

Solare Prozesswärme in Deutschland

– Potential und Markterschließung

C. Lauterbach, B. Schmitt, U. Jordan, K. Vajen
Universität Kassel - Institut für thermische Energietechnik
34125 Kassel

+49 561/804-3890 / solar@uni-kassel.de / www.solar.uni-kassel.de

1. Einleitung

Deutschland verbrauchte im Jahr 2007 2.384 TWh Endenergie. Der Energieverbrauch gliedert sich wie in Abbildung 1 dargestellt in vier große Sektoren: Haushalte, Industrie, Verkehr und Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD). Der anteilige Endenergieverbrauch der deutschen Industrie betrug 678 TWh bzw. 28 %. Große Bedeutung kommt im industriellen Sektor der thermischen Energie zu. Rund Dreiviertel der verbrauchten Endenergie wurden zur Bereitstellung von Prozesswärme, Raumwärme und Warmwasser aufgewendet [1].

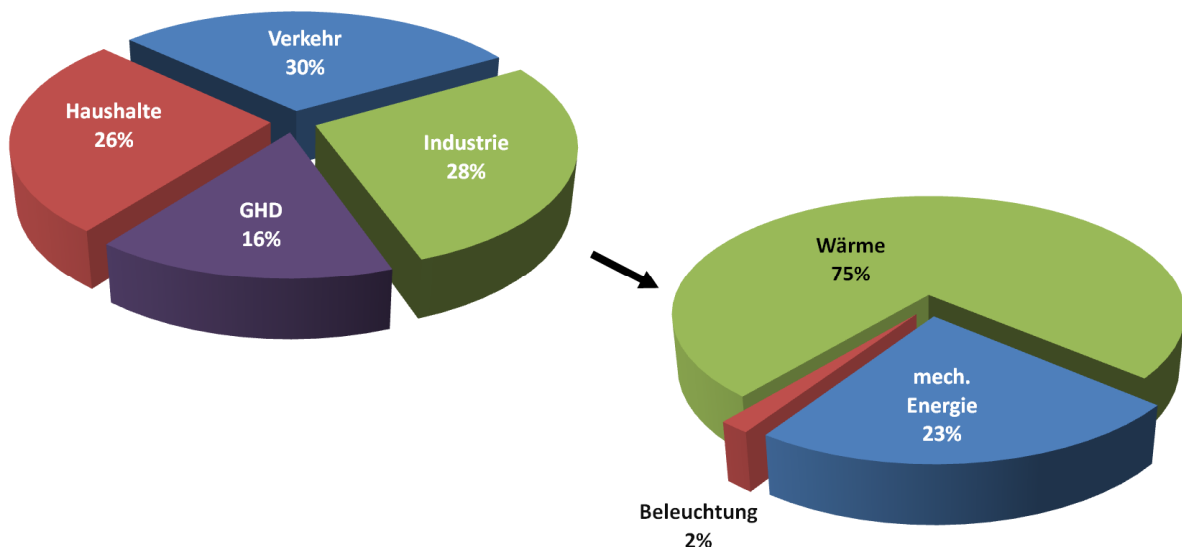


Abbildung 1: Anteiliger Endenergieverbrauch in Deutschland im Jahr 2007 [1]

Der Endenergieverbrauch für Warmwasser und Raumheizung in privaten Haushalten liegt mit gut 570 TWh etwas darüber. Für den Einsatz thermischer Solaranlagen in der Industrie ist das Temperaturniveau des zu versorgenden Prozesses entscheidend. Abbildung 2 gibt einen Überblick über die Verteilung des industriellen Wärmebedarfs auf relevante Temperaturbereiche. Die Abbildung zeigt, dass 21 %

des industriellen Wärmebedarfs im, für thermische Solaranlagen sehr günstigen, Bereich unter 100 °C liegen. Weitere 6 % liegen im Temperaturbereich von 100 bis 150 °C, der mit weiterentwickelten Komponenten solarthermisch bereitgestellt werden kann. Der Temperaturbereich von 150 bis 250 °C, der mit konzentrierenden Kollektoren prinzipiell abgedeckt werden kann, hat nur einen geringen Anteil von 4 % am Wärmebedarf der Industrie. Hochtemperaturprozesse mit Temperaturen über 250 °C machen einen Anteil von 69 % aus [2].

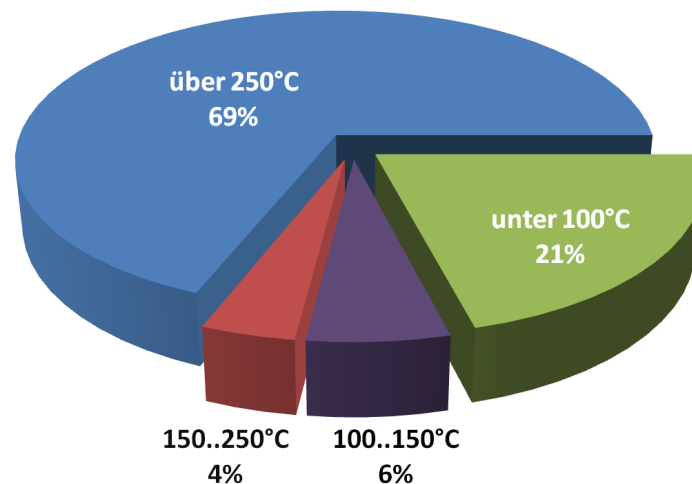


Abbildung 2: Industrieller Wärmebedarf nach Temperaturniveaus im Jahr 2007 [2]

Neben der Ermittlung eines quantitativen Potentials für den möglichen Einsatz solarer Prozesswärme in Deutschland war es das Ziel der durchgeführten Studie, die vielversprechendsten Branchen und Prozesse für den Einsatz thermischer Solaranlagen zu identifizieren. Dazu wurden u.a. Potentialstudien, die in der Vergangenheit für verschiedene Länder oder Regionen durchgeführt wurden, analysiert und deren Ergebnisse zusammengefasst.

2. Das Potential solarer Prozesswärme in Deutschland

Im IEA Task 33/IV „Solar Heat for Industrial Processes“ wurden die wesentlichen Ergebnisse vorangegangener Potentialstudien zusammengestellt [3]. Die existierenden Studien unterscheiden sich im Wesentlichen bezüglich ihrer Methodik zur Berechnung des Potentials zur Nutzung solarer Prozesswärme. Die Ansätze, die in den durchgeführten Studien verfolgt wurden, reichen von der Berechnung des Potentials aufgrund von Beschäftigtenzahlen, über die verfügbaren Dachflächen bis zur Hochrechnung der Ergebnisse aus Fallstudien bei einzelnen Industriebetrieben.

Damit lässt sich ein Top-Down Ansatz, wie z.B. die Nutzung von anteiligen Beschäftigtenzahlen und des gesamten industriellen Energie- bzw. Wärmeverbrauchs, und ein Bottom-Up Ansatz, also die Hochrechnung von Ergebnissen aus Fallstudien, unterscheiden. Die Ergebnisse bezüglich der Eignung verschiedener Wirtschaftszweige zur Nutzung solarer Prozesswärme wurden zur Potentialermittlung für Deutschland ebenfalls genutzt. Eine Übersicht der als vielversprechend identifizierten Wirtschaftszweige vorangegangener Potentialstudien zeigt Tabelle 1.

Tabelle 1: In vorausgegangenen Studien als vielversprechend identifizierte Wirtschaftszweige zur Nutzung solarer Prozesswärme

Wirtschaftszweig	Österreich	Griechenland	Deutschland	Italien	Iberische Halbinsel	Niederlande	Victoria (Australien)	Wallonie (Belgien)
Baugewerbe	X							
Chemische Industrie		X		X	X		X	X
Ernährungsgewerbe	X	X	X	X	X	X	X	X
Lederwaren		X		X	X			
Maschinenbau							X	
Automobilindustrie	X	X		X	X			
Papiergewerbe		X	X	X	X	X	X	X
Gummi u. Kunststoffe	X							
Textilgewerbe	X	X	X	X	X	X	X	X
Tabakindustrie		X		X	X			X

Bevor das Potential zur Nutzung solarer Prozesswärme in der Deutschen Industrie abgeschätzt werden kann müssen die Wirtschaftszweige festgelegt werden, die für die Potentialermittlung berücksichtigt werden. Dafür werden die Ergebnisse vorangegangener Potentialstudien zur solaren Prozesswärme ebenso berücksichtigt, wie die Struktur des Wärmebedarfes der Industrie in Deutschland. Von den in Tabelle 1 aufgeführten Wirtschaftszweigen werden die Tabakverarbeitung und das Ledergewerbe nicht in die Berechnung einbezogen, da ihr Wärmebedarf vernachlässigbar ist. Die einzigen Wirtschaftszweige, die zusätzlich berücksichtigt werden, sind das Holzgewerbe und die Herstellung von Metallerzeugnissen, da beide einen relativ hohen Wärmebedarf bei niedrigen Temperaturen und niedrigen

Wärmebedarf bei hohen Temperaturen haben. Des Weiteren sind schon mehrere thermische Solaranlagen in Galvanikbetrieben installiert, die Teil des Wirtschaftszweiges der Herstellung von Metallerzeugnissen sind, was die Machbarkeit der Nutzung solarer Prozesswärme in diesem Bereich demonstriert.

Zur Ermittlung des Potentials für solare Prozesswärme in Deutschland wird in einem ersten Schritt das theoretische Potential ermittelt, indem der Prozesswärmebedarf bis 250 °C und der Wärmebedarf für Heißwasser und Raumheizung der als vielversprechend identifizierten Wirtschaftszweige, wie in Tabelle 2 gezeigt, addiert werden. Es ergibt sich ein theoretisches Potential für die Nutzung solarer Prozesswärme in Deutschland von ca. 130 TWh/a.

Tabelle 2: Struktur des Wärmebedarfs der berücksichtigten Wirtschaftszweige [2]

Wirtschaftszweig	WW +RH	Prozesswärme				Summe	Anteil*
		<100°C	100 ..150°C	150 ..250°C	>250°C		
Ernährungsgewerbe	7,3	9,4	8,3	3,3	0	28,3	5,6%
Textilgewerbe	2,1	2,9	0	0	0	5,0	1,0%
Holzgewerbe	0,3	1,3	0,2	0,2	0	2,0	0,4%
Papiergewerbe	2,9	3,0	5,5	5,5	0	16,9	3,3%
Chemische Industrie	8,3	15,4	6,6	9,4	71,7	111,5	21,9%
H.v. Gummi- u. Kunststoffwaren	1,9	1,0	1,7	0,8	1,3	6,8	1,3%
H.v. Metallerzeugnissen	6,5	2,0	0,7	0,3	3,5	13,0	2,6%
Maschinenbau	5,6	1,7	0,6	0,3	2,8	11,0	2,2%
H.v. Kraftwagen u- Kraftwagenteilen	9,9	3,0	1,0	0,5	5,0	19,5	3,8%
Summe	44,8	39,8	24,6	20,3	84,3	213,9	42,1%
Anteil*	8,8%	7,8%	4,8%	4,0%	16,6%	42,1%	

* Bezugsgröße ist der gesamte industriellen Wärmebedarf; alle Angaben ohne Einheit in TWh;

WW: Warmwasser; RH: Raumheizung

Selbstverständlich kann das ermittelte theoretische Potential nicht komplett mit thermischer Solarenergie bereitgestellt werden, sondern unterliegt weiteren Einschränkungen. Zunächst können sowohl der Verbrauch an Prozesswärme wie auch für Warmwasser und Raumheizung durch Energieeffizienzmaßnahmen wie z.B. Wärmerückgewinnung reduziert werden. Weiterhin muss ein Teil der benötigten Wärme aus produktionstechnischen Gründen elektrisch bereitgestellt werden. Schließlich steht bei vielen Betrieben der Industrie nicht ausreichend Dachfläche zur Installation einer thermischen Solaranlage zur Verfügung. Wie in [4] wird davon ausgegangen, dass rund 60 % des theoretischen Potentials aufgrund dieser Restriktionen nicht zu erschließen ist. Des Weiteren wird eine mittlere solare

Deckungsrate von 30 % angenommen. Mit diesen Annahmen errechnet sich aus dem theoretischen Potential von rund 130 TWh/a ein technisches Potential für die Nutzung solarer Prozesswärme in Deutschland von knapp 16 TWh/a oder 3,3 % des industriellen Wärmebedarfs. Damit liegt das ermittelte Potential für solare Prozesswärme in Deutschland unter dem Durchschnitt vorangegangener Studien, die Potentiale zwischen 3 und 4,5 % des jeweiligen industriellen Wärmebedarfs berechnet haben, obwohl hier für Deutschland zusätzliche Wirtschaftszweige für die Potentialermittlung berücksichtigt wurden. Eine mögliche Erklärung dafür ist, dass der Anteil von Hochtemperaturprozessen, wie z.B. in der Metallerzeugung, in Deutschland höher ist, als in Ländern wie Österreich oder Spanien. Trotzdem ist das ermittelte Potential von knapp 16 TWh/a absolut gesehen das mit Abstand größte in Europa. Im Rahmen des IAE SHC Task 33/IV wurde basierend auf den verfügbaren Potentialstudien einzelner Länder das Gesamtpotential solarer Prozesswärme für die EU25 Staaten berechnet. Demnach könnten in diesen Ländern jährlich gut 70 TWh der benötigten Prozesswärme solarthermisch bereitgestellt werden. Dies entspricht einer Kollektorfläche von ca. 155 Mio. m². Die technischen Potentiale der einzelnen Wirtschaftszweige in Deutschland und dessen Verteilung auf verschiedene Temperaturbereiche zeigt Abbildung 3.

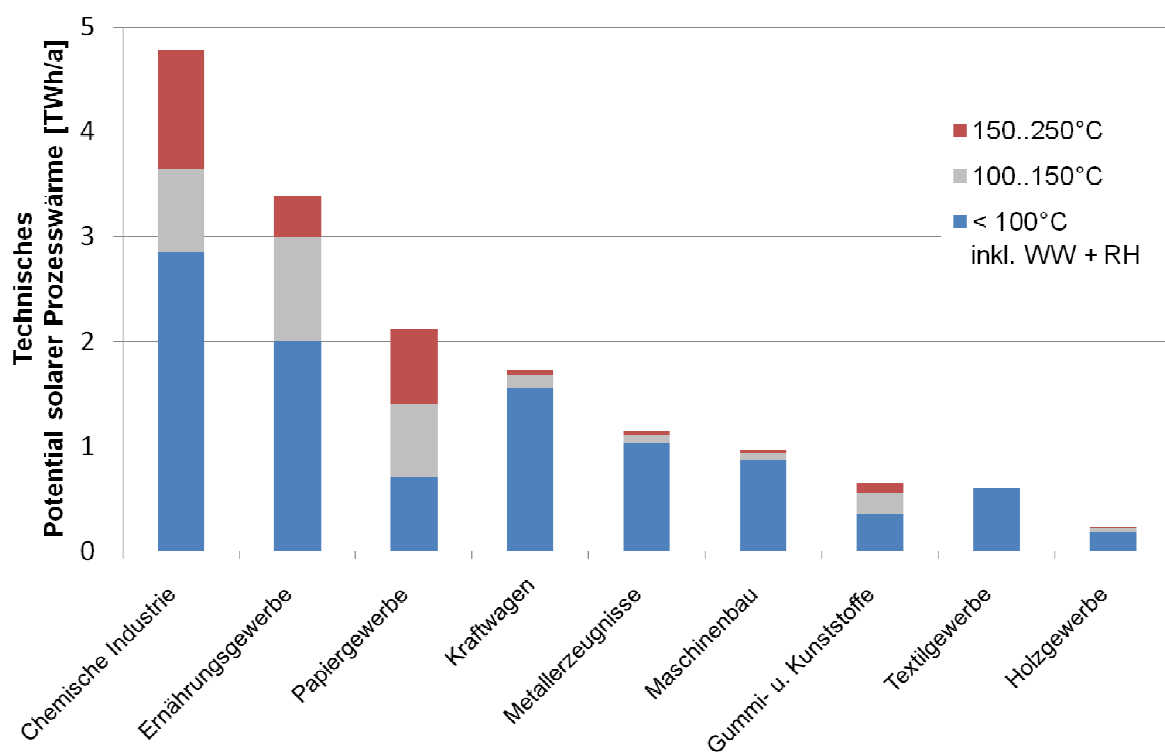


Abbildung 3: Technisches Potential zur Nutzung solarer Prozesswärme verschiedener Wirtschaftszweige [5]

3. Erschließung des aufgezeigten Potentials

Wie im vorangegangenen Kapitel gezeigt gibt es ein signifikantes technisches Potential im Temperaturbereich unter 100 °C, welche s zum jetzigen Zeitpunkt mit bereits zur Verfügung stehender Systemtechnik erschlossen werden kann. Doch auch wenn ein grünes Image oder der Carbon Footprint im industriellen Bereich immer wichtiger werden, ist und bleibt das Hauptentscheidungskriterium für oder gegen eine thermische Solaranlage (oder auch eine andere Technologie) die Wirtschaftlichkeit. Diese wird in der Regel insbesondere anhand der Amortisationszeit bewertet, wobei die maximal akzeptierten Amortisationszeiten variieren. Bei großen Firmen mit Konzernangehörigkeit liegen gängige Amortisationserwartungen im Bereich von zwei bis drei Jahren, in Ausnahmefällen auch bei bis zu fünf Jahren. Leider ist diese Maßgabe meist unabhängig von der Lebensdauer des betrachteten Objektes. Bei kleineren, eigenständigen Unternehmen können unter Umständen auch Projekte mit längeren Amortisationszeiten realisiert werden, wobei die Obergrenze meist bei zehn Jahren liegt. Eine Amortisationserwartung weit unterhalb der Komponentenlebensdauer basiert in der Regel auf der Unsicherheit bezüglich der zukünftigen Entwicklung des Unternehmens (z.B. Produktspektrum, Produktionsprozesse, Märkte, etc.).

Da also das technische Potential der solaren Prozesswärme bis auf wenige Ausnahmen nur erschlossen werden kann, wenn die thermischen Solaranlagen die geforderten Amortisationszeiten erfüllen, werden im Folgenden die Faktoren erläutert, die maßgeblichen Einfluss auf die Amortisationszeit haben. Im Einzelnen sind das der erzielte Solarertrag, die Systemkosten der Solaranlage und die Kosten für den Referenzenergieträger.

3.1. Ertrag und Kosten der thermischen Solaranlage

Der jährliche Ertrag einer thermischen Solaranlage zur Bereitstellung von Prozesswärme wird neben dem Standort maßgeblich von der bereitgestellten Temperatur und dem Lastprofil bestimmt. Demnach hat die Systemintegration einen signifikanten Einfluss auf den Ertrag. Bei einer Integration solarer Prozesswärme auf Versorgungsebene wird die Solarenergie in einen bestehenden Heizkreis eingespeist. Hierbei kommen insbesondere die Rücklaufanhebung und das Vorwärmen von Kesselzusatz- und -speisewasser in Frage, in Ausnahmefällen auch eine parallele Verschaltung von Kessel und Solaranlage. Mit Ausnahme des Vorwärmens von Kesselzusatzwasser geht die Integration auf Versorgungsebene mit verhältnismäßig hohen Solltemperaturen einher, die solar bereitgestellt werden

müssen. Bei einer Einbindung auf Prozessebene wird die Solarenergie direkt für einen oder mehrere ausgewählte Prozesse genutzt. Dies ist zum Beispiel bei der Bereitstellung von Reinigungswasser oder dem Beheizen eines Bades der Fall. Bei der Integration auf Prozessebene kann die solarthermisch bereitzustellende Wärme sogar unterhalb der Betriebstemperatur des Prozesses liegen. Dies resultiert im Vergleich zur Integration auf Versorgungsebene in höheren Erträgen. Bei einem guten Systemkonzept auf Prozessebene mit einer niedrigen bzw. variablen Solltemperatur (z.B. Bereitstellung von Reinigungswasser mit max. 60 °C) können an einem guten Standort in Deutschland durchaus Systemerträge von 600 kWh/m²a erzielt werden. Voraussetzung hierfür ist allerdings, dass der Prozess über eine hinreichend hohe Last mit einem gleichmäßigen Profil verfügt, also möglichst zu jeder Zeit ein Abnehmer für die Wärme der Solaranlage vorhanden ist. Wird hingegen bei der Rücklaufanhebung eines Heizkreises eine höhere Solltemperatur gefordert kann der Solarertrag durchaus auch in einem Bereich von nur 200..300 kWh/m²a liegen. Dies ist neben der Integration auf Versorgungsebene auch auf Prozessebene der Fall, wenn Bäder mit einer höheren Temperatur beheizt werden (z.B. Galvanik oder Flaschenwaschmaschine mit 80 °C).

Die Systemkosten einer Solaranlage beinhalten neben der eigentlichen Hardware und Installation auch die Planung. Der Anteil der Planungs- an den Gesamtkosten herkömmlicher solarer Großanlagen liegt nach [6] im Bereich von 15 %. Für Anlagen zur Bereitstellung solarer Prozesswärme dürfte dieser Anteil zumindest in den nächsten Jahren eher höher ausfallen, da es bisher nur wenige Erfahrungen auf diesem Gebiet gibt und noch immer umfangreiche Voruntersuchungen zur Einbindung und Auslegung der Anlage notwendig sind. Eine weitere Kostenposition bei industriellen Anwendungen ist die Anbindung der Solaranlage an die bestehende Energieversorgung oder den zu unterstützenden Prozess, wobei der Aufwand von der Art der Systemintegration abhängt. Je nach Branche werden spezielle Anforderungen an die Systemtechnik gestellt, die mit erhöhten Kosten einhergehen (z.B. Edelstahlverrohrungen und Sicherheitseinrichtungen in der Lebensmittelindustrie). Aus einer detaillierten Kostenanalyse der solarthermischen Großanlagen aus dem Programm Solarthermie2000 geht hervor, dass sich die durchschnittlichen spezifischen Gesamtkosten von großen TWW-Systemen mit Flachkollektoren auf gut 600 €/m² belaufen (ohne MwSt.). Die durchschnittlichen Systemkosten von in Wärmenetzen integrierte Solaranlagen mit Kurzzeitspeicher betragen 430 €/m². Dieser Wert basiert allerdings auf lediglich vier Anlagen, wobei die größte und preiswerteste maßgeblich den Mittelwert bestimmt. Der für diese Anlage angegebene Kollektorpreis ist allerdings so niedrig, dass er nicht als Marktpreis eingestuft wurde [7]. Daher orientieren sich die erzielbaren Systemkosten

für Anlagen zur Bereitstellung solarer Prozesswärme zum heutigen Zeitpunkt wohl eher an den Kosten der analysierten TWW-Anlagen, zumal die zuvor beschriebene Kostenposition der Anbindung der Solaranlage an den Prozess oder die Energieversorgung berücksichtigt werden muss. Dies bestätigt sich beim Vergleich der Kosten mit zwei kürzlich errichteten Anlagen zur Bereitstellung von Prozesswärme. Bei der mittelständischen Hütt Brauerei in Kassel-Baunatal wurde im Sommer 2010 eine thermische Solaranlage bestehend aus 155 m² Flachkollektoren errichtet. Die spezifischen Investitionskosten für diese Anlage liegen bei etwa 615 €/m², wobei die Anbindung der Solaranlage an die bestehende Brauwasserversorgung einen Anteil von knapp 15 % ausmacht. Die spezifischen Investitionskosten der ebenfalls in 2010 errichteten Solaranlage bei dem Feinkosthersteller Merl in Brühl belaufen sich auf gut 520 €/m². Hierbei handelt es sich um eine 570 m² große Solaranlage, welche ebenfalls aus Flachkollektoren besteht. Berücksichtigt man die jeweilige Förderung dieser beiden Projekte, so musste die Hütt Brauerei knapp 310 €/m² und der Feinkosthersteller Merl rund 365 €/m² investieren.

Gemäß [8] zeigt sich seit Ende der 90er Jahre eine nur noch sehr geringe Kostendegression bei thermischen Solaranlagen, sodass signifikante Reduktionen der Systemkosten in naher Zukunft nicht absehbar sind. Lediglich die Bereiche Planung, Installation und Prozessanbindung beinhalten ein Potential zur Kostenreduktion des Gesamtsystems. Demnach ist anzunehmen, dass bei Anlagen zur Bereitstellung von Prozesswärme derzeit nur in Ausnahmefällen spezifische Investitionskosten von weniger als 500 €/m² erzielt werden können.

3.2. Aktuelle Energiepreise

Zur Bestimmung der Wirtschaftlichkeit muss der solare Wärmepreis mit den jeweiligen Referenzkosten verglichen werden. Aus der durchgeführten Potentialstudie wurde ersichtlich, dass Erdgas am häufigsten zur Bereitstellung von Prozesswärme im produzierenden Gewerbe eingesetzt wird, sodass sich die nachfolgenden Ausführungen auf diesen Energieträger beschränken. Gemäß Abbildung 4 unterteilen sich die Erdgaspreise für die Industrie in drei Klassen: Kleinverbraucher mit 2,8..28 GWh pro Jahr, mittlere Verbraucher mit 28..280 GWh/a und Großverbraucher mit 280..1.100 GWh/a. Dies ist die in dieser Abbildung bezeichnete neue Methodik. Bei der alten Methodik erfolgte die Eingruppierung neben dem jährlichen Energieverbrauch auch noch nach Auslastungsfaktor und Stundenhöchstlast. Industrielle Kleinverbraucher mussten im Jahr 2008 für Erdgas

durchschnittlich 47 €/MWh zahlen (inkl. Steuern, ohne MwSt.). Großverbraucher zahlten zu dieser Zeit etwa 34 €/MWh. In den Jahren 2009 und 2010 kam es zu einem teils deutlichen Rückgang dieser Preise, sodass industrielle Kleinverbraucher derzeit gut 40 €/MWh zahlen. Die Entwicklung des Erdgaspreises der deutschen Industrie innerhalb der letzten 20 Jahre zeigt eine durchschnittliche Kostensteigerung von 4..5 %/a [1].

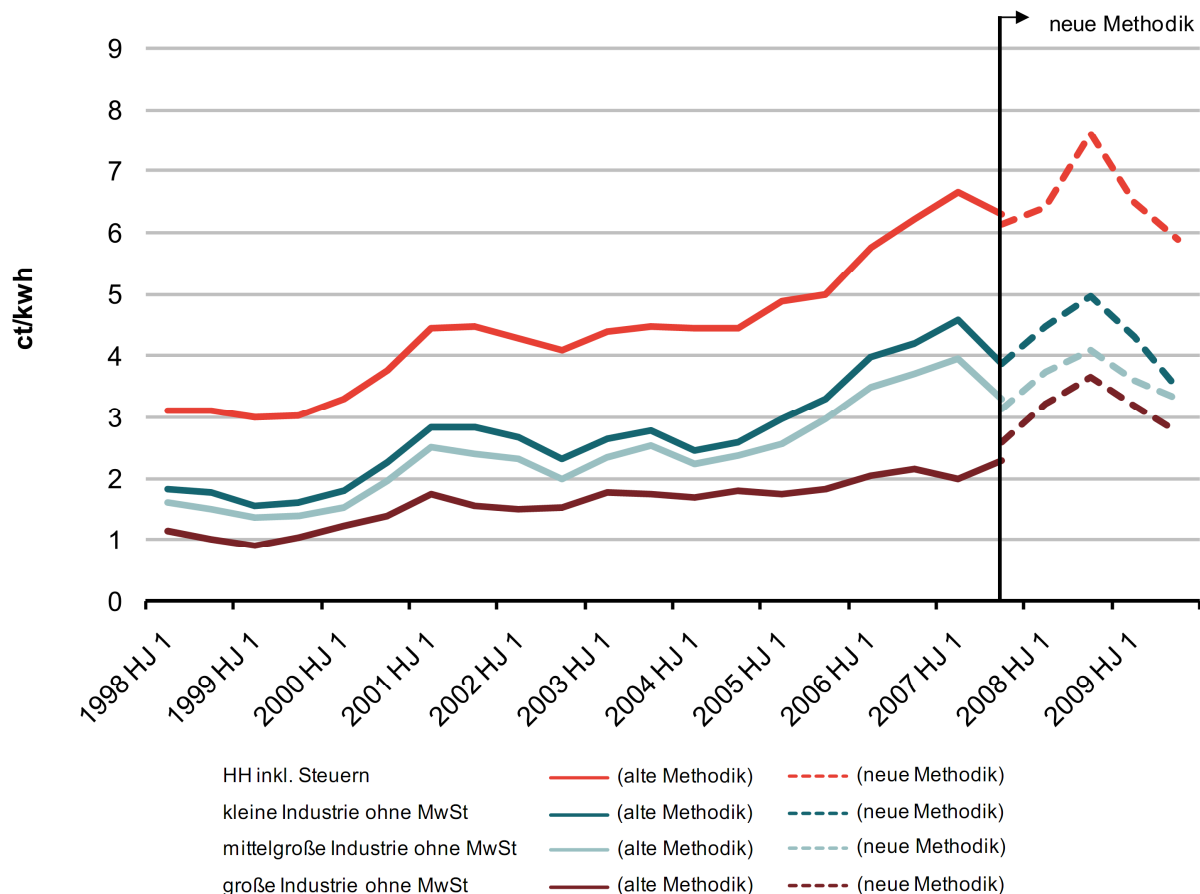


Abbildung 4: Übersicht über Erdgaspreise inklusive aller relevanten Steuern und Abgaben für alle Industriegruppen und Haushalte, in ct/kWh (nominal) [9]

3.3. Szenarien zur Wirtschaftlichkeit

Mit den Größen Jahresertrag, spezifische Systemkosten sowie Kosten für Referenzenergieträger kann die Wirtschaftlichkeit thermischer Solarenergie zur Bereitstellung von Prozesswärme in Industriebetrieben errechnet werden. Darüber hinaus können Abschätzungen gemacht werden, in welchem Bereich sich die spezifischen Systemkosten bewegen müssen, um aus industriellen Gesichtspunkten hinreichend wirtschaftlich zu sein, sodass das große technische Potential dieser Technologie erschlossen werden kann.

Würde man zum jetzigen Zeitpunkt eine Anlage realisieren, die einen Jahresertrag von 500 kWh/m² erzielt und deren spezifische Investitionen von 500 €/m² über das KfW-Programm Erneuerbare Energien mit 30 % bezuschusst werden, resultiert bei einem Gaspreis von 40 €/MWh eine Amortisationszeit von 17,4 Jahren¹.

Selbst bei einem Gaspreis von 50 bzw. 60 €/MWh würde sich eine, aus industrieller Sicht inakzeptable, Amortisationszeit von 13,5 bzw. 11 Jahren errechnen. Selbst mit den sehr optimistischen Annahmen von 600 kWh/m² Jahresertrag und spezifischer Investition von 400 €/m² berechnet sich mit einem aktuellen Gaspreis von 40 €/MWh eine Amortisationszeit von 11,2 Jahren.

In Abbildung 5 ist die Amortisationszeit über die spezifischen Investitionskosten für unterschiedliche Gaspreise aufgetragen. Auch bei diesen Berechnungen wurde ein Jahresertrag von 500 kWh/m² angenommen. Die dargestellten spezifischen Investitionskosten stellen den tatsächlichen finanziellen Aufwand des Unternehmens dar, d.h. eine mögliche Förderung ist bereits berücksichtigt.

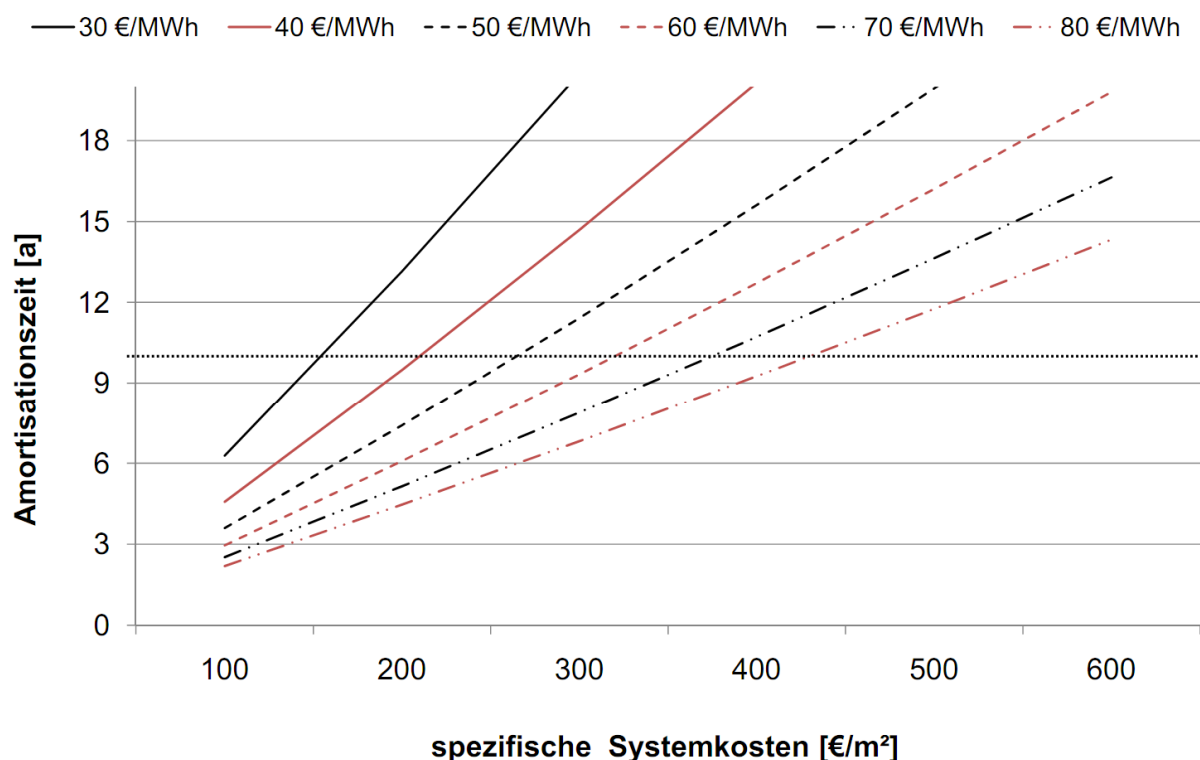


Abbildung 5: Amortisationszeit von Solaranlagen mit einem Systemertrag von 500 kWh/m²a in Abhängigkeit von den spezifischen Investitionskosten (unter Berücksichtigung einer möglichen Förderung) für unterschiedliche Gaspreise

¹ Randbedingungen dieser und folgender Wirtschaftlichkeitsberechnungen nach VDI 6002: Anlagenbetriebsdauer 20 Jahre, Anlagenarbeitszahl 50, Jahresnutzungsgrad der Kesselanlage 80 %, Kapitalmarktzins 5 %, Inflation 2 %, Kostensteigerung des konventionellen Energieträgers 5 %/a, jährliche Wartungskosten 1 %, Strombezugspreis 110 €/MWh

Die aufgezeigten Varianten belegen, dass trotz einer sehr guten Ertragserwartung von 500 kWh/m²a die von der Industrie geforderten Amortisationszeiten bei den derzeitigen Gaspreisen nicht zu erreichen sind. Selbst bei einem Gaspreis von 60 €/MWh müssten die spezifischen Investitionskosten des Solarsystems deutlich unterhalb von 300 €/m² liegen, was zum jetzigen Zeitpunkt allerdings nicht absehbar ist.

4. Handlungsempfehlung zur Markterschließung

Aus den betrachteten Szenarien zur Wirtschaftlichkeit thermischer Solaranlagen in Unternehmen des produzierenden Gewerbes gehen zwei ganz grundsätzliche Aussagen hervor. Wenn Industrieunternehmen thermische Solarenergie in absehbarer Zeit als einen ernstzunehmenden Bestandteil einer nachhaltigen Wärmeversorgung wahrnehmen sollen, müssten die spezifischen Investitionskosten, signifikant reduziert werden. Da dies allerdings nicht zu erwarten ist, bleibt im Umkehrschluss für eine Verbreitung dieser Technologie wohl nur die Form des Contractings. Doch auch für Contractingprojekte sollten sich die Amortisationszeiten thermischer Solaranlagen nicht über zehn Jahren bewegen, was einer Rendite von etwa 8,5 % bei den angesetzten Randbedingungen entspricht.

Aus den ambitionierten Wirtschaftlichkeitsanforderungen lassen sich Handlungsempfehlungen für die Bereiche Forschung, Solarindustrie und Förderung ableiten. Im Bereich der Forschung sollte vor allem die Grundlage geschaffen werden, die Planungskosten von Solaranlagen zur Bereitstellung von Prozesswärme zu senken. Hierzu werden geeignete Hilfsmittel benötigt, die während des Planungsprozesses zur Identifikation der geeigneten Systemintegration, Anlagendimensionierung und Ertragsabschätzung dienen. Ausschließlich durch verfügbare Planungshilfsmittel wie Checklisten, Systemkataloge oder Auslegungstools können Solarplaner Anfragen aus der Industrie kosteneffizient bedienen.

Die wichtigste Handlungsempfehlung für die Solarthermieindustrie ist eine weitere Kostenreduktion der Komponenten thermischer Solaranlagen. Zusätzlich ist Herstellern bzw. Planern zu empfehlen, Projekte zur Bereitstellung solarer Prozesswärme möglichst aus einer Hand durchzuführen, sodass Planung, Installation und Inbetriebnahme von nur einer Firma realisiert wird. Dies führt neben einer weiteren Kostenersparnis zu einem verbesserten Projektablauf.

Für den Bereich der Förderung bleibt zu sagen, dass das derzeitige Fördermodell der KfW eine zügige Markterschließung nicht hinreichend unterstützt. Sollte innerhalb der nächsten Jahre eine signifikante Zunahme von Anlagen zur

Bereitstellung solarer Prozesswärme gewünscht sein, müsste die Förderung von 30 % auf 50 % der Investitionskosten angehoben werden, bis die Energiepreise deutlich über 70 €/MWh steigen. Zudem ist das Fördermodell des zinsgünstigen Kredites zu überdenken bzw. durch eine Variante mit direkter Bezuschussung zu ergänzen. Häufig wollen Industrieunternehmen derartige Investitionen durch Eigenkapital bewältigen, da sich durch Aufnahme eines Kredites das Fremdkapital innerhalb der Unternehmensbilanz erhöht.

5. Zusammenfassung und Ausblick

Auch wenn rein rechnerisch ein großes technisches Potential besteht industriell benötigte Prozesswärme solarthermisch bereitzustellen, gibt es in Deutschland nur sehr wenige Anlagen und kaum Zuwachs in diesem Anwendungsfeld. Dies ist zum Teil durch die Komplexität und Vielfalt industrieller Prozesse im Vergleich zu Ein- oder Mehrfamilienhäusern begründet. Für die meisten Solarplaner ist es aufgrund des fehlenden Hintergrundwissens nicht möglich in angemessen kurzer Zeit herauszufinden, an welchen Stellen innerhalb eines Betriebes Solarenergie sinnvoll eingesetzt werden kann. Doch auch wenn eine ausreichend transparente Darstellung des energetischen Ist-Zustandes gegeben ist, steht der Realisierung meist die zu hohe Amortisationszeit im Wege. Da dieses Maß wohl auch mittelfristig das wichtigste Entscheidungskriterium für oder gegen eine Solaranlage in der Industrie bleibt, müssen die spezifischen Investitionskosten signifikant reduziert werden. Dazu sind vor allem effiziente Planung, optimale Systemintegration, günstige Komponenten, effiziente Installation und angemessene Förderung sowie neue Finanzierungsmöglichkeit wie das Contracting nötig.

Quellen

- [1] BMWi, 2010. Energiedaten - Nationale und Internationale Entwicklung.
- [2] Nast, M., Pehnt, M., Frisch, S., Otter, P., 2010. Prozesswärme im MAP.
- [3] Vannoni, C., Battisti, R., Drigo, S., 2008. Potential for Solar Heat in Industrial Processes.
- [4] Müller, T., Weiß, W., Schnitzer, H., Brunner, C., Begander, U., Themel, O., 2004. PROMISE - Produzieren mit Sonnenenergie. Potenzialstudie zur thermischen Solarenergienutzung in österreichischen Gewerbe- und Industriebetrieben.
- [5] Lauterbach, C., Schmitt, B., Vajen, K., Jordan, U., 2011. Das Potential Solarer Prozesswärme in Deutschland. Universität Kassel
- [6] Bundesverband der Solarwirtschaft e.V., GroSol – Studie zu großen Solarwärmeeanlagen, Berlin, 2007.
- [7] Peuser, F., Croy, R., Mies, M., Rehrmann, U. Wirth, H.P., Solarthermie-2000, Teilprogramm 2 und Solarthermie2000plus, Wissenschaftlich-technische Programmbegleitung und Messprogramm (Phase 3), Teil I (veröffentlichter Teil): Wissenschaftlich-technische Ergebnisse, ZfS – Rationelle Energietechnik GmbH, Hilden, 2009.
- [8] Drück, H., Müller-Steinhagen, H., Solarthermie 2030 – Potentiale, Visionen, Forschungsstrategie, Tagungsbericht 20. Symposium Thermische Solarenergie, Bad Staffelstein, 05.05. bis 07.05.2010.
- [9] Frontier Economics Ltd und Energiewirtschaftliches Institut der Universität Köln (2010), Energiekosten in Deutschland - Entwicklungen, Ursachen und internationaler Vergleich (Projekt 43/09), Endbericht für das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie.