten

Die Investitionskostendaten beziehen sich auf die modular verfügbaren Baugruppen. Daneben werden in der Praxis zusätzliche Aufwendungen für einzelfallspezifische Komponenten sowie

für Planung, Genehmigung, Flächenbedarf sowie die Errichtung von Gebäuden, Transportwegen und Lagerflächen erforderlich.

### 5.1.1.1 Thermoölverfahren

Das Thermoölverfahren weist von allen untersuchten Speicherkonzepten prinzipbedingt das höchste Maß an individuell zu dimensionierenden Anlagenkomponenten auf (Kapitel 2.2 und 4.9). Da diese Komponenten (bspw. Wärmetauscher, Rohrleitungen, Armaturen etc.) in Abhängigkeit verschiedener Größen (bspw. Leistung, Temperatur, geplantes Speichervolumen, Abgaszusammensetzung, Topographie) dimensioniert werden müssen, sind in der Regel keine Standardkomponenten verfügbar. Somit können nicht für alle der in Abschnitt 2.2 beschriebenen Komponenten feste Modulpreise angegeben werden. Die verfügbaren modularen Kostendaten sind für eine Partnerschaft, bei der die gesamte Wärmemenge aus einer Wärmequelle an einen Nutzer abgegeben wird, in Tabelle 5-1 zusammengestellt.

**Tabelle 5-1:** Aufstellung der modularen spezifischen Investitionskosten für das Thermoölverfahren für Wärmequellen und Wärmenutzer /IUTA 2002/, /Ohl et al. 2007/

Komponente	Einheit	Spezifische Investitionskosten
<b>Wärmeauskopplung</b>		
Verladestation Wärmequelle	[€/Modul]	30.000
Stickstoffversorgung	[€/Modul]	30.000
Thermoöl	[€/l]	1,50
<b>Wärmetransport</b>		
LKW	[€/Stück]	100.000
Auflieger mit Transportbehälter 25 t (4,85 MWh <sub>thNutz</sub> )	[€/Stück]	149.000
<b>Wärmenutzung</b>		
Verladestation Wärmequelle	[€/Modul]	60.000
Stickstoffversorgung	[€/Modul]	30.000

Bei den Kostenangaben für das Thermoöl ist zu beachten, dass die ggf. benötigten großen Mengen nach ihrem Gebrauch in der Wärmespeicherung als Brennstoff weiter für die Energieerzeugung genutzt werden können /Wagner 1986/. Die hohen anfallenden Investitionskosten für das Thermoöl können somit durch entsprechende Gutschriften auf Basis der jeweils aktuellen Brennstoffpreise abgemildert werden. Der spezifische Heizwert von Thermoölen beträgt ca. 10,8 kWh/kg, der spezifische Brennwert liegt bei etwa 11,3 kWh/kg /Wagner 1986/.

### 5.1.1.2 Latentwärmespeicher

Beim Latentwärmespeichersystem handelt es sich um ein weitgehend modulares System, basierend auf der fixen Wärmespeicherkapazität der Containereinheit. Lediglich die anfallenden

Kosten für die Wärmeauskopplungseinheit mit integrierten Abgaswärmetauscher gestalten sich in starkem Maße einzelfallabhängig. Neben der Speichermasse enthält die Containereinheit auch bereits Wärmetauscher und Kanäle für das Übertragungsmedium Thermoöl, welches die Wärme von der Auskopplungseinheit in den Behälter befördert. Als Modulgröße wird die marktverfügbare Ladeleistung von  $1.000 \text{ kW}_{\text{th}}$  betrachtet. In der Praxis ist zu beachten, dass die Entladeleistung von PCM-Systemen nur etwa 50 % der Ladeleistung entspricht. Unter diesen Umständen müssen ggf. mehrere Containereinheiten und zugehörige Transportkapazitäten beschafft werden. Die Kostendaten der einzelnen Komponenten sind in Tabelle 5-2 aufgeführt.

**Tabelle 5-2:** Modulare spezifische Investitionskosten aufstellung für das Latentwärmespeichersystem /Ohl et al. 2008/

Komponente	Stückzahl	Einzelkosten
	[-]	[€]
Containerspeichereinheit inkl. Containerchassis	[€/Stück]	185.000
Thermoöl	[€/l]	2,00
LKW	[€/Stück]	90.000
Anhänger	[€/Stück]	50.000

Der Thermoölbedarf der Latentwärmespeicherung fällt gegenüber dem Thermoölverfahren bei gleicher Leistung deutlich geringer aus, weshalb auch ein höherer Preis angesetzt wird. Auch die in diesem Fall benötigten Mengen können nach Gebrauch thermisch genutzt werden.

### 5.1.1.3 Zeolithspeicher

Analog zum Latentwärmespeichersystem handelt es sich auch beim Zeolithsystem um eine Anlage mit stark modularisiertem Aufbau. Aufgrund des einfachen Aufbaus können auch Kosten für die Aus- und Einkopplungsschnittstellen für eine Auskopplungsgröße von  $250 \text{ kW}_{\text{th}}$  (entsprechend 1 Containereinheit) angegeben werden. Die modulbezogenen Investitionskosten des Zeolithsystems sind in Tabelle 5-3 zusammengefasst.

**Tabelle 5-3:** Modulare Investitionskosten für die Abwärmenutzung mit Zeolithspeicher /Storch, Hauer 2006/

Komponente	Stückzahl	Einzelkosten
	[-]	[€]
<b>Wärmeauskopplung</b>		
Ladestation Wärmeauskopplung	[€/Stück]	14.000
Containereinheit $250 \text{ kW}_{\text{th}}$	[€/Stück]	32.500
LKW	[€/Stück]	90.000
Entladestation Wärmenutzung	[€/Stück]	14.000

## 5.1.2 Betriebskosten

Die fixen und variablen Betriebskosten der einzelnen Speichermedien können auf die Bereiche Wärmeauskopplung, ggf. Wärmetransport (bei externer Nutzung) und Wärmenutzung aufgeteilt betrachtet werden.

### 5.1.2.1 Betriebskosten bei Wärmequelle und Wärmenutzer

Die Betriebskosten der einzelnen Speicherkonzepte werden für den Standort der Wärmequelle und der Wärmenutzung betrachtet. Verwaltungskosten werden dabei nicht berücksichtigt.

Sowohl auf der Wärmequellenseite als auch auf der Wärmenutzerseite setzen sich die Betriebskosten zusammen aus den Hilfsenergie- bzw. Hilfsmittelkosten sowie den investitions-summenabhängigen Kosten für Versicherung und Instandhaltung. Die ebenfalls anfallenden Verwaltungskosten werden der Wärmeauskopplung zugeschlagen. Zusätzliche Personalkosten fallen bei keinem der drei Konzepte an, da die anfallenden laufenden Arbeiten für Be- und Entladung der Speicher in den Transportkosten enthalten sind (Abschnitt 5.1.2.2).

Die sich für typische Auslastungen ergebenden Kostendaten der einzelnen Systeme auf Quellen- und Nutzerseite sind in Tabelle 5-4 aufgeführt.

**Tabelle 5-4:** Rahmendaten der quellen- und nutzerseitigen Betriebskosten /Ohl et al. 2007/, /Ohl et al. 2008/, /Storch, Hauer 2006/, /eigene Berechnungen/

		Thermoölverfahren	PCM	Zeolithe
<b>Wärmequelle</b>				
Hilfsenergie- und Hilfs-gasbedarf	[€/MWh <sub>th</sub> ]	1	1	2
Personalkosten	[€/MWh <sub>th</sub> ]	0	0	0
Verwaltungskosten	[€/MWh <sub>th</sub> ]	1	1	1
Versicherungskosten bzgl. Investitionen	[%/a]	0,5	0,5	0,5
Instandhaltung bzgl. Investitionen	[%/a]	1	1	1
Vergütung Wärmequelle	[€/MWh <sub>th</sub> ]	5	5	5
<b>Wärmenutzer</b>				
Hilfsenergie- und Hilfs-gasbedarf	[€/MWh <sub>th</sub> ]	1	1	2
Personalkosten	[€/MWh <sub>th</sub> ]	0	0	0
Versicherungskosten bzgl. Investitionen	[%/a]	0,5	0,5	0,5
Instandhaltung bzgl. Investitionen	[%/a]	1	1	1

Wegen des hohen Stromverbrauchs des Gebläses, welches den gesamten Abgasstrom durch Filter und Speichermasse transportieren muss, ergeben sich beim Zeolithverfahren höhere spezifische Hilfsenergiekosten gegenüber den anderen Techniken, bei denen die Wärme jeweils über einen Flüssigkeitsstrom in den Speicher gelangt.

### 5.1.2.2 Betriebskosten beim Transport

Die Grundlagen der Transportkosten der verschiedenen Speicherkonzepte werden für die beiden Verkehrsträger LKW und Bahn ermittelt.

#### LKW-Transport

Für den LKW-Transport der Wärme fallen für die einzelnen Konzepte zunächst systembedingt unterschiedliche Investitionskosten an. Während für das Thermoölverfahren Sattelschlepper mit einem speziellen, isolierten Tankaufleger benötigt werden, kommt das Zeolithverfahren mit herkömmlichen Container-LKW aus. Wegen der Unterschiede zwischen Lade- und Entladeleistung werden beim PCM-Verfahren LKW mit Anhängern eingesetzt, die nach Bedarf an- und abgehängt werden können.

Neben den Investitions- bzw. Kapitalkosten fließen zusätzlich noch zeitbezogene Betriebskosten, v. a. für Personal und Treibstoff, sowie Wartungskosten in die Wirtschaftlichkeitsrechnung ein. Somit zählen auch die konzeptspezifischen Ladezeiten und die erreichbaren Transportgeschwindigkeiten neben der erreichbaren Transportkapazität pro Fuhre zu den Einflussfaktoren der Transportkosten. Die entsprechenden Werte der einzelnen Speicherkonzepte sind in Tabelle 5-5 zusammengestellt.

**Tabelle 5-5:** Rahmendaten der transportseitigen Betriebskosten

		<b>Thermoöl</b>	<b>PCM</b>	<b>Zeolith</b>
Stundensatz LKW	[€/h]	60	60	60
Ladezeiten pro Zyklus	[h]	1	1	1
Max. Kapazität pro Zyklus	[MWh <sub>th</sub> ]	4,85	2,0	2,4
Transportgeschwindigkeit	[km/h]	40	40	40
Investitionskosten Transporteinheit	[€]	249.000	140.000	90.000

In der Praxis ist es alternativ möglich, die anfallenden Transportdienstleistungen komplett zu einem festgelegten Tonnagepreis von externen Dienstleistern zuzukaufen. In diesem Fall bestehen die Transportkosten lediglich aus den Betriebskosten für den Bezug der Transportdienstleistung, eigene Anschaffungen sind in diesem Fall nicht erforderlich. Dieses Modell eignet sich insbesondere für die mit Standard-LKWs betreibbaren Systeme von PCM und Zeolith. Für das Thermoölverfahren mit seinen speziellen Anforderungen an die Transporteinrichtungen ist ein wirtschaftlich attraktiver Betrieb mit dieser Variante v. a. bei einer flächendeckenden Verbreitung des Systems zu erwarten, da dann die ansonsten nicht weiter nutzbaren Fahrzeuge im Rahmen mehrerer Projekte eingesetzt werden können.

Bei der Transportkostenermittlung ist weiter zu beachten, bis zu welchem Grad die im Speicher enthaltene Wärme tatsächlich genutzt werden kann. Das entscheidende Kriterium stellt dabei die Rücklauftemperatur des Nutzersystems dar. Je höher diese liegt, desto geringer ist

der Ausnutzungsgrad der angelieferten Wärme und desto höher fallen die spezifischen Transportkosten aus. Der entsprechende Ausnutzungsgrad der maximalen Speicherkapazität der Transportbehälter ist somit in erster Linie nutzerabhängig.

## **Bahntransport**

Für den Bahntransport kommen beim Thermoöl spezielle, wärmegeämmte Kesselwagen mit einer maximalen Nutzlast und einer maximalen Nettospeicherkapazität von  $10,0 \text{ MW}_{\text{th}}$  zum Einsatz, für die PCM und die Zeolithspeichertechnik können die Container mit konventionellen Containerwagen transportiert werden. Das entsprechende Wagenmaterial wird jeweils von den Bahngesellschaften zu einzelfallabhängigen Konditionen zur Verfügung gestellt.

Zusätzlich fallen beim Schienentransport auch streckenabhängige Transportkosten an. Wegen der komplexen Tarifstruktur der einzelnen am Markt vertretenen Bahngesellschaften und der unterschiedlichen Streckenklassifizierung (v. a. in Haupt- und Nebenstrecken) ist eine Kostenbestimmung für den Wärmetransport immer individuell durchzuführen. Ein Hilfsmittel stellt der Tarifrechner Güterverkehr der DB Netz AGahn dar, der unter [http://fahrweg.dbnetze.com/site/dbnetz/de/produkte/trassen/preise/trassenpreisauskunft/trassenpreisauskunft\\_\\_tpis.html](http://fahrweg.dbnetze.com/site/dbnetz/de/produkte/trassen/preise/trassenpreisauskunft/trassenpreisauskunft__tpis.html) verfügbar ist.

Auch beim Bahntransport hat der Ausnutzungsgrad bei der Wärmenutzung einen starken Einfluss auf die Transportkosten (vgl. LKW-Transport).

In der Praxis zeigt sich jedoch, dass für die üblichen Wärmeumschlagsmengen bei üblicher Schieneninfrastrukturversorgung der Partner der Straßentransport derzeit die v. a. organisatorisch (Fahrpläne, Mindesttransportmengen etc.), aber in aller Regel auch wirtschaftlich günstigere Lösung darstellt /Ohl et al. 2007/.

## **5.2 Musterrechnung zur Wirtschaftlichkeit**

Nachfolgend werden die dargestellten ökonomischen Rahmenbedingungen an einem Beispiel illustriert. Dabei werden die Anlagen der drei Speicherkonzepte anhand vorgegebener Parameter dimensioniert sowie die anfallenden Investitions-, Kapital- und Betriebskosten bilanziert. Es werden jeweils die Kosten der Wärmeversorgung ermittelt und mit den am Markt üblichen Preisen verglichen. Kosten für die Errichtung bzw. den Unterhalt von Gebäuden, für Genehmigungen und Engineering-Dienstleistungen sind nicht in der Betrachtung enthalten.

Das Beispiel (siehe auch Abschnitt 4.3) beinhaltet ein Abwärmeaufkommen von  $15 \text{ GWh}_{\text{th}}$  jährlich bei einer Leistung von  $5 \text{ MW}_{\text{th}}$  auf einem Temperaturniveau von  $400 \text{ °C}$ , das durch die Auskopplung bis auf  $120 \text{ °C}$  abgesenkt wird. Am Nutzerstandort wird der Rücklauf mit einer Temperatur von  $40 \text{ °C}$  auf  $60 \text{ °C}$  erwärmt. Die Entfernung zwischen Wärmequelle und Anwendung ist  $10 \text{ km}$ . Die Betriebsdauer der Anlage wird mit 10 Jahren angesetzt.



In einem weiteren Schritt (Abschnitt 6) werden als konkurrierende Nutzungsmöglichkeiten die Abwärmeverstromung in je einer ORC-Anlage und einem Dampfturbinenprozess betrachtet.

### 5.2.1 Thermoölverfahren

In einem ersten Schritt erfolgt die Bestimmung der Energie- und Stoffströme sowie die Dimensionierung der Anlagen. Die Investitionskosten werden gemäß Abschnitt 5.1.1 abgeschätzt. Nachfolgend werden aus diesen Angaben sowie den fixen und variablen Betriebskosten die spezifischen Wärmebereitstellungskosten ermittelt.

Die Abgasstromtemperatur beträgt  $400\text{ °C}$  und wird durch die Auskoppelung bis auf  $120\text{ °C}$  abgesenkt. Gleichzeitig wird das Thermoöl von  $60\text{ °C}$  auf  $320\text{ °C}$  erwärmt. Die Auskoppelungsleistung von  $5\text{ MW}_{\text{th}}$  wird auf zwei Wärmetauscher gleicher Größe verteilt. Es ergibt sich eine Wärmeaustauschfläche von je  $514\text{ m}^2$ .

Analog werden am Einkopplungsstandort zwei Wärmetauscher mit identischer Leistung platziert. Wegen des dort deutlich günstigeren Wärmeübergangskoeffizienten zwischen den beiden flüssigen Medien Thermoöl und Wasser reduziert sich der jeweilige Flächenaufwand der Wärmetauscher auf je  $101\text{ m}^2$ . Die insgesamt vier Zwischenspeicherbehälter am Quellen- und am Nutzerstandort werden mit jeweils  $100\text{ m}^3$  dimensioniert. Für das Gesamtsystem ist eine Thermoölmenge von insgesamt  $320\text{ m}^3$  Thermoöl vorgesehen. Weiterhin umfasst der Anlagenaufbau Steuertechnik, Verladeeinrichtungen sowie insgesamt  $60\text{ m}$  Rohrleitungen sowie Pumpen und Armaturen. Für den Transport über die vorgegebene Distanz zwischen Wärmequelle und Wärmenutzung werden zudem zwei LKW inkl. Behältereinheiten mit einer Nettokapazität von jeweils  $4,85\text{ MWh}_{\text{th}}$  beschafft.

Auf der Basis dieser Daten erfolgt die Wirtschaftlichkeitsrechnung für die Nutzwärme frei Verbraucher. Die benötigten Komponenten und die dafür anfallenden Investitionskosten sind auf der Basis von Abschnitt 5.1 in Tabelle 5-6 zusammengestellt.

Für das Beispiel errechnen sich Investitionskosten von insgesamt  $2.363.520\text{ €}$ . Über 10 Jahre und bei einem realen Zinssatz von  $10\%$  errechnen sich die jährlichen Kapitalkosten zu  $384.652\text{ €/a}$  bzw.  $25,6\text{ €/MWh}_{\text{thNutz}}$ .

Die fixen Betriebskosten umfassen Aufwendungen für die Verwaltung in Höhe von  $15.000\text{ €/a}$ , die Versicherung der Anlagen - zu einem Satz von  $0,5\%$  der Investitionskosten - in Höhe von  $11.818\text{ €/a}$  sowie der infolge Alterung erforderliche Thermoölaustausch in Höhe von  $480\text{ €/a}$ , wobei für die ausgetauschte Thermoölmenge eine Gutschrift von  $0,75\text{ €/l}$  bereits eingerechnet ist. Zudem fallen Instandhaltungskosten von  $1\%$  der Investitionssumme bzw.  $23.635\text{ €/a}$  an, so dass die Summe der fixen Betriebskosten  $50.933\text{ €/a}$  umfasst.

**Tabelle 5-6:** Investitionskostenaufstellung für die Abwärmenutzung mit dem Thermoölverfahren für das Beispiel der 5 MW<sub>th</sub>-Auskopplung über 3.000 h/a bei einer Entfernung von 10 km

Komponente	Menge	Spez. Investitionskosten	Investitionskosten
<b>Allgemein</b>			[€]
Thermoöl	320 m <sup>3</sup>	1,5 €/m <sup>3</sup>	480.000
Planung/Engineering	1	150.000 €	150.000
<b>SUMME</b>			<b>630.000</b>
<b>Wärmeauskopplung</b>			[€]
Abgaswärmetauscher inkl. Peripherie	2	96.500 €	193.000
Thermoölleitungen isoliert	50 m	100 €/m	5.000
Zwischenspeicher Thermoöl kalt/warm	2	36.000 €	72.000
Verladestation Wärmequelle	2	30.000 €	60.000
Pumpen			16.000
MSR-Einheiten	1	120.000 €	120.000
Elektroinstallationen	1	80.000 €	80.000
Abgasschieber	1	12.000 €	12.000
Stickstoffversorgung	1	30.000 €	30.000
Spüleinrichtungen Wärmetauscher	2	20.000 €	40.000
Armaturen	1	100.000 €	100.000
Ventilator Wärmetauscher	1	60.000 €	60.000
Sicherheitseinrichtungen	1	80.000 €	80.000
Abgassammelleitungen	50 m	1.000 €/m	50.000
<b>SUMME</b>			<b>918.000</b>
<b>Wärmetransport</b>			
LKW	2	100.000 €	200.000
Aufliegereinheiten	2	149.000 €	298.000
<b>SUMME</b>			<b>498.000</b>
<b>Wärmenutzung</b>			
Wärmetauscher inkl. Peripherie	2	33.000 €	66.000
Zwischenspeicher Thermoöl kalt/warm	2	36.000 €	72.000
Verladestation Wärmequelle	2	30.000 €	60.000
Pumpen, Leitungen und Armaturen	1	15.000 €	15.000
MSR-Einheiten	1	60.000 €	60.000
Elektroinstallationen	1	15.000 €	15.000
Stickstoffversorgung	1	30.000 €	30.000
<b>SUMME</b>			<b>318.000</b>

Die variablen Betriebskosten setzen sich zusammen aus dem Aufwand für den Transport von 185.567 €/a, dem Hilfsenergiebedarf mit 15.000 €/a sowie einer Vergütung der Wärmequelle von 75.000 €/a.

Die Betriebskosten der Musteranlagen erreichen somit eine jährliche Summe von 326.500 € bzw. von 21,8 €/MWh<sub>thNutz</sub>. Die einzelnen Aufwendungen der Betriebsphase sind in Tabelle 5-7 detailliert aufgestellt. Dabei ist bei der Vergütung für die Wärmequelle zu beachten, dass die Berechnung der anfallenden Kosten auf Basis der tatsächlich ausgekoppelten Wärmemenge erfolgt. Insbesondere bei ungünstigen Relationen zwischen Speichertemperatur und Nutzerrücklauf-temperatur kann die ausgekoppelte Wärmemenge größer sein als die tatsächlich zur Nutzung zur Verfügung stehende. In diesem Fall wäre auch mit tendenziell höheren

Transportkostensätzen infolge der real sinkenden Transportkapazität des Speichermoduls zu rechnen.

**Tabelle 5-7:** Übersicht der fixen und variablen Betriebskosten des Berechnungsbeispiels für das Thermoölverfahren

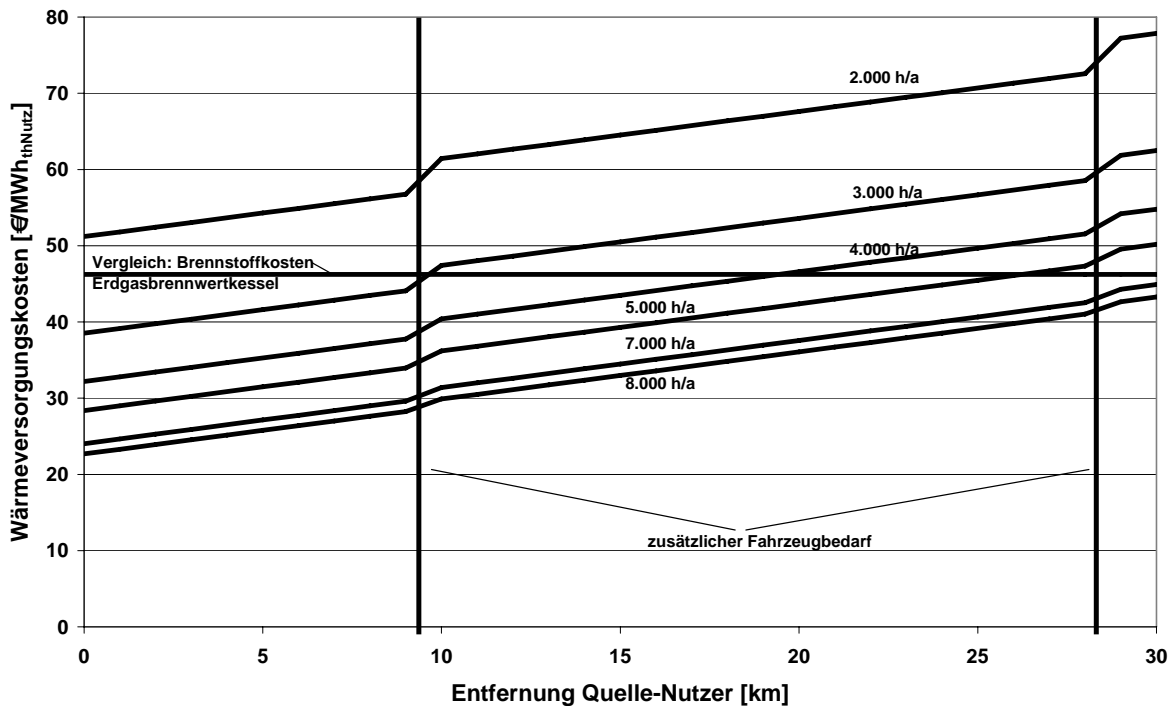
		spez. Kosten [€/MWh <sub>thNutz</sub> ]	absolute Kosten [€/a]
<b>fixe Betriebskosten</b>	Verwaltungskosten	1	15.000
	Versicherungskosten bzgl. Investitionen	0,8	11.818
	Thermoölersatz	0,03	480
	Instandhaltung bzgl. Investitionen	1,6	23.635
	<b>Summe fixe Betriebskosten</b>	<b>3,4</b>	<b>50.933</b>
<b>variable Betriebskosten</b>	Hilfsenergie- und Hilfgasbedarf	1	15.000
	var. Transportkosten	12,4	185.567
	Vergütung Wärmequelle 5 €/MWh <sub>thAusk</sub>		75.000
	<b>Summe variable Betriebskosten</b>	<b>13,4</b>	<b>275.567</b>
	<b>Summe Betriebskosten</b>	<b>21,8</b>	<b>326.500</b>

In der Summe von Kapital- und Betriebskosten ergeben sich für die Rahmenbedingungen des Berechnungsbeispiels somit Wärmeversorgungskosten von 711.152 €/a bzw. von 47,4 € je MWh<sub>thNutz</sub>. Damit erreicht der Einsatz von mobilen Thermoölspeichern für die gegebenen Voraussetzungen dasselbe Kostenniveau wie die Brennstoffkosten eines Erdgasbrennwertkessels, die nach derzeitigem Stand bei 46,2 €/MWh<sub>thNutz</sub> liegen. Für den Wirtschaftlichkeitsvergleich werden lediglich die Brennstoffkosten des Erdgaskessels herangezogen, da das am Nutzerstandort bestehende System als Backup- und Spitzenlastanlage erhalten bleibt. Allerdings ist zu berücksichtigen, dass der höhere Raumbedarf der Wärmespeicherung und die u. U. erforderliche Errichtung von Gebäuden nicht in der wirtschaftlichen Bilanz enthalten sind.

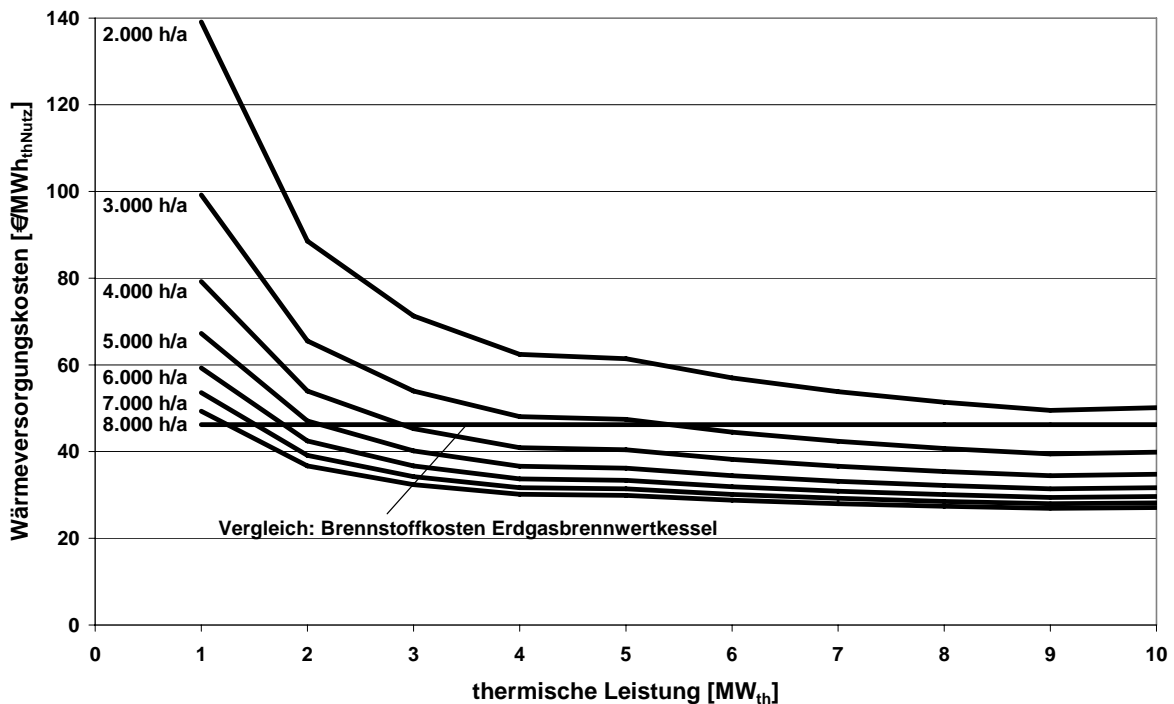
Die im Modell integrierte Parametrisierung der Investitions- und Betriebskosten erlaubt die Variation einzelner Einflussgrößen. Anhand einer beispielhaften gleichzeitigen Flexibilisierung der Anlagenauslastung und der Entfernung zwischen Quelle und Nutzer (Abbildung 5-1) ergibt sich u. a., dass für die Anlagengröße von 5 MW<sub>th</sub> bei einer Entfernung von 10 km die Mindestauslastung bei etwas oberhalb von 3.000 h/a liegt, um gegenüber der Vergleichstechnik Erdgasbrennwertkessel günstigere Versorgungskosten erreichen zu können. Weiter ist zu erkennen, dass aufgrund der immer höher werdenden Transportkosten die Wärmespeicherung mit Thermoöl räumliche Grenzen aufweist. Selbst bei sehr hohen Nutzungszeiten von 8.000 h/a beträgt - unter den heutigen Rahmenbedingungen - der darstellbare wirtschaftliche Radius ca. 30 km.

Ebenso lassen sich mit der parametrisierten Kostenermittlung auch die Abhängigkeiten der Wärmeversorgungskosten von der Leistungsgröße und der Ausnutzung der Anlagen darstellen (Abbildung 5-2). Dabei zeigt sich, dass unter den heutigen Rahmenbedingungen bei einer hohen Auslastung von über 5.000 h/a die Mobile Wärme auf Thermoölbasis bereits ab einer Auskopplungsleistung von etwa 2 MW<sub>th</sub> wirtschaftlich attraktiv sein kann. Mit abnehmender jährlicher Nutzungsdauer steigt die für einen aus wirtschaftlicher Sicht sinnvollen Betrieb

erforderliche Leistungsgröße an, so dass sich bspw. für eine Auslastung von 3.000 h/a eine Mindestanlagengröße von knapp über 5 MW<sub>th</sub> ablesen lässt.



**Abbildung 5-1:** Wärmeversorgungskosten mit dem Thermoölsystem für eine Auskopplungsleistung von 5 MW<sub>th</sub> in Abhängigkeit von Auslastung und Entfernung Quelle-Nutzer im Vergleich mit den Brennstoffkosten eines Erdgasbrennwertkessels



**Abbildung 5-2:** Wärmeversorgungskosten mit dem Thermoölsystem für eine Entfernung Quelle-Nutzer von 10 km in Abhängigkeit von Auskopplungsleistung und Auslastung im Vergleich mit den Brennstoffkosten eines Erdgasbrennwertkessels

Abbildung 5-2 zeigt auch, dass mit dem Thermoölverfahren reine Raumwärmeversorgungsanwendungen, die in der Praxis Nutzungswerte von etwa 1.900 h/a aufweisen, unter den heutigen Rahmenbedingungen im dargestellten Leistungsbereich wirtschaftlich nicht sinnvoll zu betreiben sind. Die für den ökonomisch sinnvollen Betrieb erforderlichen Jahresnutzungszahlen sind i. A. nur durch eine Abwärmenutzung im Prozesswärmebereich zu erwarten.

### 5.2.2 Latentwärmespeicher

Analog zum Thermoölverfahren werden die Berechnungen für den Latentwärmespeicher durchgeführt. Aufgrund der standardisierten Bauweise im Containerformat ist die Dimensionierung und Investitionskostenermittlung der einzelnen Anlagenteile gegenüber dem Thermoölssystem weniger aufwändig (Tabelle 5-8). Aus diesem Grund fallen auch die Engineeringkosten gegenüber dem Thermoölverfahren deutlich niedriger aus. Wegen des Ungleichgewichts zwischen Lade- und Entladeleistung erfolgt der Transport mit LKW, die bei Bedarf mit Anhängern weitere Containereinheiten aufnehmen können.

**Tabelle 5-8:** Investitionskostenaufstellung für die Abwärmeauskopplung mit dem PCM-System für das Beispiel der 5 MW<sub>th</sub>-Auskopplung über 3.000 h/a bei einer Entfernung von 10 km

Komponente	Menge	Spez. Investitionskosten	Investitionskosten
<b>Allgemein</b>			[€]
Planung/Engineering	1	50.000 €	50.000
<b>SUMME</b>			<b>50.000</b>
<b>Wärmeauskopplung</b>			[€]
Abgaswärmetauscher inkl. Peripherie	2	71.500 €	143.000
Thermoölleitungen isoliert	100 m	100 €/m	10.000
Containereinheiten	11	145.000 €	1.595.000
Pumpen	1	48.000 €	48.000
MSR-Einheiten	1	30.000 €	30.000
Elektroinstallationen	1	90.000 €	90.000
Abgasschieber	1	12.000 €	12.000
Spüleinrichtungen Wärmetauscher	2	20.000 €	40.000
Armaturen	1	60.000 €	60.000
Ventilator Wärmetauscher	1	60.000 €	60.000
Sicherheitseinrichtungen	1	80.000 €	80.000
Abgassammelleitungen	10 m	1.000 €/m	10.000
<b>SUMME</b>			<b>2.178.000</b>
<b>Wärmetransport</b>			
LKW	3	90.000 €	270.000
Anhänger	3	50.000 €	150.000
<b>SUMME</b>			<b>420.000</b>
<b>Wärmenutzung</b>			
Wärmetauscher inkl. Peripherie	2	50.500 €	101.000
Pumpen, Leitungen und Armaturen	1	90.000 €	90.000
MSR-Einheiten	1	60.000 €	60.000
Elektroinstallationen	1	90.000 €	90.000
<b>SUMME</b>			<b>341.000</b>

Die Summe der gesamten Investitionen umfasst 2.989.000 €, woraus sich über 10 Jahre und bei einem Zinssatz von 10 % jährliche Kapitalkosten von 486.400 €/a bzw. 32,4 €/MWh<sub>thNutz</sub> errechnen. Trotz des einfacheren Anlagenaufbaus des PCM-Systems fallen die Investitionskosten aufgrund der geringeren Speicherkapazität und des ungünstigen Verhältnisses zwischen Lade- und Entladeleistung um ca. 25 % höher als beim Thermoölverfahren aus.

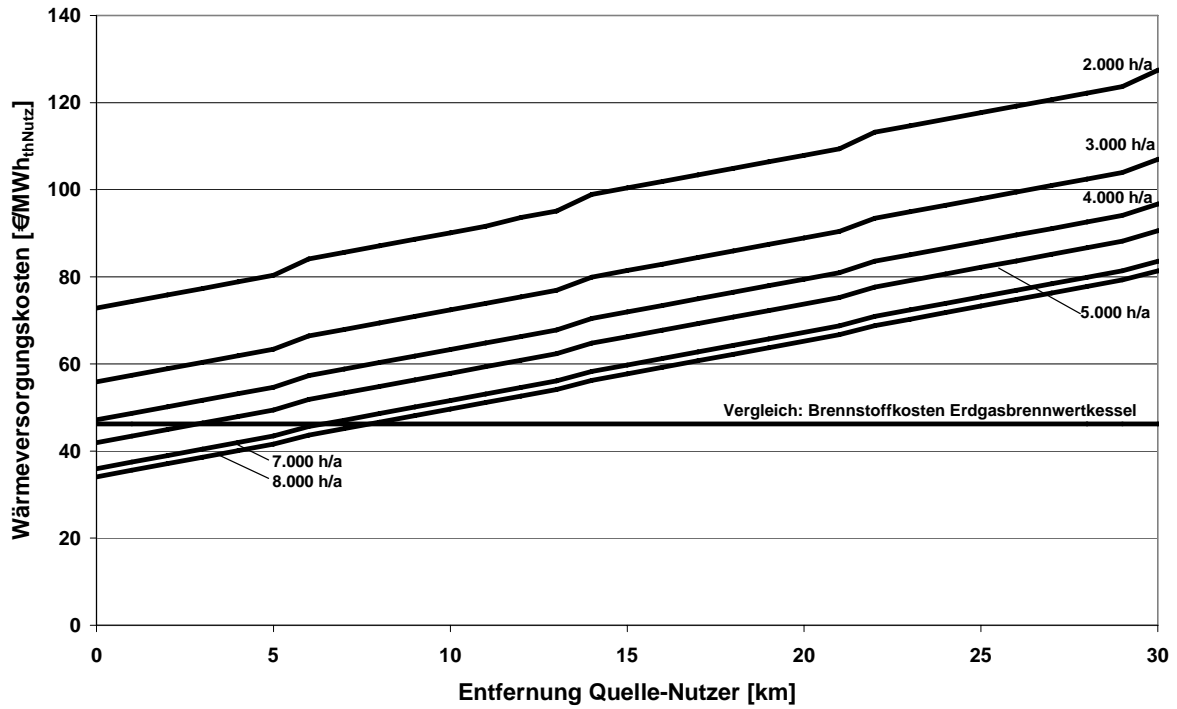
Die fixen und variablen Betriebskosten (Tabelle 5-9) umfassen die Aufwendungen für den Transport, Hilfsenergie, Verwaltung, Versicherung sowie die Anlagenwartung und die Wärmevergütung an den Quellenbetreiber. In der Summe fallen Betriebskosten von 599.831 €/a bzw. 40,0 €/MWh<sub>thNutz</sub> an. Zusammen mit den Kapitalkosten ergeben sich für das Berechnungsbeispiel Wärmeversorgungskosten in Höhe von 72,4 €/MWh<sub>thNutz</sub>, die deutlich über den Brennstoffkosten der Erdgasversorgung liegen.

**Tabelle 5-9:** Übersicht der fixen und variablen Betriebskosten des Berechnungsbeispiels für das PCM-System

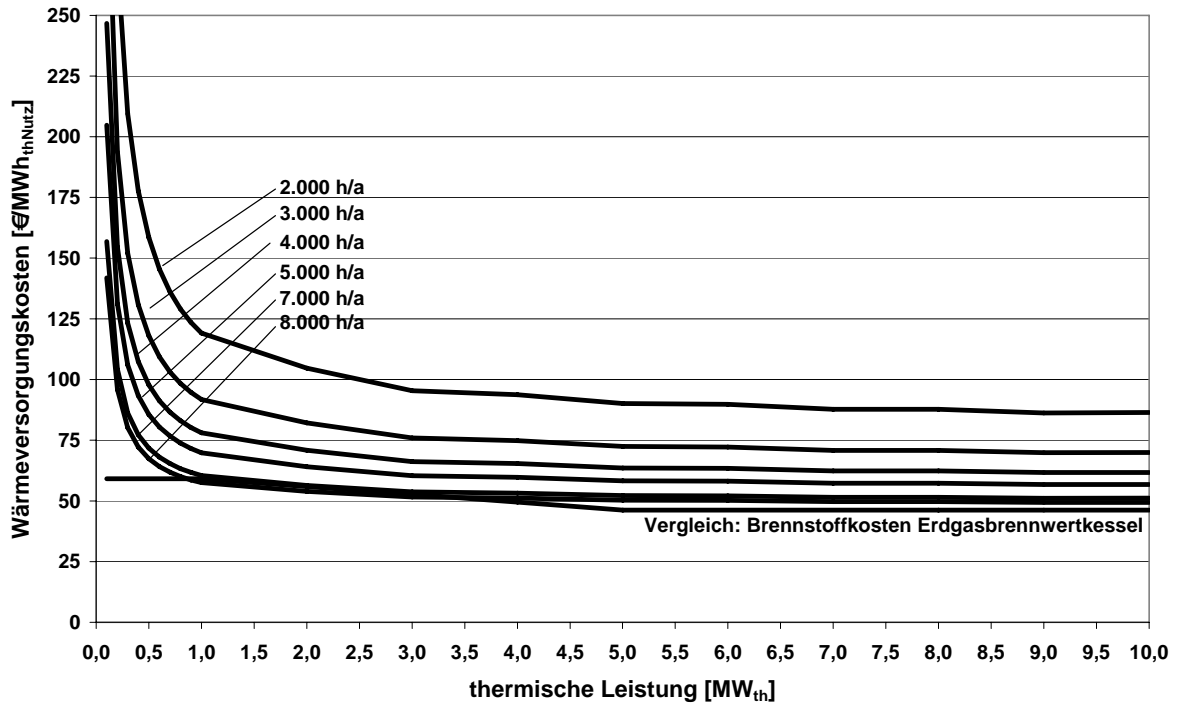
		spez. Kosten	absolute Kosten
		[€/MWh <sub>thNutz</sub> ]	[€/a]
<b>fixe Betriebskosten</b>	Verwaltungskosten	1	15.000
	Versicherungskosten bzgl. Investitionen	1,0	14.944
	Instandhaltung bzgl. Investitionen	2,1	31.087
	<b>Summe fixe Betriebskosten</b>	<b>4,1</b>	<b>59.831</b>
<b>variable Betriebskosten</b>	Hilfsenergie- und Hilfsgasbedarf	1	15.000
	var. Transportkosten	30,0	450.000
	Vergütung Wärmequelle	5 €/MWh <sub>thAusk</sub>	75.000
	<b>Summe variable Betriebskosten</b>	<b>36</b>	<b>540.000</b>
	<b>Summe Betriebskosten</b>	<b>40</b>	<b>599.831</b>

Bei einer Skalierung über Transportentfernung und Anlagennutzung bei konstanter Auskopplungsleistung (Abbildung 5-3) zeigt sich, dass das PCM-Verfahren v. a. bei hohen Anlagenauslastungen und Entfernungen bis maximal ca. 8 km wirtschaftlich attraktiv sein kann. Für reine Raumwärmeanwendungen mit 1.900 jährlichen Vollbenutzungsstunden ist die ausgekoppelte thermische Leistung zu gering.

Bei einer Variation von Auskopplungsleistung und Anlagennutzung (Abbildung 5-4) zeigt sich, dass für die vorgegebene Distanz zwischen Quelle und Anwendung von unverändert 10 km selbst bei jeweils sehr hohen Werten von Anlagennutzung und thermischer Leistung gegenüber der Wärmeversorgung mit dem Erdgasbrennwertkessel unter den heutigen Rahmenbedingungen kein wirtschaftlich attraktiver Betrieb der PCM darstellbar ist.



**Abbildung 5-3:** Wärmeversorgungskosten mit dem PCM-System für eine Auskopplungsleistung von  $5 \text{ MW}_{\text{th}}$  in Abhängigkeit von Auslastung und Entfernung Quelle-Nutzer im Vergleich mit den Brennstoffkosten eines Erdgasbrennwertkessels



**Abbildung 5-4:** Wärmeversorgungskosten mit dem PCM-System für eine Entfernung Quelle-Nutzer von 10 km in Abhängigkeit von Auskopplungsleistung und Auslastung im Vergleich mit den Brennstoffkosten eines Erdgasbrennwertkessels

### 5.2.3 Zeolithspeicher

Das Zeolithsystem ist durch seine Containerbauweise ebenfalls ein stark standardisiertes Verfahren der Wärmespeicherung - mit einer entsprechend weniger komplexen Erfassung der Investitions- und Betriebskosten. Aufgrund des geringeren apparativen Aufwands fallen gegenüber dem Thermoölverfahren ebenfalls deutlich niedrigere Planungskosten an (Tabelle 5-10).

**Tabelle 5-10:** Investitionskostenaufstellung für die Abwärmeauskopplung mit dem Zeolithsystem für das Beispiel der 5 MW<sub>th</sub>-Auskopplung über 3.000 h/a bei einer Entfernung von 10 km

Komponente	Investitionskosten
<b>Allgemein</b>	[€]
Planung/Engineering	50.000
<b>SUMME</b>	<b>50.000</b>
<b>Wärmeauskopplung</b>	[€]
Speichercontainer	1.397.500
Ladestationen	280.000
Abgasfilter	100.000
Ventilator	60.000
Elektroinstallation	10.000
MSR	40.000
Sicherheitseinrichtungen	5.000
Abgassammler	10.000
Abgasschieber	12.000
<b>SUMME</b>	<b>1.914.500</b>
<b>Wärmetransport</b>	[€]
LKW	270.000
<b>SUMME</b>	<b>270.000</b>
<b>Wärmenutzung</b>	[€]
Entladestationen	280.000
Wärmetauscher	212.000
Ventilator	60.000
MSR	60.000
Leitungen und Armaturen	30.000
Elektroinstallation	40.000
<b>SUMME</b>	<b>682.000</b>

Aus dem sich ergebenden Investitionsbedarf in Höhe von 682.000 € resultieren Kapitalkosten von rund 475.000 €/a.

Die jährlichen Betriebskosten (Tabelle 5-11) betragen 538.745 € bzw. 36 €/MWh<sub>thNutz</sub>. Der überwiegende Anteil entfällt mit 375.000 €/a bzw. 25 €/MWh<sub>thNutz</sub> auf die Transportkosten.

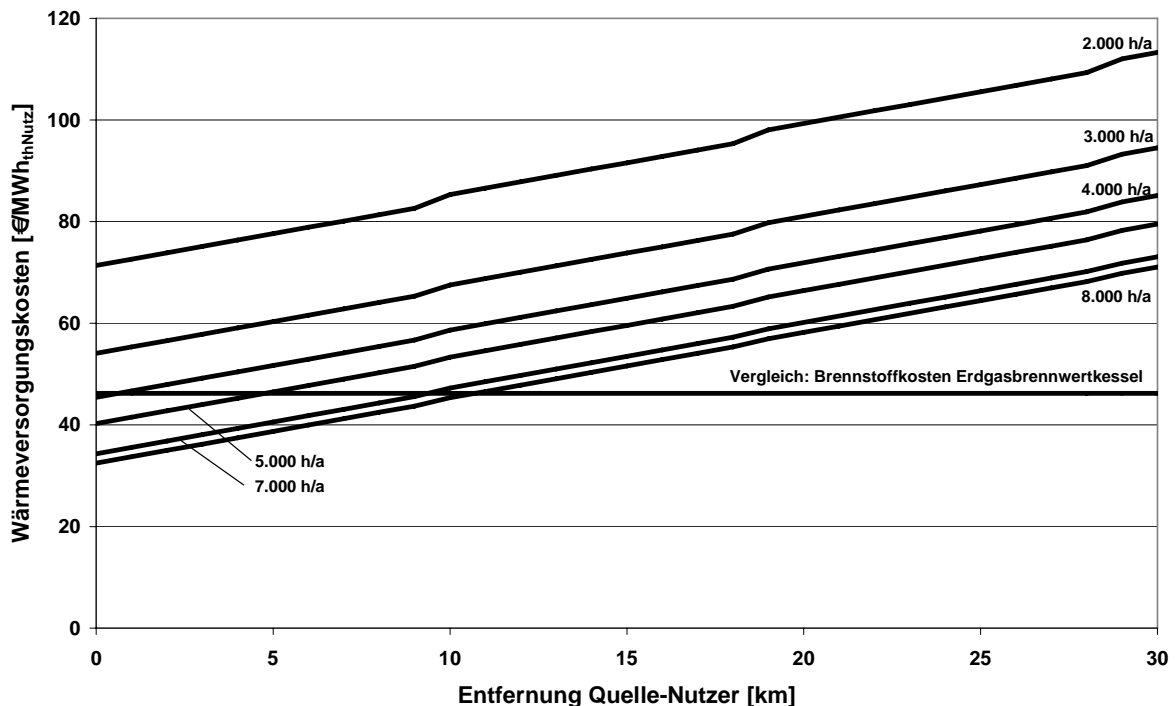
In der Summe von Kapital- und Betriebskosten betragen die Wärmeversorgungskosten rund 68 €/MWh<sub>thNutz</sub>. Damit liegen die Kosten der Zeolithspeicherung für die Beispielbedingungen deutlich über denen des Thermoölverfahrens. Im Vergleich zu den Brennstoffkosten der Erdgas basierten Wärmeversorgung ergeben sich ca. 50 % höhere Kosten.



**Tabelle 5-11:** Übersicht der fixen und variablen Betriebskosten des Berechnungsbeispiels für das Zeolithsystem

		spez. Kosten [€/MWh <sub>thNutz</sub> ]	absolute Kosten [€/a]
fixe Betriebskosten	Verwaltungskosten	1	15.000
	Versicherungskosten bzgl. Investitionen	1,0	14.582
	Instandhaltung bzgl. Investitionen	1,9	29.163
	<b>Summe fixe Betriebskosten</b>	<b>3,9</b>	<b>58.745</b>
variable Betriebskosten	Hilfsenergie- und Hilfgasbedarf	2	30.000
	var. Transportkosten	25	375.000
	Vergütung Wärmequelle	5 €/MWh <sub>thAusk</sub>	75.000
	<b>Summe variable Betriebskosten</b>	<b>32</b>	<b>480.000</b>
	<b>Summe Betriebskosten</b>	<b>35,9</b>	<b>538.745</b>

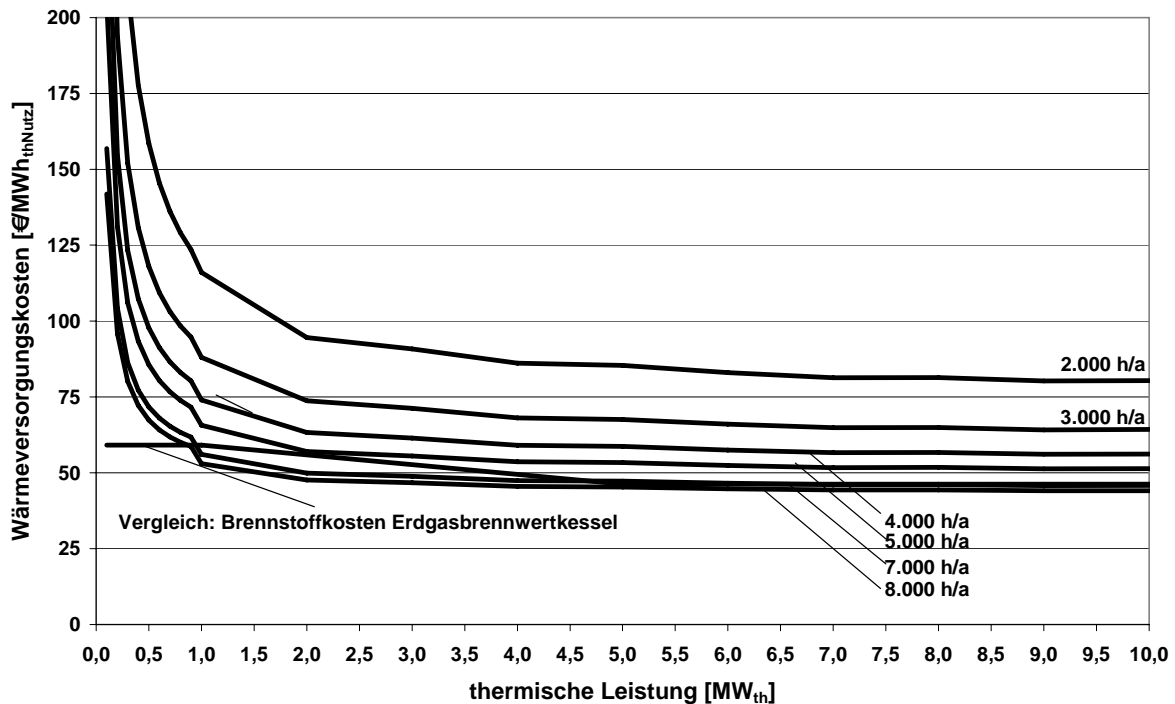
Bei einer Variation der Transportentfernung für unterschiedliche Anlagenauslastungen (Abbildung 5-5) zeigt sich, dass das Zeolithverfahren bei höchsten Nutzungswerten unter den heutigen Rahmenbedingungen für Distanzen bis maximal 10 km wirtschaftlich konkurrenzfähig betrieben werden kann. Bezüglich der Auslastungszeiten ist unter den gegebenen Voraussetzungen ein Einsatz für ausschließliche Raumwärmeversorgungsanwendungen auch für das Zeolithkonzept aus wirtschaftlicher Sicht nicht sinnvoll.



**Abbildung 5-5:** Wärmeversorgungskosten mit dem Zeolithsystem für eine Auskopplungsleistung von 5 MW<sub>th</sub> in Abhängigkeit von Auslastung und Entfernung Quelle-Nutzer im Vergleich mit den Brennstoffkosten eines Erdgasbrennwertkessels

Bei einer Variation der Auskopplungsleistung für eine Entfernung zwischen Quelle und Nutzer von konstant 10 km (Abbildung 5-6) zeigt sich, dass selbst bei extrem hohen Auslastun-

gen ein thermischer Mindestumsatz im  $MW_{th}$ -Bereich für einen wirtschaftlich günstige Perspektive erforderlich ist. Dabei ist berücksichtigt, dass für kleinere Nutzungsmengen bis  $1 MW_{th}$  höhere Erdgaspreise anfallen, im Beispiel  $55 \text{ €/MWh}$ . Für den Bereich zwischen  $1$  und  $5 MW_{th}$  wird von einem linearen Rückgang ausgegangen, der bei Anlagenleistungen von über  $5 MW_{th}$  bei  $43 \text{ €/MWh}$  verbleibt.



**Abbildung 5-6:** Wärmeversorgungskosten mit dem Zeolithsystem für eine Entfernung Quelle-Nutzer von 10 km in Abhängigkeit von Auskopplungsleistung und Auslastung im Vergleich mit den Brennstoffkosten eines Erdgasbrennwertkessels

Weiter ist zu erkennen, dass, unabhängig von der Volllaststundenzahl, die degressiven Effekte höherer Auskopplungsleistungen oberhalb von etwa  $7 MW_{th}$  nur noch in sehr geringem Umfang in den Wärmeversorgungskosten wirksam werden.

### 5.3 Anwendungsbeispiel 1: Sekundäraluminiumschmelze (Spanaufbereitung)

Für die in Abschnitt 3.3 ermittelten Abwärmemengen der einzelnen Industriebranchen werden nachfolgend für ausgewählte Beispiele mit hohem standortspezifischen Abwärmeaufkommen die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für den Einsatz von Systemen der Mobilen Wärme bestimmt, die auch für Demonstrationsprojekte geeignet sein können. Als erste Musterabwärmequelle dient dabei die Sekundäraluminiumschmelze

In einer Sekundäraluminiumschmelze werden gebrauchte Aluminiummengen unterschiedlicher Form und Herkunft gesammelt, in mehreren Schmelzöfen eingeschmolzen und zu neuem

Rohstoff recycelt. Um das aufgewärmte Metall vor der weiteren Verarbeitung auf Temperatur bzw. in flüssigem Zustand zu halten, sind zudem verschiedene Warmhalteöfen installiert.

Bedeutendstes Produkt der betrachteten Anlage ist Flüssialuminium für die Automobilindustrie, das mit 800 °C direkt per LKW zum Kunden transportiert wird, wo es direkt für den Guss von Motor- und Getriebeblöcken genutzt werden kann.

Wegen der unterschiedlichen Herkunft der gebrauchten Aluminiummengen ist der Rohstoff mit unterschiedlichen Verunreinigungen belastet, weshalb u. a. das Aluminium nach Herkunft getrennt in verschiedenen Öfen aufgeschmolzen wird. Diese Verunreinigungen können sich in den Abgasströmen der jeweiligen Schmelzen wiederfinden, wo sie durch ihr hohes chemisches Aggressivitätspotenzial u. U. auch für Anlagen zur Auskopplung von Mobiler Wärme eine Belastung darstellen. Da die Sekundäraluminiumschmelze bei 800 °C zur Vermeidung von Oxidationsprozessen unter einer Salzdecke stattfindet, ist zudem mit entsprechenden Salzanteilen im Abgasstrom zu rechnen, wodurch sowohl Korrosions- als auch, insbesondere durch Magnesiumstäube, Brandgefahr droht.

Da der Aluminiumschmelzprozess, der bei Temperaturen von etwa 800 °C stattfindet, chargenweise durchgeführt wird, gibt es in den meisten Schmelzöfen kein kontinuierliches Abwärmeaufkommen, zudem treten erhebliche Temperaturschwankungen auf, und die Abgasströme können stark mit chemisch aggressiven Stoffen belastet sein.

### 5.3.1 Abwärmeaufkommen

Für eine Auskopplung von Abwärme durch die Mobile Wärme kommt in dem untersuchten Betrieb derzeit v. a. das Abgasaufkommen der Spanaufbereitung in Frage. Die Aluminiumspäne sind Abfallstoffe aus der Metallbearbeitung, die mit verschiedenen Bohrölen und weiteren Öl-Wasser-Emulsionen belastet sind. Aus diesem Grund werden Aluminiumspäne separat eingeschmolzen. Dabei verdampfen die Kohlenwasserstoffanteile der Emulsionen und gelangen in den Abluftstrom. In einer thermischen Nachverbrennung (TNV) werden diese Anteile bei etwa 780 °C aus dem Abluftstrom entfernt. Das Abgas aus der TNV stünde der Auskopplung durch die Mobile Wärme dann bei etwa 750 °C zur Verfügung.

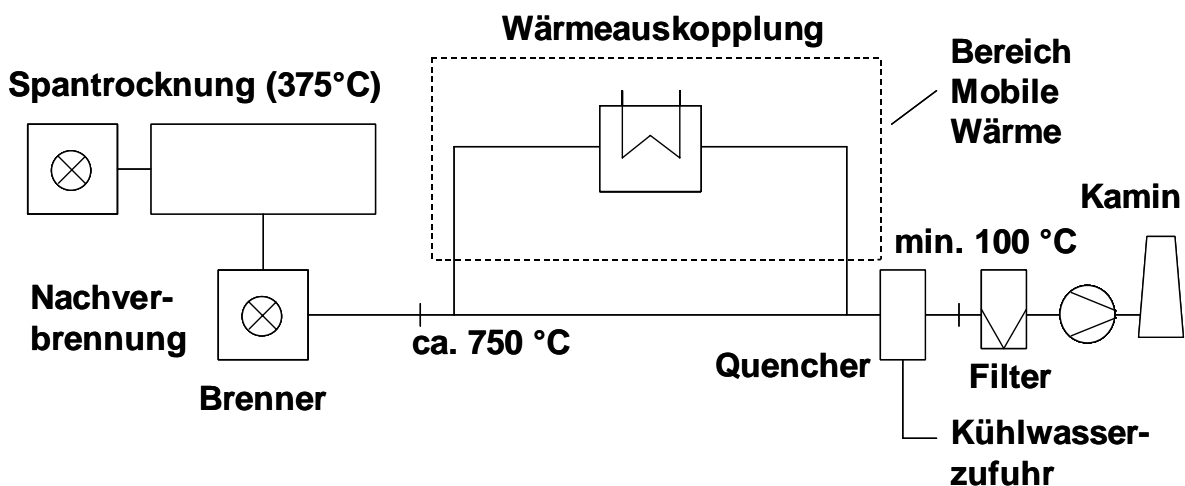
Im betrachteten Fall ergibt sich ein durchschnittlicher Abgasstrom aus den drei Straßen der TNV zusammen von ca.  $8.250 \text{ m}_N^3/\text{h}$  bei 700 °C. Dies entspricht einer Gesamtabwärmeleistung von ca.  $2,4 \text{ MW}_{\text{th}}$ .

Aus räumlichen Gründen können die Abgasströme der einzelnen TNV-Strassen nicht zu einem Strang zusammengefasst werden, sondern müssen an drei Wärmetauschereinheiten einzeln abgekühlt werden.

Nachdem das Abgas die Wärmetauscher für die Auskopplung der Mobilen Wärme durchlaufen hat, strömt es durch den Quencher der regulären Abgasabführung und dann in Richtung Kamin. Der Quencher hat die Aufgabe, die Bildung von Dioxinen und Furanen durch mög-

lichst rasche Abkühlung auf Temperaturen von unter 250 °C zu unterbinden. Vor dem Kamin folgt noch eine weitere Reinigungsstufe in Form einer Elektrofilteranlage. Der Filter benötigt für den Betrieb eine Mindestzulauftemperatur von 100 °C. Laut Betreiberaussagen bestehen aus emissionsrechtlicher Sicht keine Hindernisse für die Wärmeauskopplung aus den Abgasströmen der TNV.

Der mögliche Aufbau einer einzelnen TNV-Anlage mit integrierter Wärmeauskopplung durch die Mobile Wärme ist in Abbildung 5-7 dargestellt.



**Abbildung 5-7:** Anlagenschema der Abwärmeauskopplung durch die Mobile Wärme aus einer TNV-Straße einer Sekundäraluminiumschmelze

Die jährliche Betriebsdauer der Anlage wird auf etwa 6.000 Volllaststunden geschätzt. Die obere Entnahmetemperatur jeder der drei Straßen wird auf etwa 750 °C geschätzt. Das Abgas wird bis auf etwa 200 °C abgekühlt. In der ersten Strasse können dann 655 kW<sub>th</sub>, in der zweiten 522 kW<sub>th</sub> und in der dritten ebenfalls 655 kW<sub>th</sub> ausgekoppelt werden. Damit können insgesamt 1.833 MW<sub>th</sub> ausgekoppelt werden. Damit ergibt sich eine auskoppelbare Wärmemenge von 10.995 MWh<sub>th</sub>/a (gerundeter Wert).

### 5.3.2 Anlagendimensionierung und Investitionskosten für die Wärmeauskopplung für das Thermoölverfahren

Es wird von einer vollständigen Auskopplung der anfallenden 10.995 MWh<sub>th</sub>/a ausgegangen. Eine Übersicht über die vorhandenen Wärmemengen, die erforderlichen Wärmeaustauschflächen und weitere Rahmendaten der Wärmeauskopplung aus der Sekundäraluminiumschmelze ist für die einzelnen TNV-Strassen in Tabelle 5-12 aufgeführt.

Die Wärmetauschereinheiten der TNV 1 bis 3 schlagen bei den Investitionskosten mit 26.427 €, 23.315 € und 26.427 € zu Buche. Darin sind die Kosten für Armaturen, Isolierung und Sicherheitsapparaturen bereits enthalten. Zudem wird für jeden Wärmetauscher eine Spü-

leinrichtung für je 20.000 € vorgesehen, die jeweils in den Stillstandszeiten der Sekundäraluminiumschmelze ohne Verluste bei der Wärmeauskopplung betrieben wird. Zur Speicherung von warmem und kaltem Thermoöl werden insgesamt zwei Behälter a 100 m<sup>3</sup> Volumen benötigt, deren Gesamtkosten 72.000 € betragen. Damit kann der Wärmeanfall von etwa 7 h Stunden Volllastbetrieb zwischengespeichert werden. Da die Thermoölspeicher aus Platzgründen weit außerhalb des TNV-Gebäudes angelegt werden müssen, fallen insgesamt 40.000 € für Thermoölleitungen an. Die Kosten der zugehörigen Pumpensätze belaufen sich auf insgesamt 90.000 €.

**Tabelle 5-12:** Kerndaten der Wärmeauskopplung aus der Sekundäraluminiumschmelze

Wärmequelle		TNV 1	TNV 2	TNV 3	Summe
Abgasstrom	[m <sub>N</sub> <sup>3</sup> /h]	2.950	2.350	2.950	8.250
Wärmekapazität Abgas	[kJ/kgK]	1,14	1,14	1,14	
Dichte Abgasstrom	[kg/m <sub>N</sub> <sup>3</sup> ]	1,24	1,24	1,24	
Temperatur Abgasstrom	[°C]	750	750	750	
Wärmeleistung Abgasstrom	[kW <sub>th</sub> ]	853	680	853	2.386
Eingangstemperatur Abgas	[°C]	750	750	750	
Ausgangstemperatur Abgas	[°C]	200	200	200	
Eingangstemperatur Thermoöl	[°C]	60	60	60	
Ausgangstemperatur Thermoöl	[°C]	320	320	320	
Wärmekapazität Thermoöl	[kJ/kgK]	2,69	2,69	2,69	
Massenstrom Thermoöl	[kg/h]	3.373	2.688	3.373	9.434
ausgek. Leistung Wärmetauscher	[kW <sub>th</sub> ]	655	522	655	1.832
k-Wert Wärmetauscher	[W/m <sup>2</sup> K]	40	40	40	
Fläche Wärmetauscher	[m <sup>2</sup> ]	63	50	63	
log. Temperaturdifferenz	[K]	258	258	258	
Kosten Wärmetauscher	[€]	10.463	9.724	10.463	20.187
Kosten WT-Isolierung	[€]	2.051	1.875	2.051	5.977
Kosten WT-Sicherheitseinrichtungen	[€]	2.289	1.953	2.289	6.531
Kosten WT-Armaturen	[€]	11.444	9.763	11.444	32.651
Summe Kosten Wärmetauschereinheiten	[€]	26.427	23.315	26.427	76.169

Pro TNV-Straße wird ein Satz Mess-, Steuer- und Regeltechnik erforderlich, dessen Investitionskosten je 12.000 € betragen. Zusätzlich sind für jede Strasse Elektroinstallationen erforderlich, deren Kosten pro Strasse auf 40.000 € geschätzt werden. Die Abgasschieber zur Abtrennung der Wärmetauschereinheiten vom Abgasstrom werden auf 12.000 € pro Stück geschätzt, für jede TNV-Straße wird ein Exemplar angeschafft. Für die Förderung der Abgase durch die Wärmetauscher werden die bereits vorhandenen Ventilatoren genutzt. Für den Anschluss der Wärmetauscher an die Abgasleitungen werden Bypassleitungen für 50.000 € verlegt. Zur Verladung des Thermoöls sind für die gesamte Anlage eine Verladestation mit Ladearm für 60.000 € sowie eine Stickstoffüberlagerung für 30.000 € erforderlich. Bei einem stündlichen Thermoöldurchsatz von 9.434 kg bei vollständiger Auskopplung der zur Verfügung stehenden Wärmeleistung und einem maximalen Speichervolumen auf Seiten der Quelle von 200 m<sup>3</sup> (Warm- und Kaltspeicher) ergibt sich bei einer Thermoöldichte von 867 kg/m<sup>3</sup> (20 °C) eine benötigte Thermoölmenge von 200.000 l. Bei einem Preis von 1,5 €/l liegen die daraus resultierenden Beschaffungskosten bei 300.000 €. Für die Planung der Anlagentechnik auf Seite

der Wärmequelle werden weitere 150.000 € eingeplant. Da zur Förderung der Abgasströme auf die bereits installierten Ventilatoren zurückgegriffen werden kann, werden keine zusätzlichen Apparate vorgesehen, entsprechende Investitionskosten fallen nicht an. Die gesamten Investitionskosten für die Wärmeauskopplung sind in Tabelle 5-13 zusammengefasst.

**Tabelle 5-13:** Vorläufige Investitionskostenabschätzung für die Abwärmeauskopplung aus der Sekundäraluminiumschmelze durch das Thermoölverfahren (inkl. Montage)

Komponente	Einzelkosten	Stückzahl	Gesamtkosten
	[€]	[-]	[€]
<b>Wärmeauskopplung Sekundäraluminiumschmelze</b>			
Abgaswärmetauschereinheit TNV 1	68.904	1	26.427
Abgaswärmetauschereinheit TNV 2	79.292	1	23.315
Abgaswärmetauschereinheit TNV 3	84.938	1	26.427
Spülanlagen Wärmetauscher	20.000	3	60.000
Thermoölleitungen isoliert	100	400 m	40.000
Zwischenspeicher Thermoöl kalt/warm	36.000	2	72.000
Verladestation Sekundäraluminiumschmelze	60.000	1	60.000
Pumpen	30.000	3	90.000
MSR-Einheiten	12.000	3	36.000
Elektroinstallationen	40.000	3	120.000
Abgasschieber	12.000	3	36.000
Stickstoffversorgung	30.000	1	30.000
Thermoöl	1,5 €/l	200 m <sup>3</sup>	300.000
Engineering	150.000	1	150.000
Abgasbypassleitungen	500	100 m	50.000
<b>Summe Investitionen Sekundäraluminiumschmelze</b>			<b>1.120.169</b>

Die gesamten Investitionskosten für die Wärmeauskopplung belaufen sich somit auf 1.120.169 € bzw., auf die ausgekoppelte Leistung bezogen, auf 611 €/kW<sub>th</sub>. Bei einer Annuiersierung mit 10 % über zehn Jahre ergeben sich jährliche Kapitalkosten von 182.302 € bzw. 99,51 €/kW<sub>th</sub>. Bezogen auf die ausgekoppelte Wärmemenge ergeben sich spezifische annuierte Kapitalkosten von 16,58 €/MWh<sub>th</sub>.

Wird für die Kapitalkostenberechnung ein geringerer Zinssatz von 4,5 % angesetzt, so verringern sich die jährlichen Kapitalkosten bei gleicher Laufzeit auf 141.566 €/a bzw. die spezifischen Kapitalkosten auf 12,88 €/MWh<sub>th</sub>.

### 5.3.3 Betriebskosten der Wärmeauskopplung

Zusätzlich zu den bereits bezifferten Investitionskosten treten beim Betrieb der Wärmeauskopplung weitere Kosten auf. Diese werden nach fixen und variablen Betriebskosten unterteilt und sind in Tabelle 5-14 zusammengefasst.

## Variable Kosten

Zusätzlich zu den erzielbaren Einsparungen beim Wasserverbrauch der Quencher könnte dem Betreiber der Sekundäraluminiumschmelze für die ausgekoppelte Wärme eine Anreizprämie gewährt werden, deren Höhe mit 5 €/MWh<sub>th</sub> angesetzt wird. Bei einer Auskopplung von 10.995 MWh<sub>th</sub>/a ergeben sich somit Kosten von 54.975 €/a. Die für die Auskopplung der Wärme benötigten Hilfsstoffe (Wasser, Strom, Stickstoff) werden mit 1 €/MWh<sub>th</sub> berechnet, womit weitere variable Kosten in Höhe von 10.995 €/a anfallen. Die gesamten variablen Betriebskosten betragen dann 65.970 €/a.

**Tabelle 5-14:** Betriebskosten der Wärmeauskopplung aus der Sekundäraluminiumschmelze mit und ohne Anreizprämie

Fixe Kosten	Einzelkosten/Satz	Menge	Kosten mit Anreizprämie	Kosten ohne Anreizprämie
	€/a bzw. [%] bzw. €/m <sup>2</sup> ·a	[-]	€/a	€/a
Versicherung	0,5 % der Invest.	1	5.601	5.601
Instandhaltung	1 % der Invest.	1	11.202	11.202
Personal	60.000	1/2	30.000	30.000
Miete Lagerflächen	10 €/m <sup>2</sup> ·a	400 m <sup>2</sup>	2.000	2.000
<b>Summe fixe Betriebskosten</b>			<b>48.803</b>	<b>48.803</b>
Variable Kosten	Einzelkosten	Kosten	Kosten	Kosten
	€/MWh <sub>th</sub>	€/a	€/a	€/a
Anreizprämie	5	54.975	54.975	0
Betriebsmittel (Strom, Wasser, N <sub>2</sub> )	1	10.995	10.995	10.995
<b>Summe variable Betriebskosten</b>			<b>65.970</b>	<b>10.995</b>
Gesamte Betriebskosten			Kosten	Kosten
			€/a	€/a
Fixe Betriebskosten			48.803	48.803
Variable Betriebskosten			65.970	10.995
<b>Summe Betriebskosten</b>			<b>114.773</b>	<b>59.798</b>

Alternativ wird auch eine Variante der Wärmeauskopplung ohne Anreizprämie berechnet. In diesem Fall beschränken sich die variablen Kosten auf die Hilfsstoffe, deren Kosten 10.995 €/a betragen. Die übrigen Kosten, wie bspw. Investitions- und Fixkosten, bleiben bei der Variante gegenüber der Betrachtung mit Anreizprämie unverändert.

## Fixe Betriebskosten

Die Kosten für die Versicherung der Anlage (Brandschutz, Haftpflicht) werden mit 0,5 % der Investitionssumme, entsprechend 5.601 €/a bzw. 1,34 €/MWh<sub>th</sub> angenommen. Eine Absicherung gegen unwirtschaftlichen Betrieb ist darin nicht enthalten. Die Instandhaltungskosten belaufen sich auf 1 % der Investitionssumme, entsprechend 11.202 €/a bzw. 1,02 € je MWh<sub>th</sub>. Für Personalausgaben der Verwaltung, welche die Organisation und die Abrechnung übernimmt, fallen 30.000 €/a, entsprechend eine 1/2 Stelle, an. Umgerechnet auf die ausge-

koppelte Wärmemenge ergeben sich Kosten von 2,73 €/MWh<sub>th</sub>. Für den Platzbedarf der Speicherbehälter und die benötigten Verkehrsflächen wird ein Raumbedarf von 200 m<sup>2</sup> abgeschätzt, für den Mietkosten von 10 €/(m<sup>2</sup>·a), entsprechend 2.000 €/a bzw. 0,18 €/MWh<sub>th</sub> anfallen. Die gesamten fixen Betriebskosten pro Jahr betragen somit 48.803 €/a (Tabelle 5-14) bzw. 4,44 €/MWh<sub>th</sub>.

### Summe Betriebskosten

Die Summe aus fixen und variablen Betriebskosten der Wärmeauskopplung aus der Sekundäraluminiumschmelze ergibt sich demnach zu 114.773 €/a für die Variante mit Anreizprämie. Für die Variante ohne Anreizprämie ergeben sich die Betriebskosten der Auskopplung zu 59.798 €/a.

### Gesamtkosten der Wärmeauskopplung

Die gesamten Kosten der Wärmeauskopplung aus der Sekundäraluminiumschmelze berechnen sich aus der Summe der Kapital- und der Betriebskosten, wie in Tabelle 5-15 aufgeführt. Die jährlichen Gesamtkosten für die Wärmeauskopplung aus der Aluminiumschmelze betragen bei Einbeziehung der Anreizprämie für die Auskopplung 297.075 €/a. Das entspricht spezifischen Kosten von 162 €/(a·kW<sub>th</sub>) bei einer Kapazität von 1,83 MW<sub>th</sub> bzw. von 27,02 € je MWh<sub>th</sub> bei einer Wärmemenge von 10.995 MWh<sub>th</sub>/a .

**Tabelle 5-15:** Jährliche Gesamtkosten der Wärmeauskopplung aus der Sekundäraluminiumschmelze

	Kosten mit Anreizprämie	spez. Kosten mit Anreizprämie	Kosten ohne Anreizprämie	spez. Kosten ohne Anreizprämie	spez. Kosten ohne Anreizprämie, geringerer Zinssatz (4,5 %)
	[€/a]	[€/MWh <sub>th</sub> ]	[€/a]	[€/MWh <sub>th</sub> ]	[€/MWh <sub>th</sub> ]
Kapitalkosten	182.302	16,58	182.302	16,58	12,88
Fixe Betriebskosten	48.803	4,44	48.803	4,44	4,44
Variable Betriebskosten	65.970	6,00	10.995	1,00	1,00
<b>Summe</b>	<b>297.075</b>	<b>27,02</b>	<b>242.100</b>	<b>22,02</b>	<b>18,31</b>

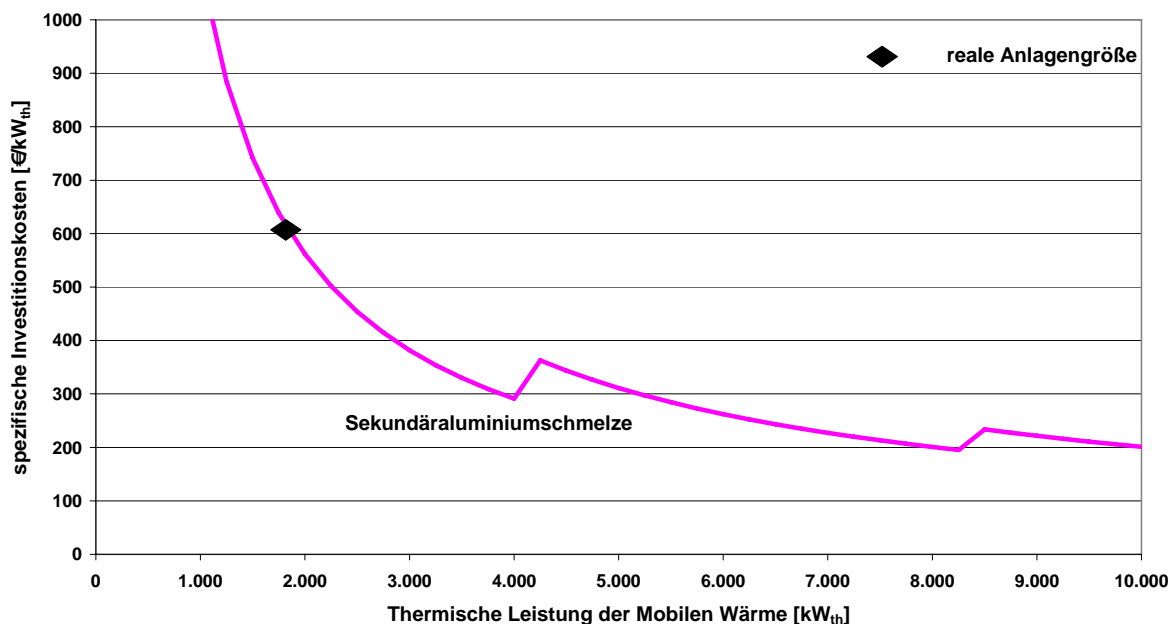
Bei Verzicht auf die Auskopplungsprämie ergeben sich die Kosten zu 242.100 €/a, resp. 22,02 €/MWh<sub>th</sub>. Wird zusätzlich noch ein geringerer Zinssatz von 4,5 % für die Kapitalkostenberechnung angesetzt, sinken die spezifischen Auskopplungskosten weiter auf 18,31 € je MWh<sub>th</sub>.



### 5.3.4 Erweiterung der auskoppelbaren Abwärmemengen

Zusätzlich zu den Spanaufbereitungsstrassen werden am Standort weitere Schmelz- und Warmhalteöfen betrieben, die ein zusätzliches Wärmeaufkommen zur Auskopplung beitragen können. Für den Fall einer um diese zusätzlichen Quellen erweiterten Wärmeauskopplung ist u. a. mit geringeren spezifischen Auskopplungskosten zu rechnen. Bislang liegt seitens des Betreibers weder eine Zustimmung zur Auskopplung noch Daten über den zeitlichen Verlauf und die Höhe des zu erwartenden Wärmeaufkommens vor.

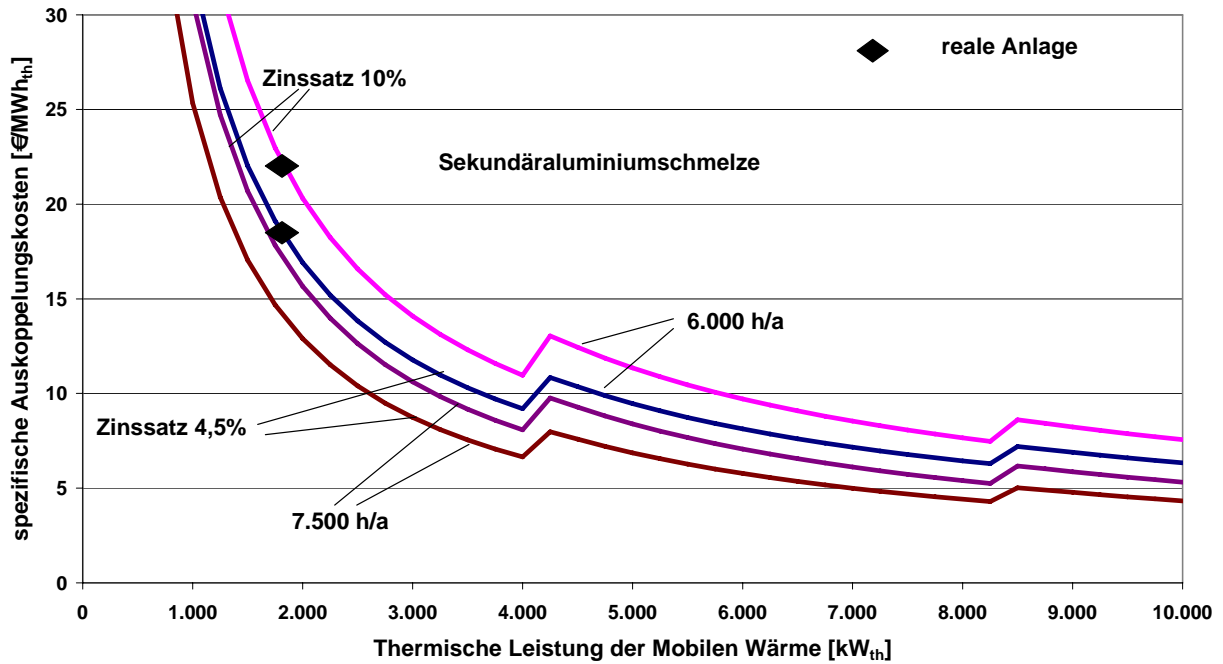
Nachfolgend werden zur überschlägigen wirtschaftlichen Bewertung ähnlicher Anlagen mit unterschiedlichen verfügbaren Abwärmeleistungen die für die Wärmeauskopplung anfallenden Investitionskosten in einem Bereich bis  $10 \text{ MW}_{\text{th}}$  skaliert. Auf Basis der komponentenweisen Skalierung ergeben sich spezifische Investitionskosten gemäß Abbildung 5-8.



**Abbildung 5-8:** Leistungsabhängige Investitionskosten der Auskopplung der Mobilen Wärme aus der Sekundäraluminiumschmelze

Die geringsten Investitionskosten fallen mit  $195 \text{ €/kW}_{\text{th}}$  bei einer Auskopplungsleistung von  $8,25 \text{ MW}_{\text{th}}$  an. Damit können die spezifischen Investitionskosten gegenüber der betrachteten realen Anlage günstigstenfalls um bis zu zwei Drittel gesenkt werden.

Die aus den Investitionskosten resultierenden spezifischen Auskopplungskosten der Mobilen Wärme für TNV-Stufen von Sekundäraluminiumschmelzen sind in Abbildung 5-9 für  $6.000$  bzw.  $7.500$  jährliche Volllaststunden dargestellt.



**Abbildung 5-9:** Leistungsabhängige Auskopplungskosten der Mobilien Wärme aus der Sekundäraluminiumschmelze für unterschiedliche Volllaststundenzahlen

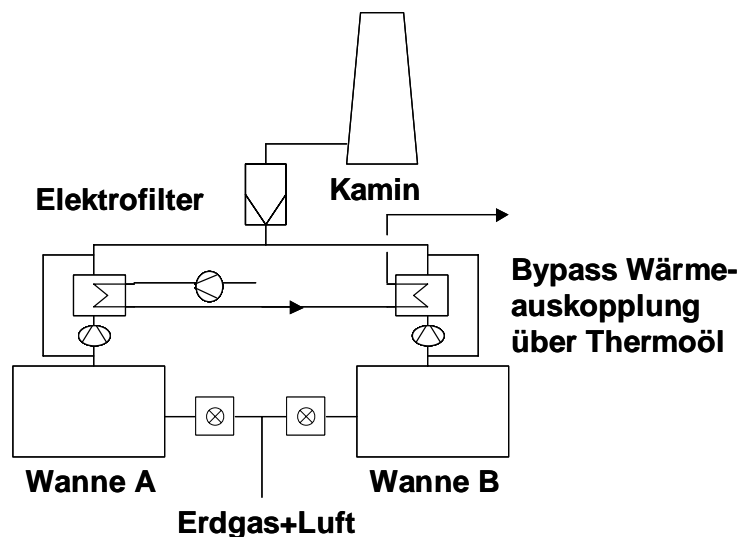
Es zeigt sich, dass bei einer Erweiterung des Auskopplungsvolumens auf etwa 5,8 MW<sub>th</sub> die spezifischen Auskopplungskosten bei einem Zinssatz von 10 % unter 10 €/MWh<sub>th</sub> gesenkt werden können. Bei Verwendung des reduzierten Zinssatzes von 4,5 % wird diese Grenze bereits bei ca. 3,5 MW<sub>th</sub> unterschritten. Als Minimalwert können für 6.000 h/a 7,47 €/MWh<sub>th</sub> bei einem Zinssatz von 10 % bzw. 6,29 €/MWh<sub>th</sub> bei einem Zinssatz von 4,5 %, jeweils bei einer Auskopplungsleistung von 8,25 MW<sub>th</sub>, erreicht werden. Bei einer Betriebszeit von 7.500 jährlichen Volllaststunden, wie sie in der nachfolgend betrachteten Glasfabrik möglich sind, können spezifische Auskopplungskosten im Bereich von 5 €/MWh<sub>th</sub> erreicht werden. Die Knickstellen im Kurvenverlauf haben in den nur stufenweise steigerbaren Speichervolumina am Standort der Wärmequelle ihre Ursache.

#### 5.4 Anwendungsbeispiel 2: Glasfabrik

In einer Glasfabrik werden zur Produktion neuer Glasbehälter große Mengen Altglas recycelt. Zunächst werden die gesammelten Altgläser nach Farben sortiert und dann mechanisch zerkleinert. Diese beiden Arbeitsgänge werden in einem Zulieferbetrieb durchgeführt. Nach dem Transport zur Glasfabrik werden die Scherben zunächst zwischengelagert und dann zur Verarbeitung in neue Produkte aufgeschmolzen.

### 5.4.1 Abwärmeaufkommen

Die Glasschmelze erfolgt in zwei Wannen (Wanne A und Wanne B), die mit schwerem Heizöl betrieben werden. Die installierten Feuerungsleistungen betragen etwa  $10,6 \text{ MW}_{\text{th}}$  (Wanne A, eigene Berechnung) bzw.  $20 \text{ MW}_{\text{th}}$  (Wanne B). Beide Wannen können alternativ auch mit Erdgas beheizt werden, Wanne A verfügt darüber hinaus noch über eine elektrische Zusatzbeheizung. Die Wärmeversorgung erfolgt über Brenner, die ohne Zwischenschaltung von Kesseln den heißen Abluftstrom in das Schmelzgut einblasen. Die Rauchgase der Wannen A und B werden kurz vor der Rauchgasreinigungsstufe vermischt und gelangen mit einer Temperatur von  $270 \text{ °C}$  (Messwert Betreiber) zunächst in den Elektrofilter und dann in den Kamin. Die Mindestbetriebstemperatur des Elektrofilters liegt bei  $180 \text{ °C}$  (Betreiberangabe), die auch im Falle einer Abwärmenutzung einzuhalten sind. Beide Wannen werden im Vierschichtbetrieb kontinuierlich betrieben und kommen auf eine Jahresnutzung von ca. 7.500 Volllaststunden. Der Aufbau der Anlage mit integrierter Abwärmeauskopplung ist in Abbildung 5-10 dargestellt.



**Abbildung 5-10:** Schematische Darstellung der Abwärmeauskopplung aus einer Glasfabrik mit zwei Schmelzwannen

Bei Wanne A verläuft die Führung der heißen Rauchgase durch die Scherbenschüttung zur besseren Ausnutzung der eingesetzten Primärenergie in einem schlangenlinienförmigen Verlauf (U-Verfahren). Die Wanne wird mit einer höheren Luftzahl als Wanne B betrieben, wodurch sich ein höherer spezifischer Rauchgasanfall und eine geringere Rauchgastemperatur ergeben. Die Austrittstemperatur des Rauchgasstroms liegt bei ca.  $295 \text{ °C}$  bei einer Rauchgasmenge von  $18.000 \text{ m}_N^3/\text{h}$ . Die Gesamtwärmeleistung des Abluftstroms unmittelbar nach der Wanne liegt bei  $1,9 \text{ MWh}_{\text{th}}/\text{h}$ . Diese Menge reduziert sich durch Leitungsverluste über das Werksgelände, die aktuell bei etwa  $0,5 \text{ MWh}_{\text{th}}/\text{h}$  liegen und das Rauchgas auf etwa  $220 \text{ °C}$  abkühlen. Die Rauchgase der Wannen A und B werden kurz vor der Rauchgasreinigungsstufe

vermischt und gelangen mit einer Temperatur von 270 °C zunächst in den Elektrofilter und dann in den Kamin.

Bei einer Wärmeentnahme am Ausgang der Wanne A bei 295 °C können ca. 0,5 MWh<sub>th</sub>/h entnommen werden. Wegen des dann geringeren Temperaturniveaus des Abgasstroms von etwa 220 °C verringern sich die Leitungsverluste in diesem Fall auf ca. 0,3 MWh<sub>th</sub>/h. Das Rauchgas aus Wanne A tritt in diesem Fall mit einer Temperatur von 180 °C in den Mischer ein.

Die Schmelzwanne B mit einer Feuerungsleistung von 20 MW<sub>th</sub> wird mit einer Luftzahl von ca. 1,3 betrieben und gibt pro Stunde 27.000 m<sub>N</sub><sup>3</sup>/h Rauchgas bei ca. 355 °C, entsprechend 3,5 MW<sub>th</sub>, ab. Ein Teil der im Schmelzprozess anfallenden Abwärme wird bereits in der Wanne in einem nachgeschalteten Regenerator genutzt und steht für die Mobile Wärme nicht zur Verfügung. Die Leitungsverluste betragen etwa 0,6 MWh<sub>th</sub>/h, womit das Rauchgas aktuell mit ca. 300 °C in den Mischer geht. Bei einer Entnahme direkt nach der Wanne lassen sich für die Mobile Wärme 1,4 MWh<sub>th</sub>/h ausnutzen, wodurch die Rauchgastemperatur nach der Entnahmestelle auf 225 °C sinkt und den Mischer mit 190 °C erreicht. Bei einer Wärmeentnahme reduzieren sich die Leitungsverluste durch Konvektion und Wärmestrahlung auf 0,4 MWh<sub>th</sub>/h.

Die anfallende Abwärmemenge aus beiden Wannen ergibt sich damit zu insgesamt etwa 1,9 MWh<sub>th</sub>/h oder, bei den zugrunde gelegten 7.500 Volllaststunden pro Jahr, zu 14.477 MWh<sub>th</sub>/a. Da die Stundenmenge des Wärmeeinfalls deutlich unter der Transportkapazität eines Sattelauflegers von 4,85 MWh<sub>th</sub> liegt, ergibt sich pro Fahrt eine fast dreistündige Pufferzeit. Die Thermoölmengen werden während dieser Zeit in Speicherbehältern innerhalb der Glasfabrik zwischengelagert.

#### **5.4.2 Anlagendimensionierung und Investitionskosten für die Wärmeauskopplung**

Es wird von einer möglichst vollständigen Nutzung der anfallenden Abwärmeströme ausgegangen, wobei beide Wannen mit jeweils 7.500 Volllaststunden pro Jahr betrieben werden. Zur Schonung der Wärmetauscher werden durch eine wöchentlich durchgeführte, etwa zweistündige Spülung mit Wasser die aus dem Abgasstrom stammenden Partikel von den Austauscheroberflächen entfernt. Damit werden sowohl Korrosion als auch Verstopfung der Wärmetauscher bekämpft. Während der Spülzeiten der Wärmetauscher kann keine Abwärme aus dem Abgasstrom entnommen werden.

Die jährlich auskoppelbare Abwärmemenge in diesem Zeitraum reduziert sich somit auf 14.277 MWh<sub>th</sub>. Wegen des unterschiedlichen Temperaturniveaus und der unterschiedlichen Volumenströme beider Abgasströme bietet sich zur Erwärmung des Thermoöls eine Hintereinanderschaltung beider Wannen an. Dabei wird das Thermoöl, das mit einer Temperatur von 60 °C in die Glasfabrik kommt, zunächst mit Rauchgas aus Wanne A vorgewärmt. Der Massenstrom des Thermoöls liegt bei ca. 10.000 kg/h, bei einer Wärmeauskopplung von

0,5 MWh<sub>th</sub>/h beträgt die Ausgangstemperatur des Thermoöls 140 °C, wobei die mittlere Wärmekapazität des Thermoöls mit 2,31 kJ/kgK angenommen wird. Anschließend wird das Thermoöl zur Wanne B weitergepumpt, wo bei einer Wärmeauskopplung von 1,4 MWh<sub>th</sub>/h die Temperatur auf 320 °C angehoben wird. In diesem Temperaturbereich liegt die mittlere Wärmekapazität des Thermoöls bei 2,86 kJ/kgK.

Die rechnerischen Wärmemindestaustauschflächen der Wärmeübertrager betragen 83 m<sup>2</sup> für Wanne A und 596 m<sup>2</sup> für Wanne B, wobei jeweils von einem Wärmedurchgangskoeffizienten von 40 W/m<sup>2</sup>K ausgegangen wird. Die unterschiedlichen Flächenbedarfe beider Wärmetauscher resultieren v. a. aus den unterschiedlichen logarithmischen Temperaturdifferenzen, die sich für beide Auskopplungsstellen ergeben. Während die Temperaturdifferenz bei Wanne A 157 K beträgt, stehen bei Wanne B nur 60 K zur Verfügung. Der geringere Temperaturgradient der Wanne B muss durch einen entsprechend größer dimensionierten Wärmetauscher ausgeglichen werden. Die zugehörigen Investitionskosten inklusive des jeweils erforderlichen Zubehörs (Isolierung, Sicherheitseinrichtungen und Armaturen) werden auf etwa 23.066 € (entsprechend 44 €/kW<sub>th</sub>) bzw. 56.516 € (40 €/kW<sub>th</sub>) geschätzt. Zusätzlich fallen pro Wärmetauscher 40.000 € für Elektroinstallationen an.

Für die Lagerung des Thermoöls sind in der Glasfabrik Speicherbehälter für heißes und kaltes Thermoöl mit einem Volumen von insgesamt 200 m<sup>3</sup> vorgesehen, deren Kosten 72.000 € betragen. Dabei werden die Speicher für das heiße Thermoöl auf Seiten der Wärmequelle und des Wärmenutzers auf jeweils 100 m<sup>3</sup> dimensioniert. Die bezogene Thermoölmenge beträgt 200.000 l. Die spezifischen Beschaffungskosten des Thermoöls werden zu 1,5 €/l angenommen. Die daraus resultierenden Beschaffungskosten für das Thermoöl liegen bei 300.000 €.

Für die zur Förderung des Thermoöls erforderlichen Pumpensätze werden pro Wärmetauscher 30.000 € veranschlagt (Tabelle 5-13), für die Mess-, Steuer- und Regeltechnik (MSR) jeweils 12.000 €. Weiterhin sind Leitungen sowohl für den Transport von Thermoöl als auch für die Bypässe der Abgasführung vorzusehen. Für den Thermoöltransport zwischen den Speicherbehältern und den Wärmetauschern sind wegen der Weitläufigkeit des Werksgebietes Leitungen mit einer Gesamtlänge von 400 m erforderlich, deren Investitionskosten 40.000 € betragen. Für die Abgasleitungen werden 10.000 € angenommen. Zur Abtrennung des Abgasstroms in die Wärmeübertrager, bspw. bei Notfällen oder Stillstandszeiten der Mobilien Wärme, sind zwei Abgasschieber zu je 12.000 € erforderlich.

Zur Be- und Entladung der für den Transport des Thermoöls eingesetzten Tankfahrzeuge dient eine Verladestation, deren Investitionskosten 60.000 € betragen. Da die Verladung unter Sauerstoffabschluss stattfinden muss, wird eine Überlagerung mit Stickstoff erforderlich. Die Investitionskosten der zugehörigen Apparatur zur Stickstoffversorgung belaufen sich auf 30.000 €.

Die gesamten Investitionskosten für die Wärmeauskopplung sind in Tabelle 5-16 zusammengefasst.

**Tabelle 5-16:** Vorläufige Investitionskostenabschätzung für die Abwärmeauskopplung aus einer Glasfabrik durch Mobile Wärme inkl. Montage

Komponente	Einzelkosten	Stückzahl	Gesamtkosten
	[€]	[-]	[€]
<b>Allgemeine Investitionen</b>			
Zwischenspeicher Thermoöl warm	36.000	1	36.000
Zwischenspeicher Thermoöl kalt	36.000	1	36.000
Thermoöl	1,5 €/l	200.000 l	300.000
Engineering	180.000	1	150.000
Abgasleitungen	500	20 m	10.000
Thermoölleitungen	100	400 m	40.000
Verladestation	60.000	1	60.000
Stickstoffüberlagerung	30.000	1	30.000
<b>Summe Allgemeine Investitionen</b>			<b>662.000</b>
<b>Wärmeauskopplung Glasfabrik, Wanne A</b>			
Abgaswärmetauscher	9.500	1	9.500
Isolierung Wärmetauscher	1.833	1	1.833
Sicherheitseinrichtungen Wärmetauscher	1.956	1	1.956
Armaturen Wärmetauscher	9.778	1	9.778
Ventilator	34.000	1	34.000
Pumpen	30.000	1	30.000
MSR	12.000	1	12.000
Spüleinrichtung	20.000	1	20.000
Abgasschieber	12.000	1	12.000
Elektroinstallation	40.000	1	40.000
<b>Summe Wärmeauskopplung Wanne A</b>			<b>171.067</b>
<b>Wärmeauskopplung Glasfabrik, Wanne B</b>			
Abgaswärmetauscher	27.294	1	27.294
Isolierung Wärmetauscher	5.570	1	5.570
Sicherheitseinrichtungen Wärmetauscher	3.942	1	3.942
Armaturen Wärmetauscher	19.710	1	19.710
Ventilator	45.000	1	45.000
Pumpen	30.000	1	30.000
MSR	12.000	1	12.000
Spüleinrichtung	20.000	1	20.000
Abgasschieber	12.000	1	12.000
Elektroinstallation	40.000	1	40.000
<b>Summe Wärmeauskopplung Wanne B</b>			<b>215.516</b>
<b>Summe Investitionen Glasfabrik</b>			<b>1.048.582</b>

Die gesamten Investitionskosten für die Wärmeauskopplung belaufen sich somit auf 1.048.582 € bzw., auf die ausgekoppelte Leistung bezogen, von 543 €/kW<sub>th</sub>. Bei einer Annuiersierung mit 10 % über zehn Jahre ergeben sich jährliche Kapitalkosten von 170.652 € bzw. 88 €/kW<sub>th</sub>. Bezogen auf die ausgekoppelte Wärmemenge ergeben sich spezifische Kapitalkosten von 11,95 €/MWh<sub>th</sub>.

Bei einem reduzierten Zinssatz von 4,5 % und gleicher Laufzeit von 10 Jahren ergeben sich Kapitalkosten von 132.519 €/a. Dies entspricht einem spezifischen Wert von 9,28 €/MWh<sub>th</sub>.

### 5.4.3 Betriebskosten der Wärmeauskopplung

Zusätzlich zu den bereits bezifferten Investitionskosten treten beim Betrieb der Wärmeauskopplung weitere Kosten auf. Diese werden nach fixen und variable Betriebskosten unterteilt und sind in Tabelle 5-17 zusammengefasst.

#### Variable Kosten

Für die ausgekoppelte Wärme kann dem Betreiber der Glasfabrik eine Anreizprämie gewährt werden, deren Höhe mit 5 €/MWh<sub>th</sub> beziffert wird. Werden 14.277 MWh<sub>th</sub>/a ausgekoppelt, ergeben sich somit Kosten von 71.385 €/a. Zusätzlich fallen Kosten für Energie, Wasser und Stickstoff von 1 €/MWh<sub>th</sub> an, die sich über ein Jahr zu einem Betrag von 14.277 €/MWh<sub>th</sub> summieren. Die variablen Kosten der Wärmeauskopplung belaufen sich auf insgesamt 85.662 €/a bzw. 6 €/MWh<sub>th</sub>.

Für den Fall eines Verzichts auf die Anreizprämie verbleiben als variablen Kosten lediglich die Kosten für Energie etc. Die variablen Auskopplungskosten belaufen sich dann auf 14.277€/MWh<sub>th</sub>, entsprechend 1 €/MWh<sub>th</sub>.

**Tabelle 5-17:** Betriebskosten der Wärmeauskopplung aus einer Glasfabrik mit und ohne Anreizprämie (Basis: eigene Schätzungen)

Fixe Kosten	Einzelkosten/Satz	Menge	Kosten mit Anreizprämie	Kosten ohne Anreizprämie
	[€/a] bzw. [%] bzw. [€/m <sup>2</sup> ·a]	[-]	[€/a]	[€/a]
Versicherung	0,5 % der Invest.	1	5.243	5.243
Instandhaltung	1 % der Invest.	1	10.486	10.486
Personal	60.000	0,5	30.000	30.000
Miete Lagerflächen	10 €/m <sup>2</sup> a	200	2.000	2.000
<b>Summe fixe Betriebskosten</b>			<b>47.729</b>	<b>47.729</b>
Variable Kosten	Einzelkosten	Menge	Kosten	Kosten
	[€/MWh <sub>th</sub> ]	[MWh <sub>th</sub> /a]	[€/a]	[€/a]
Betriebsmittel (Strom, Wasser, N <sub>2</sub> )	1	14.277	14.277	14.277
Anreizprämie	5	14.277	71.385	0
<b>Summe variable Betriebskosten</b>			<b>85.662</b>	<b>14.277</b>
Gesamte Betriebskosten			Kosten	Kosten
			[€/a]	[€/a]
Fixe Betriebskosten			47.729	47.729
Variable Betriebskosten			85.662	14.277
<b>Summe Betriebskosten</b>			<b>133.391</b>	<b>62.006</b>

#### Fixe Betriebskosten

Die Kosten für die Versicherung der Anlage werden mit 5.243 €/a bzw. 0,37 €/MWh<sub>th</sub> angenommen, die Instandhaltungskosten belaufen sich auf 1 % der Investitionskosten, entsprechend 10.486 €/a bzw. 0,73 €/MWh<sub>th</sub>. Für Personalausgaben der Verwaltung fallen

30.000 €/a, entsprechend eine 1/2 Stelle, an. Umgerechnet auf die Wärmemenge ergeben sich Kosten von 2,10 €/MWh<sub>th</sub>. Die Kosten der Energie-, Stickstoff- und Wasserversorgung werden mit einem Satz von 1 €/MWh<sub>th</sub> angesetzt und belaufen sich somit auf 14.277 €/a. Die Mietausgaben für Lagerflächen betragen 2.000 €/a. In der Summe ergeben sich fixe Betriebskosten von 47.729 €/a, entsprechend 75 €/(a·kW<sub>th</sub>) bzw. 3,34 €/MWh<sub>th</sub>.

#### 5.4.4 Gesamtkosten der Wärmeauskopplung

Die gesamten Kosten der Wärmeauskopplung aus einer Glasfabrik berechnen sich aus der Summe der Kapital- und der Betriebskosten, wie in Tabelle 5-18 aufgeführt. Die jährlichen Gesamtkosten für die Wärmeauskopplung aus der Glasfabrik ergeben sich zu 304.043 €/a. Das entspricht spezifischen Kosten von 159 €/(a·kW<sub>th</sub>) bzw. von 21,30 €/MWh<sub>th</sub>. Bei Verzicht auf die Anreizprämie ergeben sich die Kosten zu 232.658 €/a resp. 16,30 €/MWh<sub>th</sub>. Wird zusätzlich noch ein reduzierter Zinssatz von 4,5 % für die Kapitalkostenberechnung angesetzt, sinken die spezifischen Auskopplungskosten weiter auf 13,63 €/MWh<sub>th</sub>.

**Tabelle 5-18:** Jährliche Gesamtkosten der Wärmeauskopplung aus einer Glasfabrik

	Kosten mit Anreizprämie	spez. Kosten mit Anreizprämie	Kosten ohne Anreizprämie	spez. Kosten ohne Anreizprämie	spez. Kosten ohne Anreizprämie und geringerem Zinssatz (4,5 %)
	[€/a]	[€/MWh <sub>th</sub> ]	[€/a]	[€/MWh <sub>th</sub> ]	[€/MWh <sub>th</sub> ]
Kapitalkosten	170.652	11,95	170.652	11,95	9,28
Fixe Betriebskosten	47.729	3,34	47.729	3,34	3,34
Variable Betriebskosten	85.662	6,00	14.277	1,00	1,00
<b>Summe</b>	<b>304.043</b>	<b>21,30</b>	<b>232.658</b>	<b>16,30</b>	<b>13,63</b>

#### 5.4.5 Erweiterung der auskoppelbaren Abwärmemengen

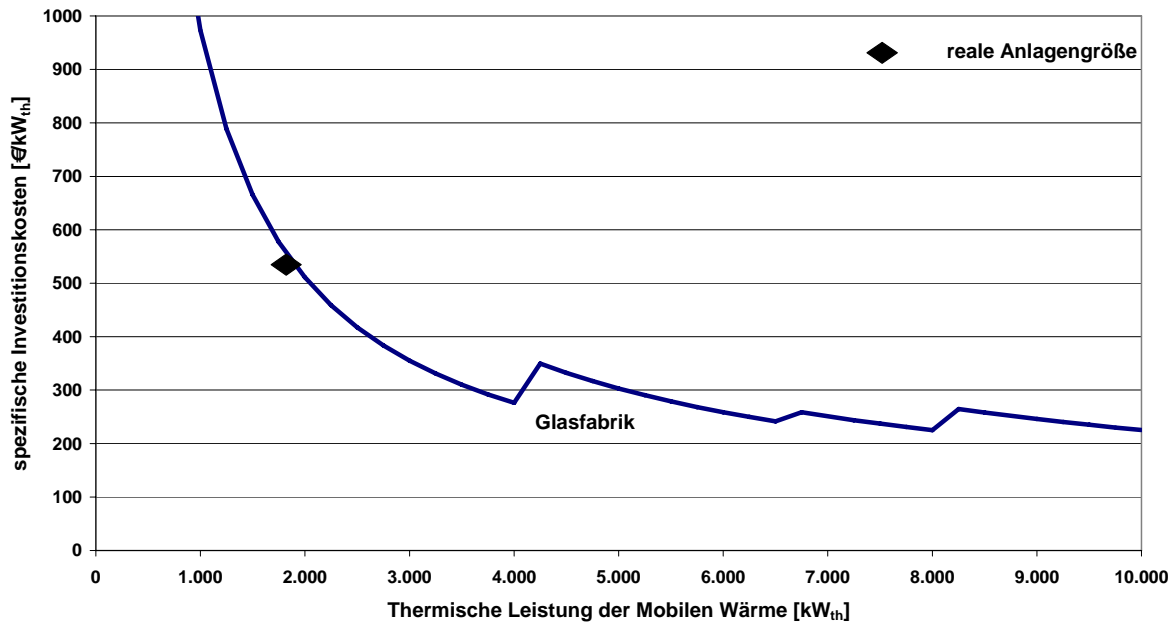
Das Wärmeaufkommen aus der betrachteten Glasfabrik kann eventuell durch eine zusätzliche Wärmeentnahme zwischen Elektrofilter und Kamin gesteigert werden. Dieser Ansatz wird derzeit nicht weiter betrachtet, da hierfür keine zustimmenden Signale des Betreibers der Glashütte erkennbar und entsprechende Betriebsdaten noch nicht verfügbar sind.

Nachfolgend werden zur überschlägigen wirtschaftlichen Bewertung einer derartigen Erweiterung sowie für die Bewertung ähnlicher Anlagen mit unterschiedlichen verfügbaren Abwärmleistungen die für die Wärmeauskopplung anfallenden Investitionskosten in einem Bereich bis 10 MW<sub>th</sub> skaliert.

Für Glashütten mit unterschiedlichen Leistungen innerhalb eines Spektrums von 0 bis 10 MW<sub>th</sub> Auskopplungsleistung ergeben sich auf Basis der komponentenweisen Skalierung spezifische Investitionskosten gemäß Abbildung 5-11. Die geringsten Investitionskosten fal-



len mit je 225 €/kW<sub>th</sub> bei Auskopplungsleistungen von 8 MW<sub>th</sub> und 10 MW<sub>th</sub> an. Damit können die spezifischen Investitionskosten gegenüber der betrachteten realen Anlage günstigstenfalls um etwa 60 % gesenkt werden.

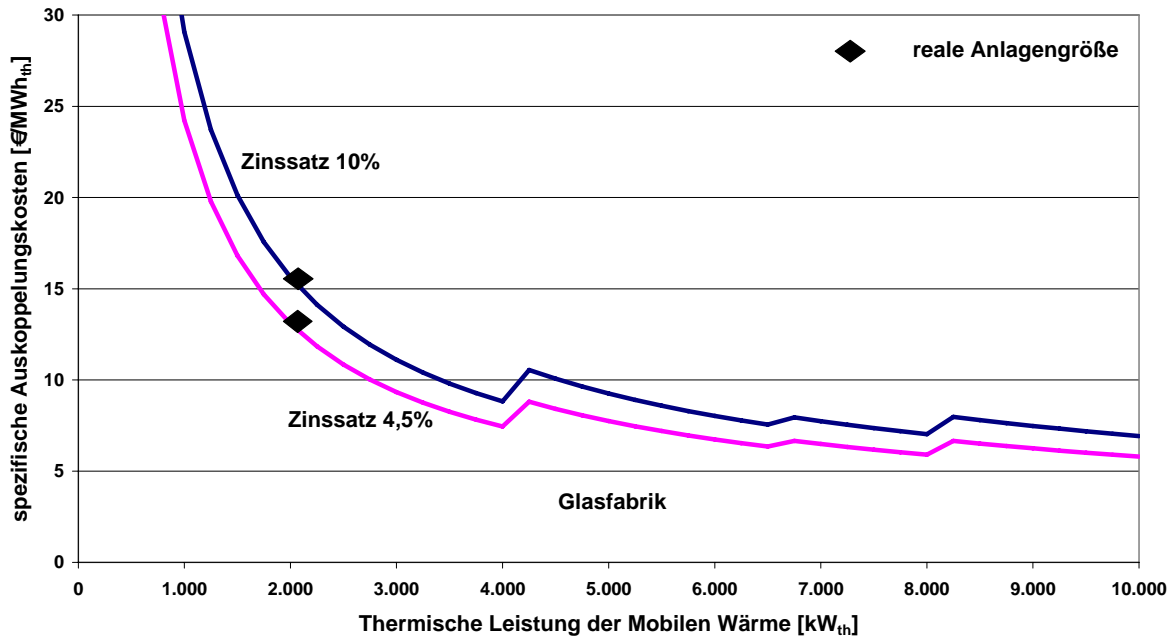


**Abbildung 5-11:** Leistungsabhängige spezifische Investitionskosten der Auskopplung der Mobilten Wärme aus einer Glasfabrik

Die daraus resultierenden spezifischen Auskopplungskosten der Mobilten Wärme sind in Abbildung 5-12 dargestellt. Es zeigt sich, dass die spezifischen Auskopplungskosten der Mobilten Wärme für Leistungen ab 5 MW<sub>th</sub> unter 10 €/MWh<sub>th</sub> sinken können. Der Minimalwert der Auskopplungskosten liegt im betrachteten Leistungsspektrum bei einem Wert von 7,5 €/MWh<sub>th</sub>.

Es zeigt sich, dass für einen Zinssatz von 10 % Auskopplungskosten unter 10 €/MWh<sub>th</sub> ab einer Leistungsgrößen von 4,5 MW<sub>th</sub> realisiert werden können. Wird der reduzierte Zinssatz von 4,5 % angelegt, kann bereits ab einer installierten Leistung der Mobilten Wärme von ca. 2,5 MW<sub>th</sub> mit Auskopplungskosten unter 10 €/MWh<sub>th</sub> gerechnet werden. An den in den Kurvenverläufen erkennbaren Knickstellen spiegelt sich jeweils eine Erweiterung der Speichervolumina an der Auskopplungsstelle wider, die diskontinuierlich verläuft und zu Sprüngen in den Investitionskosten führt.

Die günstigsten spezifischen Auskopplungskosten können mit 6,93 €/MWh<sub>th</sub> bei einem Zinssatz von 10 % bzw. 5,80 €/MWh<sub>th</sub> bei einem Zinssatz von 4,5 %, jeweils bei einer Abwärmleistung von 10 MW<sub>th</sub>, erreicht werden.



**Abbildung 5-12:** Leistungsabhängige spezifische Auskoppelungskosten der Mobilien Wärme aus einer Glasfabrik

#### 5.4.6 Anderweitige Nutzung der anfallenden Abwärmemengen

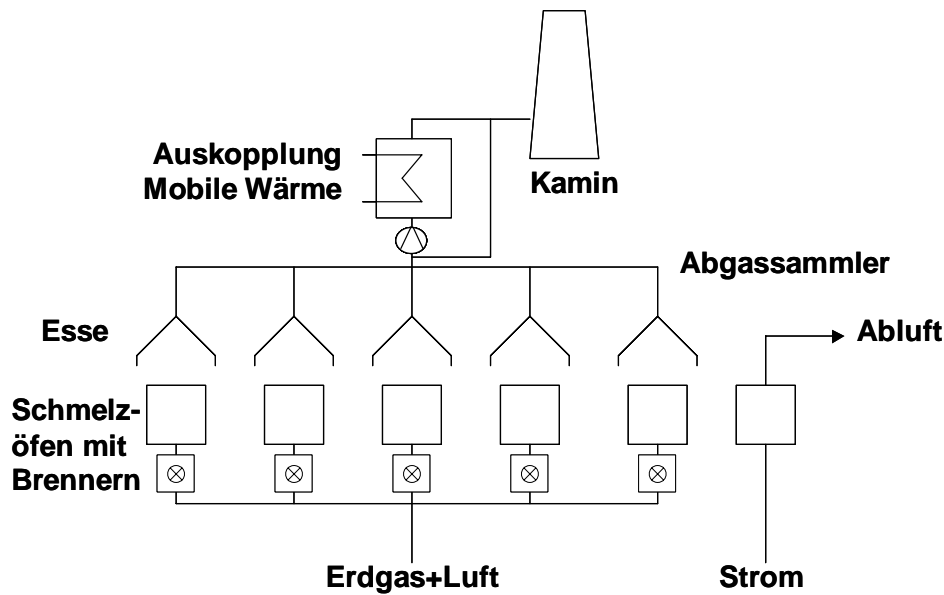
Eine anderweitige technisch und wirtschaftlich sinnvolle Nutzung des derzeit nachgewiesenen nutzbaren Abwärmeaufkommens in Höhe von 1,9 MW<sub>th</sub> ist nicht erkennbar. Insbesondere für eine Verstromung in Dampfturbinen (Abschnitt 6) ist weder das Abwärmeaufkommen noch das Temperaturniveau ausreichend.

### 5.5 Anwendungsbeispiel 3: Aluminiumschmelze eines Kfz-Zulieferbetriebs

Ein mittelständischer KFZ-Zulieferbetrieb betreibt an seinem Werksstandort eine Aluminiumschmelze zur Deckung des Aluminiumbedarfs der Fertigung. Der Betrieb beschäftigt ca. 600 Mitarbeiter und produziert v. a. Felgen.

#### 5.5.1 Abwärmeaufkommen

Insgesamt werden am Standort sechs Schmelzöfen betrieben, wovon fünf mit einer Erdgasfeuerung ausgestattet sind. Beim sechsten Schmelzofen handelt es sich um einen strombetriebenen Induktionsofen, der ein geringes Abwärmeaufkommen auf niedrigem Temperaturniveau hat, und aus dem keine Abwärme ausgekoppelt werden kann. Genauere Daten zu den Feuerungsleistungen der einzelnen Öfen sind derzeit nicht bekannt. Der Aufbau der Schmelzanlage ist in Abbildung 5-13 schematisch skizziert. Die Option zur Auskopplung der Mobilien Wärme ist darin bereits eingezeichnet.



**Abbildung 5-13:** Schematische Darstellung der Aluminiumschmelze eines KFZ-Zulieferbetriebs mit integrierter Abwärmeauskopplung auf Thermoölbasis

An jedem der mit Erdgas betriebenen Öfen sind Brenner installiert, welche die Wärme über den Abgasstrom direkt an die Schmelze abgeben. Das Abgas verlässt die fünf Schmelzen mit einer Temperatur von ca. 900 °C. In den Schmelzwannen bzw. direkt am Ausgang der Schmelzen kann v. a. aus räumlichen Gründen keine Abwärme entnommen werden. Die Schmelzwannen sind nach oben hin offen, die Feuerungsabgase werden in Essen aufgefangen, wobei sich Umgebungsluft zum Abgasstrom zumischt. Der Abgasstrom kühlt sich hierdurch sowie durch Wärmestrahlung und -konvektion auf Werte von 475 °C (Ofen 1 bis 3) bzw. 550 °C (Ofen 4 und 5) ab. Derzeit werden die Abgase mit diesen Temperaturen ohne weitere Kühlung dem Kamin zugeführt. Die Belastung der Abgasströme mit chemisch aggressiven Bestandteilen ist nach Betreiberangaben gering. Für die Mindesttemperatur der Abgasströme nach einer etwaigen Wärmeentnahme ist nach Betreiberangaben lediglich die Taupunkttemperatur des Wasserdampfanteils relevant.

Die Gesamtanlage wird mit Ausnahme von Sonntag, sechs bis 22 Uhr, rund um die Uhr betrieben und ein bis zwei Mal jährlich einer etwa zweiwöchigen Revision unterzogen. Allerdings werden sämtliche betrachteten fünf Öfen nur im Teillastbereich betrieben. Es ergibt sich eine gewichtete durchschnittliche Jahresvolllaststundenzahl von knapp 6.000 Stunden.

Die typischen Volumenströme und der Energieinhalt der Abgasströme der einzelnen Öfen zwischen Esse und Kamin sind in Tabelle 5-19 dargestellt. Die Werte für die Volumenströme und die Temperaturen sind dabei nach dem Auffangen in der Esse gemessen, d. h., die Gasströme können mit den aktuell vorliegenden Zahlen nicht nach ihrer Herkunft (Brennerabgas oder zugemischte Umgebungsluft) unterschieden werden. Zur besseren Orientierung sind die effektiven Wärmekapazitäten der einzelnen Abwärmeströme für verschiedene Temperaturstufen in Tabelle 5-19 aufgeführt.

**Tabelle 5-19:** Überblick über vorhandene und bei einer Restabgastemperatur von 200 °C auskoppelbare Abwärmemengen eines KFZ-Zulieferbetriebs sowie zugehörige effektive Wärmekapazitäten der Abgasströme

Abwärmequelle	Betriebsstunden <sup>1)</sup>	Volumenstrom <sup>1)</sup>	Massenstrom <sup>2)</sup>	Temperatur <sup>1)</sup>	$c_{p,Abgas}$ (475/550°C) <sup>2)</sup>	$c_{p,Abgas}$ (200°C) <sup>2)</sup>	$c_{p,Abgas}$ (20°C) <sup>2)</sup>	vorhandene Abwärmeleistung <sup>2)</sup>	auskoppelbare Leistung <sup>2)</sup>	auskoppelbare Wärmemenge <sup>2)</sup>
	[h/a]	[m <sup>3</sup> /h]	[kg/h]	[°C]	[kJ/kgK]	[kJ/kgK]	[kJ/kgK]	[kW <sub>th</sub> ]	[kW <sub>th</sub> ]	[MW <sub>th</sub> /a]
Schmelzofen 1	6.630	3.328	4.190	475	1,08	1,05	1,03	571	351	2.330
Schmelzofen 2	6.630	4.184	5.267	475	1,08	1,05	1,02	718	442	2.930
Schmelzofen 3	6.630	3.366	4.238	475	1,08	1,05	1,03	577	355	2.357
Schmelzofen 4	3.600	2.296	2.891	550	1,09	1,05	1,03	462	311	1.119
Schmelzofen 5	5.850	1.962	2.470	550	1,09	1,05	1,03	395	266	1.554
Induktionsofen	5.760	-	-	45	-	-	1,00	53	0	0
<b>Summe</b>		<b>15.136</b>	<b>19.056</b>					<b>2.776</b>	<b>1.725</b>	<b>10.290</b>

1) gemessene Werte

2) berechnete Werte

Bei einer Abkühlung des gesamten Abgasstroms auf 200 °C, womit eine Unterschreitung der Taupunkttemperatur des im Abgas enthaltenen Wasserdampfanteils ausgeschlossen wird, lassen sich dann maximal 1,725 MW<sub>th</sub> auskoppeln (eigene Berechnung auf Basis der abgeschätzten Wärmekapazitätsströme der einzelnen Wärmequellen). Über ein Jahr entspricht das einer Wärmemenge von ca. 10.290 MWh<sub>th</sub>.

Zur besseren Handhabung können bei Realisierung der Mobilen Wärme die einzelnen Abgasströme zusammengeführt und die Wärme somit an einer einzigen Stelle ausgekoppelt werden. Für die Schmelzöfen 1 bis 3 existiert bereits eine gemeinsame Abgasleitung. Insbesondere vor dem Hintergrund der geringen Auslastung einiger Öfen verspricht die zentrale Auskopplung über einen Wärmetauscher Einsparungen bei den Investitions- und Betriebskosten. Aufgrund der kompakten Bauweise der Schmelzanlage sind zur Realisierung einer zentralen Wärmeauskopplung keine umfangreichen Leitungsbauten erforderlich.

Aus Platzgründen ist aber derzeit fraglich, ob eine Auskopplung von Mobiler Wärme ohne Erweiterung des bestehenden Werksgeländes oder ähnliche Maßnahmen realisierbar ist. Aktuell fehlen v. a. Flächen zur Zwischenlagerung der Thermoölmengen und zur Be- bzw. Entladung von Fahrzeugen.

### **5.5.2 Anlagendimensionierung und Investitionskosten für die Wärmeauskopplung**

Es wird von einer vollständigen Auskopplung der anfallenden 10.290 MWh<sub>th</sub>/a ausgegangen. Für die Abgassammelleitung entstehen Investitionskosten von 50.000 €. Das Thermoöl wird in einem Wärmetauscher aus Stahl von der Eintrittstemperatur 60 °C auf 320 °C erwärmt. Die mittlere spezifische Wärmekapazität des Thermoöls in diesem Temperaturbereich wird mit rund 2,69 kJ/kgK angenommen.

Bei einem angenommenen Wärmedurchgangskoeffizienten von 40 W/m<sup>2</sup>K und einer logarithmischen Temperaturdifferenz von 162 K ergibt sich für den Wärmetauscher eine Übertragungsfläche von 266 m<sup>2</sup>. Die zugehörigen Investitionskosten betragen 23.038 €. Der den Wärmetauscher durchströmenden Massenstrom des Thermoöls beträgt ca. 8.900 kg/h. Für die thermische Isolierung des Wärmetauschers fallen Investitionskosten von 4.642 € an, für die Sicherheitseinrichtungen 4.508 € und die Armaturen 22.541 €. Die Gesamtinvestitionen der Baugruppe Wärmetauscher belaufen sich damit auf 54.729 € (32 €/kW<sub>th</sub>).

Für den Wärmetauscher wird zusätzlich eine Spüleinrichtung für 20.000 € vorgesehen, die jeweils in den Stillstandszeiten der Aluminiumschmelze ohne Verluste bei der Wärmeauskopplung betrieben wird.

Für die Mess-, Steuer- und Regeltechnik (MSR) der Auskopplung fallen 12.000 € an, weitere 40.000 € für die erforderlichen Elektroinstallationen. Für die Förderung der Abgase durch den Wärmetauscher wird ein Ventilator eingesetzt, dessen Kosten auf 28.977 € beziffert werden.

Die zugehörigen Abgasbypassleitungen kosten 50.000 €, der zur Trennung von Bypass- und regulärer Abgasleitung erforderliche Abgasschieber 12.000 €.

Für die Lagerung des Thermoöls sind in der Aluminiumschmelze Speicherbehälter für heißes und kaltes Thermoöl mit einem Volumen von insgesamt 200 m<sup>3</sup> vorgesehen, deren Kosten insgesamt 72.000 € betragen. Dabei werden die Speicher für das heiße Thermoöl auf Seiten der Wärmequelle und des Wärmenutzers auf jeweils 100 m<sup>3</sup> dimensioniert, so dass das Abwärmeaufkommen von jeweils etwa sieben Stunden zwischengespeichert werden kann. Entsprechend groß ist auch der Speicher für das kalte Thermoöl dimensioniert. Die spezifischen Beschaffungskosten des Thermoöls werden zu 1,5 €/l angenommen. Aus der benötigten Thermoölmenge von 200.000 l resultieren Beschaffungskosten von 300.000 €. Die Speicherbehälter und der Wärmetauscher werden mit einer isolierten Thermoölleitung verbunden, deren Investitionskosten 10.000 € betragen.

Zur Be- und Entladung der für den Transport des Thermoöls eingesetzten Tankfahrzeuge dient ein spezieller, eigens für die Mobile Wärme entwickelter Ladearm, der zentraler Bestandteil der Verladestation ist, die sich mit 60.000 € in den Investitionskosten niederschlägt. Die zum Transport erforderlichen Thermoölpumpen werden mit 30.000 € veranschlagt. Für die Verladung wird zur Überlagerung des Thermoöls mit Inertgas eine Stickstoffversorgung notwendig, deren Kosten 30.000 € betragen.

Die gesamten Investitionskosten für die Wärmeauskopplung sind in Tabelle 5-20 zusammengefasst.

**Tabelle 5-20:** Vorläufige Investitionskostenabschätzung für die Abwärmeauskopplung aus einer Aluminiumschmelze durch Mobile Wärme inkl. Montage (Basis: eigene Schätzungen)

Komponente	Einzelkosten	Stückzahl	Gesamtkosten
	[€]	[-]	[€]
<b>Wärmeauskopplung Aluminiumschmelze</b>			
Abgaswärmetauscher	23.047	1	23.038
Isolierung Wärmetauscher	4.644	1	4.642
Sicherheitseinrichtungen Wärmetauscher	4.508	1	4.508
Armaturen Wärmetauscher	22.541	1	22.541
Ventilator Wärmetauscher	28.977	1	28.962
Spülanlage	20.000	1	20.000
Thermoölleitungen isoliert	100 €/m	50	10.000
Zwischenspeicher Thermoöl kalt/warm	36.000	2	72.000
Verladestation	60.000	1	60.000
Pumpensatz Thermoöl	30.000	1	30.000
MSR	12.000	1	12.000
Elektroninstallationen	40.000	1	40.000
Abgasschieber	12.000	1	12.000
Abgassammelleitung	500 €/m	100 m	50.000
Stickstoffversorgung	30.000	1	30.000
Thermoöl	1,5 €/l	200.000	300.000
Engineering	150.000	1	150.000
<b>Summe Investitionen Aluminiumschmelze</b>			<b>869.691</b>

Die gesamten Investitionskosten für die Wärmeauskopplung belaufen sich somit auf 869.691 € bzw., auf die ausgekoppelte Leistung bezogen, von 504 €/kW<sub>th</sub>. Bei einer Annuisierung mit 10 % über zehn Jahre ergeben sich jährliche Kapitalkosten von 141.538 € bzw. 82 €/kW<sub>th</sub>. Bezogen auf die ausgekoppelte Wärmemenge ergeben sich spezifische Kapitalkosten von 13,75 €/MWh<sub>th</sub>. Für einen reduzierten Zinssatz von 4,5 % ermäßigen sich bei gleicher Laufzeit die Kapitalkosten auf 109.911 €/a oder 10,68 €/MWh<sub>th</sub>.

### 5.5.3 Betriebskosten der Wärmeauskopplung

Zusätzlich zu den bereits bezifferten Investitionskosten treten beim Betrieb der Wärmeauskopplung weitere Kosten auf. Diese werden nach fixen und variablen Betriebskosten unterteilt und sind in Tabelle 5-21 zusammengefasst.

**Tabelle 5-21:** Betriebskosten der Wärmeauskopplung aus einer Aluminiumschmelze (Basis: eigene Schätzungen)

<b>Fixe Kosten</b>	Einzelkosten/Satz	Menge	Kosten mit Anreizprämie	Kosten ohne Anreizprämie
	[€/a] bzw. [%] bzw. [€/m <sup>2</sup> ·a]	[-]	[€/a]	[€/a]
Versicherung	0,5 % der Invest.	1	4.348	4.348
Instandhaltung	1 % der Invest.	1	8.697	8.697
Personal	60.000	0,5	30.000	30.000
Miete Lagerflächen	10 €/m <sup>2</sup> ·a	200 m <sup>2</sup>	2.000	2.000
<b>Summe fixe Betriebskosten</b>			<b>45.045</b>	<b>45.045</b>
<b>Variable Kosten</b>	Einzelkosten	Menge	Kosten	Kosten
	[€/MWh <sub>th</sub> ]	[MWh <sub>th</sub> /a]	[€/a]	[€/a]
Anreizprämie	5	10.290	51.450	0
Hilfsstoffe	1	10.290	10.290	10.290
<b>Summe variable Betriebskosten</b>			<b>61.740</b>	<b>10.290</b>

### Variable Kosten

Für die ausgekoppelte Wärme kann dem Betreiber der Aluminiumschmelze eine Anreizprämie gewährt werden, deren Höhe mit 5 €/MWh<sub>th</sub> beziffert wird. Bei einer Auskopplung von 10.290 MWh<sub>th</sub>/a ergeben sich somit Kosten von 51.450 €/a. Zusätzlich fallen pro ausgekoppelter MWh<sub>th</sub> Kosten in Höhe von 1 € für Energie, Wasser und Stickstoff an. Die gesamten variablen Kosten der Auskopplung belaufen sich somit auf 61.740 €/a.

Zusätzlich werden auch für die Aluminiumschmelze die wirtschaftlichen Auswirkungen des vollständigen Verzichts auf eine Anreizprämie bilanziert. In diesem Fall reduzieren sich die variablen Betriebskosten auf die Aufwendungen für Energie etc., die 10.290 €/a betragen.

## Fixe Betriebskosten

Die Kosten für die Versicherung der Anlage (Brandschutz, Haftpflicht) werden mit 0,5 % der Investitionskosten, entsprechend 4.348 €/a bzw. 0,42 €/MWh<sub>th</sub> angenommen. Eine Absicherung gegen unwirtschaftlichen Betrieb ist darin nicht enthalten. Die Instandhaltungskosten belaufen sich auf 1% der Investitionkostensumme, entsprechend 8.697 €/a bzw. 0,85 € je MWh<sub>th</sub>. Für Personalausgaben der Verwaltung, welche die Organisation und die Abrechnung übernimmt, fallen 30.000 €/a, entsprechend eine 1/2 Stelle, an. Umgerechnet auf die Wärmemenge ergeben sich Kosten von 2,92 €/MWh<sub>th</sub>. Für den Platzbedarf der Speicherbehälter und die benötigten Verkehrsflächen wird ein Raumbedarf von 200 m<sup>2</sup> abgeschätzt, für den Mietkosten von 10 €/(m<sup>2</sup>·a), entsprechend 2.000 €/a bzw. 0,19 €/MWh<sub>th</sub> anfallen. Die gesamten fixen Betriebskosten pro Jahr betragen somit 45.045 €/a (Tabelle 5-21).

### 5.5.4 Gesamtkosten der Wärmeauskopplung

Die gesamten Kosten der Wärmeauskopplung aus der Aluminiumschmelze berechnen sich aus der Summe der Kapital- und der Betriebskosten, wie in Tabelle 5-22 aufgeführt. Die jährlichen Gesamtkosten für die Wärmeauskopplung aus der Aluminiumschmelze ergeben sich zu 248.323 €/a. Das entspricht spezifischen Kosten von 144 €/(a·kW<sub>th</sub>) bzw. von 24,13 €/MWh<sub>th</sub>.

**Tabelle 5-22:** Jährliche Gesamtkosten der Wärmeauskopplung aus einer Aluminiumschmelze

	Kosten mit Anreizprämie	spez. Kosten mit Anreizprämie	Kosten ohne Anreizprämie	spez. Kosten ohne Anreizprämie	spez. Kosten ohne Anreizprämie bei geringem Zinssatz (4,5 %)
	[€/a]	[€/MWh <sub>th</sub> ]	[€/a]	[€/MWh <sub>th</sub> ]	[€/MWh <sub>th</sub> ]
Kapitalkosten	141.538	13,75	141.538	13,75	10,68
Fixe Betriebskosten	45.045	4,38	45.045	4,38	4,38
Variable Betriebskosten	61.740	6,00	10.290	1,00	1,00
<b>Summe</b>	<b>248.323</b>	<b>24,13</b>	<b>196.873</b>	<b>19,13</b>	<b>16,06</b>

Bei Verzicht auf die Anreizprämie betragen die Auskopplungskosten 196.873 €/a bzw. 19,13 €/MWh<sub>th</sub>. Wird zusätzlich noch eine geringerer Zinssatz von 4,5 % für die Kapitalkostenberechnung angesetzt, sinken die spezifischen Auskopplungskosten weiter auf 16,06 € je MWh<sub>th</sub>.

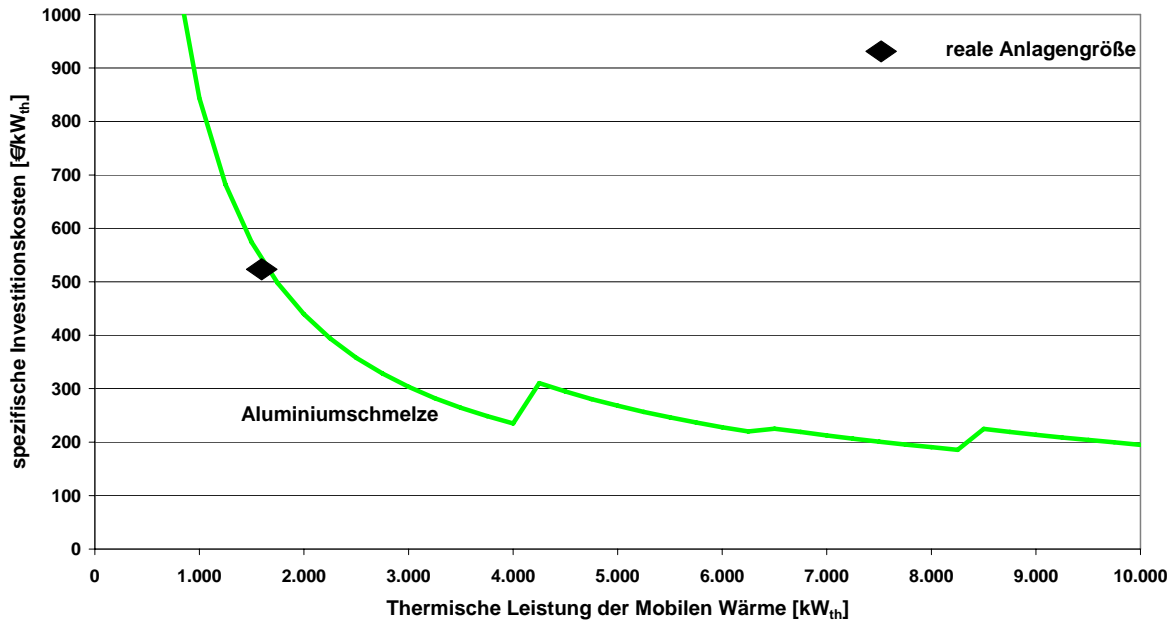
### 5.5.5 Anderweitige Nutzung der anfallenden Abwärmemengen

Eine anderweitige technisch und wirtschaftlich sinnvolle Nutzung des derzeit nachgewiesenen nutzbaren Abwärmeaufkommens in Höhe von 1,7 MW<sub>th</sub> ist nicht erkennbar. Insbesondere für eine Verstromung in Dampfturbinen, bei der nur ein Teil dieser Wärmemenge zur Dampferzeugung genutzt werden kann, wird das Abwärmeaufkommen als zu gering angesehen.



### 5.5.6 Variation der Auskopplungsleistung

Nachfolgend werden zur überschlägigen wirtschaftlichen Bewertung ähnlicher Anlagen mit unterschiedlichen verfügbaren Abwärmeleistungen die für die Wärmeauskopplung anfallenden Investitionskosten in einem Bereich bis  $10 \text{ MW}_{\text{th}}$  skaliert. Für Aluminiumschmelzen mit unterschiedlichen Leistungen ergeben sich auf Basis der komponentenweisen Skalierung spezifische Investitionskosten gemäß Abbildung 5-14.

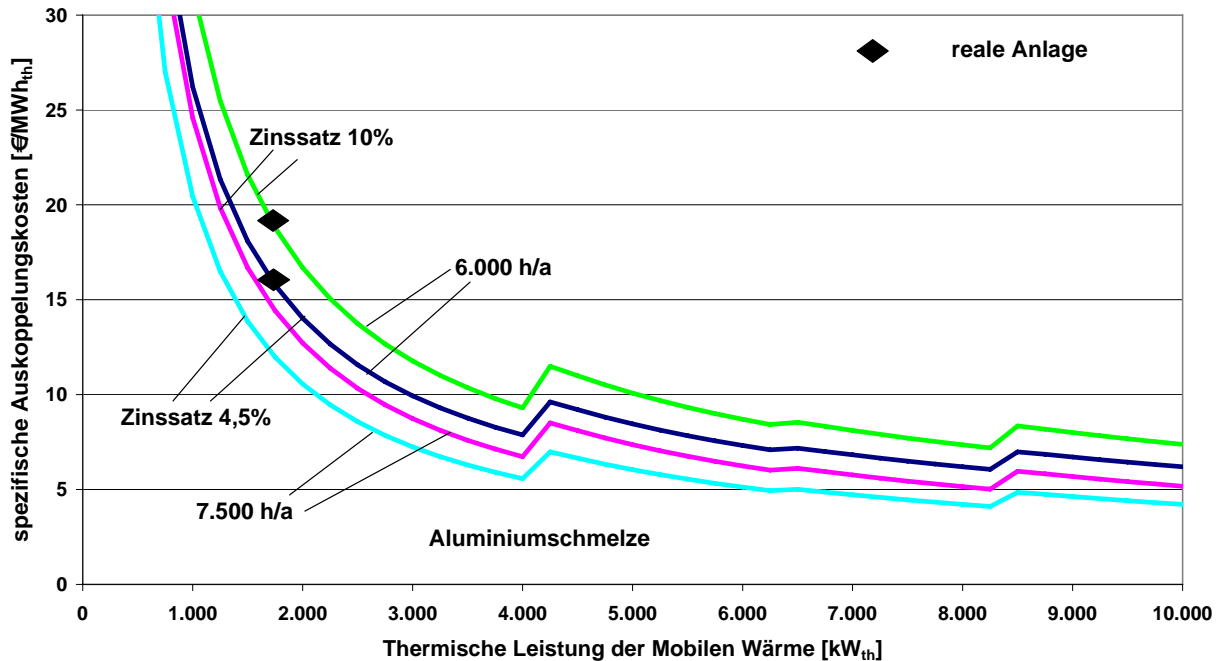


**Abbildung 5-14:** Leistungsabhängige spezifische Investitionskosten für die Auskopplung der Mobilien Wärme aus einer Aluminiumschmelze

Die geringsten spezifischen Investitionskosten fallen mit  $186 \text{ €/kW}_{\text{th}}$  bei einer Auskopplungsleistung von  $8,25 \text{ MW}_{\text{th}}$  an. Damit können die spezifischen Investitionskosten gegenüber der betrachteten realen Anlage günstigstenfalls um etwa 60 % gesenkt werden.

Die resultierenden spezifischen Auskopplungskosten der Mobilien Wärme sind für die in der betrachteten Anlage erreichbaren 6.000 Volllaststunden sowie für 7.500 jährliche Volllaststunden in Abbildung 5-15 dargestellt. Es zeigt sich, dass die spezifischen Auskopplungskosten der Mobilien Wärme für Leistungen ab  $5 \text{ MW}_{\text{th}}$  unter  $10 \text{ €/MWh}_{\text{th}}$  sinken können, bei reduziertem Zinssatz sogar schon ab Leistungen von etwa  $3 \text{ MW}_{\text{th}}$ . Der Minimalwert der Auskopplungskosten liegt im betrachteten Leistungsspektrum für 6.000 Volllaststunden bei einem Wert von  $7,19 \text{ €/MWh}_{\text{th}}$  für den vollen und bei  $6,06 \text{ €/MWh}_{\text{th}}$  für den reduzierten Zinssatz, jeweils für eine Auskopplungsleistung von  $8,25 \text{ MW}_{\text{th}}$ . Bei einer Erweiterung der Auskopplungszeit auf 7.500 h/a, entsprechend dem Wert für die Glasfabrik, können die Auskopplungskosten weiter bis in den Bereich von ca.  $5 \text{ €/MWh}_{\text{th}}$  sinken.

Bei entsprechend hohem Abwärmeaufkommen konkurriert die Auskopplung der Abgaswärme in ein System der Mobilen Wärme allerdings mit anderen Möglichkeiten der Abwärmenutzung, bspw. der Stromerzeugung (Abschnitt 6).



**Abbildung 5-15:** Leistungsabhängige spezifische Auskoppelungskosten der Mobilen Wärme aus der Aluminiumschmelze für unterschiedliche Volllaststundenzahlen

## 5.6 Zusammenfassung für die Fallbeispiele

Für die bislang untersuchten Auskoppelungskosten des Thermoölverfahrens ergeben sich für die jeweiligen Standorte Werte zwischen 16 €/MWh<sub>th</sub> im Fall der Glasfabrik und 22 €/MWh<sub>th</sub> für die Sekundäraluminiumproduktion. Somit weist die Anlage mit dem geringsten verfügbaren Temperaturniveau die günstigsten Auskoppelungskosten auf. Dass die Abwärme aus der Glasfabrik dennoch zu den geringsten Kosten ausgekoppelt werden kann, verdankt der Standort seiner extrem hohen Jahresnutzung von 7.500 h. Für die Glasfabrik spricht ebenfalls die Möglichkeit, aufgrund der günstigen räumlichen Gegebenheiten die Wärme an einer einzigen Stelle auskoppeln zu können, wodurch der apparative Aufwand und die daraus resultierenden Investitionskosten vermindert werden. Den zweiten Platz im Kostenranking belegt die Aluminiumschmelze des Kfz-Zulieferers. Diese Anlage weist zwar nur 6.000 jährliche Volllaststunden auf, die Abwärme fällt jedoch auf einem deutlich höheren Temperaturniveau an als bei der Glasfabrik

Die Untersuchung zeigt den starken Einfluss der Jahresnutzungsstunden auf die wirtschaftliche Bilanz der Wärmeauskopplung für das Thermoölverfahren. Dagegen weisen alle Beispielanlagen ein so hohes Temperaturniveau auf, dass diesbezügliche Unterschiede sich in der

ökonomischen Bilanz nicht mehr entscheidend bemerkbar machen. Speziell für das Thermoölverfahren ist allerdings bei geringen Abwärmertemperaturen unterhalb der maximal möglichen Speichertemperatur mit stark steigenden Transportkosten zu rechnen, da in diesen Fällen nicht mehr die volle Speicherkapazität des Systems ausgenutzt werden kann.

Es ergibt sich weiter, dass die Auskopplungskosten für alle drei betrachteten Wärmequellen mit steigender Auskopplungsleistung infolge des degressiven Verlaufs der Investitionskosten stark zurückgehen.

## 6 Alternative Abwärmenutzungsverfahren

Neben der mobilen thermischen Speicherung existieren weitere, alternative Verfahren zur Nutzung industriell anfallender Abwärmemengen. Dabei können die anfallenden Energiemengen entweder thermisch in Form von Wärme oder Kälte sowie elektrisch durch Verstromung genutzt werden. Für die thermische und die elektrische Abwärmeverwendung stehen am Markt jeweils unterschiedliche Techniken zur Verfügung, die nachfolgend charakterisiert sind. Anhand konkreter, bereits realisierter Projekte wird beispielhaft die Anwendung der einzelnen Techniken in der Praxis und deren Ergebnisse dokumentiert.

### 6.1 Stromerzeugende Techniken zur Nutzung von Abwärmemengen aus industriellen Prozessen

Bei den Strom erzeugenden Techniken wird die thermische Energie der Abwärme in Strom umgewandelt. Bei bestehendem Bedarf kann der Strom am Standort genutzt werden, bspw. zum Antrieb von Maschinen. Alternativ kann eine Einspeisung ins Stromnetz gegen Einspeisevergütung bzw. ein Verkauf an der Strombörse EEX erfolgen.

Für die Verstromung im industriellen Maßstab anfallender Abwärmemengen kommen insbesondere die ORC-Technik und der Dampfturbinenprozess sowie die Dampfmotorentechnik in Frage (Tabelle 6-1), die nachfolgend erläutert werden.

**Tabelle 6-1:** Charakterisierung ausgewählter Techniken der Abwärmeverstromung /IUTA 2002/, /eigene Berechnungen/

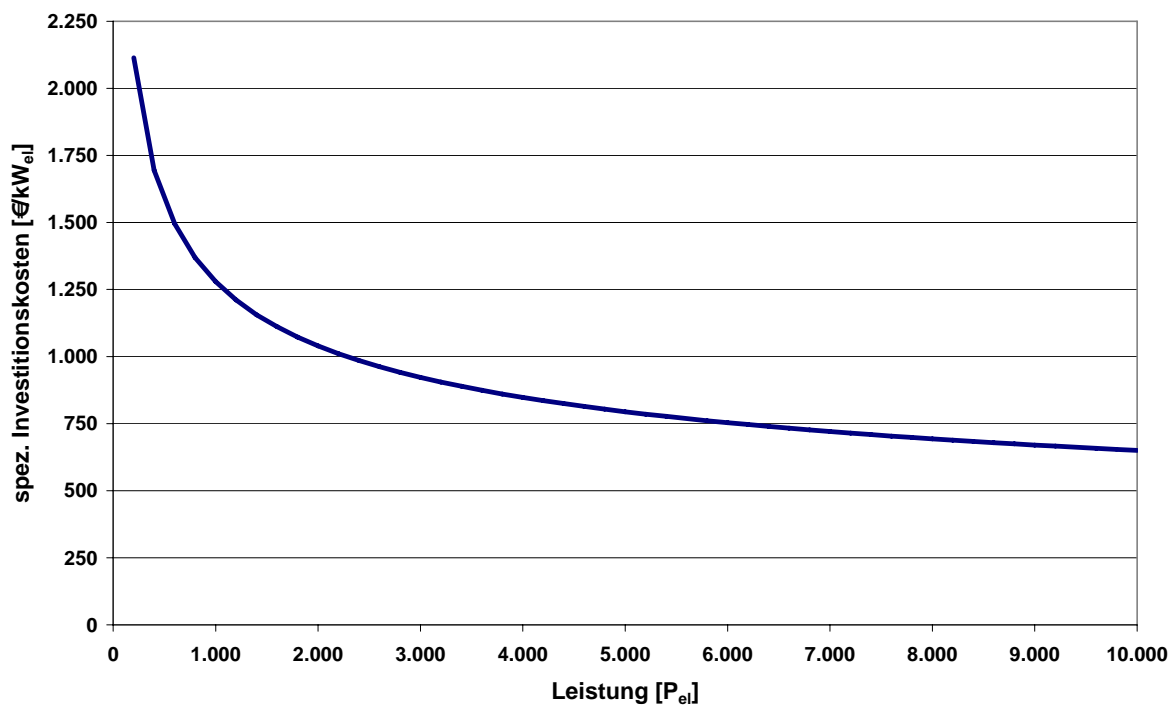
	Einheit	Dampfturbine	ORC-Anlage	Dampfmotor
Leistungsbereich	[kW <sub>el</sub> ]	200-10.000	200-10.000	160-1.500
Mindestabwärmemenge	[MWh <sub>th</sub> /a]	3.000	4.000	1.600
Mindestabwärmetemperatur	[°C]	500	200	100
Investitionskosten	[€/kW <sub>el</sub> ]	200-700	900-3.000	500-800
el. Wirkungsgrad	[%]	20-30	15	10
Anwendungsbeispiele	[-]	Wingas-Verdichterstation Mallnow /MOZ 2008/ Müllverbrennungsanlagen	Zementwerk Lengfurt	-

#### 6.1.1 Organic Rankine Cycle (ORC-Anlagen)

ORC-Anlagen basieren auf dem aus Großkraftwerken bekannten Turbinenprozess. Der gravierendste Unterschied liegt im verwendeten Arbeitsmittel. Anstelle von Wasser, das in einem Kreislauf verdampft und nach der Entspannung in der Turbine kondensiert, werden ORC-Anlagen mit organischen Arbeitsmitteln (bspw. Pentan oder andere Kohlenwasserstoffe) betrieben, die gegenüber Wasser einen geringeren Siedepunkt aufweisen. Somit erlaubt die ORC-Technik auch die Nutzung von im Nieder- und Mitteltemperaturbereich anfallenden

Abwärmemengen. Außerdem eignet sich Wärme aus der Biomasseverbrennung und aus geothermischen Quellen zur Verstromung in ORC-Anlagen. So wird die überwiegende Zahl der bestehenden ORC-Anlagen mit Biomasse befeuert. Anlagen zur Abwärmenutzung, wie etwa im Zementwerk Lengfurt oder bei Gerresheimer Glas in Essen /Brandstätter 2008/ bereits realisiert, bilden dagegen bislang die Ausnahme.

ORC-Anlagen sind im Leistungsbereich zwischen 0,2 und 10 MW<sub>el</sub> am Markt verfügbar. Die spezifischen Investitionskosten liegen für Anlagen zur Abwärmenutzung, d. h. ohne eigene Brennstoffaufbereitung und Feuerung, auf die bei konventionell betriebenen ORC-Anlagen zusammen etwa 1/3 der Investitionskosten entfallen, größenabhängig zwischen etwa 700 € je kW<sub>el</sub> und 2.100 €/kW<sub>el</sub> (Abbildung 6-1). Der erreichbare elektrische Wirkungsgrad beträgt derzeit etwa 15 %, wofür Abwärmemperaturen von über 200 °C erforderlich sind. Für die Nutzung von Geothermie oder NT-Abwärme, die im Bereich von etwa 100 °C liegen, können Werte von ca. 10 % erreicht werden.

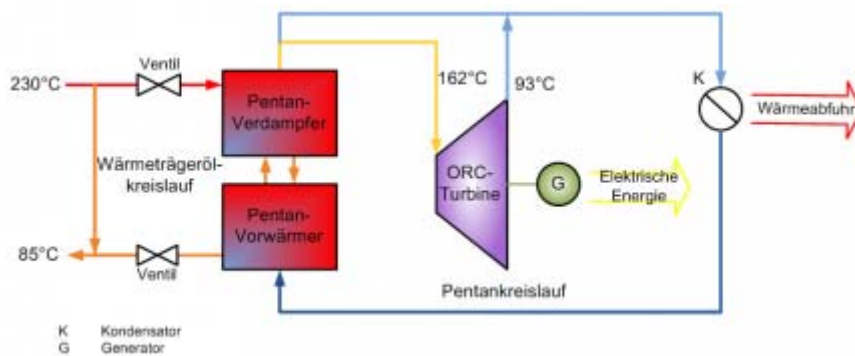


**Abbildung 6-1:** Spezifische Investitionskosten von ORC-Anlagen zur Abwärmenutzung bis 10 MW<sub>el</sub> /Maier 2002/

Damit liegt die elektrische Effizienz von ORC-Anlagen unterhalb konventioneller Turbinensysteme gleicher Leistung. Nachteilig am geringen elektrischen Wirkungsgrad ist zudem, dass etwa 75 % der zugeführten Abwärme wiederum als Wärme aus dem Prozess zurückkommt, dann allerdings auf einem geringeren Temperaturniveau, das in der Praxis meist nicht weiter nutzbar ist und über Kühlsysteme unter zusätzlichem energetischen, kostenseitigen und apparativen Aufwand an die Umgebung abgegeben werden muss.

### Zementwerk Lengfurt - Abwärmenutzung mittels ORC-Anlage

Betriebserfahrungen mit dem ORC-Einsatz zur Abwärmenutzung existieren insbesondere von der im Zementwerk Lengfurt bereits im Jahre 1997 installierten Anlage. Die Zementproduktion ist mit einem hohen Strom- und Wärmebedarf sehr energieintensiv (Abschnitt 3.3.4). Durch die hohen Betriebstemperaturen der Brennöfen von ca. 1.500 °C fallen allerdings in der Produktion auch große Abwärmemengen an, die zuvor nur in geringem Umfang genutzt wurden. Allerdings kommt aufgrund der Alkali- und Chloridanteile in den Abgasströmen der Brennöfen eine Nutzung dieser Hochtemperaturabwärme aus materialtechnischen Gründen nicht in Betracht, da die benötigten Wärmeaustauscher zu schnell verschleifen würden. Stattdessen wird ein Großteil der Abluftmenge der Klinkerkühler in Höhe von 14 MW<sub>th</sub> (150.000 m<sup>3</sup>/h) auf einem Temperaturniveau von 275 °C genutzt. Damit wird ein Thermoölkreislauf von 85 auf 230 °C erwärmt, der seine thermische Energie zur Verdampfung des als Arbeitsmittel eingesetzten Pentans bei 162 °C abgibt (Abbildung 6-2).



**Abbildung 6-2:** Schematischer Aufbau der ORC-Anlage im Zementwerk Lengfurt (Bayern) /Abwärmeatlas Sachsen 2011/

Damit liegt die Betriebstemperatur des ORC-Dampfkreislaufs deutlich unterhalb der für Dampfturbinenprozesse üblichen Werte im Bereich von 450 °C. Die installierte Leistung der Anlage beträgt 1,3 MW<sub>el</sub>. Im Betrieb wird ein elektrischer Nutzungsgrad von 14 % erreicht /LFU Bayern 2001/. Die verbleibende Abwärme der ORC-Anlage von 125 °C (Abluft) und 93 °C (Arbeitsmittel) wird nicht weiter genutzt und über den Kamin bzw. das Kühlsystem an die Umwelt abgegeben.

Die Abwärme von ORC-Anlagen erlaubt grundsätzlich mit den temperaturseitigen Rahmenbedingungen weitere Nutzungsmöglichkeiten, bspw. die Raumwärme- und Warmwasserversorgung des Zementwerks, die Einspeisung in Wärmenetze oder die Anbindung von Systemen mobiler Wärmespeicher. Dabei sind prinzipiell alle drei betrachteten Speicherkonzepte einsetzbar. Für den Fall von Zementwerken wirkt sich für die weitere Abwärmenutzung im Rahmen von leitungsgebundenen wie auch leitungsungebundenen Wärmenetzen die in aller

Regel entlegene räumliche Positionierung der Standorte außerhalb geschlossener Ortschaften oder Gewerbegebieten hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit nachteilig aus.

Zudem besteht mit Hilfe des Thermoölverfahrens die Möglichkeit, bestehende ORC-Anlagen zusätzlich mit Abwärme aus Zementwerken oder weiteren Industrieanlagen zu versorgen. Als günstig erweist sich dabei das darstellbare Temperaturniveau von etwa 320 °C, das dem oberen Bereich der Betriebstemperatur von ORC-Anlagen entspricht und entsprechend hohe Wirkungsgrade zulässt.

### **Wirtschaftlichkeit der ORC-Anlage zur Abwärmenutzung**

Analog des Beispiels zur thermischen Nutzung mit mobilen Wärmespeichern (Kapitel 5.2) soll auch für die Verstromung in der ORC-Anlage eine Leistung von 5 MW<sub>th</sub> bei einem Temperaturniveau von 400 °C zur Verfügung stehen. Bei einer Erwärmung des Arbeitsmittels von 93 auf 162 °C inkl. Verdampfung kann ein Anteil von 4,1 MW<sub>th</sub> dieser Wärme genutzt und in der Turbine bzw. dem Generator in Elektrizität umgesetzt werden. Bei einem Wirkungsgrad des ORC-Kreislaufs von 19 % lassen sich somit etwa 0,8 MW<sub>el</sub> gewinnen /Brandstätter 2008/. Bezogen auf das eingesetzte Abwärmeaufkommen ergibt sich ein elektrischer Nutzungsgrad von 16 %, der geringfügig oberhalb dessen liegt, was in Anlagen mit eigener Feuerung (bspw. Biomasse) nach heutigem Stand erreichbar ist.

Bei einer Abwärme nutzenden ORC-Anlage entfallen die Aufwendungen für die Wärmezeugung sowie die Brennstoffaufbereitung, so dass für die gegebene Leistungsgröße mit Investitionskosten von ca. 1.687.000 € zu rechnen ist. Wesentlicher Kostenpunkt ist das ORC-Modul mit Turbine und Generatoreinheit, auf das über die Hälfte der Investitionen entfallen. Über 10 Jahre und mit einem Zinssatz von 10 % abdiskontiert, resultieren aus der ermittelten Investitionssumme jährliche Kapitalkosten von rund 275.000 €/a (Tabelle 6-2).

**Tabelle 6-2:** Investitions- und Kapitalkostenaufstellung für die Abwärmeverstromung in einer ORC-Anlage mit 0,8 MW<sub>el</sub> /IUTA 2002/, /Maier 2002/, /eigene Berechnung/

<b>Komponente</b>	<b>Einheit</b>	
Abgaswärmetauscher inkl. Peripherie	[€]	36.000
ORC-Modul 0,8 MW <sub>el</sub>	[€]	941.000
Netzanschluss	[€]	86.000
Verrohrung und Armaturen	[€]	48.000
Steuerung	[€]	20.000
Planung und Genehmigung	[€]	150.000
Kühlturm	[€]	150.000
Montage	[€]	256.000
<b>Summe Investitionskosten</b>	<b>[€]</b>	<b>1.687.000</b>
Zinssatz	[%]	10
Laufzeit	[a]	10
<b>Kapitalkosten</b>	<b>[€/a]</b>	<b>275.000</b>

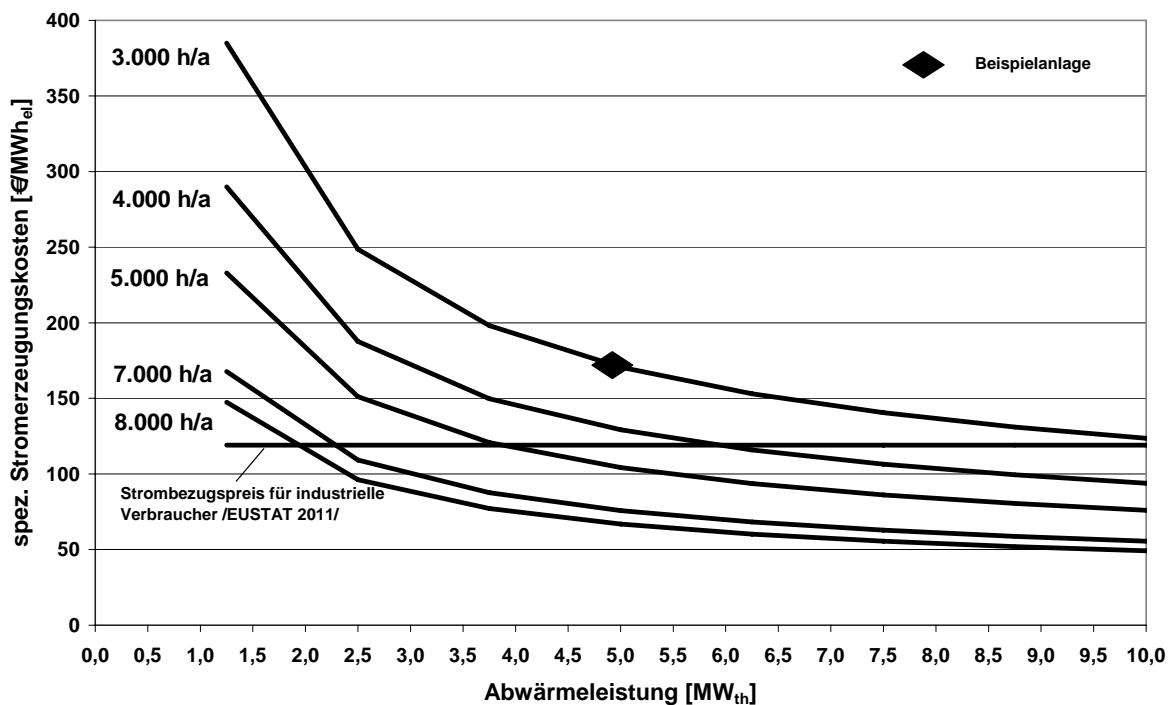
Für eine Nettojahresstromerzeugung der Anlage von 2.400 MWh<sub>el</sub> ergeben sich aus der Summe Betriebskosten (Tabelle 6-3) in Höhe von 135.000 €/a. Zusammen mit den Kapitalkosten betragen die Stromerzeugungskosten dann 410.000 €/a bzw. 170,8 €/MWh<sub>el</sub>. Dieser Wert liegt deutlich oberhalb des Strombezugspreises für Industriebetriebe, der laut /Eurostat 2011/ in Deutschland bei 119 €/MWh<sub>el</sub> liegt (Durchschnittspreis 2. Halbjahr 2010).

**Tabelle 6-3:** Betriebskostenaufstellung für die Abwärmeverstromung in einer ORC-Anlage mit 0,8 MW<sub>el</sub>

Betriebskosten	Einheit	
Personal	[€/a]	60.000
Versicherung	[€/a]	25.000
Instandhaltung	[€/a]	37.000
Betriebsstrom Kühlturm	[€/a]	9.000
Betriebsstrom Pumpen und Steuerung	[€/a]	4.000
<b>Summe Betriebskosten</b>	<b>[€/a]</b>	<b>135.000</b>

Bei der Kalkulation für die ORC-Anlage ist berücksichtigt, dass die Verstromung am Standort des Wärmequellenbetreibers stattfindet und somit keine Vergütung für die andernfalls ungenutzte Abwärme zu entrichten ist.

Die sich bei einer Variation von Abwärmeleistung und Volllaststundenzahlen für die ORC-Anlage jeweils ergebenden Stromerzeugungskosten sind in Abbildung 6-3 dargestellt.



**Abbildung 6-3:** Spezifische Stromerzeugungskosten Abwärme nutzender ORC-Anlagen bis 10 MW<sub>th</sub> in Abhängigkeit der Jahresnutzung /Maier 2002/, /eigene Berechnung/



Als Vergleichsgröße sind die Bezugskosten für Industrieunternehmen eingezeichnet. Für Anwendungen mit einer vergleichsweise hohen Jahresnutzung von 5.000 h/a ergibt sich ein Mindestabwärmeaufkommen von  $5,5 \text{ MW}_{\text{th}}$ , um mit den Strombezugskosten wirtschaftlich konkurrenzfähig sein zu können. Durch das hohe erforderliche Abwärmeaufkommen ist die Zahl der Betriebe, die auf Basis dieser Betriebsparameter eine wirtschaftlich sinnvolle Abwärmeverstromung durchführen können, stark eingeschränkt.

Für Anlagennutzungen bis etwa 3.500 h/a ist im dargestellten Größenbereich für die gegebenen Abgastemperaturen unter den heutigen Randbedingungen kein wirtschaftlich attraktiver Betrieb von mit Abwärme betriebenen ORC-Anlagen möglich.

### 6.1.2 Dampfturbinen

Mit der Dampfturbine steht eine weitere Option der Abwärmenutzung zur Stromerzeugung zur Verfügung. Hierfür müssen die entsprechenden Wärmemengen in Dampf mit mindestens  $450 \text{ °C}$  und 60 bar umgewandelt werden. Daraus ergibt sich eine erforderliche Abwärmetemperatur von etwa  $500 \text{ °C}$ . Jedoch ist auch bei niedrigeren Abwärmemperaturen der Einsatz von Dampfturbinenprozessen technisch möglich. Allerdings lassen sich dann entsprechend geringere Temperatur- und Druckwerte des Dampfes erzielen, was zu einer sinkenden Stromausbeute und in aller Regel ungünstigeren wirtschaftlichen Kennziffern führt.

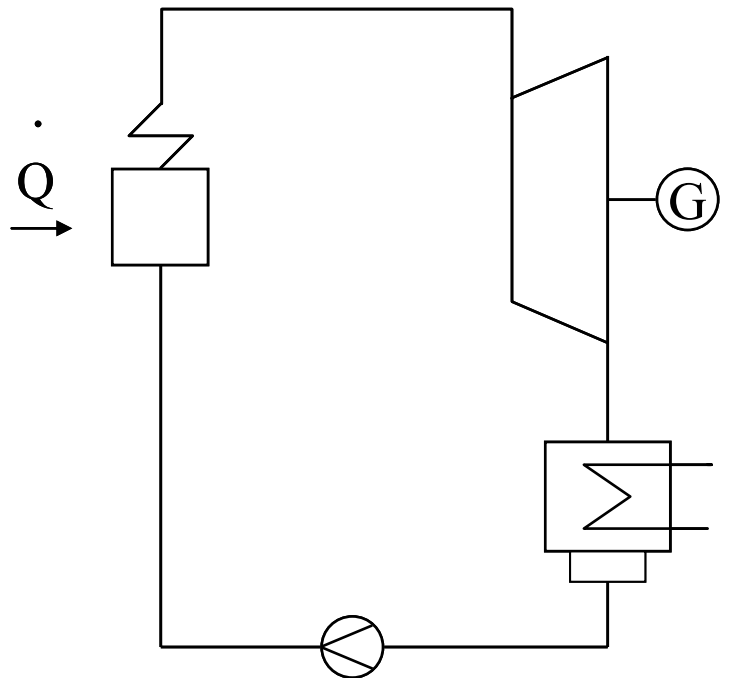
Typische elektrische Wirkungsgrade einfacher Dampfturbinensysteme liegen im Bereich von 20-35 %, bezogen auf die eingesetzte Dampfmenge. Dabei ist allerdings zu berücksichtigen, dass bei der Umwandlung von Abwärme in Dampf in der Regel Restwärmemengen übrig bleiben. In der Praxis ist diese Restwärme zumeist nicht weiter nutzbar und muss über den Kamin der Feuerungsanlage bzw. über Kühleinrichtungen an die Umgebung abgegeben werden.

Aufgrund der hohen Investitionskosten und des großen apparativen Aufwands werden in der Praxis zudem Abwärmemengen erst ab einer Mindestleistung von etwa  $10 \text{ MW}_{\text{th}}$  bei gleichzeitig hoher Anlagenauslastung in Dampfturbinenprozessen verstromt.

Dampfturbinen sind in einem Größenbereich von 100 bis  $10.000 \text{ kW}_{\text{el}}$  marktverfügbar. Die Maximalwerte der Dampfparameter betragen  $530 \text{ °C}$  und 130 bar, die spezifischen Investitionskosten liegen zwischen 250 und  $700 \text{ €/kW}_{\text{el}}$  /IUTA 2002/. Neben den Investitionen für die Turbine sind weitere Komponenten, wie etwa Wärmetauscher zur Dampferzeugung, Kondensator, Generator mit Netzanbindung und Wasseraufbereitung und Kühlturm erforderlich, deren Kosten einzelfallabhängig zu ermitteln sind.

Die Dampfturbinenanwendung wird für die Nutzung von Abwärme in der Regel als Gegendruckanlage ausgeführt (Abbildung 6-4), die auf eine maximale Stromausbeute ausgerichtet ist. Dabei wird der Dampf auf ein extrem niedriges Druck- und Temperaturniveau kondensiert. Die bei der vollständigen Kondensation des Dampfes im Kondensator abgegebene

Wärme kann über einen Kühlturm abgeführt werden. Gegenüber der Entnahmekondensation hat diese Betriebsweise zwar den Nachteil einer geringeren Gesamtnutzung der eingesetzten Energie, was allerdings im Falle der Verwertung kostenloser, überschüssiger Abwärmemengen keine Rolle spielt.



**Abbildung 6-4:** Schematische Darstellung des einfachen Dampfturbinenkreislaufs für Anlagen der Abwärmenutzung

Die spezifischen Investitionskosten von Dampfturbinenanlagen hängen v. a. von den zur Verfügung stehenden Abwärmemengen und –temperaturen ab, welche den maximalen Dampfmassenstrom und die Dampfparameter bestimmen. Entsprechende Kostenfunktionen sind in /IUTA 2002/ enthalten. Für Gegendruckturbinen mit einer Größe von  $5 \text{ MW}_{\text{el}}$  fallen für Dampf mit  $450 \text{ °C}$  und  $60 \text{ bar}$  demnach bspw. spezifische Investitionskosten in Höhe von etwa  $300 \text{ €/kW}_{\text{el}}$  an (inkl. Steuerung und Generator). Hinzu kommen weitere Investitionskosten für die Anlagen zur Dampferzeugung (bspw. Abhitzekeessel), Leitungen und Kondensatoren sowie Rückkühlanlagen. Im Einzelfall kann auch die Installation mehrerer Turbineneinheiten sinnvoll sein, insbesondere bei starken zeitlichen Schwankungen des Abwärmeaufkommens.

Die wesentlichen Einflussfaktoren auf die Kosten der Stromerzeugung sind die Temperatur, die Menge und die thermische Leistung des Abwärmeaufkommens. Daraus bestimmen sich zum einen die Dimensionierung des Dampf-abhitzekeessels, zum anderen aber v. a. auch die erzielbaren Dampfparameter. Prinzipiell werden Dampfturbinen als Carnot-Maschinen mit

steigendem Temperatur- und Druckniveau effizienter. Gleichzeitig steigen aber auch v. a. die materialseitigen Anforderungen an die Turbineneinheit.

Aus wirtschaftlichen Gründen rechnet sich eine Stromerzeugung ab einer Abwärmeleistung von ganzjährig etwa  $10 \text{ MW}_{\text{th}}$ . Da zudem ein hoher Aufwand für die Rauchgasreinigung anfällt, die einen hohen investitionskostenseitigen Aufwand und starke Temperatureinbußen mit sich bringt, wird der Dampfturbinenprozess v. a. in Müllverbrennungsanlagen eingesetzt, die ohnehin verschärften Emissionsauflagen unterliegen. Somit sind nahezu alle deutschen Müllverbrennungsanlagen mit entsprechenden Stromerzeugungssystemen ausgerüstet. Beispielhaft ist an dieser Stelle die Abwärmeverstromung der Müllverbrennungsanlage Ulm aufgeführt, die aus der thermischen Energie der knapp 10 Tonnen Müll, die stündlich verbrannt werden, u. a. eine Dampfturbine mit einer Leistung von  $10,4 \text{ MW}_{\text{el}}$  betreibt. Diese produziert eine Strommenge von  $66 \text{ GWh}_{\text{el}}/\text{a}$ , von der  $46 \text{ GWh}_{\text{el}}/\text{a}$  ins Stromnetz eingespeist werden /ZV-TAD 2011/. Die sich ergebende  $\text{CO}_2$ -Einsparung liegt bei knapp  $27.000 \text{ t/a}$ . Die verbleibende Abwärme wird in das Fernwärmenetz der Stadt Ulm eingespeist.

Eine weitere Anwendung ist die Nutzung der  $460 \text{ }^\circ\text{C}$  heißen Abwärme der Erdgasverdichterstation der Wingas GmbH und der Wingas Transport GmbH in Mallnow. In einem Abhitze-kessel wird daraus Dampf mit  $420 \text{ }^\circ\text{C}$  erzeugt, der dann in der insgesamt am Standort installierten  $22 \text{ MW}_{\text{el}}$  Dampfturbinenleistung zur Stromerzeugung genutzt wird /MAN 2009/. Da bislang nur ein Teil der anfallenden Abwärme der installierten Verdichterleistung von derzeit  $95 \text{ MW}_{\text{el}}$  weiter verwendet wird, ist ein Ausbau der bestehenden Kapazitäten denkbar.

### **Wirtschaftlichkeit der Dampfturbine zur Abwärmenutzung**

Dampfturbinen können aus technischer Sicht bereits bei Abwärmeaufkommen im Mitteltemperaturbereich zum Einsatz kommen. Im entsprechenden Leistungsbereich können elektrische Wirkungsgrade von ca. 20 % erreicht werden. Für die Erreichung optimaler Nutzungsgrade von Dampfturbinen sind möglichst hohe Drücke und Temperaturen des eingesetzten Dampfes erforderlich. Mit geringeren Dampftemperaturen ist eine prinzipbedingte geringere Effizienz verbunden. Beim Einsatz von Dampfturbinen zur Abwärmenutzung wird die Abwärme zunächst in Dampf umgewandelt, der dann in der Turbine entspannt wird. Somit sind auch in diesem Fall keine Feuerungseinheit, keine Brennstoffaufbereitung und keine separate Rauchgasreinigung erforderlich. Da beim Turbinenbetrieb hohe Abwärmemengen auf nicht weiter nutzbarem Temperaturniveau (ca.  $50 \text{ }^\circ\text{C}$ ) anfallen, sind ein Kondensator und ein nachgeschalteter Kühlturm erforderlich.

Wird wieder das Beispiel aus Abschnitt 5.2 aufgenommen, so sind die Investitionskosten für eine Dampfturbine von  $0,8 \text{ MW}_{\text{el}}$  bzw. der Nutzung eines Abwärmeaufkommen von ca.  $5 \text{ MW}_{\text{th}}$  in Tabelle 6-4 zusammengefasst.

**Tabelle 6-4:** Investitions- und Kapitalkostenaufstellung für die Abwärmeverstromung in einer Dampfturbine mit 0,8 MW<sub>el</sub> /IUTA 2002/, /eigene Berechnung/

Komponente	Einheit	
Dampfturbine inkl. Steuerung	[€]	599.000
Dampferzeuger	[€]	229.000
Kondensator	[€]	68.000
Verrohrung	[€]	82.000
Kühlturm	[€]	150.000
Planung	[€]	150.000
Montage	[€]	243.000
<b>Summe Investitionskosten</b>	<b>[€]</b>	<b>1.607.000</b>
Zinssatz	[%]	10
Laufzeit	[a]	10
<b>Kapitalkosten</b>	<b>[€/a]</b>	<b>261.000</b>

Die Summe der Investitionen beträgt ca. 1,6 Millionen Euro, aus denen Kapitalkosten von ca. 261.000 €/a resultieren. Die Betriebskosten (Tabelle 6-5) betragen rund 133.000 €/a. Für die Abwärmenutzung in Dampfturbinen wurden dabei keine Wärmevergütungskosten für den Wärmequellenbetreiber angesetzt.

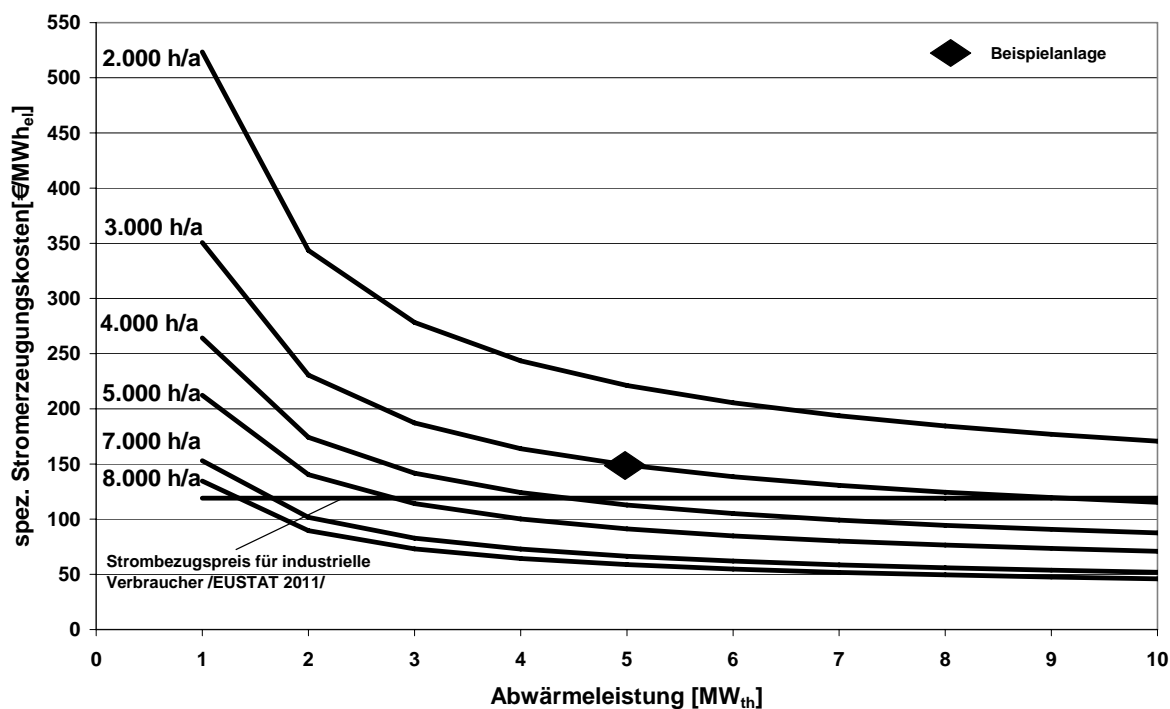
**Tabelle 6-5:** Betriebskostenaufstellung für die Abwärmeverstromung in einer Dampfturbine

Betriebskosten	Einheit	
Personal	[€/a]	60.000
Versicherung	[€/a]	24.000
Instandhaltung	[€/a]	36.000
Betriebsstrom Kühlturm	[€/a]	9.000
Betriebsstrom Pumpen und Steuerung	[€/a]	4.000
<b>Summe Betriebskosten</b>	<b>[€/a]</b>	<b>133.000</b>

Es ergeben sich Stromerzeugungskosten von 394.000 €/a, bzw., bei 3.000 Volllaststunden, 150 €/MWh<sub>el</sub>. Dieser Wert liegt oberhalb des Strompreises von derzeit 119 €/MWh<sub>el</sub> /Eurostat 2011/ für industrielle Anwender.

Die Variation von Abwärmeleistung und Jahresnutzung (Abbildung 5-4) zeigt, dass bei hohen Auslastungen Dampfturbinen (7000 – 8000 h/a) bereits bei Abwärmeaufkommen von etwa 2 MW<sub>th</sub> unter heutigen Bedingungen eine Verstromung in Dampfturbinen wirtschaftlich interessant sein könnte.

Zu beachten ist, dass bei einer Verstromung in Dampfturbinen keine schädlichen Verunreinigungen im Abgas enthalten sein dürfen. Andernfalls verkürzt sich die Standzeit der Anlage stark bzw. senkt eine ggf. erforderliche Abgasreinigung das verfügbare Temperaturniveau soweit ab, dass kein nutzbarer Dampf erzeugt werden kann.



**Abbildung 6-5:** Spezifische Stromerzeugungskosten Abwärme nutzender Dampfturbinen bis 10 MW<sub>th</sub> in Abhängigkeit der Jahresnutzung /IUTA 2002/, /eigene Berechnung/ und im Vergleich zu den Strombezugskosten industrieller Verbraucher 2010 /EUSTAT 2011/

### 6.1.3 Dampfmotor

Die Restenergie industrieller Prozessdampfströme kann neben den Turbinen auch in Dampfmotoren genutzt werden. Im Gegensatz zu den Dampfturbinen können Dampfmotoren auch bei geringen Dampfmassenströmen und Druck- und Temperaturniveaus (> 60 °C) betrieben werden. Außerdem eignen sie sich für den Teillastbetrieb sowie bei häufig auftretenden An- und Abfahrvorgängen. Die von den Dampfmotoren erzeugte mechanische Energie kann neben der Erzeugung elektrischer Energie auch zum Antrieb von Arbeitsmaschinen eingesetzt werden. Dampfmotoren sind in der Praxis als Hubkolbenmaschinen ausgeführt und in einem Leistungsbereich von 160 bis 1.500 kW<sub>el</sub> am Markt erhältlich. Daneben wird auch an Schraubenmaschinen geforscht. Die Investitionskosten für Dampfmotoren in Hubkolbenbauweise liegen zwischen 500 und 800 €/kW<sub>el</sub> inkl. Motor, Steuerung und Regelung, Generator sowie einem Schaltschrank /IUTA 2002/. Die erreichbaren Wirkungsgrade liegen im Bereich von etwa 10 %. V. a. wegen der hohen Investitionskosten bei geringem Stromertrag hat sich das Dampfmotorkonzept in der industriellen Praxis bislang nicht durchsetzen können.

### 6.1.4 Zusammenfassung der stromerzeugenden Techniken zur Abwärmenutzung

Neben der Wärmespeicherung in unterschiedlichen Medien existiert mit der Verstromung eine weitere prinzipielle Alternative der Abwärmenutzung: Dabei wird ein Teil der anfallen-

den Abwärme in Strom umgewandelt und die verbleibende Restwärme auf ein tieferes Temperaturniveau abgesenkt. Für die Verstromung industrieller Abwärmemengen stehen mit der ORC-Anlage, der Dampfturbine sowie dem Dampfmotor unterschiedliche technische Konzepte zur Verfügung.

Die ORC-Anlage kann Abwärme mit einer Mindesttemperatur von 100 °C nutzen, die verfügbare Anlagengrößen reichen von 200 bis 10.000 kW<sub>el</sub>. Der maximal mögliche elektrische Wirkungsgrad fällt mit derzeit etwa 15 % gering aus.

Die Dampfturbine weist einen ähnlichen Leistungsbereich wie die ORC-Anlage auf, der Wirkungsgrad liegt mit 20 bis 35 % allerdings deutlich höher. Die für einen sinnvollen Betrieb erforderliche Mindesttemperatur liegt bei etwa 500 °C. Beide Systeme sind im Aufbau äußerst komplex und aus wirtschaftlichen Gründen auf hohe Anlagenauslastungen angewiesen. Die Auslastung kann insbesondere bei der ORC-Anlage durch die zusätzliche Integration von Wärmespeichern (Thermoöl) erhöht werden.

Der Dampfmotor als dritte Technik der Abwärmeverstromung weist mit einem Wirkungsgrad von unter 10 % eine deutlich geringere Effektivität auf. Obwohl kleine Leistungsgrößen ab 160 kW<sub>el</sub> zur Verfügung stehen und auch Temperaturniveaus von unter 100 °C verwendet werden können, hat sich der Dampfmotor bislang nicht als wirtschaftliche Nutzung von Abwärmemengen durchgesetzt.

Für die Verstromung von Abwärme sprechen die universelle Nutzbarkeit für zahlreiche Anwendungen und v. a. die Einspeisemöglichkeit in eine bestehende Netzstruktur, die mit geringem Aufwand eine standortübergreifende Nutzung ermöglicht und darüber hinaus die Möglichkeit bietet, zusätzliche Einnahmen zu generieren.

Gegen die Verstromung sprechen die bei kleineren Anlagengrößen bzw. geringem Abwärmeaufkommen sehr hohen spezifischen Investitionskosten, die in der Praxis nur über sehr hohe Anlagenauslastungen wirtschaftlich gerechtfertigt werden können, was sich unter den gegenwärtigen Marktbedingungen nur in vergleichsweise wenigen Fällen tatsächlich realisieren lässt. Zusätzlich bestehen für alle Techniken der Stromerzeugung aus Abwärme temperaturseitige Mindestanforderungen, die zwischen 60 °C für den Dampfmotor und 500 °C für den Dampfturbinenprozess liegen.

Die Verstromung eignet sich insbesondere für die Verwertung des Abwärmeaufkommens von Großbetrieben, bei denen neben hohen Leistungsgrößen auch ganzjährige Anlagenauslastungen (bspw. durch saisonunabhängigen Mehrschichtbetrieb) erzielt werden können. Interessante Branchen können neben der Müllverbrennung insbesondere auch die Metallherzeugung und die Baustoffindustrie sein.

Bei allen Techniken der Stromerzeugung fallen in jedem Fall Restwärmemengen an, die anderweitig abgeführt werden müssen (im Fall der ORC-Anlage ca. 75 % des Abwärmeauf-

kommens) und ggf. zu weiteren Kosten sowie zusätzlichem apparativen und betrieblichen Aufwand führen.

Bei einer Untersuchung der Abwärmeverstromung in ORC-Anlagen und Dampfturbinen als Alternative zur Anwendung thermischer Speichersysteme zeigt sich, dass in beiden Fällen für die Annahmen des Berechnungsbeispiels mit  $5 \text{ MW}_{\text{th}}$  Abwärmeleistung bei  $400 \text{ °C}$  und 3.000 Volllaststunden unter heutigen Rahmenbedingungen kein wirtschaftlich attraktiver Betrieb möglich ist.

Unter günstigen abwärmeseitigen Voraussetzungen (insbesondere höhere thermische Leistung und deutlich höhere Betriebsstundenzahlen) können jedoch sowohl die ORC-Anlage als auch die Dampfturbine in der heutigen Marktsituation Stromerzeugungskosten unterhalb des Fremdstrombezugspreises realisieren.

So geht bspw. aus den durchgeführten Wirtschaftlichkeitsuntersuchungen hervor, dass ORC-Anlagen unter heutigen Marktbedingungen ab einem Abwärmeaufkommen von etwa  $5 \text{ MW}_{\text{th}}$  und 5.000 Volllaststunden eine wirtschaftlich attraktive Variante der Abwärmenutzung darstellen können. Dampfturbinen benötigen für eine entsprechende Perspektive Mindestauslastungen von lediglich 4.000 h/a, allerdings bei einer gegenüber der ORC-Anlage höheren Abwärmeleistung von mindestens  $7 \text{ MW}_{\text{th}}$ .

Im Einzelfall sind neben den abwärmeseitigen Voraussetzungen auch noch der Raumbedarf sowie die Integration der Stromerzeugungsaktivitäten in den betrieblichen Ablauf zu prüfen.

## **6.2 Nichtstromerzeugende Techniken**

Alternativ zur Stromerzeugung bietet sich auch die energetische Nutzung von Abwärme zur Wärme- und/oder Kältebereitstellung an. Hierzu stehen mit den Wärmenetzen, der leitungsgebundenen Prozessdampferzeugung und den Wärmepumpen bzw. Kältemaschinen verschiedene, nachfolgend erläuterte und mit Beispielen hinterlegte Konzepte zur Verfügung.

### **6.2.1 Wärmepumpen und Kältemaschinen**

Eine Wärmepumpe ist eine Einrichtung, die einen Wärmestrom bei niedriger Temperatur aufnimmt (kalte Seite) und unter Aufwand hochwertiger Energie (bspw. elektrische Arbeit) bei höherer Temperatur wieder abgibt (warme Seite) /VDI 2067-6 2000/.

Wärmepumpe und Kältemaschine basieren auf demselben physikalischen/thermodynamischen Prinzip: Wärme wird auf geringem Druck- und Temperaturniveau aufgenommen und – unter Aufwendung von Arbeit – auf einem höheren Druck- und Temperaturniveau wieder abgegeben. Lediglich die Art der Nutzung wird durch die beiden Begriffe definiert: Bei Nutzung der warmen Seite spricht man von Wärmepumpe, bei Nutzung der kalten Seite von Kältemaschine. Wärmepumpen können neben Umgebungs- (Erdreich, Luft, Wasser) auch industrielle

Prozessabwärme nutzen. Eine aus energetischer Sicht besonders effiziente Anwendung stellt die Wärmepumpe bei gleichzeitig auftretendem Bedarf von Wärme und Kälte dar, wenn sowohl an die warme als auch die kalte Seite des Systems Nutzerkreisläufe angeschlossen sind. Als Antrieb der Verdichtereinheit von Wärmepumpen können elektrische oder gasmotorische Kompressoren eingesetzt werden. Bei der Bauart der Kompressionswärmepumpe übernimmt ein thermischer Verdichter Druckerhöhung und Temperatursteigerung. Die Kompressionswärmepumpe ist in der Lage, auch Abwärmemengen mit Temperaturen von über 100 °C energetisch sinnvoll zu nutzen, v. a. zur Erzeugung von Prozesskälte.

Wärmepumpen sind am Markt verfügbar und seit Jahrzehnten in der Praxis erprobt. Die Haupteinsatzgebiete liegen in der Raumheizung, Klimatisierung und Prozesskältebereitstellung. Der Leistungsbereich liegt zwischen 10 kW<sub>th</sub> und 10 MW<sub>th</sub>. Die Investitionskosten sind aufgrund der individuellen Auslegung (Wärmequelle, Temperaturverhältnis Quelle/Anwendung, Art der Verdichtung, erforderliche Anlagenperipherie) stark einzelfallabhängig.

Generell ist der Wärmepumpeneinsatz energetisch umso sinnvoller, je geringer die zu überwindende Temperaturdifferenz zwischen Abwärmequelle und Wärmeanwendung ausfällt. Hierfür fehlen in der betrieblichen Praxis in den meisten Fällen allerdings geeignete Prozesswärmeanwendungen /Lambauer et al. 2008/. Einer weiteren Verbreitung von Wärmepumpen zur Abwärmenutzung steht bislang neben fehlenden Wärmepumpensystemen für höhere Temperaturbereiche auch die komplexe Anlagenauslegung im Weg. So muss die Installation einer Wärmepumpe passgenau auf den jeweiligen Anwendungsprozess zugeschnitten sein. Neben dem erhöhten Planungsaufwand wird hierdurch auch die betriebliche Flexibilität eingeschränkt.

Ein Beispiel für die Anwendung von Wärmepumpen zur Abwärmenutzung bietet das Walzwerk in Plettenberg. Dabei wird Abwärme aus dem in der Aluminiumverarbeitung eingesetzten Walzöl bei 55 °C ausgekoppelt und mit einer Gasmotor-Wärmepumpe auf 75 °C transformiert. Die Anlagengröße beträgt 1,2 MW<sub>th</sub>. Die Wärme wird zur Beheizung und Warmwasserbereitstellung eines benachbarten Freizeitbads verwendet /Brandstätter 2008/.

Eine Anwendung der Kompressionswärmepumpe bildet die Kaltwasserbereitstellung (6 °C) für die Klimatisierung und Kühlung am Flughafen Köln/Bonn, die bereits 1999 in Betrieb genommen wurde. Die benötigte thermische Energie wird aus der Abwärme der am Standort installierten BHKW-Stromerzeugungskapazitäten gewonnen. Die auf einem Temperaturniveau von 95 °C zur Verfügung stehende Abwärmeleistung beträgt 2,2 MW<sub>th</sub>, die installierte Leistung der beiden Absorptionskältemaschinen beträgt insgesamt 2,6 MW<sub>th</sub>. Die Kältezahll der Anlage beträgt 0,75 /Brandstätter 2008/.



### 6.2.2 Einspeisung in Wärmenetze (Nah- und Fernwärmenetze)

Überschüssige Wärmemengen aus industriellen Quellen können in Nah- und Fernwärmenetze eingespeist werden. Da Wärmenetze in aller Regel mit maximalen Temperaturen zwischen 100 und 150 °C betrieben werden, sind die diesbezüglichen Anforderungen an Abwärmemengen in der Regel nicht besonders hoch. Im Falle bereits bestehender Netze können zudem auch schon geringe thermische Abwärmeleistungen integriert werden. Der Aufbau von Wärmenetzen umfasst neben den Vor- und Rücklaufleitungen v. a. Wärmetauscher zur Einspeisung, Pumpen zum Transport des Wärmeträgers (i. d. R. Wasser), Steuereinrichtungen und Übergabestationen bei den angeschlossenen Nutzern. Der Hauptvorteil der Netzeinspeisung liegt in der einfachen apparativen und betrieblichen Ausgestaltung des Anlagenbaus. Ein weiterer Vorteil liegt in der möglichen Emissionsreduktion. Nachteilig kann sich die starke Saisonabhängigkeit der Wärmenachfrage in Wärmenetzen auswirken, da der überwiegende Anteil der eingespeisten Wärme in der Praxis für die Raumheizung genutzt wird. Zudem bringt der Neubau von Wärmenetzen einen hohen organisatorischen und v. a. kapitalseitigen Aufwand mit sich.

Beispielhaft für die Einspeisung industrieller Abwärmemengen in Wärmenetze ist die Fernwärme Niederrhein, bei der u. a. mit einer Chemieanlage und einem Stahlwerk die Abwärme mehrerer Industriebetriebe als Quellen integriert sind /Brandstätter 2008/.

Ein zweites Beispiel ist die Abwärmeauskopplung aus der Nachverbrennung von Trocknerabluft der Zeitungsdruckerei Körner in Sindelfingen. Die bei der Trocknung bedruckter Papierbahnen anfallende feuchte Abluft ist mit aus der Druckfarbe stammenden Lösungsmitteln durchsetzt, die aus emissionsrechtlichen Gründen durch Nachverbrennung eliminiert werden müssen. Die dabei auf einem Niveau von 400 °C entstehende Wärme wird über Abwärmetauscher auf einen Wasserkreislauf mit 105 °C übertragen und von dort über eine 1.100 m lange Leitung in das vorhandene lokale Fernwärmenetz eingespeist. Die Auskopplungsleistung beträgt 2,5 MW<sub>th</sub> und liefert eine Wärmemenge von 6,0 GWh<sub>th</sub>/a. Die sich ergebende CO<sub>2</sub>-Vermeidungsmenge liegt bei ca. 830 t/a /Pehnt et al. 2010/.

### 6.2.3 Leitungsgebundene Prozessdampferzeugung

Bei der leitungsgebundenen Prozessdampferzeugung werden die Abwärmemengen über einen Thermoölkreislauf zu einem externen Nutzerstandort transportiert. Wärmetauscher übertragen dann die thermische Energie auf den Dampfkreislauf. Eine leitungsgebundene Prozessdampferzeugung lässt sich bereits für verhältnismäßig geringe Abwärmemetemperaturen von 200 °C mit vergleichsweise wenig Aufwand und zu geringen Investitionskosten realisieren. Allerdings müssen die Temperaturverhältnisse und die räumliche Entfernung zwischen Quelle und Anwender passend sein, außerdem müssen die Zeitprofile von Wärmeeinfall und -nutzung korrespondieren.

Eine solche Energiepartnerschaft bilden bspw. die GF Automobilguss GmbH und die Maggi-Werke in Singen am Hohentwiel. Dabei wird die bis zu 1.200 °C heiße Abluft des Kupolofens der Eisenschmelze von GF genutzt, um Thermoöl auf 280 °C aufzuheizen. Das heiße Thermoöl wird durch eine Rohrleitung auf das 200 m entfernte Werksgelände von Maggi gepumpt, um dort einen Prozessdampferzeuger zu betreiben. Mit dem erzeugten Prozessdampf werden Koch-, Trocknungs- und Sterilisationsprozesse der Lebensmittelerzeugung versorgt. Das Gemeinschaftsunternehmen umfasst eine Auskopplungsleistung von 20 MW<sub>th</sub>, womit eine Wärmemenge von 50 GWh<sub>th</sub>/a übertragen wird. Die eingesparte CO<sub>2</sub>-Menge beträgt 11.000 t/a. Für den Bau der Anlage, die 2008 in Betrieb genommen wurde, waren eine Änderungsgenehmigung der Feuerung gemäß Bundesimmissionsschutzgesetz (BImSchG) sowie eine Ausnahmegenehmigung der Verordnung über Anlagen mit Wasser gefährdenden Stoffen (VAwS) erforderlich /Pehnt et al. 2010/.

#### **6.2.4 Zusammenfassung der nichtstromerzeugenden Techniken zur Abwärmenutzung**

Mit der Einspeisung in Wärmenetze, der leitungsgebundenen Prozessdampfversorgung sowie der Verwendung in Wärmepumpen bzw. Kältemaschinen stehen dem Einsatz von Wärmespeichern prinzipiell drei nichtstromerzeugende Nutzungskonzepte für industrielle Abwärmemengen gegenüber.

In den Wärmenetzen können v. a. Abwärmemperaturen ab etwa 80 °C aufwärts genutzt werden. Der abdeckbare Leistungsbereich hängt prinzipiell von der Entfernung zwischen Quelle und Nutzer sowie der Auslastung ab, sollte jedoch mindestens im MW<sub>th</sub>-Bereich liegen.

Bei Kompressions- und gasmotorisch betriebenen Wärmepumpen bzw. Kältemaschinen sind prinzipiell bereits Temperaturen im zweistelligen °C-Bereich nutzbar, allerdings hängt die Wirtschaftlichkeit stark vom erforderlichen Temperaturhub ab. Als Obergrenze für einen sinnvollen Einsatz gelten etwa 80 °C /Abwärmearbeitsatlas Sachsen 2011/. Der Leistungsbereich reicht von wenigen kW<sub>th</sub> bis zu über 10 MW<sub>th</sub>.

Bei den Absorptionskältemaschinen können Abwärmemperaturen bis zu 200 °C eingesetzt werden, wobei höhere anfallende Temperaturwerte durch Vorkühlung entsprechend abgesenkt werden können. Der Leistungsbereich reicht von etwa 10 kW<sub>th</sub> bis in den MW<sub>th</sub>-Bereich /Abwärmearbeitsatlas Sachsen 2011/.

Für die weitere Nutzung der Abwärme in Wärmeform und damit gegen eine Verstromung (Abschnitt 6.1) sprechen generell die geringere Kapitalintensivität sowie der geringere zusätzliche apparative und betriebliche Aufwand. Zudem sind die für einen technisch und wirtschaftlich sinnvollen Betrieb der Abwärmenutzung erforderlichen Mindestleistungen und -betriebsstundenzahlen deutlich geringer.

Die Nachteile sind die temperaturseitigen Beschränkungen der Weiternutzung von Wärme sowie das unterschiedliche Zeitprofil von Wärmeanfall und Wärmenutzung. Insbesondere bei der Verwendung von Abwärme für die Raumbeheizung sorgt die saisonale Beschränkung auf das Winterhalbjahr für geringe Anlagenauslastungen und entsprechend hohe Kapitalkostenanteile. Es ergibt sich für die Praxis in nahezu allen Fällen jeweils ein sehr hoher individueller Bedarf zur Prozess- und Anlagenauslegung. Vor dem Hintergrund langjähriger Amortisationsdauern der Anlagen von i. d. R. mindestens 8 bis 10 Jahren /Pehnt et al. 2010/ ergibt sich somit eine eingeschränkte Flexibilität der Betriebsführung. Somit empfiehlt sich die Installation entsprechender Abwärmenutzungssysteme v. a. für Branchen mit langfristig stabilen Prozessstrukturen, wie sie bspw. in der Metallherzeugung, der Baustoffproduktion oder der Lebensmittelindustrie gegeben sind.

Eine Aufstellung der Kerndaten der betrachteten nichtstromerzeugenden Techniken zur Abwärmenutzung findet sich abschließend in Tabelle 6-6.

**Tabelle 6-6:** Rahmendaten ausgewählter Techniken der thermischen Abwärmenutzung /IUTA 2002/, /eigene Berechnungen/

	Einheit	Wärmenetze	Prozessdampf- erzeugung	Wärmepumpen/ Kältemaschinen
Leistungsbereich	[kW <sub>th</sub> ]	>100	500-10.000	10-10.000
Mindestabwärmemenge	[MWh <sub>th</sub> /a]	20	50	10
Mindestabwärmetemperatur	[°C]	130	150	-
Investitionskosten	[€/kW <sub>th</sub> ]	>50	150-300	50-1.000
Wirkungsgrad/Arbeitszahl	[%]/[-]	-	70	0,6-0,8
Anwendungsbeispiele		Sindelfinger Zeitung, Fernwärme Niederrhein	GF/Maggi, Singen	Walzwerk Plettenberg, Flughafen Köln/Bonn

## 7 Schlussbetrachtung und Ausblick

Vor dem Hintergrund langfristig steigender Primärenergiekosten und der Klimaschutzdiskussion befasst sich das Projekt „Ganzheitliche Bewertung innovativer mobiler thermischer Energiespeicherkonzepte für Baden-Württemberg auf Basis branchen- und betriebsspezifischer Wärmebedarfsstrukturen“ mit den Einsatzmöglichkeiten thermischer Energiespeicher, bei denen es sich um das Thermoölverfahren, die Gruppe der Latentwärmespeichermedien und die Zeolithspeichertechnik handelt.

Neben der Ermittlung der technischen, wirtschaftlichen und ökologischen Grundlagen der verschiedenen nutzbaren mobilen Speicherkonzepte, kurz Mobile Wärme, und der konkurrierenden Techniken der Abwärmeverstromung bzw. -nutzung bestehen die Ziele des Projektes auch in einer ersten Potenzialabschätzung des Speichereinsatzes in Baden-Württemberg sowie in der Erstellung eines Geographischen Informationssystems (GIS) zur Identifikation von Abwärmeangebot und Wärmebedarf. Zudem werden für Pilotprojekte zur mobilen Wärmespeicherung interessante Partnerschaften von Wärmequellen und Wärmenutzern in Baden-Württemberg identifiziert.

Hinsichtlich des Potenzials für den Einsatz der Mobilen Wärme beträgt zunächst der Wärmebedarf der gesamten baden-württembergischen Industrie ca. 41,1 TWh<sub>th</sub>/a. Hiervon können durch die einzelnen Verfahren zur mobilen Wärmespeicherung zwischen 4 und 6 TWh<sub>th</sub>/a genutzt werden. Davon entfallen ca. 43 % (Thermoöl) bzw. 30 % (Zeolithe, PCM) auf die Baustoffindustrie als größtem Wärmequellenbereich.

Für das Thermoölverfahren ergeben sich demnach Einsatzgebiete v. a. in der industriellen Niedertemperaturprozesswärmeversorgung. Wegen der hohen Investitionskosten, die in erster Linie auf Seiten der Wärmeauskopplung anfallen, ist das Verfahren erst ab einer Mindestleistung von etwa 3 MW<sub>th</sub> und bei möglichst ganzjähriger Abnahme wirtschaftlich interessant. Für Raumwärmeanwendungen ist es somit aus wirtschaftlicher Sicht weniger geeignet. Um die Speicherkapazität des Materials vollständig auszunutzen und um günstige Betriebskosten zu erzielen, kommen als Wärmequellen nur Anlagen mit einer Mindestabwärmtemperatur von etwa 350 °C in Frage. In Verbindung mit dem Mindestleistungskriterium bieten sich somit als Wärmequellen für das Thermoölverfahren v. a. Anlagen der Metallerzeugung (z. B. Stahlwerke), Gießereien, Glasfabriken, Zement- und Ziegelwerke sowie Müllverbrennungsanlagen ohne Abwärmeverstromung an.

Bei den Latentwärmespeichermedien ergibt sich aufgrund des geringeren erreichbaren Temperaturniveaus von bislang deutlich unter 200 °C ein gegenüber dem Thermoölverfahren zunächst eingeschränktes Anwendungsspektrum. Zudem liegt die Speicherdichte mit 100 kWh<sub>th</sub> je kg ziemlich niedrig. Entsprechende Weiterentwicklungen in Richtung Hochtemperatur-PCM im Bereich von 200 °C befinden sich bereits in der Entwicklung, sie sind bislang jedoch ohne Ergebnis geblieben. Wegen der geringeren marktverfügbaren Modulgröße von etwa

1.000 kW<sub>th</sub> können im Gegensatz zum Thermoölsystem auch kleinere Wärmeabnahmenstellen bedient werden. Allerdings ergeben sich für Raumwärmeanwendungen mit entsprechend geringen Jahresausnutzungen derzeit ebenfalls nur geringe wirtschaftliche Potenziale. Ein Nachteil der Latentwärmespeicher ist die große Differenz zwischen thermischer Lade- und Entladeleistung der Systeme (Faktor 2), die in der Regel entsprechende größere Dimensionierungen des Systems auf der Wärmenutzerseite erforderlich machen.

Das Zeolithspeicherkonzept weist ein Speichertemperaturniveau von maximal 140 °C auf, die spezifische Wärmekapazität des Materials liegt bei 270 kWh<sub>th</sub>/kg. Pro Transporteinheit lassen sich somit maximal 2,4 MWh<sub>th</sub> befördern. Die Zeolithspeicher sind anlagentechnisch derzeit nicht kommerziell verfügbar. Es existieren Pläne mit Modulgrößen von 250 kW<sub>th</sub> bis 1 MW<sub>th</sub>. Der wesentliche Vorteil des Zeolithspeichers liegt im modularen Systemaufbau, nachteilig sind insbesondere die Einschränkungen beim Abwärmtemperaturniveau aus material- und anlagentechnischen Gründen sowie die gegenüber den anderen Konzepten höheren Kosten für Hilfsenergie. Als Anwendung kommt neben der Niedertemperaturprozesswärmebereitstellung auch die Raumwärmeversorgung in Frage. Für höhere Temperaturanforderungen sowie zur Prozessdampfversorgung ist das Zeolithsystem in seiner derzeitigen Konzeption nicht geeignet.

Neben den industriellen Wärmequellen können auch Biogas-BHKW als Ausgangspunkt für ein System der Mobilen Wärme genutzt werden. Aufgrund des vergleichsweise geringen Anteils von Hochtemperatur-Abwärme bei den BHKW ergibt sich bspw. für die Mobile Wärme auf Basis des Thermoölverfahrens eine Mindestgröße von ca. 8 MW<sub>el</sub> für einen wirtschaftlichen Betrieb. In diesem Größenbereich existieren bislang keine Anlagen in Baden-Württemberg. Dagegen können entsprechende Konzepte auf der Basis von PCM oder Zeolith bereits bei 500 kW<sub>el</sub> wirtschaftlich interessant sein. In diesem Größenbereich gibt es in Baden-Württemberg derzeit ca. 50 Anlagen.

Hinsichtlich der wirtschaftlichen Einordnung der mobilen Wärmespeicherkonzepte zeigt sich anhand einer durchgeführten Beispielrechnung mit einer Abwärmtemperatur von 400 °C und einer Auskopplungsleistung von 5 MW<sub>th</sub> über 3.000 h jährlich, dass bei optimaler Wärmeausnutzung das Thermoölverfahren bis zu einer Entfernung von 10 km günstiger abschneidet als die Nutzung von Erdgas in einem Brennwertkessel. Bei einer Steigerung der Jahresnutzung auf 8.000 h beträgt der wirtschaftlich darstellbare Aktionskreis der Thermoölspeicherung 30 km. Vorteilhaft für die wirtschaftliche Bewertung erweist sich das hohe erreichbare Speichertemperaturniveau und die damit einhergehende große Speicherkapazität, die insbesondere die Transportkosten niedrig hält. Daneben erhöht sich mit steigender Betriebstemperatur der Speicher auch das Anwendungspotenzial des Konzepts, so dass auch industrielle Versorgungsaufgaben im Mitteltemperaturbereich bedient werden können.

Bei der Wirtschaftlichkeitsrechnung ist allen Speicherkonzepten ein hoher Einfluss individueller Faktoren gemein, der sich neben den Investitionskosten v. a. auf den entfernungsabhän-

gigen Transportaufwand erstreckt. Beim Thermoölverfahren sind zusätzlich die vom Abwärmestrom abhängigen Parameter der Wärmeauskopplung hinzu, die eine pauschale Investitionskostenabschätzung erschweren.

In der ökologischen Betrachtung der beispielhaften Niedertemperaturversorgungsaufgabe zeigt sich im Rahmen einer Lebenszyklusanalyse, dass für die gegebenen Rahmenbedingungen alle betrachteten Speicherkonzepte gegenüber der konventionellen Wärmeversorgung auf Basis der Erdgasbrennwertkesseltechnik, welche bereits eine sehr hohe energetische Effektivität besitzt, insbesondere bezüglich der CO<sub>2</sub>-Emissionen und des Treibhauspotentials (GWP 100) deutliche ökologische Vorteile aufweisen. So lässt sich, jeweils über den gesamten Lebensweg betrachtet, mit dem Thermoölverfahren ein spezifischer CO<sub>2</sub>-Emissionswert von 34 kg<sub>CO2</sub>/MWh<sub>thNutz</sub> erzielen, mit dem Zeolithverfahren ein Wert von 40 kg<sub>CO2</sub>/MWh<sub>thNutz</sub> und mit den Latentwärmespeichern von 46 kg<sub>CO2</sub>/MWh<sub>thNutz</sub> gegenüber einem entsprechenden Wert von 253 kg<sub>CO2</sub>/MWh<sub>thNutz</sub> für die Wärmeversorgung auf Basis der Erdgasnutzung. Die entsprechenden GWP 100-Werte lauten 37 kg<sub>CO2äq</sub>/MWh<sub>thNutz</sub> für das Thermoölverfahren, 50 kg<sub>CO2äq</sub>/MWh<sub>thNutz</sub> für die Latentwärmespeicherung und 44 kg<sub>CO2äq</sub>/MWh<sub>thNutz</sub> für die Zeolithwerkstoffe gegenüber 312 kg<sub>CO2äq</sub> je MWh<sub>thNutz</sub> bei der Erdgasnutzung. Die möglichen CO<sub>2</sub>-Emissionsvermeidungen der Speichertechniken bewegen sich somit gegenüber der Erdgasbrennwerttechnik in einem Bereich von ca. 85 %.

Als wichtigster Einflussfaktor auf das Emissionsverhalten der Speicherkonzepte hat sich im Beispiel mit seinen Vorgaben bezüglich Transportentfernung und Transportmittel die Speicherkapazität des jeweils verwendeten Materials erwiesen. Eine höhere thermische Speicherkapazität erlaubt einen geringeren Aufwand für den emissionsbehafteten Transport der Wärme zwischen Quellen- und Nutzerstandort. Die Speicherkapazität der betrachteten Konzepte ist zum einen von der materialspezifischen Speicherkapazität und zum anderen vom erreichbaren Speichertemperaturniveau abhängig.

Die Emissionen stammen für alle betrachteten Speicherkonzepte für das gewählte Beispiel überwiegend (90 bis 95 %) aus dem Betrieb der Anlagen. Die betrieblichen CO<sub>2</sub>-Emissionen entfallen dabei überwiegend auf den LKW-Transport (61 bis 78 %), während der Anteil aus dem Strombedarf von Pumpen und Steuerungen zwischen 22 und 38 % liegt. Aufgrund des hohen Anteils von Standardmaterialien für den Anlagenbau spielt die Entsorgung emissionsseitig keine nennenswerte Rolle.

Die vorgestellten Ergebniswerte der ökologischen Bilanz sind als Richtgrößen für die Anwendung thermischer Speichersysteme zu betrachten, wegen des hohen Individualisierungsgrads der konkreten Anwendung muss für jede Versorgungsaufgabe eine eigene ökologische Bilanzierung über alle Lebensphasen vorgenommen werden.

In der betrieblichen Praxis konkurrieren die betrachteten Speichersysteme mit anderen Techniken der Abwärmennutzung, u. a. zur Verstromung. Hierzu stehen mit der Dampfturbine und der ORC-Anlage zwei marktetaillierte Konzepte zur Verfügung.

Parallel zu den Musteruntersuchungen der Wärmespeicherkonzepte werden auch Vergleichsrechnungen mit diesen Techniken zur Stromerzeugung aus Abwärme angestellt, wobei sich in diesem Fall die wirtschaftliche Rentabilität an den vom Markt vorgegebenen Strompreisen für industrielle Verbraucher bemisst. Für die gegebenen heutigen Rahmenbedingungen rechnet sich die mit einer Abwärmeleistung von  $5 \text{ MW}_{\text{th}}$  betriebene ORC-Anlage ab einer Jahresnutzung von 4.500 h/a. Bei der Dampfturbine beträgt die Mindestnutzungsdauer bei gleicher Abwärmeleistung 5.000 h/a. Für beide Systeme sind unter den heutigen Rahmenbedingungen für ein Temperaturniveau von  $400 \text{ °C}$  selbst bei Vollauslastung (8.000 h/a) und trotz kostenfrei erzeugter Antriebswärme Mindestabwärmeleistungen von rund  $2 \text{ MW}_{\text{th}}$  für einen wirtschaftlichen Betrieb notwendig.

Hieraus wird deutlich, dass die Techniken der Wärmespeicherung, insbesondere auch das auf hohe Leistungen und Nutzungsdauern angewiesene Thermoölverfahren, diesbezüglich auf harte Konkurrenz trifft, die bei mittel- bis langfristig steigenden Strompreisen noch weiter profitiert. Dennoch bieten die Systeme der Mobilen Wärme ein bereites Einsatzpotenzial und einen möglichen kostengünstigen Beitrag zur Reduktion der  $\text{CO}_2$ -Emissionen in Baden-Württemberg. Um dieses Potenzial heben zu können, bedarf es der Umsetzung von Demonstrationsprojekten, um die bislang noch bestehenden Hemmnisse überwinden zu können. Hierzu bieten sich als Wärmequellen Stahlwerke, Gießereien, Glasfabriken oder Zement- und Ziegelwerke für das Thermoölverfahren sowie Biomasse- und Biogasanlagen für die Latentwärmespeicherkonzepte an. Geeignete Wärmenutzer kommen insbesondere aus dem Bereich der öffentlichen Einrichtungen (Krankenhäuser, Schulen, Schwimmbäder usw.) oder liegen in der Einbindung in bereits bestehende Wärmenetze.

## 8 Literatur

/Abwärmeatlas Sachsen 2011/

Wärmeatlas Sachsen - Informationen zu Abwärmepotenzialen im Freistaat Sachsen.  
Projekt der Sächsischen Energieagentur (SAENA).

<http://abwaermeatlas-sachsen.de/Technologien/Technologien/Stromerzeugung/-Praxisbeispiele.html>

/ASUE 2005/

Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch (ASUE): BHKW-Kenndaten 2005. ASUE. Kaiserslautern 2005

/BayLfU 2002/

Bayerisches Landesamt für Umweltschutz BfU (Hrsg.): CO<sub>2</sub>-Minderungspotenziale durch rationelle Energienutzung in der Kunststoff verarbeitenden Industrie. BfU. Augsburg 2002.

/BayLfU 2001/

Bayerisches Landesamt für Umweltschutz BfU (Hrsg.): Niedertemperaturverstromung mittels einer ORC – Anlage im Werk Lengfurt der Heidelberger Zement AG. BfU. Augsburg 2001.

/Blesl et al. 2011/

Blesl, M., Makowezki, V., Fahl, U.: Ganzheitliche Bewertung innovativer mobiler thermischer Energiespeicherkonzepte für Baden-Württemberg auf Basis branchen- und betriebsspezifischer Wärmebedarfsstrukturen. Dritter Zwischenbericht zum BWPLUS-Projekt BWE 27003. IER, Universität Stuttgart. Stuttgart 2011

/Blesl et al. 2009/

Blesl, M., Kempe, S., Ohl, M., Fahl, U., König, A., Jenssen, T., Eltrop, L.: Wärmeatlas Baden-Württemberg - Erstellung eines Leitfadens und Umsetzung für Modellregionen. Forschungsbericht zum BWPLUS-Projekt BWK 25007. IER, Universität Stuttgart. Stuttgart 2008

/Brandstätter 2008/

Brandstätter, R.: Industrielle Abwärmenutzung – Beispiele und Technologien. Amt der Oö. Landesregierung, Direktion Umwelt und Wasserwirtschaft, Abt. Umweltschutz. Linz 2008



/BSW 2010/

Badische Stahlwerke GmbH (BSW): Umwelterklärung 2010. BSW. Kehl 2010

/BWPLUS 2009/

Ohl, M., Blesl, M., Fahl, U.: Ganzheitliche Bewertung innovativer thermischer Energiespeicherkonzepte für Baden-Württemberg auf Basis branchen- und betriebsspezifischer Wärmebedarfsstrukturen. Erster Zwischenbericht zum BWPLUS-Projekt BWE 27003. IER, Universität Stuttgart. Stuttgart 2009

/BWPLUS 2004/

Keicher, K., Krampe, J., Rott, U., Ohl, M., Blesl, M., Fahl, U.: Systemintegration von Brennstoffzellen auf Kläranlagen – Potenzialabschätzung für Baden-Württemberg. Forschungsbericht zum BWPLUS-Projekt BWI 22006. IER, Universität Stuttgart. Stuttgart 2004

/Daun et al. 2003/

Daun, T., Schön, R., Pasquale, U. et. al. (2003): Rationelle Energienutzung in der Metallindustrie. Wiesbaden 2003.

/Dederer, Messner 2011/

Dederer, M., Messner, J.: Biogaserzeugung in Baden-Württemberg. Bildungs- und Wissenszentrum Boxberg. Boxberg 2011

[https://www.landwirtschaft-bw.info/servlet/PB/s/-1rmlezq1yda6d88ht0v51xhl68y10laqyg/show/1318691\\_11/LSZ\\_Flaechenbedarf%20Biogas.pdf](https://www.landwirtschaft-bw.info/servlet/PB/s/-1rmlezq1yda6d88ht0v51xhl68y10laqyg/show/1318691_11/LSZ_Flaechenbedarf%20Biogas.pdf)

/DW-World 2011/

DW-TV Europa: Zeolithe - Ein Stoff, der Energie speichern kann. Deutsche Welle. Bonn 2011

<http://www.dw-world.de/dw/article/0,,2636297,00.html>

/ECOINVENT 2007/

Frischknecht, T., Tuchschnid, M., Faist-Emmenegger, M., Bauer, C., Dones, R.: Sachbilanzen von Energiesystemen. Final Report No. 6 Ecoinvent Data v2.0. Schweizer Zentrum für LCI, PSI. Duebendorf 2007

/Eurostat 2011/

Eurostat: Electricity and natural gas price statistics

[http://epp.eurostat.ec.europa.eu/statistics\\_explained/index.php/Electricity\\_and\\_natural\\_gas\\_price\\_statistics](http://epp.eurostat.ec.europa.eu/statistics_explained/index.php/Electricity_and_natural_gas_price_statistics)

/Fawer et al. 1998/

Fawer, M., Postlethwaite, D., Klüppel, H.-J.: Life Cycle Inventory for the Production of Zeolite A for Detergents. International Journal of Life Cycle Analysis, 3 (2), pp.71-74

/FFE 1999/

Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FFE): Ermittlung von Energiekennzahlen für Anlagen, Herstellungsverfahren und Erzeugnisse.. FFE, München 1999

/Fischer 2009/

Fischer, G.: Bericht zur Nachhaltigkeit 2009, Singen 2009

/IER 2010/

Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung IER (Hrsg.): Mobilisierung von Effizienzreserven aus Biogasanlagen in Baden-Württemberg. IER. Stuttgart 2010

/ISO 14040 1997/

ISO14040: Ökobilanz - Prinzipien und allgemeine Anforderungen. Deutsche Fassung EN ISO 14040, Juni 1997

/ISO 14041 1997/

ISO14041: Ökobilanz - Festlegung des Ziels und des Untersuchungsrahmens sowie Sachbilanz. Deutsche Fassung EN ISO 14041, Oktober 1998

/ISO 14042 1999/

ISO14042: Ökobilanz - Wirkungsabschätzung. DIN prEN ISO 14042, Februar 1999

/ISO 14043 1998/

ISO14043: Ökobilanz - Auswertung. Deutsche Fassung prEN ISO 14043, Dezember 1998

/IUTA 2002/

IUTA e.V.: Kostenfunktionen für Komponenten der rationellen Energienutzung, Teil II: Anlagen zur Kraft-Wärme-Kopplung. IUTA. Frankfurt am Main 2002

[http://www.iuta.de/thermodynamik/preistatlas\\_teil\\_ii.PDF](http://www.iuta.de/thermodynamik/preistatlas_teil_ii.PDF)

/Konradl 2003/

Konradl, J.: Abwärmenutzung durch nicht leitungsgebundenen Wärmetransport. Zentrum für Rationelle Energieanwendung und Umwelt ZREU. Regensburg 2003

/Lambauer et al. 2008/

Lambauer, J., Fahl, U., Ohl, M., Blesl, M., Voß, A.: Industrielle Großwärmepumpen – Potenziale, Hemmnisse und Best-Practice-Beispiele. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER) der Universität Stuttgart. Stuttgart 2008

/LEL 2011/

Landesanstalt für Entwicklung der Landwirtschaft und der ländlichen Räume (LEL): Biogas. LEL. Schwäbisch Gmünd 2011

<http://www.hallo-landwirtschaft.de/biogas.htm>

/LFU Bayern 2001/

Bayerisches Landesamt für Umweltschutz: Niedertemperaturverstromung mittels einer ORC-Anlage im Werk Lengfurt der Heidelberger Zement AG. LFU Bayern. Augsburg 2001

[http://www.lfu.bayern.de/energie/co2\\_minderung/doc/orc\\_endbericht.pdf](http://www.lfu.bayern.de/energie/co2_minderung/doc/orc_endbericht.pdf)

/MAN 2009/

MAN Turbo AG: Erdgasverdichterstation Mallnow – Klimaschonende Gasversorgung. MAN Turbo AG: Oberhausen 2009

/Marheineke 2002/

Marheineke, T.: Lebenszyklusanalyse fossiler, nuklearer und regenerativer Stromerzeugungstechniken. Dissertation. IER-Forschungsbericht Band 87, IER Universität Stuttgart. Stuttgart 2002

/Mehling 2005/

Mehling, H.: Improvement of Mobile Latent Heat Storages. ZAE Bayern. Garching 2005

/Mrasek 2006/

Mrasek, V.: Heiße Fracht in der Thermoskarre. Spiegel Online vom 26.04.2006.

<http://www.spiegel.de/wissenschaft/mensch/0,1518,412298,00.html>

/MOZ 2008/

Märkische Oderzeitung: Abwärme treibt Dampfturbine an. Meldung vom 11.08.2008. Märkisches Verlags- und Druckhaus. Frankfurt(Oder) 2008

/Oetinger 2010/

Oetinger Aluminiumschmelzwerke: Umwelterklärung 2010. Oetinger. Weißenhorn 2010

/Ohl et al. 2010/

Ohl, M., Blesl, M., Fahl, U.: Ganzheitliche Bewertung innovativer mobiler thermischer Energiespeicherkonzepte für Baden-Württemberg auf Basis branchen- und betriebsspezifischer Wärmebedarfsstrukturen. Zweiter Zwischenbericht zum BWPLUS-Projekt BWE 27003. IER, Universität Stuttgart. Stuttgart 2010

/Ohl et al. 2009/

Ohl, M., Blesl, M., Fahl, U.: Ganzheitliche Bewertung innovativer mobiler thermischer Energiespeicherkonzepte für Baden-Württemberg auf Basis branchen- und betriebsspezifischer Wärmebedarfsstrukturen. Erster Zwischenbericht zum BWPLUS-Projekt BWE 27003. IER, Universität Stuttgart. Stuttgart 2009

/Ohl et al. 2008/

Ohl, M., Blesl, M., Fahl, U.: Mobile Wärme auf Basis PCM. Kurzstudie für die EnBW AG. IER, Universität Stuttgart. Stuttgart 2008 (unveröffentlicht)

/Ohl et al. 2007/

Ohl, M., Blesl, M., Fahl, U.: Mobile Wärme. Kurzstudie für die EnBW AG. IER, Universität Stuttgart. Stuttgart 2007 (unveröffentlicht)

/Pehnt et al. 2010/

Pehnt, M., Arens, M., Jochem, E.: Die Nutzung industrieller Abwärme – technisch-wirtschaftliche Potenziale und energiepolitische Umsetzung. Bericht im Rahmen des Vorhabens „Wissenschaftliche Begleitforschung zu übergreifenden technischen, ökologischen, ökonomischen und strategischen Aspekten des nationalen Teils der Klimaschutzinitiative“ FKZ 03KSW016 A und B. Ifeu, Fraunhofer-ISI, prognos, gws, ZEE, orangequadrat, IfnE. Heidelberg, Karlsruhe 2010.

/Richter 2003/

Richter, L.: Mehrstufige Absorptionskälteanlagen in Energieverbundanlagen. KI Luft- und Kältetechnik 2003, Nr. 3, S. 131-135. Hüthig Fachverlag. Heidelberg 2003

/Scheffler et al. 2006/

Scheffler, F., Ebert, H.-P., Reichenauer, G., Hauer, A., Storch, G., Scheffler, M.: Supported Zeolite. First International Renewable Energy Storage Conference (IRES I). Gelsenkirchen, 30.-31. Oktober 2006. Tagungsband.

/Statistisches Bundesamt 2011/

Statistisches Bundesamt: Entwicklung des CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktors für den Strommix in Deutschland von 1990 bis 2010. Wiesbaden 2011:

<http://de.statista.com/statistik/daten/studie/38897/umfrage/co2-emissionsfaktor-fuer-den-strommix-in-deutschland-seit-1990/>

/Storch, Hauer 2006/

Storch, G., Hauer, A.: Abwärmenutzung durch Wärmetransport mit mobilen Sorptionspeichern. Präsentation DPG Frühjahrstagung 2006, München, 20.-21.03.2006. ZAE Bayern. Garching

/Storch, Hauer 2005/

Storch, G., Hauer, A.: Feasibility Study for Mobile Sorption Storage in Industrial Applications. ZAE Bayern. Garching 2005

/TAB 2008/

Oertel, D.: Energiespeicher – Stand und Perspektiven. Sachstandsbericht zum Monitoring „Nachhaltige Energieversorgung“. Arbeitsbericht Nr. 123. Büro für Technikfolgenabschätzung beim Deutschen Bundestag (TAB). TAB. Bonn 2008

/Transheat 2008/

Informationen der Firma Transheat zur PCM-Wärmespeicherung. Wald-Michelbach 2008

/Trautmann et al. 2002/

Trautmann, A., Meyer, J., Herpertz, S.: Rationelle Energienutzung in der Kunststoffverarbeitenden Industrie. Wiesbaden, 2002.

/UMSICHT 2003/

Fraunhofer Institut UMSICHT: Jahresbericht 2003. Fraunhofer Institut UMSICHT. Oberhausen 2003

/VDI 2002/

Briem, S., Blesl, M., Fahl, U., Ohl, M., Moerschner, J., Eltrop, L., Voß, A., Viebahn, P., Krewitt, W., Gürzenich, D., Tryfonidou, R., Wagner, H.-J., Corradini, R., Richter, S.: Lebenszyklusanalysen ausgewählter zukünftiger Stromerzeugungstechniken. VDI. Düsseldorf 2002

/VDI 1996/

Verein Deutscher Ingenieure (VDI): Kumulierter Energieaufwand - Begriffe, Definitionen, Berechnungsmethoden. Entwurf zur VDI-Richtlinie 4600. Fassung vom 20. Mai 1996

/VDI 2067-6 2000/

VDI: Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen - Grundlagen und Kostenberechnung. VDI-Richtlinie 2067, Blatt 6. VDI. Düsseldorf 2000

/Voß 2011/

Voß, A.: Techniken der Rationellen Energieanwendung. Vorlesungsskript. IER, Universität Stuttgart. Stuttgart 2011

/Wagner 1986/

Wagner, W.: Wärmeträgertechnik mit organischen Medien, 4. Auflage. Resch-Verlag. Gräfelfing 1986

/Winenergy 1997/

Winenergy 1997: Energiekennzahlen und -sarpotenziale in der Kunststoffverarbeitung, Eine Gemeinschaftsaktion von Oberösterreichischen. Energiesparverband, Ökologischer Betriebsberatung und Wirtschaftskammer Oberösterreich. Wien 1997

/WTS 2006/

<http://www.wts-online.de/wts/projects/stoffdaten/waermetraegeroele>

/ZFK 2011/

<http://www.zfk.de/zfkGips/Gips?Anwendung=MeldungenAnzeigen&Methode=-Einzelmedung&SessionMandant=ZFK&Mandant=ZFK&WebPublisher.NavId=-5867&AuswahlRessourceID=174112>

/ZSW 2011/

Agentur für Erneuerbare Energien: föderal erneuerbar. Berlin 2011

[http://www.foederal-erneuerbar.de/landesinfo/bundesland/BW/kategorie/strom/-auswahl/185-stromerzeugung\\_aus\\_b/#goto\\_185](http://www.foederal-erneuerbar.de/landesinfo/bundesland/BW/kategorie/strom/-auswahl/185-stromerzeugung_aus_b/#goto_185)

/ZV-TAD 2011/

Zweckverband Thermische Abfallverwertung Donautal (TAD): Technische Daten. ZV TAD. Ulm 2011.

<http://www.zv-tad.de/daten.html>

## 9 Anhang I

Im folgenden Abschnitt sind die zugrunde gelegten Eingangsgrößen der ökologischen Bilanzierung der verschiedenen Speicherkonzepte und der Vergleichsvariante für die einzelnen Lebensphasen zusammengefasst. Die Output- und Wirkungskategoriewerte der wichtigsten Materialien und Dienstleistungen sind nachfolgend in Tabelle 9-1 aufgeführt.

**Tabelle 9-1:** Sachbilanzoutput und Wirkungskategoriedaten für thermische Speichersysteme /ECOINVENT 2007/, /BALANCE 2002/

Input	Sachbilanzoutput (Emissionen)							Wirkungsklassen		
	CO2	CO	CH4	NOx	Sox	NMVOG	Partikel PM 10	KEA	GWP	
	[kg/kg]	[kg/kg]	[kg/kg]	[kg/kg]	[kg/kg]	[kg/kg]	[kg/kg]	[kWh/kg]	[kg CO2äq/kg]	
Stahlguß	1,6	0,025	0,003	0,005	0,005	0,001	0,0040	8,69	2	
Stahlblech	0,3	0,003	0,001	0,001	0,001	0,000	0,0005	1,55	0	
Stahl	1,5	0,023	0,003	0,005	0,005	0,001	0,0051	7,34	2	
Stahl verzinkt	2,06	0,02	0,00	0,01	0,01	0,00	0,01	10,26	2	
Kupfer	1,6	0,004	0,003	0,007	0,015	0,001	0,0037	7,97	2	
Isolationsmat	4,2	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	38,60	6	
Schmieröl	0,934	0,949	0,001	0,003	0,003	0,007	0,012	22,28	1	
Edelstahl	4,8	0,019	0,010	0,013	0,018	0,002	0,0165	24,83	6	
Kunststoff	1,78	0,00	0,00	0,01	0,01	0,00	0,00	19,97	2	
Messing	1,9	0,006	0,003	0,019	0,080	0,003	0,0156	11,38	2	
GFK (glasfaser)	7,0	0,007	0,026	0,034	0,027	0,007	0,0066	39,93	14	
Farbe	2,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	23,79	3	
Polyamid	1,78	0,00	0,00	0,01	0,01	0,00	0,00	19,97	2	
Hartschaum	3,7	0,003	0,016	0,016	0,015	0,004	0,00501554	29,02	6	
PVC-Hartfolie	1,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,001	0,001	17,17	1	
PVC	1,2	0,001	0,004	0,006	0,006	0,001	0,0012	17,17	1	
Farbe/Anstrich	2,4	0,004	0,007	0,008	0,013	0,006	0,0020	23,79	3	
Schaumstoff	2,3	0,002	0,006	0,006	0,007	0,002	0,0009	22,78	3	
Grauguß	1,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	8,69	2	
Aluminium	0,4	0,001	0,001	0,001	0,002	0,000	0,0003	2,40	0	
NE-Metalle	1,010	0,002	0,002	0,004	0,008	0,000	0,002	5,19	1	
Gummi	2,5	0,290	0,013	0,008	0,010	0,008	0,0015	28,47	3	
Elektronik	8,9	0,026	0,017	0,028	0,054	0,006	0,0133	60,70	13	
Beton	0,1	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,0000	0,23	0	
Bronze	2,4	0,008	0,004	0,026	0,115	0,004	0,0281	13,99	3	
Teflon	7,4	0,006	0,017	0,014	0,052	0,002	0,0028	50,67	9	
Isolierung	4,2	0,272	0,017	0,013	0,025	0,009	0,0023	38,60	6	
Salz	0,8	0,001	0,001	0,002	0,003	0,000	0,0004	5,00	1	
Seetransport	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0000	0,05	0	
Bahntransport	0,04	0,0001	0,0000	0,0002	0,0001	0,0000	0,0001	0,21	0	
LKW-Transport	0,2	0,001	0,000	0,001	0,000	0,000	0,0001	0,79	1,6E-01	
Strom	0,6	0,000	0,000	0,001	0,000	0,000	0,0001	3,00	1	
Erdgas	27,841104	0,007746393	0,050761944	0,618216516	0,09064764	0,128185272	1,23030512	1,29	279	
Wasser	0,0	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,00	0	
Thermoöl	0,8	0,001	0,001	0,003	0,003	0,001	0,0004	16,21	1	
Stickstoff	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0	
Bauxit	0,0073194	0,007354482	3,42597E-05	6,03587E-06	0,000125745	1,48249E-05	0,1277781	0,04	0	
Sand	0,00231466	0,002365969	9,50979E-06	2,41391E-06	1,86452E-05	4,1516E-06	0,05756551	0,02	0	
Kalkstein	0,0019732	0,001986839	1,28648E-05	1,52674E-06	4,58517E-05	3,28041E-06	0,03582501	0,00	0	
NaOH	0,875619001	0,902668441	0,00063525	0,001364628	0,00172093	0,00337868	2,7409E-05	0,09	1	
Al(OH)3	1,192616002	1,196992248	0,001284206	0,001335716	0,00385876	0,003494606	0,00527711	0,02	1	
Kohle	0,018269264	1,83654E-05	4,50783E-05	0,001061793	0,000158705	9,50476E-05	0,00036155	0,15	0	
Schweröl	0,371915011	0,373230282	0,000653558	0,001760784	0,00155313	0,00391631	0,00145229	0,02	0	
Leichtöl	0,427787012	0,429080851	0,000679082	0,001794482	0,00164519	0,004241101	0,00149543	0,01	0	
Diesel	0,441834012	0,443147366	0,000686557	0,001808725	0,00166917	0,004313493	0,00151022	0,01	0	