



SOLARTHERMIE

Technik, Potenziale,
Wirtschaftlichkeit
und Ökobilanz
für solarthermische
Systeme in
Einfamilienhäusern



SOLARTHERMIE

Technik, Potenziale, Wirtschaftlichkeit und Ökobilanz
für solarthermische Systeme in Einfamilienhäusern

Wüstenrot Stiftung (Hrsg.)

Autoren

Dr.-Ing. Dipl.-Phys. Roger Corradini · Dipl.-Ing. Manuel Sutter
Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.

Prof. Dipl.-Ing. Timo Leukefeld · Corina Prutti
Firma Timo Leukefeld, das komm.büro

Prof. Dr.-Ing. Hermann-Josef Wagner
Dr.-Ing. Timo Eickelkamp · Dr.-Ing. Vincent Rosner
Ruhr-Universität Bochum
Lehrstuhl Energiesysteme und Energiewirtschaft

WÜSTENROT STIFTUNG



Impressum

Ein Forschungsprojekt der Wüstenrot Stiftung in Zusammenarbeit mit
der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.

Wüstenrot Stiftung

Hohenzollernstraße 45
71630 Ludwigsburg
Telefon +49 (0)7141 16 75 65-00
Telefax +49 (0)7141 16 75 65-15
info@wuestenrot-stiftung.de
www.wuestenrot-stiftung.de

Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.

Am Blütenanger 71
80995 München
Telefon +49 (0)89 15 81 21-0
Telefax +49 (0)89 15 81 21-10
info@ffe.de
www.ffe.de

Satz & Gestaltung

Kreativ plus – Gesellschaft für Werbung
und Kommunikation, Stuttgart
www.kreativplus.com

Druck

Offizin Scheufele Druck
und Medien GmbH + Co. KG
Stuttgart

Abbildungen

Die Abbildungen erscheinen
mit freundlicher Genehmigung der Rechteinhaber.

© 2014

Wüstenrot Stiftung Ludwigsburg,
Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. München
Alle Rechte vorbehalten. All rights served.
Printed in Germany

ISBN: 978-3-933249-89-0

Inhalt

1 Vorwort	9
2 Einleitung	11
2.1 Energiewende im Wärmesektor	12
2.2 Entwicklung der Solarthermie	13
3 Anlagentypen und Funktionsweise	15
3.1 Standardsysteme	15
3.1.1 Warmwasserbereitung	15
3.1.2 Heizungsunterstützung	16
3.2 Weitere Anlagenkonzepte	18
3.2.1 Drainback	18
3.2.2 Thermosiphon	19
3.2.3 Wärmepumpe	20
3.2.4 Kälteanwendungen	21
4 Effiziente solarthermische Systeme	23
4.1 Planung einer Anlage und Auswahl der Komponenten	23
4.1.1 Auswahl der Kollektoren	23
4.1.2 Ausrichtung des Kollektorfeldes	25
4.1.3 Verschattung der Kollektoren	26
4.1.4 Kollektor-Verschaltung	26
4.1.5 Kollektor-Durchfluss	28
4.1.6 Auslegung Membranausdehnungsgefäß (MAG)	30
4.1.7 Rohrwerkstoffe und Korrosion	31
4.1.8 Dimensionierung Wärmetauscher	33
4.1.9 Wärmespeicher	34
4.1.10 Warmwasserbereitung	37
4.1.11 Warmwasser-Mischer und Zirkulation	39
4.1.12 Heizsysteme	40
4.1.13 Auslegung Heizwärmeübertragungsflächen	40
4.2 Installation einer Solarthermieanlage	41
4.2.1 Rohrleitungen und Dämmung	41
4.2.2 Bedeutung von Ventilen	42
4.2.3 Vermeidung von Inrohrzirkulation durch Thermosiphons	43
4.2.4 Fühlermontage im Solarkreislauf	45

4.2.5	Solarregler	46
4.2.6	Solarflüssigkeit und Frostschutz	46
4.2.7	Blasen- und Schlammabscheider	49
4.3	Betrieb und Wartung	50
4.3.1	Anlagendruck	50
4.3.2	Überwachung des Anlagenbetriebs	50
4.3.3	Speicherbeladung	51
4.3.4	Stagnation	51
4.3.5	Aktiver Legionellenschutz	55
4.3.6	Wartung und Pflege der Anlage	56
4.3.7	Reinigung des Kollektorfeldes	56
4.3.8	Dokumentation	57
5	Bilanzierung einer Anlage	61
5.1	Energetische Bewertung	61
5.1.1	Klimatisch relevante Größen	62
5.1.2	Ertragsdefinitionen	64
5.2	Wirtschaftliche Betrachtungen	67
5.2.1	Diskussion der Energiepreisentwicklung	67
5.2.2	Wirtschaftlichkeit unterschiedlicher solarthermischer Anlagen	67
5.2.3	Wirtschaftlichkeitsvergleich zwischen Photovoltaik und Solarthermie	74
6	Technische Potenziale	77
6.1	Methodik	79
6.1.1	Gebäudemodell	79
6.1.2	Energie- und Solarthermiemodell	82
6.1.3	Solarthermiesysteme	87
6.1.4	Neigung und Ausrichtung der Dachflächen	88
6.2	Ergebnisse	90
6.2.1	Solarthermie-Potenzial für Referenz-Standorte	91
6.2.2	Solarthermie-Potenzial auf Gemeindeebene	93
6.2.3	Solarthermie-Potenzial differenziert nach Bundesländern	97
6.2.4	Solarthermie-Potenzial differenziert nach Baualter der Gebäude	99
6.2.5	Technisches Gesamtpotenzial der Solarthermie in Deutschland	101
6.2.6	Praktisches Potenzial der Solarthermie in Deutschland	103
6.2.7	Praktisches Gesamtpotenzial in Deutschland	105
6.2.8	Zusammenfassung	106
7	Einschränkungen und denkbare Lösungen	107
7.1	Mängel	107
7.2	Image der Solarthermie	108
7.3	Förderpolitik	110

7.4	Konkurrenz zur Photovoltaik	112
7.5	Maßnahmen zur Steigerung der Attraktivität	115
8	Alles dreht sich um die Sonne –	
	Vier Komponenten für eine hohe solare Deckung	121
8.1	Vier Komponenten	121
8.2	Massive Wände und Sonne – eine gewinnbringende Allianz	125
8.3	Mit Solarthermie zur Stromautarkie	127
8.4	Abgrenzung zu anderen Konzepten: Ein Unterschied, der den Unterschied macht	131
8.5	Solarisierung von Altbauten: komfortabel, ökologisch und staatlich gefördert	134
8.6	Neue Speicherkonzepte für den Gebäudebestand – Platzsparend und flexibel einsetzbar	135
8.7	Im Wärmeverbund mit den bestehenden Gebäuden – Funktionsgebäude heizen mit Sonnenwärme	138
8.8	Himmliche Wärme für das Pfarrzentrum Zwiesel	140
8.9	Trend: Mehrfamilien-Sonnenhäuser	142
9	Ökobilanz einer Solarthermieanlage in Einfamilienhäusern	145
9.1	Methodik	146
9.1.1	Definition des Kumulierten Energieaufwandes	146
9.1.2	Definition der Wirkungskategorie Klimaänderung	147
9.1.3	Berechnungsmethodik	147
9.2	Ziel und Untersuchungsrahmen	148
9.3	Sachbilanz	150
9.4	Wirkungsabschätzung	152
9.4.1	Herstellungsphase	152
9.4.2	Nutzungsphase	153
9.4.3	Gesamtsystem	154
9.5	Auswertung	157
9.6	Zusammenfassung	159
10	Zusammenfassung und Fazit	163
10.1	Motivation	163
10.2	Effiziente Systeme	164
10.3	Potenziale	164
10.4	Hohe solare Deckung	166
10.5	Ökobilanzielle Sicht	166
10.6	Fazit	167

1 | Vorwort

Die Sonne sendet uns Energie. Die auf die Erde treffende Menge übertrifft den aktuellen Energiebedarf der Menschheit um ein Vielfaches. Die Energie der Sonne hat mehr Potenzial als alle anderen erneuerbaren Energien zusammen und steht uns praktisch unerschöpflich zur Verfügung. Ihre Nutzungsmöglichkeiten sind vielfältig aber technisch und lokal sehr unterschiedlich, weshalb sich auch sehr verschiedenartige und differenzierte Ansätze zur Umwandlung von Sonnenenergie in nutzbare thermische Wärme (Solarthermie) und zur Stromgewinnung (Photovoltaik) ergeben.

Der vorliegende Band beschäftigt sich mit der Technik, den Potenzialen, der Wirtschaftlichkeit und der Ökobilanz solarthermischer Systeme in Einfamilienhäusern. Er ist das Ergebnis eines Forschungsprojekts der Wüstenrot Stiftung und der Forschungsstelle Energiewirtschaft und zeigt auf, wie der Endenergieverbrauch von Einfamilienhäusern – lokal differenziert – signifikant und gleichzeitig ökologisch durch Solarthermie gedeckt werden kann.

Interessierte Bürger und politische Entscheidungsträger sollen damit über effiziente Solarthermie-Anlagen und deren Potenziale informiert werden und erkennen, welchen Beitrag die Solarthermie als Schlüsseltechnologie zur Energiewende für die Bereitstellung dezentraler Wärme in Einfamilienhäusern leisten kann und welche Maßnahmen erforderlich sind, um beim Gebäudebestand deutliche Effizienzsteigerungen zu erreichen.

Wir wünschen der Publikation eine freundliche Aufnahme in der Öffentlichkeit und die Aufmerksamkeit eines interessierten Leserkreises.

Philip Kurz
Wüstenrot Stiftung

Dr. Roger Corradini
Forschungsstelle für Energiewirtschaft

Dank

Die Wüstenrot Stiftung dankt Dr. Roger Corradini und Manuel Sutter für die Bearbeitung der Kapitel über die Energiewende im Wärmesektor, die Entwicklung der Solarthermie, die verschiedenen Anlagentypen und deren Funktionsweise, die Planung, Installation, den Betrieb und die Wartung von Anlagen, deren energetische und wirtschaftliche Bewertung sowie zu den technischen Potenzialen der Solarthermie und den einschränkenden Aspekten bei der Umsetzung.

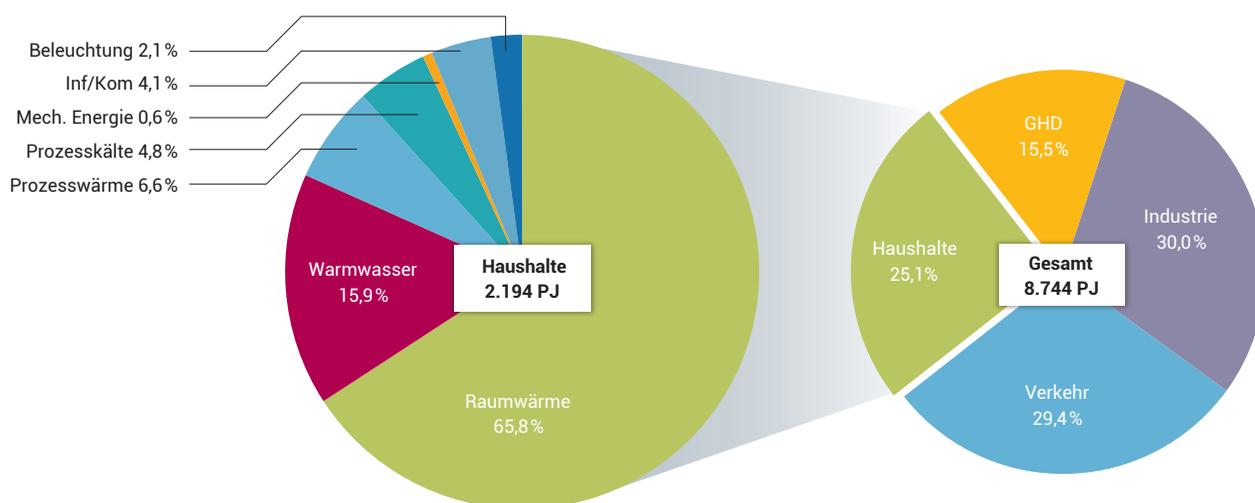
Insbesondere Roger Corradini hat sich im Rahmen dieses Forschungsprojekts über mehrere Jahre mit Leidenschaft, Klugheit, Kraft und Ausdauer der Solarthermie verschrieben. Ohne ihn wären das Projekt und die vorliegende Publikation nicht möglich gewesen.

Dank gebührt außerdem Prof. Timo Leukefeld und Corina Prutti für den Exkurs über die vier Komponenten einer hohen solaren Deckung sowie Prof. Dr. Hermann-Josef Wagner, Dr. Timo Eickelkamp und Dr. Vincent Rosner für die Erstellung der Ökobilanz einer Solarthermie-Anlage in Einfamilienhäusern.

2 | Einleitung

Der Energieverbrauch der Menschheit betrug im Jahr 2011 512 EJ/BP-01 12/. Durch den intensiven Einsatz fossiler Energieträger und den damit verbundenen Emissionen von Treibhausgasen kommt es weltweit zunehmend zu Problemen. Neben schwindenden bzw. nur mit erhöhten Kosten erschließbaren Ressourcen zeigen sich weltweit zunehmend anthropogen verursachte Klimaphänomene. Ein Einbremsen des Anstiegs der globalen mittleren Temperatur mit prognostizierten mannigfaltigen Konsequenzen wird international als die drängendste Herausforderung zukünftiger Energiepolitik gesehen. Deutschland hat bereits 2010 in seinem Energiekonzept /BREG-01 10/ umfassende Ziele für alle Energieträger und Energieanwendungen definiert um eine „Energiewende“ hin zu mehr Energierationalität zu erreichen und einen signifikanten Beitrag an den internationalen Bestrebungen zu leisten.

Abbildung 2-1 · Endenergiebedarf nach Sektoren und Anwendungsarten im Sektor Haushalte /BMWI-01 13/

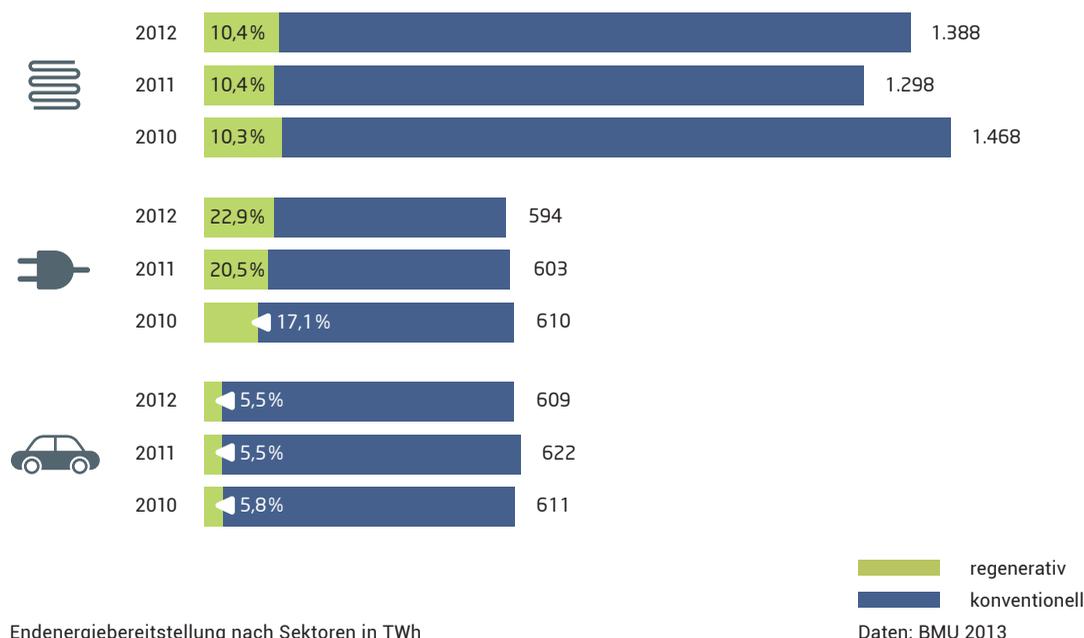


Der Endenergiebilanz für Deutschland aus dem Jahr 2011 (vgl. *Abbildung 2-1*) ist zu entnehmen, dass auf den Sektor Haushalte rund 25 Prozent entfallen – davon wiederum 80 Prozent auf die Energieanwendungs-Arten Warmwasser (ca. 350 PJ) und Raumwärme (ca. 1.450 PJ). D. h. rund 20 Prozent (ca. 1.800 PJ) des gesamten Endenergieverbrauchs in Deutschland werden durch diese beiden Energieanwendungsarten im Sektor Haushalte verursacht.

2.1 • Energiewende im Wärmesektor

In *Abbildung 2-2* sind die Erfolge der Energiewende hin zu höheren regenerativen Anteilen der letzten drei Jahre dargestellt. Eine Stromwende ist bereits sichtbar – von einer „Wärmewende“ oder auch „Mobilitätswende“ kann jedoch angesichts stagnierender regenerativer Anteile von rund 10,3 bzw. 5,5 Prozent nicht gesprochen werden.

Abbildung 2-2 • Endenergiebereitstellung in TWh für Wärme, Strom und Verkehr und deren regenerative Anteile / BMU-11 12/



In *Abbildung 2-2* sind als dunkle Säule jeweils die Gesamt-Endenergieverbräuche der letzten drei Jahre für die drei Sektoren Wärme, elektrische Energie und Verkehr dargestellt. Der jeweils hellgrüne Anteil visualisiert die davon regenerativ bereitgestellten Anteile. Im Stromsektor sind hier deutliche Entwicklungen mit steigenden regenerativen Anteilen erkennbar. Während sie noch 2010 bei 104 TWh (17,1 Prozent) lagen, stiegen Sie bis zum Jahr 2012 auf bereits 136 TWh mit einem Anteil von knapp 23 Prozent.

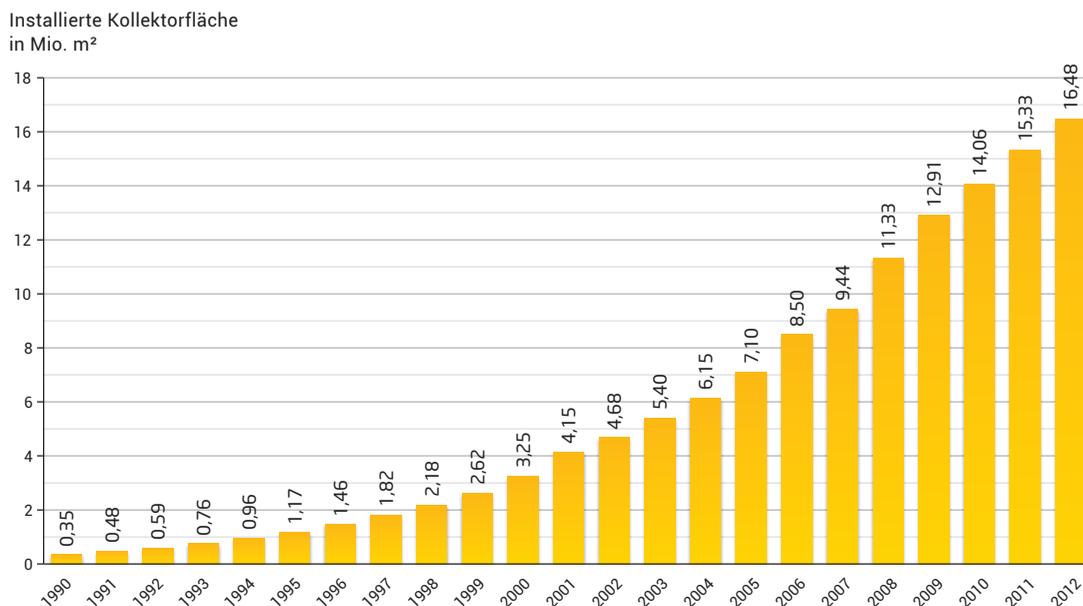
Im Wärmesektor mit einem Anteil von über 53 Prozent am Endenergieumsatz bleiben die regenerativen Anteile dagegen unverändert bei rund 11,3 Prozent (150 TWh). Die Ursache hierfür liegt hauptsächlich in der niedrigen Modernisierungs- und noch niedrigeren Neubauquote im Gebäudebestand von jeweils unter 1 Prozent pro Jahr. Nimmt man das Ziel der Wärmewende mit einer Reduktion um 80 Prozent der fossil getragenen Wärmebereitstellung im Gebäudesektor bis zum Jahre 2050 ernst, müssen verstärkt Maßnahmen insbesondere für den Gebäudebestand ergriffen werden. Neben der Verbesserung der Gebäudehülle kommt der dezentralen regenerativen Wärmebereitstellung im Gebäudesektor eine Schlüsselrolle zu.

Das vorliegende Buch fokussiert auf eine dieser regenerativen Wärme-Technologien – die solarthermische Energiebereitstellung speziell für Gebäude mit einer Wohneinheit. Es kann gezeigt werden dass die Solarthermie insbesondere im Gebäudebestand einen wesentlichen Beitrag der politisch formulierten Reduktionsbemühungen leisten kann.

2.2 • Entwicklung der Solarthermie

In Deutschland findet seit den 90er-Jahren ein stetiger Zubau an solarthermischen Anlagen für die Wärmebereitstellung auf rund 1,8 Mio. Anlagen Ende 2012 statt. Trotz einer verbauten Kollektorfläche von knapp 16,5 Mio. m² (Abbildung 2-3) /BSW-01 13/ ist ihr Anteil zur Wärmebereitstellung gering.

Abbildung 2-3 • Entwicklung der installierten Kollektorfläche
1990 bis 2012 /BMWI-01 13/, /BSW-01 13/



Bei einer installierten Leistung von 11,5 GW_{th} (BSW-01 13/) beträgt die Substitution fossiler Endenergie 6 TWh¹; bezogen auf den Endenergieverbrauch in Haushalten für Raumwärme und Warmwasser entspricht dies einem Anteil von lediglich 1,1 Prozent. Die primärenergetische Substitution fossiler Energieträger ergibt sich nach /CORR-01 13/ zu 24,3 PJ bei einer Vermeidung von knapp 1,6 Mio. Tonnen CO₂.

Nach /CORR-01 13/ wird die zukünftige Entwicklung der Solarthermie durch drei Hauptfaktoren geprägt sein. Zu allererst sind dies die Entwicklung der Preise fossiler Energieträger bzw. Meldungen zu potenziellen Lieferengpässen. Meldungen zu „Peak-Oil“ oder aufflammenden Konflikten in den jeweiligen Lieferländern haben einen treibenden Einfluss auf diese Preisentwicklung. Des Weiteren beeinflussen die Art und Höhe, aber insbesondere die Kontinuität einer Förderung der Solarthermie wesentlich den weiteren Zubau, da volatile Förderbedingungen eher in eine abwartende Investitionsbereitschaft münden. Als dritten Punkt wird der allgemeine Wertewandel gesehen. So beschäftigt sich der Bürger nach /BSW-04 12/ an erster Stelle mit 74 Prozent mit dem Thema Umweltschutz, woraus eine grundsätzlich steigende Akzeptanz für die Solarthermie gefolgert werden kann.

¹ Dies entspricht rechnerisch einem nutzbaren Kollektorsertrag (substituierte Endenergie) von 367 kWh/m²a. Laut /BMU-08 12/ wird für die Ertragsbewertung von einem nutzbaren Kollektorsertrag von 450 kWh/m²a für WW-Anlagen und 300 kWh/m²a für Kombi-Anlagen ausgegangen.

3 | Anlagentypen und Funktionsweise

Es existiert eine Vielzahl solarthermischer Anlagenvarianten, die sich in ihrem Zweck und Aufbau unterscheiden. In jedem Fall werden die Kollektoren zur Erzeugung von Wärme eingesetzt, jedoch ist ein entscheidendes Auslegungskriterium, ob nur der Warmwasserbedarf der Bewohner oder auch der Raumwärmebedarf in Teilen gedeckt werden soll. Eine weitere Unterscheidungsmöglichkeit kann über den Aufbau des Solarkreises getroffen werden: So kann dieser drucklos oder druckbehaftet betrieben werden. Nachfolgend werden die wichtigsten Konzepte und deren Eigenschaften anhand vereinfachter Hydraulik schemata genauer beschrieben.

3.1 • Standardsysteme

Bei druckbehafteten Systemen steht jeder Punkt des Solarkreises unter einem, im Vergleich zur Umgebung, erhöhten Druck. Dieser aufwändigeren Konstruktion, bei welcher der Solarkreis geschlossen und luftdicht ausgeführt wird, steht der Vorteil eines wartungsarmen Systems gegenüber. Aus diesem Grund sind in Deutschland – mit wenigen Ausnahmen – ausschließlich druckbehaftete Systeme installiert, die entweder für die alleinige Warmwasserbereitung oder die kombinierte Wärmeerzeugung für Warmwasser und Heizung eingesetzt werden.

3.1.1 • Warmwasserbereitung

In Deutschland wurden in der Vergangenheit mehrheitlich Anlagen zur Warmwasserbereitung installiert. Die Anschaffungskosten variieren deutlich, aber einzelne Händler bieten bereits für etwa 2.000 EUR (ohne Installation) Komplettsysteme an. Der recht niedrige Preis dürfte auch der Grund sein, weshalb solche Anlagen eine große Verbreitung erfahren haben.

Man rechnet bei Ein- und Mehrfamilienhäusern mit einem täglichen Warmwasserverbrauch von etwa 40 - 50 Liter pro Person und dimensioniert damit die Anlagen üblicherweise folgendermaßen: 1,0 - 1,5 m² Kollektorfläche pro Person (weniger für effizientere Kollektoren) und dazu ca. 70 l Speichervolumen pro m² Kollektorfläche. Mit einer solchen Anlage kann dann ein jährlicher solarer Deckungsgrad für die Warmwasserbereitung von über 60 Prozent erreicht werden.

Der grundlegende Aufbau einer Warmwasser-Solarthermieanlage ist in Abbildung 3-1 dargestellt. Im Solarkreis (1) zirkuliert ein Wärmeträgermedium, das die thermische Energie des Kollektorfeldes (2) in den Speicher befördert. Oft handelt es sich hierbei um ein Wasser-Glykol-Gemisch, mit dem das Einfrieren der Kollektoren im Winter verhindert wird (siehe Abschnitt 4.2.6). Das Einbringen der Energie findet über einen Wärmeübertrager (3) statt, der aus Kostengründen meist in den Speicher (4) integriert ist. Zusätzlich dient der Wärmeübertrager auch der Entkoppelung von Solar- und Brauchwasserkreis, denn nur in Ersterem befindet sich das frostsichere Fluid. Eine Zusatzheizung (5) deckt den residualen Energiebedarf, wenn die solare Einstrahlung zu gering ausfällt. So wird sichergestellt, dass immer ein temperiertes Bereitschaftsvolumen zur Verfügung steht.

Durch die verringerte Dichte des Wassers bei höheren Temperaturen bildet sich in guten Speichern eine Schichtung aus. Daher findet die Entnahme des Warmwassers im oberen Speicherbereich statt (6). Analog wird deshalb, während eines Zapfvorganges, unten kaltes Wasser eingelassen (7).

3.1.2 • Heizungsunterstützung

Eine Weiterentwicklung sind Kombianlagen, die neben der reinen Warmwasserbereitung auch in der Lage sind, Heizungswärme zu generieren. Durch größer dimensionierte Kollektorflächen und Speichervolumina steht mehr nutzbare Energie zur Verfügung, welche der Raumheizung zugutekommt. Der Marktanteil der durch das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle geförderten Anlagen stieg bisher stetig, 2011 waren über 60 Prozent der neu installierten Systeme Kombianlagen /BMU-07 12/. Da das absolute Energieeinsparpotenzial höher ist, werden in Deutschland nur mehr Kombianlagen durch das Marktanreizprogramm gefördert (dies gilt für Anlagen mit einer Kollektorfläche < 40 m²).

Die große Bandbreite des zu deckenden Energiebedarfes ist ein wesentlicher Grund, wieso bei Kombianlagen keine einfachen Faustformeln zur Auslegung existieren. Folgende Anhaltswerte sollen daher lediglich typische Größenordnungen für Kleinanlagen widerspiegeln: Mit 10-20 m² Kollektorfläche und einem Pufferspeicher mit mindestens 800 Liter Fassungsvermögen lassen sich etwa 20 bis 35 Prozent Endenergie einsparen.

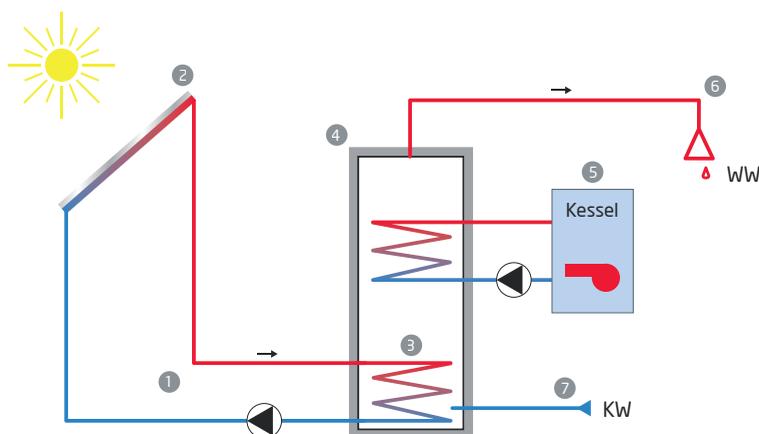


Abbildung 3-1
Hydraulisches Schema
einer Anlage zur
Warmwasserbereitung

Grundsätzlich ist der Aufbau einer solchen Anlage dem einer Warmwasserbereitungsanlage ähnlich. Abbildung 3-2 beinhaltet überdies zusätzliche Elemente, die den aktuellen Stand der Technik wiedergeben. Die thermische Energie der Kollektoren (1) wird ebenfalls über einen Wärmeübertrager (2) in den Speicher eingebracht. Dieser kann entweder intern oder extern ausgeführt sein. Bei der externen Variante können die Anschaffungskosten zwar höher sein, jedoch ist die Übertragungsleistung größer. Darüber hinaus kann eine Schichtladeeinrichtung (3) zum Einsatz kommen, welche das erwärmte Wasser, je nach Temperaturniveau, in den entsprechenden Speicherbereich leitet. So wird die thermische Schichtung effizient aufgebaut und erhalten. Es steht dann bereits nach kurzer Einstrahlungsdauer nutzbare solare Wärme zur Verfügung, weil zunächst nur ein kleiner Speicherbereich auf Temperatur gebracht werden muss. Ein weiterer positiver Effekt ist, dass durch die geschichtete Beladung die Rücklauftemperaturen im Solarkreis länger niedrig gehalten werden können. So treten weniger Verluste in der Rücklaufleitung und den Kollektoren auf.

Die Warmwasserbereitung erfolgt heutzutage oftmals durch eine sogenannte Frischwasserstation (4). Mithilfe einer Pumpe und einem weiteren Wärmeübertrager wird die thermische Energie des Speichers bedarfsgerecht auf das Frischwasser übertragen. Durch das Prinzip der Durchlauferhitzung muss kein warmes Wasser bevorratet werden. Hierdurch wird die Hygiene erhöht; allerdings ist dieser Aspekt nur bei sehr großen Anlagen, z. B. in Mehrfamilienhäusern von besonderer Bedeutung und auch generell unabhängig von der Existenz einer ST-Anlage (vgl. auch Abschnitt 4.1.10).

Für die Einbindung des Kessels in das System existieren zwei Varianten. Zum einen die Pufferbeladung, bei welcher der Speicher als zentrales Bauteil dient und alle Wärmeerzeuger und -verbraucher parallel angeschlossen sind. Erzeugung und Verbrauch werden so entkoppelt und können unabhängig voneinander geregelt werden. Zum anderen sind bei Anlagen mit Rücklaufanhebung (5) der Kessel und die Heizung in Reihe geschaltet, parallel dazu der Speicher. Bei zu geringem solaren Angebot und einem kalten Speicher wird die (Fußboden-)Heizung (6) ausschließlich durch den Kessel versorgt. Wenn aber die Rücklauftemperatur der Heizung niedriger liegt als die mittlere Speichertemperatur, so wird Wasser aus dem Speicher in den Kessel geleitet, der dann nur noch eine kleinere Temperaturerhöhung umsetzen muss. Auch geringe Solarerträge auf niedrigem Temperaturniveau

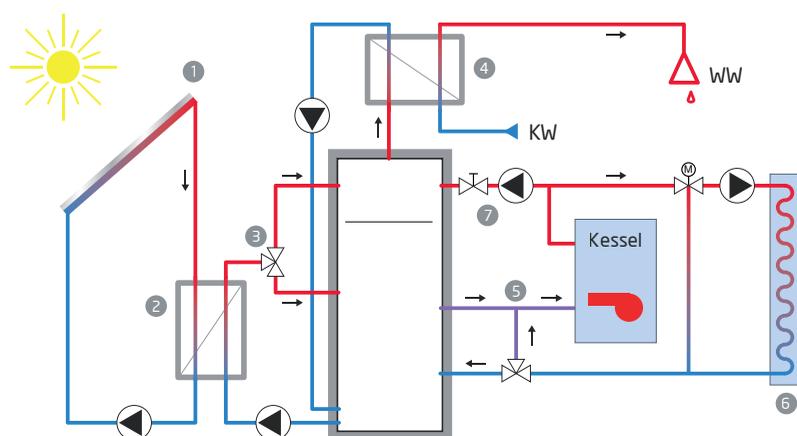


Abbildung 3-2
Anlage zur Heizungsunterstützung – hydraulisches Schema

können dadurch nutzbar gemacht werden. Falls die Temperatur der Warmwasser-Bereitschaftszone unter einen gewissen Wert fällt (ca. 55 °C), dann wird der obere Speicherbereich wieder durch den Kessel beladen (7).

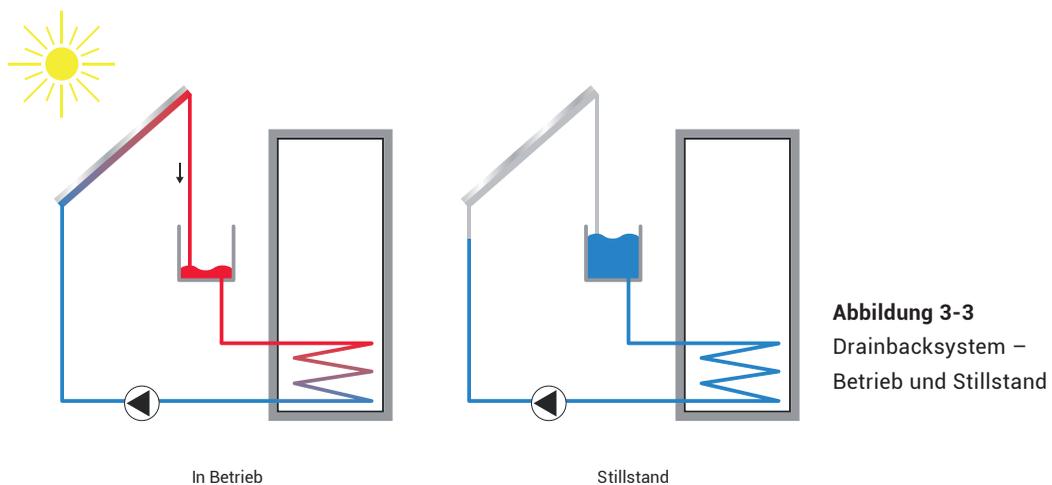
Beide Systemvarianten besitzen jedoch auch Nachteile: Da bei der Pufferbeladung ein größeres Wasservolumen auf hoher Temperatur gehalten wird, entstehen mehr Speicherverluste. Bei der Rücklaufanhebung kann es zu erhöhtem Takten des Kessels kommen, da diesem kein Pufferolumen zur Verfügung steht. Zudem treten konvektive Verluste durch den Kamin auf, weil das warme Speicherwasser durch den kalten Kessel geführt wird. Allgemein lässt sich sagen, dass die Effizienz beider Systeme etwa auf gleichem Niveau liegt /ITW-01 99/.

3.2 • Weitere Anlagenkonzepte

3.2.1 • Drainback

Neben druckbehafteten Systemen, wie sie zuvor beschrieben wurden, existieren auch drucklose Systeme. Bei ihnen besteht eine offene Verbindung zur Umgebung, womit ein Druckausgleich ermöglicht wird. Der Vorteil eines solchen Aufbaus ist, dass keine Einrichtung zur Kompensation unterschiedlicher Druckverhältnisse benötigt wird. Dies bedeutet, dass auf den Einsatz eines Membranausdehnungsgefäßes verzichtet werden kann (vgl. Abschnitt 4.1.6).

Drainbacksysteme sind selbstentleerend, das heißt, es kommt zum Rückfluss des Wassers aus den Kollektoren in einen offenen Behälter, wenn die Solarkreispumpe abgeschaltet wird. Im Betrieb wird das Wasser mithilfe der Pumpe durch die Kollektoren befördert und die Wärme an den Speicher transportiert (Abbildung 3-3).



Damit die Selbstentleerung gründlich funktioniert, müssen die Kollektoren und deren Verschaltung untereinander entsprechend ausgeführt sein. Der offene Behälter erfüllt darüber hinaus die Funktion eines Ausgleichgefäßes, z. B. um Wärmeausdehnungen von Material und Solarflüssigkeit zu kompensieren. Stagnation (*Abschnitt 4.3.4*) stellt in solchen Systemen generell kein Problem dar, weil bei einer Überhitzung die Solarkreispumpe abgeschaltet wird und die Solarflüssigkeit aus den Kollektoren selbstständig entweicht. Sie kann damit nicht verdampfen und wie in einem geschlossenen System hohe Druckerhöhungen verursachen. Überdies besteht die Möglichkeit auf die Zugabe von Frostschutzmitteln zu verzichten. Da die Kollektoren nur im Betrieb mit Wasser gefüllt sind, besteht im Winter nicht die Gefahr einer Vereisung, welche die Kollektoren zerstören könnte.

Allerdings weisen Drainbacksysteme auch Nachteile auf. Durch den Kontakt mit der Umgebungsluft dringt Sauerstoff in das System ein, was aus Gründen der Korrosion die Lebensdauer der Komponenten negativ beeinflussen kann (*vgl. Abschnitt 4.1.7*). Ebenfalls durch den Luftkontakt kann es zu einer gewissen Geräusentwicklung kommen, da ständig Luftblasen ins Rohrleitungssystem ein- und ausgetragen werden. Darüber hinaus muss die Pumpe stärker ausgelegt werden, da sie im Vergleich zum druckbeaufschlagten, geschlossenen System den statischen Druck überwinden muss.

3.2.2 • Thermosiphon

Gerade in sonnenreichen Ländern sind Anlagen, die auf dem Thermosiphon-Prinzip basieren, weit verbreitet. Hohe Stückzahlen und Absätze in die Länder China, Israel, zahlreiche afrikanische Staaten u. m. machten diese Technik kostengünstig. Bei diesem Anlagentyp ist ein Wasser-Reservoir oberhalb der Kollektoren angebracht, welches gleichzeitig als Speicher fungiert. Getrieben durch den Dichteunterschied von Wasser unterschiedlicher Temperatur, wird das Wasser durch den Kollektor befördert. Kaltes Wasser am Boden des Speichers sinkt aufgrund seiner höheren Dichte nach unten und gelangt in den Kollektor der es aufheizt. Dadurch steigt das erwärmte Wasser bis in den Speicher auf. Bei einem Zapfvorgang wird dem oberen Speicherbereich das warme Wasser entnommen und in den unteren kaltes eingeleitet.

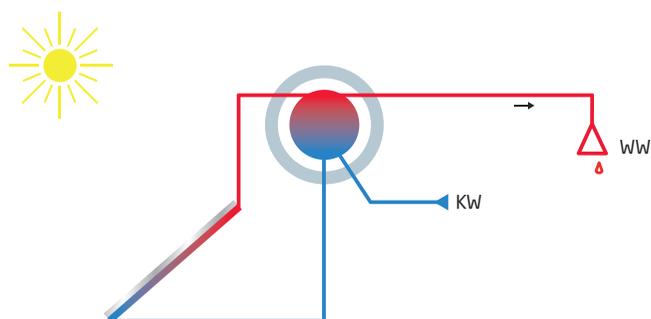


Abbildung 3-4
Thermosiphon

Die Ausnutzung der Schwerkraft funktioniert ohne zusätzliche Pumpe, weshalb sich solche Systeme als kompakte Einheit zur Warmwasserbereitung einfach installieren lassen. Für heizungsunterstützende Anlagen bietet in Deutschland mindestens ein Hersteller eine Thermosiphon-Anlage an, deren Kollektorfeld aus Vakuumröhrenkollektoren besteht – eine Umwälzpumpe im Solarkreis ist hierfür aber wiederum erforderlich.

3.2.3 • Wärmepumpe

Mit Wärmepumpen (WP) werden Wärmequellen auf niedrigem Temperaturniveau nutzbar gemacht. Dazu wird der Wärmequelle thermische Energie entzogen und mit der WP auf ein höheres Temperaturniveau gebracht.

Wärmepumpen lassen sich gut mit Solarthermieanlagen kombinieren. Hierzu gibt es zwei Möglichkeiten: Erstens, die Kollektoren der ST-Anlage stellen die Wärmequelle dar (direkte Einbindung). Mit der Wärmepumpe wird so auch bei niedrigen Einstrahlungswerten, z.B. im Winter, ein ausreichend hohes Temperaturniveau bereitgestellt. Zweitens kann die ST-Anlage dazu genutzt werden, das Erdreich um eine Erdwärmesonde zu regenerieren (indirekte Einbindung). Hierdurch wird die Effizienz der Wärmepumpe erhöht.

In der Praxis kommen zwei Arten von Wärmepumpen zum Einsatz. Dazu zählen einmal konventionelle Kompressionswärmepumpen, deren Technik (in umgekehrter Funktionsrichtung) in Kühlschränken seit Langem in Betrieb ist. Recht neu dagegen sind Adsorptionswärmepumpen, die den Sorptions-Effekt von Zeolithen ausnutzen. Zeolithe sind Mineralien, die sich beim Kontakt mit Wasser erwärmen. Dies geschieht durch die mikro-poröse Struktur des Gesteins, in der sich das Wasser einlagert. Durch die zyklische Be- und Entladung eines Sorptionsspeichers in Kombination einer ST-Anlage und eines konventionellen Wärmeerzeugers kann Umweltwärme auf niedrigem Temperaturniveau genutzt werden.

Für wenige, außergewöhnlich kalte Tage im Jahr kann bei einer Wärmepumpe eine Zusatzheizung erforderlich sein. Hierzu wird oftmals ein sogenanntes Heizschwert in die Anlage integriert, das mit elektrischer Energie betrieben wird. Aus energetischen und ökonomischen Gründen sollte das Heizschwert nur als Notfalllösung oder zur Spitzenlastdeckung betrieben werden.

3.2.4 • Kälteanwendungen

Eine weiteres Anwendungsfeld kann durch ST-Anlagen abgedeckt werden: Die Bereitstellung von Kälte (Abbildung 3-5). Hierzu bedarf es wieder einer Wärmepumpe, der sogenannten Absorbtionswärmepumpe (1). Ihr Funktionsprinzip basiert darauf, dass in einem separaten Kreislauf eine Ammoniak-Lösung solar erhitzt wird, wodurch das Ammoniak ausgetrieben wird und expandiert. Beim Entspannen durch ein Drosselventil ändert sich der Aggregatzustand des Ammoniak-Gases in eine Flüssigkeit und der gewünschte Kühleffekt tritt ein. Eine Pumpe befördert die Flüssigkeit wieder in den Austreiber und ein neuer Durchlauf beginnt. Über einen weiteren Kreislauf kann der Kälteträger dann zu den Verbrauchern (2) transportiert werden.

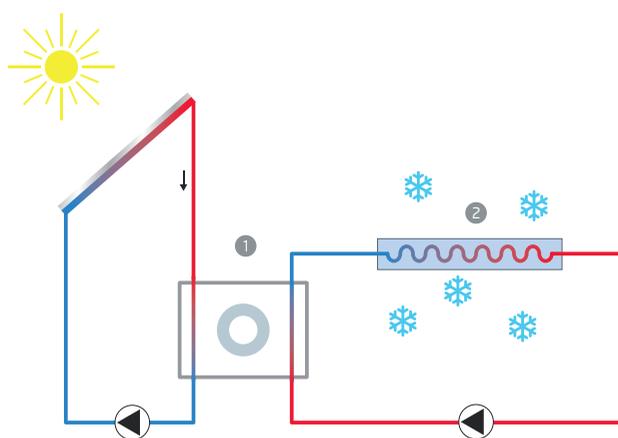


Abbildung 3-5
ST-Anlage zur
Gebäudekühlung

Moderne Solarthermieanlagen sind technisch ausgereifte Systeme. Aufgrund der sehr variablen Anforderungen am Anlagenstandort, wie beispielsweise dem Gesamtwärmebedarf, dem Nutzerverhalten, der Kollektorausrichtung und der Art des konventionellen Heizungssystems ist es den Herstellern nicht möglich, ein Fertigprodukt zu liefern, welches alle spezifischen Bedürfnisse bereits im Auslieferungszustand optimal abdecken kann. Dies bedeutet, dass der sorgfältigen Planung, Installation und Wartung eine wichtige Bedeutung zukommt. Die allgemein vorliegenden, langjährigen Betriebserfahrungen belegen, dass mit solarthermischen Anlagen ein signifikanter Anteil des Wärmebedarfs in Gebäuden gedeckt werden kann. Eine fachgerechte Umsetzung des bestehenden Wissens führt zu einer langen Lebensdauer der Anlage und garantiert niedrige Folgekosten. Nachfolgend werden Erkenntnisse dargestellt, mit denen sich hohe Erträge, geringe Verluste und ein sicherer Anlagenbetrieb gewährleisten lassen.

4 | Effiziente solarthermische Systeme

4.1 • Planung einer Anlage und Auswahl der Komponenten

4.1.1 • Auswahl der Kollektoren

Das Kollektorfeld einer Solarthermieanlage ist für die Konversion von Strahlungs- in thermische Energie zuständig. Seine Eigenschaften bestimmen wesentlich die regenerative Energiemenge, welche dem Heizungssystem zur Verfügung steht. Zwei Effekte bewirken, dass sich nur ein Teil der solaren Strahlung am Absorber in thermische Energie umwandeln lässt.

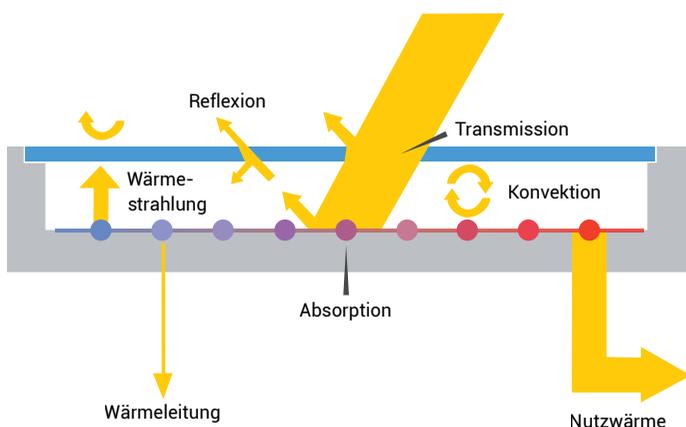


Abbildung 4-1
Verlustmechanismen
an einem Kollektor

Zum einen werden unter dem Überbegriff „optische Verluste“ die sogenannten Transmissionsverluste, welche beim Durchtritt der Strahlung durch die Glasabdeckung entstehen, und die Reflexionen, die sowohl an der Glasabdeckung als auch der Absorber-Oberfläche auftreten, zusammengefasst. Zum anderen ergeben sich durch das Aufheizen des Absorbers über die Umgebungstemperatur hinaus thermische Verluste (Abbildung 4-1). Der Einfluss beider Verlustmechanismen auf den Gesamtwirkungsgrad eines Kollektors wird durch folgende Gleichung beschrieben:

$$\eta = \eta_0 - \frac{a_1 \cdot \Delta T}{E_g} - \frac{a_2 \cdot \Delta T^2}{E_g} \quad (1)$$

Die Formelzeichen stehen für:

η = Kollektorwirkungsgrad

η_0 = optischer Wirkungsgrad

a_1 = Wärmeverlustbeiwert in $W/(m^2 \cdot K)$

a_2 = Wärmeverlustbeiwert in $W/(m^2 \cdot K^2)$

ΔT = Temperaturdifferenz in K

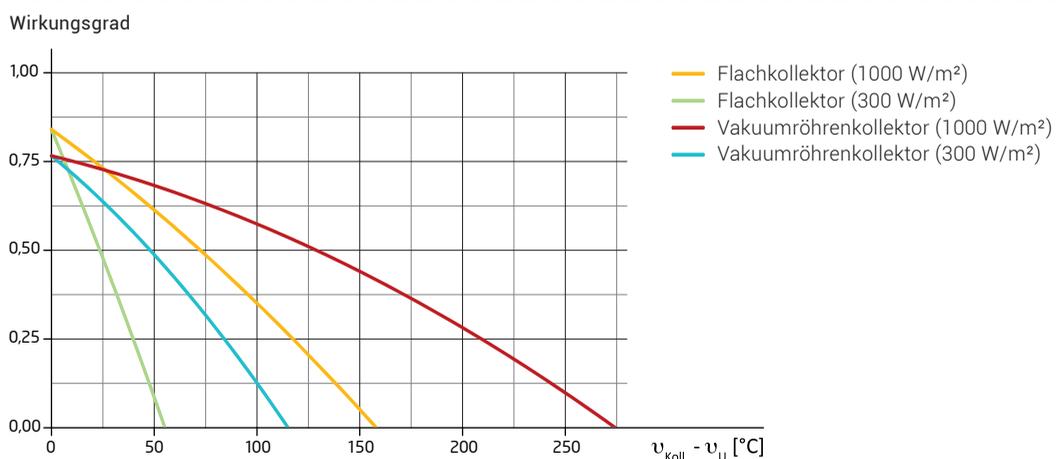
E_g = Bestrahlungsstärke in W/m^2

Der optische Wirkungsgrad sowie die Verlustbeiwerte müssen nach einem in der Europäischen Norm EN 12975 beschriebenen Verfahren ermittelt und auf den Datenblättern der Kollektoren angegeben werden.

Für die Planung einer Solarthermieanlage wird deshalb eine Auslegungsleistung benötigt. Diese ist in der VDI 6002 Teil 1 als Untergrenze mit 500 W/m^2 definiert. In der Fachliteratur werden für statistische Zwecke und zum Vergleich mit anderen Energieerzeugern Kollektoranlagen mit einer installierten Leistung von 700 W/m^2 bewertet. Für die Anlagenplanung ist dieser Wert jedoch nicht relevant.

Der Wirkungsgrad aller Kollektoren ist demnach abhängig von der Temperaturdifferenz zwischen Kollektor- und Außentemperatur. Je nach Aufbau weist ein Kollektor typische Verlustraten auf, welche sich durch die Wärmeverlustbeiwerte und beschreiben lassen. Durch die Messung dieser Koeffizienten sowie der Bestimmung des optischen Wirkungsgrades, lassen sich unterschiedliche Kollektoren miteinander vergleichen. In der grafischen Darstellung (vgl. *Abbildung 4-2*) zeigen sich dann die Unterschiede in der Leistungsfähigkeit zwischen den einfacher aufgebauten Flachkollektoren und den sehr gut isolierenden Vakuumröhrenkollektoren deutlich.

Abbildung 4-2 • Wirkungsgradkennlinie eines Flach- und eines Vakuumröhrenkollektors bei verschiedenen Einstrahlungsstärken über die Temperaturdifferenz zwischen Kollektor- und Außentemperatur



Es ist ersichtlich, dass die thermischen Verluste von Vakuumröhrenkollektoren erheblich niedriger ausfallen, so dass auch bei geringer Einstrahlung höhere Temperaturen erreicht werden können. Der Vorteil der Vakuumröhrenkollektoren relativiert sich aber in der Praxis, da diese für die gleiche Absorbergröße einen höheren Flächenbedarf aufweisen, als es bei Flachkollektoren der Fall ist. Außerdem sind Röhrenkollektoren durch ihren aufwändigen Aufbau teurer – unter normalen Einsatzbedingungen stehen somit beide Typen etwa gleichauf. Anders hingegen sieht es an extremen Standorten aus, z. B. in alpinen Regionen: Dort spielen Vakuumröhrenkollektoren ihren Vorteil der besseren Isolationswirkung aus, was die Erschließung von solarthermischem Potenzial auch in solchen Umgebungen ermöglicht.

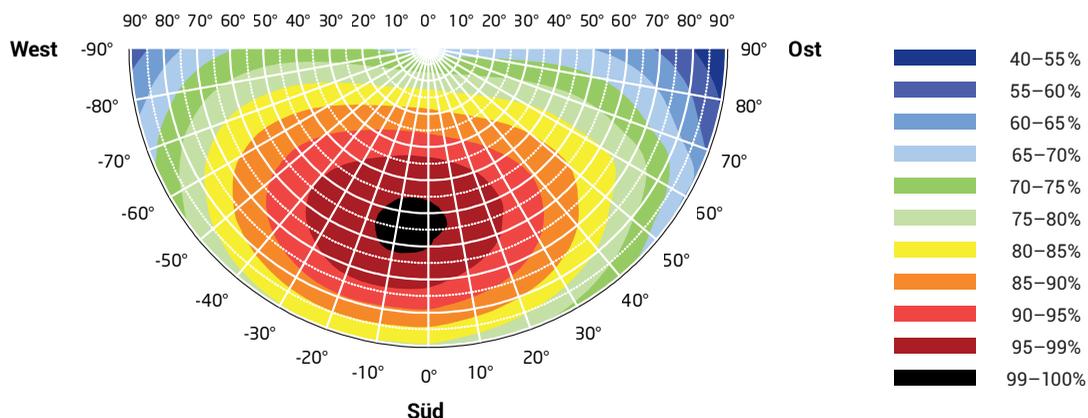
Kollektor-Qualität

Mittlerweile existieren mehrere Zertifikate, die einen hohen Qualitätsstandard von solarthermischen Kollektoren gewährleisten. Das wichtigste unter ihnen ist das Solar-Keymark, welches vom CEN (Europäisches Komitee für Normung) vergeben wird und somit auch für europaweit einheitliche Prüfung und Zertifizierung steht. Darüber hinaus existieren das RAL-Gütesiegel für Solarthermieanlagen, das CE-Zeichen und der blaue Engel. Das Ziel, welches allen gemein ist, ist die Sicherstellung einer hohen Produktqualität. Ein Kollektor erhält das entsprechende Zertifikat, wenn er nach dem heutigen Stand der Technik entwickelt und gefertigt wurde und mit seinem Aufbau und seiner Funktion entsprechenden Normen gerecht wird. Der Kunde sollte bei der Auswahl der Kollektoren darauf achten, dass nur Produkte, welche mit einem der vorgestellten Zertifikate ausgezeichnet wurden, erworben werden.

4.1.2 • Ausrichtung des Kollektorfeldes

In Deutschland sind generell alle Standorte für die Nutzung von Solarthermie geeignet, wobei im Süden tendenziell höhere Einstrahlungswerte zu verzeichnen sind. Neben der Lage, welche durch das Gebäude fest vorgegeben ist, spielt auch die Ausrichtung des Kollektorfeldes eine wichtige Rolle bezüglich des Solarertrags.

Abbildung 4-3 • Prozentualer Jahres-Kollektorsertrag in Abhängigkeit der Ausrichtung für eine exemplarisch simulierte Kombianlage am Referenzstandort Würzburg /CORR-01 13/



Bei Warmwasseranlagen wird im Sommer eine Voll-Deckung des Energiebedarfes angestrebt, weshalb die Neigung der Kollektoren im Optimalfall recht flach gewählt wird (30°-40°). Demgegenüber steht bei Kombianlagen bezogen auf den Jahres-Gesamtenergiebedarf eine möglichst hohe Energieeinsparung im Vordergrund. Da ein Gebäude im Sommer vergleichsweise wenig Energie benötigt, muss die Kollektorneigung auf die Winter- und Übergangszeit hin optimiert werden. Ein Neigungswinkel von etwa 40°-60°, bei gleichzeitiger Südausrichtung, stellt die bestmögliche Lösung dar, wie Abbildung 4-3 zeigt.

4.1.3 • Verschattung der Kollektoren

Die Verschattung des Kollektorfeldes mindert den solaren Ertrag. Deswegen ist bereits bei der Planung zu berücksichtigen, welcher Standort am Gebäude für deren Installation am geeignetsten erscheint. Im besten Fall weist das Solarsystem in deutschen Breitengraden eine südliche Ausrichtung auf. Darüber hinaus ist das Umfeld des Aufstellungsortes in Bezug auf den Schattenwurf von Dachaufbauten oder Nachbargebäuden, Bäumen sowie der Topographie zu berücksichtigen. Während die Topographie in der Regel keinen Änderungen unterworfen ist, kann sich das Bild hinsichtlich Gebäuden bzw. Bäumen zukünftig ändern.

Verschattung durch Gebäude

Die Verschattung ist abhängig von der Entfernung der Solaranlage zu der schattenwerfenden Kante und der Höhe des Nachbargebäudes. Grundsätzlich sollte vor jeder Installation einer Solaranlage eine Ortsbegehung durch fachkundiges Personal durchgeführt werden. Für eine überschlägige Bewertung werden in der Literatur Kennwerte vorgegeben. Demnach ist die Höhendifferenz zwischen der Solaranlage und der schattenwerfenden Kante des Nachbargebäudes zu ermitteln. Der Abstand der Solaranlage zu der schattenwerfenden Kante sollte das 2,4 bis 2,7-fache dieser Höhendifferenz betragen.

Verschattung durch Bäume

Befinden sich junge Bäume in der Nachbarschaft, so wird oft vergessen, dass diese aufgrund ihres Wachstums zukünftig einen großen Einfluss auf den Ertrag einer Solaranlage haben können. Kennwerte geben vor, dass einzeln stehende Nadelbäume einen Mindestabstand der 2-fachen, Baumgruppen der 2,7-fachen arttypisch-erreichbaren Baumhöhe aufweisen sollten. Bei Laubbäumen wird die Verschattungswirkung ebenfalls häufig unterschätzt. Der Zeitraum, in dem solche Bäume mit Blattwerk besetzt sind, reicht häufig bis weit in die Heizperiode. Bei einzelnen Laubbäumen sollte der Mindestabstand zu einer Solaranlage das 1,5-fache, bei Baumgruppen das 2-fache der arttypisch-erreichbaren Baumhöhe betragen.

4.1.4 • Kollektor-Verschaltung

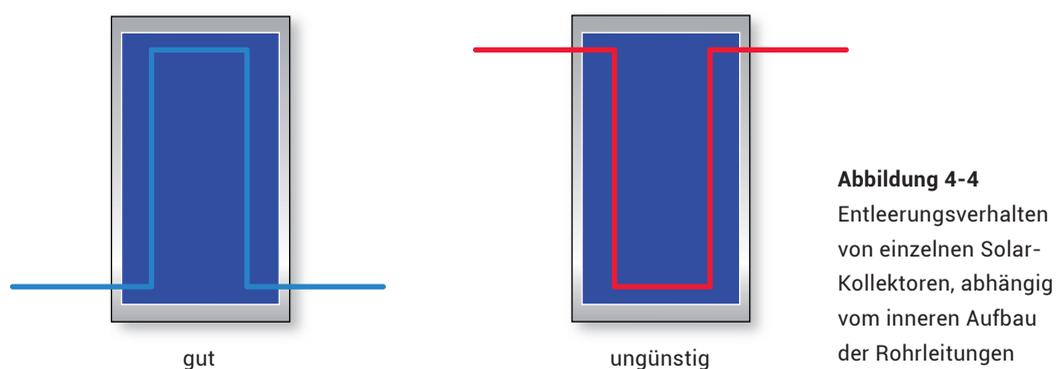
Temperaturniveau

Durch die Verschaltung der Kollektoren wird das im Betrieb erzielbare Temperaturniveau festgelegt. Je mehr Kollektoren in Reihe geschaltet werden, desto höher fallen die Temperaturen am Kollektoraustritt aus. Mit steigenden Temperaturen im Solarkreis treten jedoch gleichzeitig auch vermehrt thermische Verluste auf. Die Fragestellung nach der bestmöglichen Verschaltung der Kollektoren lässt sich dadurch beantworten, indem Anlagen zur Warmwasserbereitung und heizungsunterstützende Systeme getrennt betrachtet werden. Für erstere soll die Temperatur am Kollektoraustritt etwa 60°C erreichen, damit eine hygienische Warmwasserbereitung möglich ist. Dementsprechend müssen möglichst viele Kollektoren in Reihe geschaltet werden, um auch an kühleren Tagen das erforderliche Temperaturniveau generieren zu können. Eine obere Grenze ergibt sich aber durch den

aufzubringenden Pumpendruck, der mit steigender Kollektoranzahl zunimmt. Da sich der innere Aufbau von Solarkollektoren verschiedener Typen stark unterscheidet, kann als Richtwert für die Obergrenze seriell verschalteter Kollektoren etwa 4-8 Stück angenommen werden. In der Regel geben die Hersteller an, wie viele Kollektoren maximal in Reihe geschaltet werden dürfen.

Bei Anlagen zur Heizungsunterstützung ist es hingegen nicht notwendig ein sehr hohes Temperaturniveau zu erzeugen, da der Großteil der Wärme für (Niedertemperatur-)Raumheizzwecke verwendet wird. Außerdem weisen Kombianlagen generell größere Kollektorflächen auf, so dass eine Parallelschaltung mehrerer Kollektorstränge empfohlen wird: Bei sechs Kollektoren beispielsweise jeweils drei Kollektoren seriell in zwei parallelen Strängen. Eine solche Parallelschaltung bietet den Vorteil, dass die Rohrreibungsverluste und somit auch die elektrische Energie zum Betrieb der Pumpen niedriger ausfallen. Überdies werden aufgrund reduzierter thermischer Verluste an die Umgebung ein abgesenktes Temperaturniveau und ein höherer System-Wirkungsgrad erreicht.

Entleerungsverhalten



Die Mehrheit heutiger Solarthermieanlagen wird nach dem sogenannten Steamback-Prinzip betrieben. Dies bedeutet, dass Stagnation (*siehe auch Abschnitt 4.3.4*) auftreten darf und nicht gezielt vermieden wird – entsprechende Bauteile, z. B. das Membranausdehnungsgefäß (*MAG, siehe 4.1.6*), werden passend dimensioniert, so dass die Anlage eigensicher betrieben werden kann. Auch der Aufbau und die Verschaltung der Kollektoren wirken sich auf das Stagnationsverhalten einer Solarthermieanlage aus, weshalb durch eine gute Planung die thermische und die Druck-Belastung des Systems im Stagnationsfall reduziert werden können. Konkret muss hierzu das Entleerungsverhalten eines Kollektors beachtet werden. Anschaulich beschrieben liegt ein gutes Entleerungsverhalten genau dann vor, wenn ein mit Flüssigkeit gefüllter Kollektor zu beiden Seiten auslaufen darf und sich dabei bestmöglich entleert. Verbleibt hingegen viel Restflüssigkeit im Kollektor, so spricht man von einem schlechten Entleerungsverhalten (*vgl. Abbildung 4-4*).

Diese Betrachtung folgt aus der Tatsache, dass im Stagnationsfall der entstehende Dampf die Solarflüssigkeit aus dem Kollektor verdrängt und diesen leert. Bei gutem Entleerungsverhalten wird nur eine sehr geringe Menge Wasser verdampft und die Belastung der Solarflüssigkeit gering gehalten. Entscheidend ist der Aufbau des gesamten Kollektorfeldes. Je nach Typ sollte durch vorteilhafte Verschaltung aller Einzel-Kollektoren ein gutes Entleerungsverhalten des gesamten Kollektorfeldes erreicht werden.

Hydraulischer Abgleich

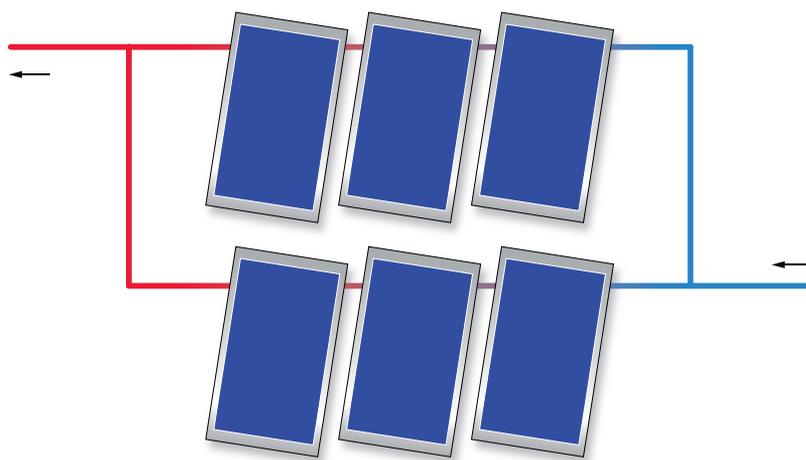


Abbildung 4-5
Kollektoren verschaltet
nach Tichelmann

Wenn im Kollektorfeld parallele Zweige vorgesehen sind, sollte ein hydraulischer Abgleich stattfinden. Dies kann z. B. über die Verschaltung im sogenannten Tichelmann-System umgesetzt werden (*Abbildung 5-5*). Dabei werden die Anschlussrohre so verlegt, dass die Rohrlängen in allen Zweigen gleich lang sind, um möglichst gleiche Durchflussraten zu erzielen. Ein weiterer Weg, das Kollektorfeld hydraulisch abzugleichen, führt über den Einbau von verstellbaren Regulierventilen mit integriertem Durchflussmesser² in jedem Strang. Mit ihnen können durch Drosselung annähernd gleiche Druck- und Strömungsverhältnisse hergestellt werden.

4.1.5 • Kollektor-Durchfluss

Die Kollektoren einer Solarthermieanlage können mit unterschiedlichen spezifischen Volumenströmen betrieben werden. Bezogen auf die Absorberfläche wird der Durchfluss in $l/(h \cdot m^2)$ angegeben. Man unterscheidet zwischen:

- Low-flow-Betrieb
- High-flow-Betrieb
- Matched-flow-Betrieb

² Z. B. Taco Setter

Der spezifische Volumenstrom muss ausreichend dimensioniert sein, um eine sichere und gleichmäßige Durchströmung des gesamten Feldes zu gewährleisten. Bei zu geringer Durchströmung kann es bei manchen Kollektortypen zur Entstehung von nicht durchströmten Gebieten innerhalb des Absorbers (Totzonen) kommen, welche den Kollektorertrag mindern.

Allgemein ist für den Ertrag die Vorlauftemperatur im Solarkreis ganz entscheidend. Je niedriger sie gehalten werden kann, desto höher fallen die Erträge aus. Wie für das gesamte Heizungssystem gilt auch für die Solarthermieanlage: Geringe Temperaturen steigern die Effizienz des Systems. Höhere Durchflüsse reduzieren tendenziell die Temperaturen im Kollektorfeld.

Low-flow-Betrieb

Im Low-flow-Betrieb werden die Kollektoren mit Volumenströmen bis ca. $30 \text{ l}/(\text{h}\cdot\text{m}^2)$ durchflossen. Daraus resultiert eine große Temperaturspreizung im Solarkreis (je länger die Flüssigkeit in den Kollektoren verweilt, umso mehr Wärme kann sie aufnehmen). Dies bedingt eine Zunahme der Kollektortemperatur und damit eine Reduktion des Kollektorwirkungsgrades. Gleichzeitig sinkt der Energiebedarf für den Betrieb der Umwälzpumpe und es sind kleinere Anschlussleitungen möglich. Darüber hinaus wird durch den langsamen Eintrag der Flüssigkeit in den Pufferspeicher dessen Schichtungsverhalten, das für eine optimale Wärmeversorgung angestrebt wird, weniger gestört. Diese Betriebsvariante findet oftmals bei Warmwasseranlagen Verwendung, da am Kollektorausstritt schnell hohe Temperaturen erreicht werden.

High-flow-Betrieb

Bei dieser Betriebsart werden die Kollektoren in der Regel mit Volumenströmen größer $30 \text{ l}/(\text{h}\cdot\text{m}^2)$ durchflossen. Dabei muss erwähnt werden, dass eine eindeutige Definition dieses Grenzwertes (z. B. gesetzlich bzw. normativ) nicht existiert und in der Literatur unterschiedliche Werte anzutreffen sind. Hohe Volumenströme reduzieren die Temperatur der Kollektoren und erhöhen somit deren Wirkungsgrad. Allerdings steigt in Analogie zu dem Effekt im Low-flow-Betrieb der Energiebedarf für die Umwälzpumpe.

Matched-flow-Betrieb

Der Matched-flow-Betrieb stellt den aktuellen Stand der Technik dar. Nahezu alle heutigen Solarregler unterstützen diesen Modus. Hierbei wird der Volumenstrom in Abhängigkeit der jeweiligen Gegebenheiten (Einstrahlung, Wärmebedarf, Speichertemperatur) durch Drehzahlregelung der Pumpe variiert. So fällt zum einen der elektrische Energiebedarf zum Betrieb der Pumpen geringer aus. Der Einsatz von Hocheffizienzpumpen verstärkt den Effekt zusätzlich. Zum anderen kann dem Kollektor auch bei niedrigen Einstrahlungswerten nutzbare Wärme entnommen werden. Generell arbeitet eine Matched-flow-Anlage in jedem Betriebspunkt mit hoher Effizienz, sowohl aus thermischer, als auch elektrischer Sicht.

4.1.6 • Auslegung Membranausdehnungsgefäß (MAG)

Aufgrund der schwankenden Temperaturen im Solarkreis und der damit einhergehenden Änderung des Solarflüssigkeitsvolumens kommt es im System zu wechselnden Druckverhältnissen. Ohne kompensierende Maßnahmen würden Bauteile, wie z. B. Rohre, Wärmetauscher oder Ventile unter Umständen beschädigt. Um die Sicherheit von Wärmeerzeugungsanlagen zu gewährleisten sind durch den Gesetzgeber Kriterien an deren Betrieb bzw. an dessen Komponenten vorgegeben. So wird beispielsweise in der DIN EN 12828 (Heizungssysteme in Gebäuden) der Einsatz von Ausdehnungsgefäßen gefordert (*Aufbau Membranausdehnungsgefäß (MAG) vgl. Abbildung 4-6*). Im Solar-kreislauf ist ebenfalls ein eigenes MAG vorgesehen, da das Solarfluid hohen Temperaturschwankungen und somit ständig wechselnden Druckverhältnissen ausgesetzt ist.

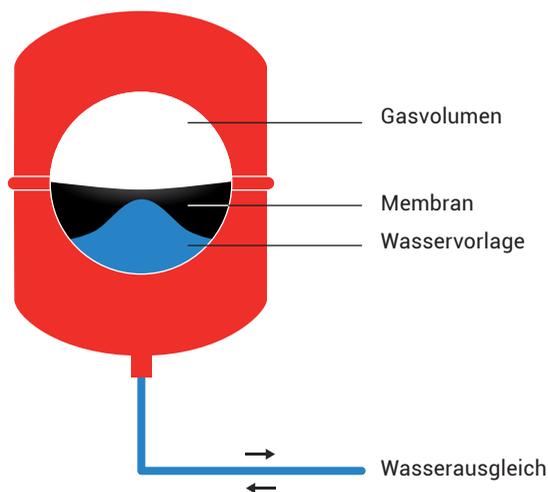


Abbildung 4-6
Querschnitt eines
Membranaus-
dehnungsgefäßes

Erhöht sich der Druck im Solarkreislauf, fließt mehr Flüssigkeit in das MAG und drückt auf die Membran. Somit kann ein annähernd gleichbleibender Druck bei verschiedenen Betriebstemperaturen gewährleistet werden. MAGs sind in Heizkreisläufen als Sicherheitskomponente zwingend vorgeschrieben. So sind MAGs mit einer maximale Betriebstemperatur von 130 °C erhältlich. Da im Stagnationsfall höhere Temperaturen in Bereichen des Systems erreicht werden können, sind notwendige Maßnahmen zu ergreifen, welche die Membran vor unzulässig hohen Temperaturen schützt (z. B. Anschluss des MAGs an den kältesten Teil des Systems).

In der Praxis werden diverse Berechnungsmodelle für die Dimensionierung des MAGs angewandt. Die dabei berücksichtigten Einflussfaktoren sind u. a.:

- Vordruck des MAGs (Gasraum)
- Druckgrenze Sicherheitsventil
- Geostatische Höhe
- Flüssigkeitsvolumen im Gesamtsystem

Um die Lebensdauer der Membran zu verlängern sollte jedes MAG mit einem Vorschaltgefäß geschützt werden /SBZ-01 04/. Das Vorschaltgefäß ist ein kleiner Druckbehälter, der in Serie vor das MAG geschaltet wird, damit die Solarflüssigkeit in ihm abkühlen kann, bevor sie auf die Membran trifft. Besonders während Stagnationsphasen ist das Vorschaltgefäß von Bedeutung.

4.1.7 • Rohrwerkstoffe und Korrosion

Üblicherweise basieren Solarkreisleitungen entweder auf Kupferglattrohr oder Edelstahlwellrohr. Jedes Material bietet sowohl Vor- als auch Nachteile. Die nachfolgende Gegenüberstellung der Eigenschaften soll helfen, den für den Anwendungsfall geeigneten Rohrwerkstoff auszuwählen:

Kupferrohr

- + Leicht zu verarbeiten (Sägen, Biegen), da recht weich
- + Verbindungen einfach (Pressen, Löten etc.)
- + Innenfläche glatt: niedrige Rohrreibungsverluste
- Hoher Wärmeleitwert
- Transport aufwändiger

Edelstahlwellrohr

- + Leicht zu verlegen, da flexibel
- + Gedämmtes Doppelrohr erhältlich
- + Niedriger Wärmeleitwert
- Hoher Rohrreibungswiderstand, stärkere Pumpe erforderlich

Für Anlagen im Einfamilienhaus-Bereich sind gedämmte Edelstahl-Doppelwellrohre von Vorteil, da hier bereits eine durchgehend geschlossene Isolierung aufgebracht ist. Somit entfällt im Vergleich zu Kupferrohren das nachträgliche Dämmen, welches sehr akkurat geschehen muss, um die Rohrwärmeverluste gering zu halten. Preislich liegen beide Varianten etwa gleichauf, allerdings ist der zeitliche Aufwand beim Verlegen von Kupferrohren höher.

Der Einsatz von Kunststoffrohren im Solarkreis ist aufgrund der hohen Temperaturen generell nicht möglich. Genauso wenig eignen sich verzinkte Stahlrohre, so wie sie im Bereich der Wasserinstallation verwendet werden, denn Propylenglykol löst Zinkverbindungen an. Aufgrund dieser Tatsache dürfen im Solarkreis keine Komponenten verwendet werden, die mit diesem Metall beschichtet sind. Außerdem weist Propylenglykol eine deutlich höhere Kriechfähigkeit als Wasser auf, weshalb nur Dichtungen eingesetzt werden dürfen, die explizit für den Kontakt mit Propylenglykol geeignet sind. Darüber hinaus muss bei Pressfittings darauf geachtet werden, dass die Verbindungsstellen akkurat und mit dem erforderlichen Anpressdruck ausgeführt werden. Vorteilhaft ist auch eine zweifache Abdichtung der Kollektorverbinder, wie sie einige Hersteller anbieten. So verhindert der doppelte Schutz das Eindringen von Luftsauerstoff durch die äußere Dichtung und das Austreten der Solarflüssigkeit durch die innere Dichtung /REC-02 09/.

Korrosion

Solarabsorber bestehen meist aus Kupfer, welches die Wärme gut an die Solarflüssigkeit abgeben kann; auch Aluminium kommt teilweise zum Einsatz. In Kombination mit Edelstahlwellrohren stehen so bis zu drei verschiedene Metalle in Kontakt. Trotz der Potenzialdifferenz dieser Metalle kommt es noch zu keiner nennenswerten Korrosion. So bildet Aluminium durch Oxidation eine passive Schutzschicht auf seiner Oberfläche. Auch die Kombination von Kupfer und Edelstahl ist sehr günstig, da sich nur eine sehr geringe Kontaktspannung zwischen beiden Metallen ausbildet. Die Verbindung dieser gängigen Metallrohre stellt demnach keine Schwierigkeit dar – vielmehr hat das Vorhandensein von Sauerstoff im Heizungssystem einen großen Einfluss auf die stattfindende Korrosion.

Tritt in der Solarthermieanlage Stagnation auf, wird aufgrund der Dampfbildung u.U. die gesamte Flüssigkeitsmenge aus den Kollektoren in die Rohrleitungen verdrängt. Ist ein MAG zu klein dimensioniert, kommt es zum Ansprechen des Sicherheitsventils (Abblasen), wodurch die Flüssigkeitsmenge im System sinkt. Kühlt das Kollektorfeld in den Abendstunden wieder ab, so füllen sich die Kollektoren wieder mit dem Wärmeträgermedium und in den Rohrleitungen kann ein Unterdruck entstehen. Dadurch dringt Sauerstoff in das System ein, der langfristig zu Korrosion führt.

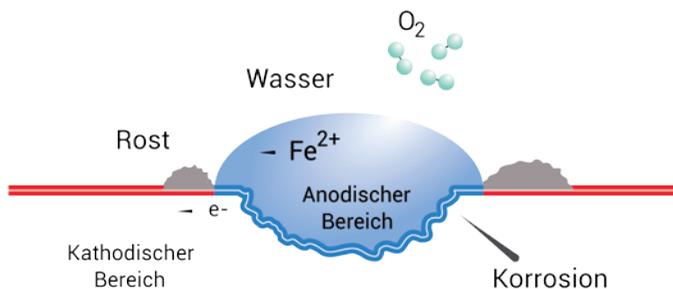


Abbildung 4-7
Entstehung
von Eisenkorrosion

Das Schadensbild durch Korrosion an einer Rohrleitung stellt sich als Verfärbung und Materialschwund des Kupfers dar. Abbildung 4-7 zeigt den Vorgang schematisch für Eisen – vergleichbare Vorgänge laufen bei der Kupferkorrosion ab. Es kommt zur Entstehung von Rostschlamm, der Funktionsstörungen im System verursachen kann (z. B. an Wärmemengenzählern, Thermostatventilen, Umwälzpumpen, Wärmetauschern). Wird dieser Sachverhalt nicht festgestellt (beispielsweise durch regelmäßige Wartung), reduziert sich der Ertrag einer Solarthermieanlage.

4.1.8 • Dimensionierung Wärmetauscher

Immer wenn hydraulische Kreise aufgrund unterschiedlicher Medien (z. B. Solarflüssigkeit und Heizungswasser) oder verschiedener Drücke getrennt werden müssen, kommen Wärmetauscher zum Einsatz. Ihnen kommt eine besondere Bedeutung zu, weil sie auf einer vergleichsweise kleinen Fläche hohe Leistungen effektiv übertragen müssen. Dabei sollen im Solarkreis die Kollektoren gut gekühlt bzw. ihnen ein Maximum an Wärme entzogen werden. Die Rücklauftemperatur zum Kollektor muss demnach möglichst niedrig sein, um einen bestmöglichen Wirkungsgrad zu erzielen. Die sich im Wärmetauscher ergebende Temperaturdifferenz zwischen dem Austritt auf der Primärseite (zu den Kollektoren) und dem Eintritt auf der Sekundärseite (vom Wärmespeicher) sollte minimal sein. Auslegungsleistungen für Wärmetauscher betragen etwa 600 W/m² Kollektorfläche /VIESS-01 08/. Die genannte Auslegungsleistung ist dabei unabhängig vom Kollektortyp. Wird eine bestehende Solarthermieanlage deutlich vergrößert (durch Installation zusätzlicher Kollektoren), muss der Wärmetauscher dementsprechend angepasst werden. Werden hier Fehler gemacht bzw. keine Anpassung vorgenommen, kann dies den Ertrag einer Solarthermieanlage deutlich reduzieren.

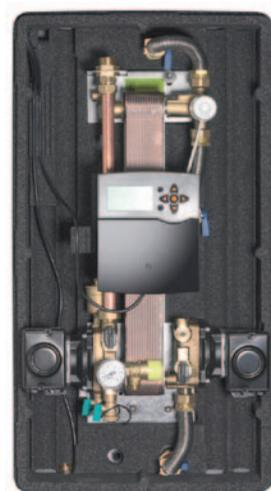
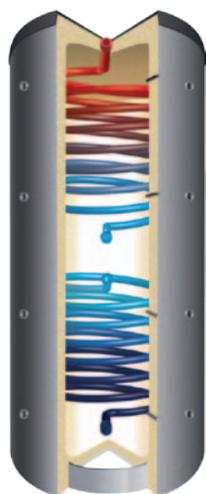


Abbildung 4-8

Links: Pufferspeicher mit Solarwärmetauscher

(Quelle: Thermic Energy „EPS-2W“),

rechts: Schichtlademodul mit Plattenwärmetauscher

(Quelle: Sonnenkraft „SLM50HE“)

In Abbildung 4-8 werden die beiden Varianten der Wärmetauscher (intern und extern) aufgezeigt. Es kann davon ausgegangen werden, dass ein innenliegender Wärmeübertrager etwas kostengünstiger ausfällt, da sein Aufbau verhältnismäßig einfach ist. Für den Betrieb muss eine Pumpe vorhanden sein. Der Vorteil eines extern installierten Wärmeübertragers besteht hingegen in der einfachen Wartung bzw. seinem einfachen Austausch im Fehlerfall. Da bei einem externen Wärmeübertrager zwei hydraulische Kreise aktiv umgewälzt werden müssen, sind zwei Pumpen für den Betrieb notwendig. Generell sind beide Arten von Wärmeübertragern etablierte Systeme und werden gleichermaßen in solarthermischen Systemen verbaut.

4.1.9 • Wärmespeicher

Da bei einer Solarthermieanlage Erzeugung und Verbrauch zeitlich gesehen nur selten zusammenfallen, sind Wärmespeicher in der Solarthermie unverzichtbar. Dieser Sachverhalt verdeutlicht die Notwendigkeit eines ausreichend bemessenen Speichers für den effizienten Betrieb einer Solarthermieanlage.

Energieinhalt

Maßgeblicher Parameter für die Auslegung eines Wärmespeichers ist sein Energieinhalt. Dieser ist abhängig von der spezifischen Wärmekapazität des Speichermediums c_m , der erreichbaren Temperaturspreizung ΔT und der Masse des Speichermediums m , wie Formel (2) aufzeigt:

$$Q = m \cdot c_m \cdot \Delta T \quad (2)$$

In konventionellen Solarthermieanlagen kommt als Speichermedium Wasser zum Einsatz ($c_m(20^\circ\text{C}) = 4,18 \text{ kJ/kg/K}$). Die maximale Speichertemperatur beträgt in der Regel 90°C - 95°C . Die minimale Speichertemperatur ist von der Funktion des Speichers abhängig. Bei reinen Trinkwasserspeichern ergibt sie sich aus der Kaltwassertemperatur (10°C). Bei Kombispeichern resultiert sie aus der Rücklauftemperatur der Heizung (ca. 30°C - 40°C). Ein typischer 800 l-Kombispeicher kann somit nach Formel eine Energiemenge von etwa 60 kWh beinhalten, was einem Energieäquivalent von ca. sechs Litern Öl entspricht.

Temperaturschichtung

In einem Solarspeicher kommt es aufgrund der Dichteunterschiede von Wasser mit verschiedenen Temperaturniveaus zur sogenannten Schichtung. Dieser Effekt ist erwünscht, da hierdurch nur ein Teilbereich des Speichers erwärmt wird. Allgemein stellt die thermische Schichtung damit indirekt eine automatische Anpassung des Speichervolumens dar, wobei stets gilt, dass ein kleineres, temperiertes Volumen weniger Verluste hervorruft. Folglich werden der solare Deckungsgrad und die System-Effizienz gesteigert. Eine optimale Schichtung kann durch den inneren Aufbau des Speichers begünstigt werden. Üblich sind z. B. Schichtbleche, -lanzen und -ladestationen. Sie sollen dafür sorgen, dass solar erwärmtes Wasser ohne Turbulenzen, entsprechend der Temperatur, in die richtige Speicherschicht eingebracht wird. Bei der Auswahl des Speichers sollte dieser Aspekt beachtet werden und Speichern mit gutem Schichtungsverhalten der Vorzug gegeben werden.

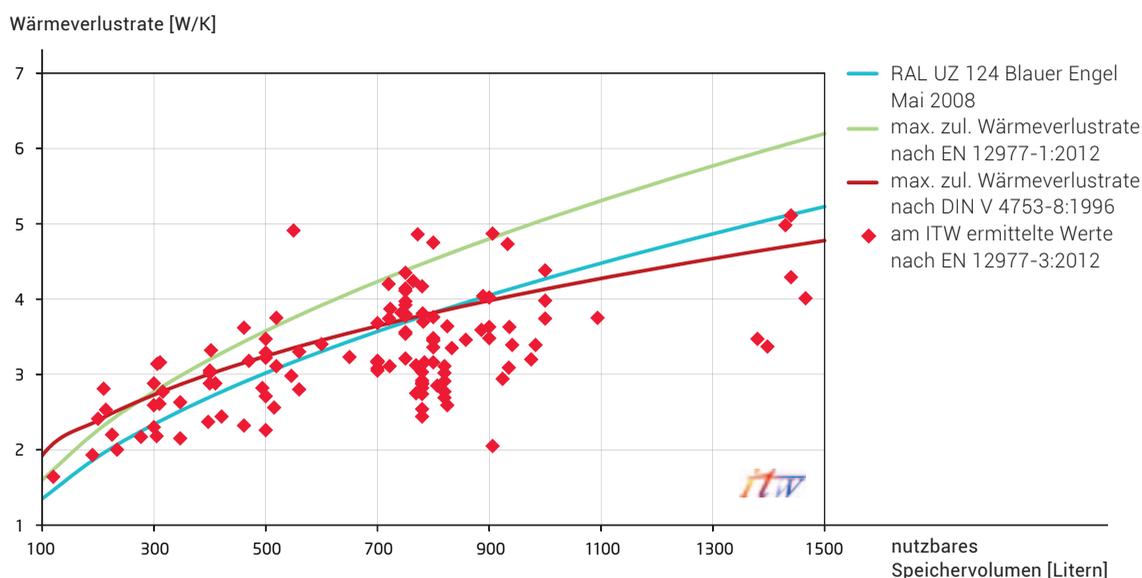
Speicherverluste

Ein warmer Speicher ruft thermische Verluste hervor, da die verhältnismäßig große Oberfläche flächendeckend Wärme abgeben kann. Die Verlustrate hängt sehr vom Dämmmaterial und der Dämmschichtdicke und der Umgebungstemperatur ab. Überdies können an den Anschlüssen Strömungen auftreten, welche die Verluste erhöhen und die es zu vermeiden gilt (vgl. Abschnitt 4.2.3).

Messungen an Speichern unterschiedlichen Volumens geben Aufschluss über die Verlustrate. Aus Abbildung 4-9 geht hervor, dass ein typischer 1.000 l-Speicher eine Verlustrate von ca. 3,8 W/K aufweist. Bei einer angenommenen Speicherwassertemperatur von 60°C und einer Umgebungstemperatur von 20°C folgt hieraus eine Wärmeabgabe von etwa 3,7 kWh pro Tag. Über ein Jahr betrachtet ergibt sich somit ein relevanter Energiebetrag in Höhe von 1350 kWh, der sowohl solarthermisch und im Winter mit konventionellem Brennstoff gedeckt werden muss und allein aus der Existenz des Speichers herrührt.

Abbildung 4-9 • Verlustraten von Solarspeichern

(Quelle: Dr. Harald Drück, Forschungs- und Testzentrum für Solaranlagen (TZS)
am Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik (ITW) der Universität Stuttgart)



Durch das Verhältnis von Oberfläche zu Volumen (A/V) kommt es zu einem Abflachen der spezifischen Verluste je größer der Speicher wird. Die Annahme, dass ein Speicher daher möglichst groß sein muss ist jedoch nicht richtig. Vielmehr ist eine Überdimensionierung des Speichers zu vermeiden. Zwar kann dadurch insgesamt mehr Wärme gespeichert werden, allerdings steigen die absoluten Wärmeverluste aufgrund der größeren Oberfläche. Im ungünstigsten Fall kann es sogar zu einer Verringerung der solaren Deckungsrate aufgrund eines zu großen Speichers kommen.

Die für den jeweiligen Fall erforderliche, optimale Speichergröße lässt sich recht genau durch Simulationsrechnungen bestimmen, welche von den meisten Anlagenplanern im Voraus durchgeführt werden. Fällt die notwendige Dimension des Speichers zu groß aus, als dass eine Einbringung an den Aufstellort nicht möglich ist, so bieten sich zwei Möglichkeiten an. Zum einen können Speicher kaskadiert werden. Sehr wichtig ist hierbei dann, dass die Speicher seriell verschaltet werden. Bei einer parallelen Verschaltung entstehen deutlich erhöhte Speicherverluste, die sogar den Mehrwert eines zusätzlichen Speichers zunichtemachen können. Die andere Variante ist die Einzelanfertigung eines Speichers durch Schweißen vor Ort. Dabei stehen dem Vorteil der optimal abgestimmten Speichergröße die höheren Anschaffungskosten gegenüber.

Dämmung

Für die Speicherisolierung stehen zahlreiche Dämmstoffe zur Verfügung. Zum einen existieren Materialien, die als Flächenware angeboten werden. Dazu zählen Hartschaum-Schalen, Weichschaum-Matten und Vliese. Sie stellen die heutigen Standardlösungen dar. Sonderformen können durch Schütt- oder Einblasdämmungen hergestellt werden. Hierzu muss das Volumen um den Speicher mit einer Wandung versehen werden, welches mit dem entsprechenden Dämmstoff (z. B. Blähglas, Zellulose etc.) aufgefüllt wird.

Generell muss die Dämmung den ganzen Speicher umschließen, um Wärmeverluste wirksam zu reduzieren. Bei konventionellen Speichern muss der Deckel formschlüssig angebracht werden, damit der sogenannte Kamineffekt unterbunden wird, bei dem die Umgebungsluft am Speicher erwärmt wird und durch Öffnungen in der Dämmung wieder austreten kann. Der Effekt beruht auf dem Dichteunterschied von zwei Medien. Bei einem Solarspeicher oder allgemein an warmen Rohrleitungen, strömt die dort erwärmte Luft aufgrund ihrer geringeren Dichte nach oben. Anschlüsse durchbrechen die Speicherdämmung und müssen aus diesem Grund besonders gedämmt werden. Dies gilt ebenso für nicht genutzte Anschlüsse. Für diesen Zweck existieren spezielle Isolationskappen, die auch nachträglich angebracht werden können. Ein weiterer wichtiger Aspekt ist, dass Rohrleitungs-Anschlüsse zuerst nach unten zu verlegen sind, wie es in Abschnitt 4.2.3 genauer beschrieben ist.

Des Weiteren sollte der Speicher in jedem Fall eine Dämmung des Speicherbodens aufweisen. Viele neue Modelle werden damit ausgestattet, bei älteren kann es sich anbieten, den Hohlraum unter dem Speicher nachträglich mit temperaturbeständigem Isolierschaum auszufüllen.

All diese zunächst aufwändig erscheinenden Maßnahmen reduzieren die Speicherverluste erheblich und sollten durchweg an jeder Heizungsanlage umgesetzt werden. Die zusätzlichen Kosten amortisieren sich schnell, da sich Speicher und Rohre am Ende der Umwandlungskette befinden und sich eine Reduktion der thermischen Verluste in verstärktem Maße positiv auf den konventionellen Brennstoffbedarf niederschlagen. Das bedeutet z. B. für eine durchschnittliche Ölheizung, dass die Einsparung von 1 kWh thermischer Verluste eine Reduktion von mindestens 1,25 kWh Öl nach sich zieht. Die Differenz entsteht im Wesentlichen durch die vermiedenen Umwandlungsverluste des Kessels.

4.1.10 • Warmwasserbereitung

Die Erwärmung des kalten Leitungswassers zur Verwendung im Haushalt ist eine wichtige Aufgabe jeder Heizungsanlage. Um die hohe thermische Leistung aufbringen zu können, die bei einem Zapfvorgang nötig ist, muss immer ein Speicher im System vorhanden sein. Bei ST-Warmwasseranlagen beinhaltet der Speicher in der Regel ausschließlich Trinkwasser, welches direkt genutzt werden kann. Anders stellt sich die Situation bei Kombianlagen dar, weil sich in deren Speichervolumen zum Großteil Heizungswasser befindet, das auf keinen Fall getrunken werden darf. Aus diesem Grund muss die Wärmeübertragung vom Heizungswasser auf das Trinkwasser über einen Wärmetauscher geschehen, da beide Kreise hydraulisch getrennt bleiben müssen. Für diesen Zweck existieren mehrere Systeme:

Tank-in-Tank System

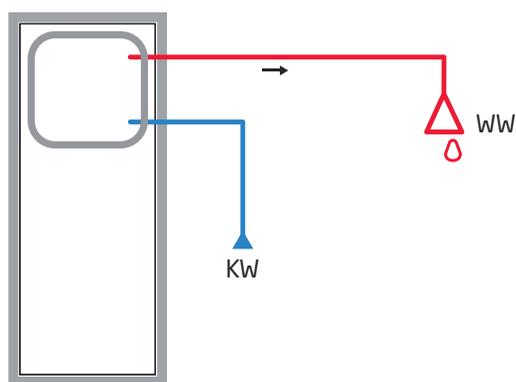


Abbildung 4-10
Tank-in-Tank
Solarspeicher

Bei der sogenannten Tank-in-Tank Lösung wird ein gesonderter Frischwassertank in den großen Hauptspeicher integriert. Die Wärmeübertragung erfolgt über die Oberfläche des kleinen Tanks. Abbildung 4-10 zeigt den wesentlichen Aufbau, mit Zu- und Ablauf des zu erwärmenden Wassers.

Edelstahlwellrohr-Wärmeübertrager

In zahlreichen Kombispeichern wird im oberen Speicherbereich ein Edelstahlwellrohr eingebracht. Das zunächst kalte Wasser erwärmt sich während des Durchlaufs, wie in Abbildung 4-11 dargestellt. Die Vorteile liegen in der verhältnismäßig kostengünstigen Ausführung und der passiven Durchströmung des Wärmeübertragers, welche rein durch den Leitungsdruck geschieht.

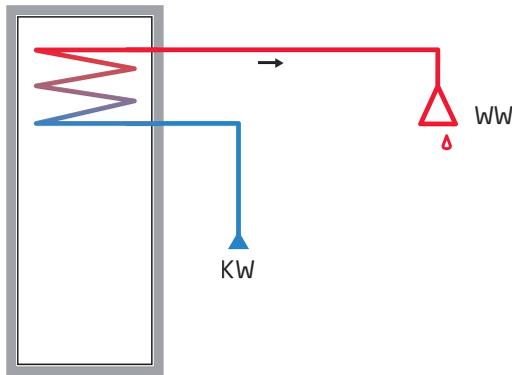


Abbildung 4-11
 Speicher mit
 Edelstahlwellrohr-
 Wärmeübertrager

Da beim Tank-in-Tank System und dem Edelstahlwellrohr-Wärmeübertrager die Auslasstemperaturen nicht begrenzt sind, ist eine Schutzschaltung erforderlich. Eine genaue Beschreibung hierzu ist in Abschnitt 4.1.11 zu finden.

Frischwasserstation

Frischwasserstationen stellen die gewünschte Wassertemperatur über einen externen Wärmetauscher, nach dem Prinzip der Durchlauferhitzung, bereit (Abbildung 4-12). Hierbei kann die Temperatur im Pufferspeicher deutlich über der Solltemperatur des Warmwassers liegen, da durch ein Beimischventil automatisch die richtige Warmwassertemperatur eingeregelt wird. Durch die geringe Wassermenge im Wärmetauscher kann zudem auf eine spezielle Legionellenschutz-Funktion verzichtet werden.

In einigen Regionen Deutschlands tritt Trinkwasser mit einem hohen Härtegrad auf. Wenn dieses Wasser auf Temperaturen über 60 °C erwärmt wird, kommt es verstärkt zur Ablagerung von Kalk. In Wärmespeichern von Solarthermieanlagen sind Temperaturspitzen bis 90 °C keine Seltenheit. Durch den ausgefallenen Kalk können Rohre verstopfen, wodurch die Menge des durchfließenden Wassers und damit der Wirkungsgrad des Wärmetauschers sinken. Bei einem externen Wärmetauscher sorgt eine elektronische Regelung für eine Anhebung der Brauchwassertemperatur auf ca. 45 °C und verringert dadurch die Kalkbildung deutlich. Als zusätzlicher Kalkschutz kann darüber hinaus bei allen Anlagen eine Entkalkungsanlage installiert werden.

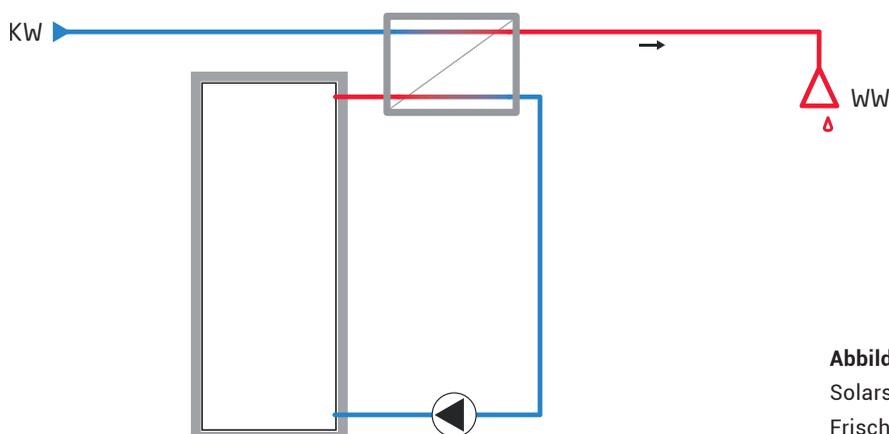
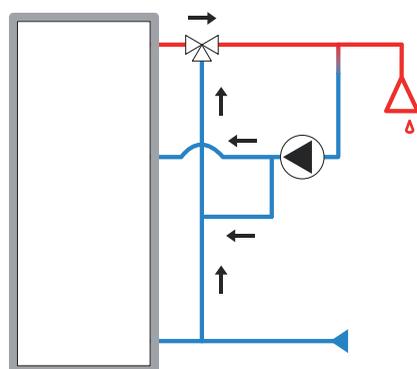


Abbildung 4-12
 Solarspeicher mit
 Frischwasserstation

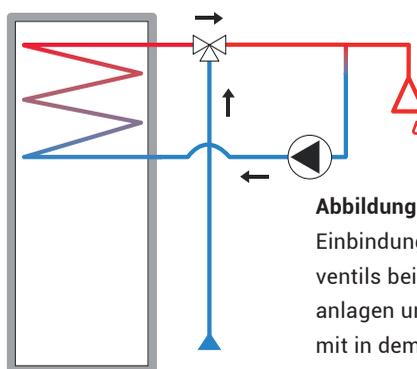
4.1.11 • Warmwasser-Mischer und Zirkulation

Solarthermieanlagen besitzen einen Warmwasser-Mischer, um die mitunter sehr hohen Speichertemperaturen nicht auf das Warmwasser zu übertragen – er fungiert somit als Verbrühschutz. Beim Einsatz einer Frischwasserstation übernimmt eine geregelte Pumpe die Dosierung der Wärme. Anders hingegen sieht es bei Kombianlagen mit integriertem Wärmetauscher oder bei Warmwasseranlagen mit kleinem Speicher ohne zusätzlichen Wärmetauscher aus. Dort ist die richtige Einbindung des Mischventils entscheidend, um einen sicheren Verbrühschutz herzustellen und die Funktion der Zirkulationspumpe zu gewährleisten. In Abbildung 4-13 ist die korrekte hydraulische Verschaltung der Komponenten dargestellt.

In jeder Warmwasserversorgung gibt es Entnahmestellen, die sich in einer größeren räumlichen Entfernung zu den Komponenten für die Wasseraufbereitung (z. B. Wärmespeicher und Frischwassermodul) befinden. Besteht an solchen Stellen ein Bedarf, kann es bei ausgekühlten Leitungen länger dauern bis das Warmwasser dort ankommt. Um diese Wartezeiten zu vermeiden, wird in den Leitungen eine Zirkulation realisiert. Dabei werden die Leitungen permanent und unabhängig vom Bedarf mit Warmwasser durchströmt. Wird ein Wasserhahn geöffnet, steht das gewünschte Temperaturniveau dort schnell zur Verfügung. In der Energieeinsparverordnung (EnEV) sind Vorgaben bezüglich der Dämmdicke bezogen auf die Wärmeleitfähigkeit solcher Rohrleitungen definiert. Darüber hinaus wird gefordert, dass jede Zirkulationspumpe über eine selbstständig wirkende Vorrichtung ein- und ausgeschaltet werden kann. Eine Unterbrechung der Zirkulation ist beispielsweise während Zeiten mit geringem Wärmebedarf (Nachtstunden) sinnvoll. Zusätzlich ist eine Abschalttemperatur zu definieren, die bei Erreichen der geforderten Warmwassertemperatur in den Rohrleitungen die Zirkulation einstellt. In der Regel ist eine Warmwassertemperatur von 45 °C vollkommen ausreichend. Zwar existieren unterschiedliche Angaben, deren Werte meist höher ausfallen. Allerdings erhöht jedes zusätzliche Kelvin Temperaturdifferenz die Wärmeverluste. Ist die Abschalttemperatur höher als die gewünschte Warmwassertemperatur eingestellt, wird ununterbrochen Warmwasser in den Rohrleitungen umgewälzt und dadurch unnötig Energie verbraucht.



Warmwasserspeicher



Kombispeicher

Abbildung 4-13
Einbindung des Mischventils bei Warmwasseranlagen und Anlagen mit in dem Speicher integriertem Wärmetauscher in Kombination mit einer Zirkulationspumpe

4.1.12 • Heizsysteme

Für den Betrieb einer gewöhnlichen ST-Anlage wird ein zusätzlicher Heizkessel benötigt, der beispielsweise während Schlechtwetterperioden ohne Sonnenschein die Heizlast decken kann; nur äußerst große ST-Anlagen in speziellen „Sonnenhäusern“ können dagegen ohne einen Heizkessel auskommen. Etabliert hat sich die Kombination von ST-Anlagen mit einer der folgenden Heiztechniken, wobei dann allgemein von Hybriden-Heizsystemen gesprochen wird:

- Öl-Kessel (Niedertemperatur oder Brennwert)
- Gas-Kessel (Brennwert)
- Wärmepumpe
- Holzkessel (Pellet, Holzvergaser, wasserführender Kaminofen)

Da einige Technologien den Einsatz eines Pufferspeichers erfordern (z.B. Wärmepumpe, Holzkessel), ergibt sich eine besondere Eignung für die Erweiterung mit einer ST-Anlage. Auch Systeme mit den konventionellen Brennstoffen Gas und Öl können darüber hinaus von der Existenz eines ST-Pufferspeichers profitieren, da ihre Brennerlaufzeit verlängert und das Takten reduziert wird.

Anlagenbetreibern steht die Möglichkeit offen, ein hybrides Heizsystem zusammenzustellen, unter spezieller Berücksichtigung bestimmter Kriterien. Zum einen bietet sich unter Kostenaspekten zum jetzigen Zeitpunkt die Installation einer Gas-Brennwerttherme mit ST an. Wird hingegen der CO₂-Bilanz eine wichtigere Rolle zugesprochen, so ist beispielsweise die Errichtung eines Pelletkessels eine Alternative. In Tabelle 4-1 sind unter anderem Kosten und CO₂-Emissionen dargestellt.

Tabelle 4-1 • Richtwerte zum Vergleich von Heizsystemen

Heizungstyp	Nutzungsgrad in Prozent	Brennstoffpreis 2013 in ct./kWh _{Brennstoff}	Wärmepreis in ct./kWh _{Wärme}	CO ₂ -Äq.-Emissionen in g/kWh _{Wärme}
Öl-Niedertemperatur	80	8,7	10,9	374
Gas-Brennwert	86	6,9	8,0	259
Kompressions- wärmepumpe	JAZ: 3,5	25,7	6,9	163
Pelletkessel	80	4,3	5,4	33

4.1.13 • Auslegung Heizwärmeübertragungsflächen

Die in der Praxis am häufigsten anzutreffenden Heizwärmeübertragungsflächen sind Radiatoren oder Fußbodenheizungen, die sich hinsichtlich ihrer Vor- und Rücklauftemperaturen unterscheiden (Fußbodenheizungen werden auf einem niedrigeren Temperaturniveau betrieben). Die im Abschnitt 4.1.9 beschriebenen Rücklauftemperaturen in den Speicher haben Einfluss auf den Ertrag der Anlage. Je niedriger die Rücklauftemperatur in den Speicher, umso geringer ist die Rücklauftemperatur zu den Kollektoren, wodurch deren Wirkungsgrad steigt. Allerdings ist die häufig anzutreffende Meinung, wonach sich eine solare Heizungsunterstützung nur bei einer Fußbodenheizung rechnet, falsch. Die Erträge bei einem Heizsystem mit Radiatoren sind im Jahresdurchschnitt nur unwesentlich geringer. Dies liegt daran, dass der Wärmebeitrag einer Solarthermieanlage im Wesentlichen

während der Übergangszeit auftritt (im Sommer besteht kaum Wärmebedarf, im Winter sind die solaren Erträge gering). Während der Übergangszeit werden Heizflächen nicht mit ihren Auslegungstemperaturen betrieben, wodurch deren Vor- und Rücklauf auf niedrigerem Temperaturniveau gefahren wird.

4.2 • Installation einer Solarthermieanlage

Nach der Aufstellung und Dimensionierung aller Komponenten durch den Anlagen-Planer, wird in der Regel ein Handwerksbetrieb mit dem Aufbau beauftragt. Oftmals übernehmen auch Handwerksbetriebe bereits die Planung und Beratung selbst. Sie spielen dementsprechend in der Umsetzung eine Schlüsselrolle, was die sorgfältige Auslegung aller Komponenten und den Anlagen-Aufbau betrifft.

Die im folgenden Unterkapitel dargestellten Punkte sollen helfen, Schwierigkeiten beim Aufbau im Voraus zu vermeiden, um zu einem optimalen Ergebnis zu gelangen.

4.2.1 • Rohrleitungen und Dämmung

Rohrleitungssystem

Während dem Aufbau des Rohrleitungssystems müssen folgende Punkte beachtet werden:

- Bei Kupfer-Rohrleitungen müssen bei langen, geraden Strecken (> 10 m) Dehnungsbögen eingebaut werden, um die mechanischen Belastungen zu reduzieren, welche durch die thermische Ausdehnung des Materials entstehen können. Kupfer dehnt sich bei Erwärmung um $16,5 \cdot 10^{-6}$ m/K aus, was bei einer anzunehmenden Temperaturdifferenz von 200 °C einer Längenänderung von ca. 3,3 mm/m entspricht. Dehnungsbögen sind u-förmige Rohrabschnitte, welche die Längenänderungen ausgleichen. Bei Edelstahlwellrohren müssen keine Kompensationsmaßnahmen getroffen werden, da diese von Haus aus flexibel sind.
- Durch die Verwendung gedämmter Rohrträger (Kälteschellen) können Wärmeverluste reduziert werden. Mit ihnen wird das zu befestigende Rohr nicht direkt an der Schelle, sondern mit einem dazwischen liegenden Stück Isolierung fixiert. Da Rohrwärmeverluste einen stark unterschätzten Einfluss auf die Systemeffizienz ausüben, ist diese Vorkehrung sinnvoll, um den solaren Ertrag zu steigern.
- Rohrleitungen sollten möglichst direkt und ohne Umwege verlegt werden. Da sowohl der Materialaufwand bei der Installation, wie auch die thermischen Verluste im Betrieb mit jedem zusätzlichen Meter Rohrleitung steigen, ist eine kurze Leitungsführung sinnvoll. In diesem Kontext sei auch darauf hingewiesen, dass viele Verbindungs- und Fitting-Elemente den Installations- und Isolieraufwand deutlich erhöhen und unter Umständen auch die Entstehung von Schwachstellen begünstigen. Zudem steigen die Druckverluste für das Pumpen der Solarflüssigkeit an, was den elektrischen Energiebedarf ansteigen lässt.

- Soweit möglich sollte nur so wenig Leitungslänge wie nötig außerhalb der thermischen Hülle des Gebäudes verlaufen, da die Rohrwärmeverluste im Gebäude zum Teil interne Gewinne darstellen.

Dämmung

Ein nachweisbarer Anteil des Kollektorertrags muss zur Deckung von Rohrwärmeverlusten aufgewendet werden. Eine durchgängige Dämmung in ausreichender Stärke reduziert diesen Anteil spürbar. Eine genaue Quantifizierung der auftretenden Wärmeverluste muss unter Berücksichtigung diverser Einflussparameter erfolgen (z. B. Temperaturniveau in den Rohrleitungen, Massenstrom, Umgebungstemperatur, Leitungslänge etc.). Überschlägig kann davon ausgegangen werden, dass trotz sorgfältiger Dämmung rund 30 Prozent der Solarwärme verloren geht /FFE-28 12/. An unge-dämmten Rohren sind die Verluste bedeutend höher.

Die Dämmstärke ist abhängig von dem Innendurchmesser der Rohre. Der Innendurchmesser wiederum orientiert sich an der installierten Kollektorfläche. Bis 10 m² Kollektorfläche sollte er 16 mm, von 11 bis 20 m² Kollektorfläche sollte er 20 mm betragen. Bis zu einem Innendurchmesser von 22 mm wird in der EnEV eine Mindestdicke der Dämmschicht von 20 mm gefordert (bezogen auf eine Wärmeleitfähigkeit von 0,035 W/(m*K)). Weisen die Rohre größere Durchmesser auf bzw. werden sie im Freien verlegt, sollte die Dämmstärke mindestens 30 mm betragen. Zu beachten ist die Hitzebeständigkeit der Wärmedämmung, da im Solarkreis hohe Temperaturen auftreten können. Hier eignet sich Dämmung auf EPDM-Kunstkautschukbasis. Aber auch andere Dämmstoffe wie Mineralfasern, PU-Hartschaumplatten sowie natürliche Dämmstoffe wie Schafwolle oder Isoflock. Selbst eine hitzebeständige Rohrdämmung sollte auf Stoß (gestaucht) verlegt werden, da diese aufgrund der Temperatureinwirkung in geringen Maßen schrumpfen kann. Die Folge ist, dass die Enden von Rohrleitungen bzw. deren Übergänge nicht mehr von der Wärmedämmung umschlossen sind. Bei Dämmungen im Außenbereich ist die Beständigkeit gegenüber Feuchtigkeitseinwirkung zu berücksichtigen. Auch der Langzeitbelastung durch UV-Licht und Schäden durch eventuellen Vogelfraß muss Rechnung getragen werden. Einen wirksamen Schutz bietet hierzu ein Blechmantel um die isolierten Rohrleitungen.

Eine gängige, praktikable und preiswerte Lösung für den Aufbau der Solarkreisleitung ist die Verwendung von vorisoliertem Edelstahl-Doppelwellrohr. Es reduziert den Verlege-Aufwand, minimiert Fehlerquellen und weist eine sehr gute Isolationswirkung auf. Meist ist noch ein zusätzliches Kabel für den Kollektor-Temperatursensor integriert.

4.2.2 • Bedeutung von Ventilen

Heizungsanlagen benötigen zahlreiche Ventile für unterschiedliche Aufgaben. Dabei sind aber nicht alle Ventile für die Funktion der Anlage zwingend notwendig. Vielmehr erleichtern zusätzliche Hähne und Ventile z. B. die Befüllung oder die Wartung des Systems. Für Solarthermieanlagen gilt dies ebenso.

Nachfolgend sollen die wichtigsten Ventil-Typen vorgestellt werden:

- Absperrventile
- Rückschlagklappe
- Sicherheitsventil

Absperrventile können in verschiedenen Bereichen von Solarthermieranlagen installiert werden, um das Arbeiten bzw. Reparieren einzelner Komponenten einfacher durchführen zu können. Mit ihrer Hilfe wird ein Auslaufen der ganzen Anlage verhindert. In der Praxis kam es vor, dass solche Absperrventile im Anschluss an Installation- und Wartungsarbeiten nicht wieder geöffnet wurden. Der Ertrag des Systems ist damit gleich Null. Ist beispielsweise kein Wärmemengenzähler vorhanden, wird dieser Fehler u.U. erst bei Begleichen der nächsten Heizkostenrechnung die entsprechend höher ausfällt festgestellt.

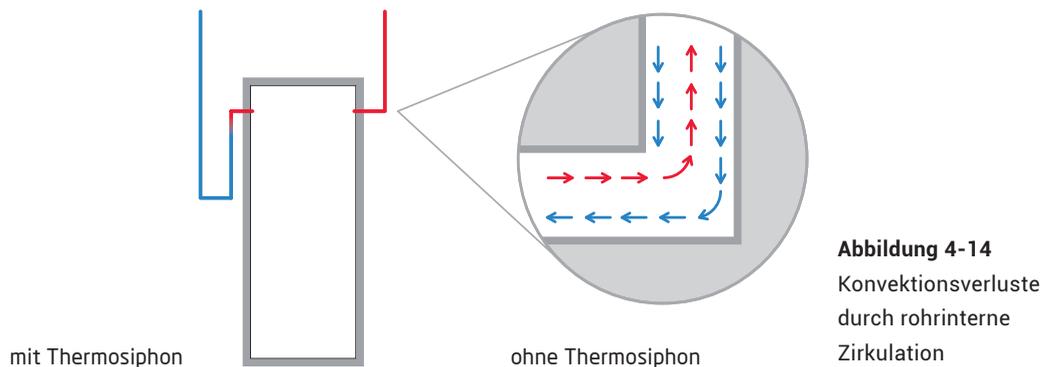
Aufgrund von Dichteunterschieden, welche im Wasser bei unterschiedlichen Temperaturniveaus auftreten, kann es – ähnlich der Inrohrzirkulation (*siehe Abschnitt 4.2.3*) an Speicheranschlüssen – zum Austrag von Wärme über den Solarkreis kommen. Dieser Effekt tritt nur bei ausgeschalteter Solarkreispumpe auf und wird getrieben von einem warmen Speicher als Energiequelle und kalten Kollektoren als Energiesenke. Um die Zirkulation zu stoppen, muss eine **Rückschlagklappe (Schwerkraftbremse)** in den Solarkreis eingebaut werden. Die Funktionsfähigkeit des Bauteils ist nur bei richtiger Montage in Einbaurichtung gewährleistet.

Das **Sicherheitsventil** schützt die Anlage vor zu hohem Druck. Im Solarkreis liegt die Ansprechschwelle des Ventils in der Regel bei 6 bar und damit höher als die im Heizungsbereich üblichen 3 bar. Während Stagnationsphasen kommt es durch verdampfendes Wasser zum Druckanstieg im Solarkreis. Wenn das Membran-Ausdehnungsgefäß zu klein dimensioniert ist oder mit falschem Vordruck betrieben wird, kann es dann zu einem Ansprechen des Sicherheitsventils kommen. Das am Auslass abgegebene Dampf- und Wassergemisch muss aus Sicherheitsgründen durch ein Metallrohr in ein temperaturbeständiges Gefäß geleitet werden (z.B. Blechkanister, kein Plastikbehälter). Ein Sicherheitsventil ist daher eine notwendige Komponente und muss zwingend eingebaut werden.

4.2.3 • Vermeidung von Inrohrzirkulation durch Thermosiphons

Ein hochwertiger Standardspeicher für die Trinkwassererwärmung in einem EFH hat in Abhängigkeit seiner Größe einen Wärmeverlust zwischen 1,5 bis 3 kWh/d. Um solche Werte zu erreichen, muss neben der rundum geschlossenen Speicherdämmung eine optimale Dämmung der Speicheranschlüsse realisiert werden. Wird dies nicht berücksichtigt, können die Wärmeverluste ohne weiteres den doppelten Wert erreichen. Bei einem Wärmeverlust von 4 kWh/d gehen über das Jahr ca. 1.500 kWh Wärme verloren.

In einer Solarthermieanlage treten auch dann größere Verluste auf, wenn Wärme aus dem Speicher in Rohrleitungen aufsteigen bzw. in ihnen zirkulieren kann. Dieser Effekt wird als Inrohrzirkulation bezeichnet. Seine Wirkungsweise ist schematisch in Abbildung 4-14 aufgezeigt.



Wird eine Rohrleitung ohne besondere Vorkehrungen an einen Speicher angeschlossen, kann auch bei ausgeschalteten Zirkulations- bzw. Umwälzpumpen permanent warmes Wasser in das Rohr strömen. Das sich im Rohr befindliche Wasser gibt Wärme an die Umgebung ab und kühlt dabei aus. Dadurch sinkt es in die untere Hälfte des Rohres. Aufgrund des am Speicheranschluss in den Wärmespeicher absinkenden kühleren Wassers entsteht im Rohr ein Unterdruck, der dazu führt, dass warmes Wasser in das Rohr nachgeführt wird, wo es auskühlt und der Kreislauf von Neuem beginnt. Dadurch wird dem Speicher kontinuierlich Wärme entzogen. Dieser Effekt tritt auch bei Steigleitungen auf, da das Wasser an den Rohrwänden stärker auskühlt als in der Rohrmitte. Er lässt sich

vermeiden, wenn an den Speicheranschlüssen ein sogenannter Thermosiphon installiert wird. Dieser Thermosiphon wird aus einem u-förmigen Rohrabschnitt gebildet und führt dazu, dass sich abgekühltes Wasser in ihm sammelt. Hierdurch wird die Konvektion unterbrochen und die thermischen Verluste reduziert. Der Siphon muss durchgehend isoliert sein.

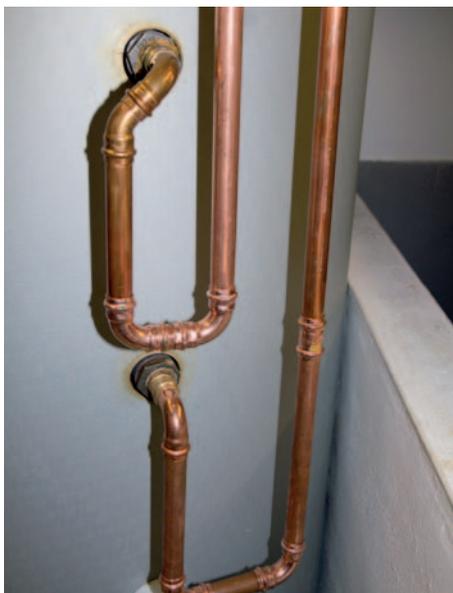


Abbildung 4-15
Thermosiphons an Speicheranschlüssen

4.2.4 • Fühlermontage im Solarkreislauf

Die Temperatur-Differenzsteuerungen entscheiden über das Ein- und Ausschalten der Umwälzpumpe im Solarkreis. Dabei sind sie auf präzise Temperaturinformationen angewiesen, da sie bei allen Steuer- und Regelungsvorgängen mit geringen Schaltdifferenzen von wenigen Kelvin arbeiten. Fühler im Solarkreislauf sind zumeist am Kollektor sowie am Speicherboden installiert. Ein Kollektorfühler sollte immer am wärmsten Punkt eines Kollektors bzw. eines Kollektorkreises angebracht werden. Teilweise werden Temperaturfühler fälschlicherweise am Rücklaufanschluss des Kollektors positioniert. Dadurch kommt es zu einer geringeren Temperaturdifferenz zwischen Kollektor und Wärmespeicher und der Solarkreis schaltet vorzeitig wieder ab bzw. nimmt den Betrieb erst gar nicht auf.

Geeignete Fühlermontage

Die präziseste Messung der Temperatur kann mit Tauchhülsen durchgeführt werden, da sich bei dieser Methode der Fühler direkt im Wärmeträgermedium befindet. Wird ein Fühler für die Temperaturmessung in einem Leitungsrohr installiert, sollte dieser immer in einem Rohrbogen angebracht werden. Ist dies aufgrund örtlicher Gegebenheiten nicht möglich und der Fühler muss an einem Längsrohr angebracht werden, sollte er in einem Winkel von 45° montiert werden. Diese Angaben gelten für Rohre \leq DN 50, wie sie in der Regel in ST-Anlagen von EFH vorkommen. Die Fühlerspitze sollte dabei gegen die Strömung gerichtet sein (vgl. *Abbildung 4-16*).

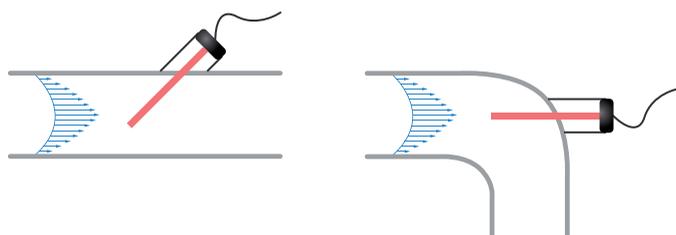


Abbildung 4-16
Bevorzugte Einbaurichtung
von Temperaturfühlern
in einem Längsrohr im
45°-Winkel (links) und im
90°-Rohrbogen (rechts)

Durch diese Installationsmethoden befindet sich der größte Teil der aktiven Messspitze in der Strömungsmitte, wodurch die besten Messergebnisse erzielt werden. Wird zusätzlich ein Durchflussmesser in das Leitungsrohr eingebunden, ist der Temperaturfühler nicht vor, sondern am besten danach anzuordnen. Dadurch werden Verwirbelungen vermieden, welche die Datenerfassung des Durchflussmessers negativ beeinflussen können. Die Temperaturfühler müssen richtig platziert werden und mindestens bis zur Rohrmitte reichen. Ein bloßes Anlegen des Fühlers an das Rohr oder die Installation in einer zu großen Tauchhülse beeinträchtigen die Messungen. In der Praxis konnten Fälle beobachtet werden, in denen ein Fühler am Kollektorkreis im Laufe der Zeit aus seiner Tauchhülse gerutscht war. Dadurch wurde die Umwälzpumpe erst dann aktiviert, wenn auch die Umgebung (z. B. das Dach) ein entsprechendes Temperaturniveau erreicht hatte, wodurch sich die solaren Erträge verringerten. Die Zeitabstände, in denen die Komponenten einer ST-Anlage besichtigt und überprüft werden sollten, sind unter Punkt 4.3.6 ausführlicher beschrieben.

4.2.5 • Solarregler

Anschluss von Sensoren und Pumpen an den Regler

Eine zentrale Komponente von ST-Anlagen ist der Solarregler. Er betreibt das Energiemanagement und sorgt für eine möglichst effiziente Nutzung der Sonnenwärme. Steht letztere ausreichend zur Verfügung, befindet sich das Temperaturniveau im Speicher oberhalb der Einschalttemperatur des Heizkessels, so dass der konventionelle Wärmeerzeuger abgeschaltet bzw. dessen Wärmebereitstellung reduziert wird. Voraussetzung hierfür ist die Bereitstellung exakter Messwerte, die über Temperaturfühler in Tauchhülsen ermittelt werden. In Abhängigkeit dieser Messwerte werden Pumpen sowie Umschaltventile angesteuert. Kommt es zu einem Vertauschen der Anschlüsse der Temperatursensoren, wird beispielsweise die Solarkreispumpe aktiviert, sobald die untere Speichertemperatur höher ist als die Kollektortemperatur. Dies führt im Extremfall dazu, dass das Kollektorfeld den Wärmespeicher über Nacht auskühlt.

Regelparameter

Der korrekte Betrieb einer ST-Anlage kann sehr von den eingestellten Regelparametern abhängen. Treten hier Unzulänglichkeiten auf, sinkt die Effizienz. In besonderem Maße ist auf die Mindestkollektortemperatur, die Mindesttemperaturdifferenz zwischen Kollektor und Wärmespeicher sowie auf die Maximaltemperatur im Wärmespeicher zu achten. Ist die Mindesttemperatur im Kollektor und die geforderte Temperaturdifferenz zwischen Kollektor und Speicher (Einstellung werksseitig z. B. 8 K) erreicht, wird die Pumpe eingeschaltet. Die Temperaturdifferenz muss groß genug sein, um ein Takten der Pumpe zu vermeiden, bei dem die Wärme aus dem Kollektor den Speicher nicht erreicht. Dagegen wird die Pumpe ausgeschaltet, sobald die Mindestkollektortemperatur oder die Temperaturdifferenz zwischen Kollektor und Speicher (Einstellung werksseitig 4 K) unterschritten wird.

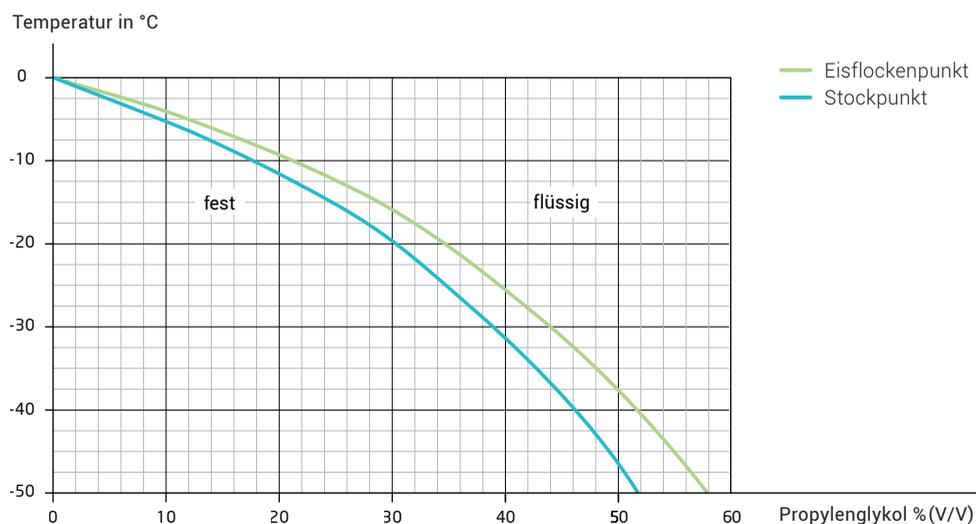
4.2.6 • Solarflüssigkeit und Frostschutz

Mit Ausnahme von Drainback-Systemen, kommt bei gewöhnlichen Solarthermieanlagen im Solarkreis i. d. R. ein besonderer Wärmeträger zum Einsatz. Er besteht zum Großteil aus Wasser, da dieses die Wärme des Kollektors hervorragend aufnehmen kann und sich leicht umwälzen lässt. Zusätzlich wird eine gewisse Menge Frostschutz hinzugefügt, um Rohrleitungen und Kollektor sowohl vor mechanischen Schäden durch Eisbildung, als auch vor Korrosion zu bewahren. Zumeist findet sogenanntes 1,2-Propylenglykol Verwendung, da es neben der gewünschten Schutzwirkung weitere positive Eigenschaften besitzt. Zum einen liegt sein Siedepunkt mit ca. 188 °C deutlich über dem von Wasser, weshalb es für die hohen Temperaturen im Solarkreis grundsätzlich geeignet ist. Zum anderen ist es in der EU als Lebensmittelzusatzstoff E 1520 zugelassen und damit auch hinsichtlich seiner Gesundheitsverträglichkeit bedenkenlos einsetzbar.

Frostschutz

Tiefe Außentemperaturen können einem solarthermischen System schaden, wenn es nicht entsprechend geschützt ist. Durch die überproportionale Volumenausdehnung von Wasser beim Gefrieren können Bauteile deformiert und funktionsunfähig werden. Der Einsatz eines Wasser-Propylenglykol-Gemisches beugt dem vor. Aus Abbildung 4-17 kann für ein bestimmtes Mischungsverhältnis beider Komponenten die Frostbeständigkeit abgelesen werden. Gewöhnlich wird ein Verhältnis von Wasser zu Propylenglykol von 60/40 Prozent verwendet, in alpinen Regionen ist auch ein 50-prozentiger Propylenglykol-Anteil üblich. Allgemein muss die Frostschutz-Konzentration auf den Standort der Anlage angepasst werden. So gilt generell die Regel, dass so viel wie nötig, aber nur so wenig wie möglich zugesetzt wird. Denn neben den Anschaffungskosten für das Propylenglykol ergibt sich aus physikalischen Gründen ein Nachteil durch zu hohe Konzentrationen: Sowohl die Wärmekapazität als auch die Viskosität der Solarflüssigkeit sinken mit steigender Frostschutz-Konzentration. Die Folgen sind eine Verringerung der Wärmetransportfähigkeit und eine steigende Zähigkeit des Mediums, was beides nur durch erhöhten Pump-Energieaufwand ausgeglichen werden kann und somit die Gesamteffizienz herabsetzt.

Abbildung 4-17 • Gefrierpunkte einer Wasser-Propylenglykol-Mischung unterschiedlicher Konzentration mit dem Übergangsbereich zwischen flüssiger und fester Phase nach /TYF-01 11/



Korrosionsschutz

Der pH-Wert des Wärmeträgers sollte im alkalischen Bereich liegen, um die Korrosion metallischer Teile zu verhindern – auch diese Aufgabe erfüllt die Solarflüssigkeit. Mit der Zeit kommt es jedoch zur Abnahme des pH-Wertes, weshalb sich der Alterungszustand des Mediums anhand dieses Wertes ablesen lässt. Handelsübliche Solarflüssigkeiten weisen anfangs eine gewisse Reservealkalität (pH-Wert ca. 8-10) auf und sollten ab einem pH-Wert von 7 ausgetauscht werden, da dann der Korrosionsschutz nicht mehr besteht. Um diesen Zeitpunkt zu bestimmen, können pH-Teststreifen oder entsprechende Messgeräte (z. B. Refraktometer) herangezogen werden.

Durch längeren Kontakt mit Luftsauerstoff verlieren die Hemmstoffe (sog. Inhibitoren) in der Solarflüssigkeit, welche für den Korrosionsschutz zuständig sind, ihre Wirkung. Aus diesem Grund darf eine handelsübliche Solarflüssigkeit nur in geschlossenen Systemen eingesetzt werden, wenn gleichzeitig korrosive Materialien geschützt werden sollen /TYF-01 11/.

Kommt es im Solarkreis während Stagnationsphasen zu Verdampfungsprozessen können Inhibitoren auskristallisieren, wobei sich deren Rückstände auf den Absorber-Oberflächen ablegen und dadurch die Kollektorleistung mindern. Je nach Zusammensetzung der Inhibitoren werden die Rückstände nach Stagnationsphasen von der Solarflüssigkeit vollständig oder nur teilweise aufgenommen. Um mögliche Ablagerungen zu vermeiden, wurde von der Industrie ein Wärmeträger mit flüssigen und verdampfbaren Inhibitoren entwickelt³.

Weitere Hinweise

Den Schutzfunktionen der Solarflüssigkeiten stehen gewisse Nachteile gegenüber. Jedoch lassen sich Schwierigkeiten umgehen, wenn einfache Punkte beachtet werden:

- Solarflüssigkeiten dürfen nur miteinander gemischt werden, wenn sie auf derselben Stoffbasis bestehen. Andernfalls kann es zum Ausfällen einzelner Bestandteile kommen, was zu Verkrustungen in den Leitungen und damit zur Beeinträchtigung der Funktion führt. Es ist generell empfehlenswert, vor dem Wechsel der Solarflüssigkeit den Solarkreis gründlich zu spülen. Auch beim Wiederbefüllen der Anlage muss darauf geachtet werden, dass sämtliche verwendeten Hilfsmittel (z. B. die Befüllpumpe) keine Reste der zuletzt eingesetzten Solarflüssigkeit beinhalten.
- Durch die gegenüber Wasser erhöhte Viskosität der Solarflüssigkeit werden Luftblasen leichter eingeschlossen. Dies muss beim Befüllen des Solarkreises beachtet werden, indem der Entlüftungsvorgang lange (ca. 1 h) und sorgfältig durchgeführt wird.
- Des Weiteren sind die Hinweise in Abschnitt 4.1.7 zur erhöhten Kriechfähigkeit und Lösbarkeit von verzinkten Materialien der Solarflüssigkeit zu beachten.

³ Z. B. TYFOCOR von Tyforop Chemie GmbH

4.2.7 • Blasen- und Schlammabscheider

Der negative Effekt der Rostbildung in Folge von Luftsauerstoff im Solarkreis, welcher beispielsweise durch ein zu klein dimensioniertes MAG eindringen kann, wurde bereits im Abschnitt 4.1.7 erläutert. Darüber hinaus existieren weitere Möglichkeiten im Bereich der Installationstechnik, die zu einem Eindringen von Luft in den Solarkreis führen. Hier ist vor allem das Befüllen und Entlüften der Anlagen mit ungeeigneten Pumpen oder über zu kurze Zeiträume zu nennen. Für das Entlüften werden leistungsstarke Pumpen benötigt, die in der Lage sind Luftbläschen „mitzureißen“. Darüber hinaus muss der Vorgang lange genug durchgeführt werden, um sämtliche Luftbläschen zu entfernen. Verbleiben diese im System, kommt es u.U. zu schwankendem Systemdruck, Geräuschbildung im Leitungssystem und zu einem schlechteren Wärmetransport. Vor allem sehr kleine Bläschen, sogenannte Mikroblasen mit einem Durchmesser von 0,1 bis 0,15 mm, können nur sehr aufwendig

während einer Anlageninstallation entfernt werden. Für einen fortwährenden Entzug der Gase bietet sich die Möglichkeit, einen Mikroblasenabscheider einzusetzen (vgl. *Abbildung 4-18*).



Abbildung 4-18

Automatischer Luftabscheider für den Einbau in vertikalen Rohrleitungen (Quelle: Caleffi DISCAL)

Der Mikroblasenabscheider sollte hochtemperaturbeständig sein und in einem Bereich der Anlage installiert werden, der im Stagnationsfall außerhalb der Dampfreichweite liegt. Strömt das Wärmeträgermedium durch den Abscheider, sammeln sich die Mikroblasen in einem dafür vorgesehenen Hohlraum und werden über ein automatisches Entlüftungsventil abgelassen. Durch diese Vorgehensweise kann der Luftanteil dauerhaft im System auf ein Minimum reduziert und der Wirkungsgrad gesteigert werden.

Neben Mikroblasenabscheidern existieren sogenannte Schlammabscheider, die nach dem umgekehrten Prinzip funktionieren: Da Schwebstoffe in der Solarflüssigkeit im Allgemeinen schwerer als Wasser sind, wird im Schlammabscheider eine strömungsberuhigte Zone hergestellt, in der sich Partikel absetzen können. Das Entfernen und Herauswaschen geschieht über eine nach unten gerichtete Öffnung. In einem geschlossenen System, welches in regelmäßigen Intervallen gewartet und gereinigt wird, ist ein Schlammabscheider keine zwingende Voraussetzung für einen effizienten Anlagenbetrieb.

4.3 • Betrieb und Wartung

4.3.1 • Anlagendruck

Vor dem erstmaligen Betrieb einer Solarthermieanlage muss zunächst eine Druckprüfung vorgenommen werden, um die Dichtheit des Systems nachzuweisen. Aus Sicherheitsgründen übernimmt der Anlagenbauer diese Aufgabe. Die Anlage wird hierzu entweder mit Wasser oder Luft gefüllt und mit entsprechendem Druck beaufschlagt. Über einen längeren Zeitraum muss anschließend der Anlagendruck überwacht werden. Ein Abfallen des Drucks deutet auf eine Leckage hin, die im Leitungssystem verortet und ausgebessert werden muss.

Nach erfolgreicher Prüfung kann der Vordruck im Ausdehnungsgefäß eingestellt werden. Dazu wird, während sich die kalte Anlage im drucklosen Zustand befindet, das MAG (vgl. Abschnitt 4.1.6) mit dem inerten Gas Stickstoff gefüllt. Der benötigte Vordruck des MAGs in bar ergibt sich aus der Anlagenhöhe in Meter, dividiert durch zehn⁴. Anschließend muss der Systemdruck p_A mit der Solarflüssigkeit nach Formel (3) eingestellt werden /KAKT-01 08/:

$$p_A = p_s + p_R \quad (3)$$

Damit das Eindringen von Luftsauerstoff verhindert wird, muss der Anlagendruck über dem statischen Druck liegen. Aus diesem Grund wird noch eine Wasservorlage eingeleitet, welche den zusätzlichen Reservedruck $p_R \approx 0,3 \dots 0,5$ bar hervorruft. Somit herrscht auch am höchsten Punkt der Anlage ein Überdruck.

Mit der richtigen Einstellung des Anlagendrucks lässt sich eine sichere Funktion in allen Betriebspunkten gewährleisten. Deswegen sollte die Druckhaltung des Systems in regelmäßigem Intervall (z. B. jährlich) überprüft werden, da eine Veränderung auf Probleme hinweisen kann.

4.3.2 • Überwachung des Anlagenbetriebs

Moderne Messtechnik ermöglicht die Kontrolle zahlreicher Anlagenparameter. Einige Hersteller bieten sowohl einfache und preisgünstige, als auch komplexe Systeme an. Je nach Ausstattung ist es damit möglich, Temperaturen, Volumenströme, Leistungen und gewonnene kumulierte Erträge direkt abzulesen. Auch potentielle Fehler lassen sich durch aufgezeichnete Messwerte leichter aufspüren. Darüber hinaus können oftmals weitere Optimierungspotenziale durch eingehende Analysen aufgedeckt werden.

Die Kosten für einen zusätzlichen Datenlogger zum Solarregler beginnen ab etwa 100 Euro in einer einfachen Variante. Für umfangreiche Messsysteme mit zahlreichen Ausgabemöglichkeiten (z. B. Live-Visualisierung im Internet) müssen mehrere hundert Euro ausgegeben werden. Im Einfamilienhaus-Bereich können sich die Mehrausgaben dennoch bezahlt machen, da sich oftmals mithilfe

⁴ Dieser Wert sollte aber, auch bei niedrigen Anlagenhöhen, mindestens 1 bar betragen, um der Kavitation (Dampfbildung) am Pumpenlaufwerk vorzubeugen.

der Messgeräte, selbst ohne tiefgehendes Wissen, eventuelle Fehler und Störungen erkennen lassen. Die Messtechnik eignet sich jedoch nicht nur zur Fehlerdiagnose, sondern hat auch einen informativen Charakter. So lässt sich beispielsweise der eingesparte Brennstoff und die damit verbundenen Ersparnisse ermitteln.

4.3.3 • Speicherbeladung

Neben dem optimalen Eintrag von Solarwärme in einen Pufferspeicher durch ein Schichtlademodul besteht die Möglichkeit einer zeitabhängigen Steuerung für die Speicherbeladung. Beispielsweise besteht grundsätzlich ein relativ hoher Warmwasser- und Raumwärmebedarf in den Morgenstunden (ca. 5:00 Uhr bis 10:00 Uhr). Der Abgriff des Warmwassers erfolgt im oberen Bereich des Speichers, derjenige für das Heizwasser darunter. Demnach ist der obere Speicherbereich primär für die Warmwasserbevorratung vorgesehen und wird als sogenannte Warmwasserzone des Pufferspeichers bezeichnet. Falls eine solarthermische Erwärmung dieser Zone am Vortag nicht möglich war, wird sie in den frühen Morgenstunden über das konventionelle Heizsystem beladen. Dabei ist wichtig, dass nur die Wärmemenge konventionell erzeugt und in der Warmwasserzone gespeichert wird, die bis zum Wiederauftreten solarer Erträge benötigt wird. Ohne entsprechende Regelung wird häufig der Großteil dieser Warmwasserzone in den frühen Morgenstunden durch das konventionelle Heizsystem vollständig beladen, obwohl im Zeitraum von 5:00 bis 10:00 Uhr lediglich ca. 1/3 der täglich benötigten Warmwassermenge entnommen wird. Treten im Verlauf des Vormittags solare Erträge auf, die nicht unmittelbar verbraucht werden können, kann dieser solare Ertrag aufgrund der verminderten Restspeicherkapazität in der Warmwasserzone nur begrenzt eingebracht werden. Bei geeigneter Wahl der in der Regelung des konventionellen Heizwärmeerzeugers eingestellten Solltemperatur der Warmwasserzone können hier individuelle Optimierungen vorgenommen werden. Allgemein gültige Angaben für die optimale Einstellung dieser Regelparameter bzgl. einer Reduktion des frühmorgendlichen Kesselbetriebs können nicht gegeben werden, da sie entscheidend vom persönlichen Lebensrhythmus, insbesondere hinsichtlich des morgendlichen Warmwasserbedarfs der Nutzer, abhängen. Eine Optimierung bleibt daher dem Nutzer im Rahmen verschiedener Versuchseinstellungen überlassen, um den morgendlichen Wärmebedarf für Warmwasser zuverlässig decken zu können.

4.3.4 • Stagnation

Der Begriff Stagnation bezeichnet den Stillstand eines Systems bzw. einen Zustand, in dem eine Variable kein weiteres Wachstum erfährt. Im Bereich der Solarthermie wird damit beschrieben, dass im System keine Flüssigkeitsumwälzung stattfindet. Dieser Sachverhalt tritt beispielsweise ein, wenn der Pufferspeicher seinen maximalen Ladezustand erreicht hat, also vom Solarkreis keine Wärme mehr abgenommen werden kann.

Bei ST-Anlagen tritt Stagnation ausschließlich im Sommer auf, wenn der Wärmebedarf des Gebäudes gering ausfällt. Sofern eine Anlage nach den anerkannten Regeln der Technik aufgebaut wurde, sind während Stagnationsphasen keine negativen Auswirkungen auf das System zu erwarten. Probleme können entstehen, wenn z. B. bestimmte Komponenten mit einer zu geringen Sicherheitsreserve ausgelegt wurden.

Auftreten und Auswirkungen

Während längerer Schönwetterperioden im Sommer wird der Speicher zunehmend erwärmt. Erreicht die Temperatur des Speichermediums einen bestimmten Grenzwert, z. B. 95 °C, wird die Solarkreispumpe abgeschaltet. Wird dem geladenen Pufferspeicher aufgrund ausbleibenden Wärmebedarfs keine Energie entnommen, kommt es zur Stagnation im Solarkreis; d. h., dass die Umwälzung der Solarflüssigkeit gestoppt wird (Regler schaltet Solarkreispumpe ab). Wenn aufgrund intensiver solarer Einstrahlung dann die Kollektortemperatur weiter ansteigt, kann es schließlich zum Verdampfen des Wärmeträgermediums kommen (Abbildung 4-19). Die maximale Stillstandstemperatur ergibt sich dabei aus den Kollektorkennwerten, der Umgebungstemperatur und der Einstrahlung und kann bis über 200 °C betragen.

Während Stagnationsphasen treten im Wesentlichen zwei Herausforderungen für eine ST-Anlage auf: Ein erhöhter Systemdruck sowie die thermische Belastung der Komponenten – auch des Wärmeträgermediums.

Wasser siedet unter Normalbedingungen bzw. Normaldruck (ca. 1 bar) bereits ab 100 °C. Bei einem Frostschutzmittel auf Basis von Propylenglykol beträgt der Siedepunkt über 150 °C. Da aber in Solarthermieanlagen ein erhöhter Betriebsdruck herrscht (vgl. Abschnitt 4.3.1), kommt es zu einer Erhöhung der Siedetemperaturen: Bei 2,5 bar siedet Wasser ab ca. 125 °C und das Wärmeträgermedium bei ca. 180 °C. Somit verdampft zunächst der Wasseranteil, anschließend das Solarfluid. Das vorzeitige Verdampfen des Wassers führt zu einer starken Volumenzunahme, wodurch ein Großteil des verbliebenen Flüssigkeitsvolumen aus den Kollektoren in die Vor- und Rücklaufleitungen verdrängt wird /UNIKA-01 08/. Im Idealfall wird die gesamte Rest-Flüssigkeit verdrängt (vgl. Abschnitt 4.1.4), so dass diese keinen hohen Temperatureinflüssen ausgesetzt ist. Treten jedoch Flüssigkeitssenkungen aufgrund der Bauweise der Kollektoren bzw. deren Verschaltung auf, kann nicht das gesamte Medium in die Vor- und Rücklaufleitungen verdrängt werden und ist somit weiterhin den thermischen Einwirkungen im Kollektor unterworfen.

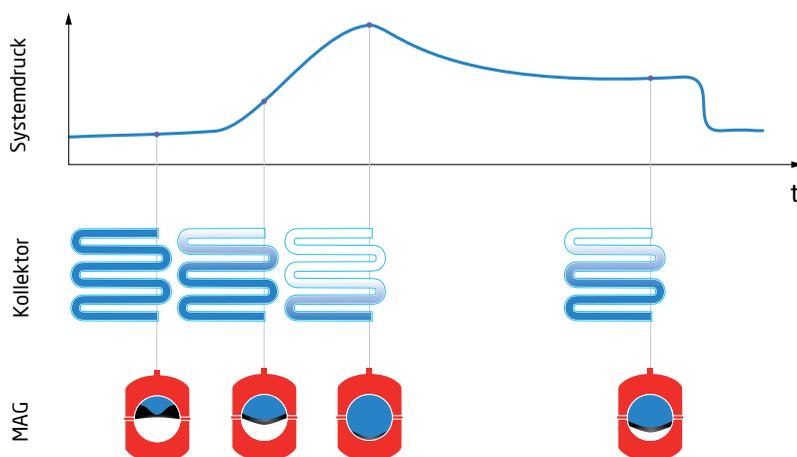


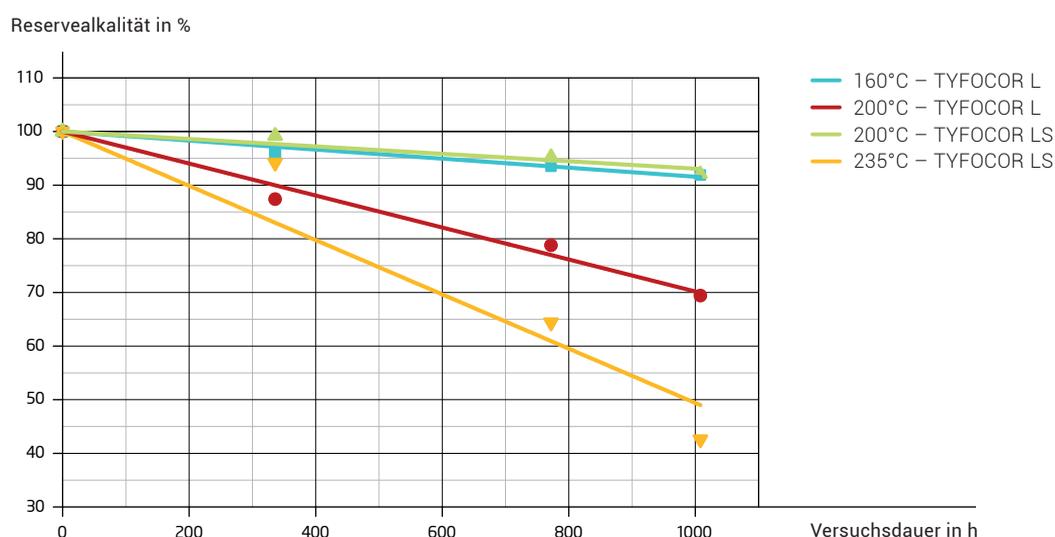
Abbildung 4-19
Dampfverteilung im
Kollektor sowie Füllgrad
des MAGs vor und
während Stagnation

Abbildung 4-19 zeigt, wie durch die Volumenausdehnung beim Verdampfen gleichzeitig auch der Systemdruck steigt. Das MAG muss aufgrund dieses Zusammenhangs mit entsprechenden Sicherheitsreserven ausgelegt werden. Die thermische Belastung der Solarflüssigkeit äußert sich in einer Veränderung der chemischen Zusammensetzung. Während Stagnationsphasen erfolgt eine Zersetzung des Propylenglykols aufgrund von Oxidation und thermischen Prozessen und infolgedessen entstehenden Säuren (u.a. Milchsäure, Essigsäure etc.). Diese wiederum senken den pH-Wert des Wärmeträgers und begünstigen dadurch die Korrosion der Anlagenkomponenten. Zwar besitzt das Fluid durch die Beimischung von alkalisierenden Bestandteilen (sog. Inhibitoren, vgl. auch Abschnitt 4.2.6) eine Reservealkalität, welche die Säuren neutralisiert und bei Auslieferung 100 Prozent beträgt. Allerdings kommt es im Laufe der Zeit auch zu einer natürlichen Reduktion dieses Wertes. Die Reservealkalität stellt somit einen guten Indikator für den verbleibenden Korrosionsschutz des Wärmeträgers dar. Ein Austausch des Wärmeträgers wird bei einer Reservealkalität kleiner 10 Prozent empfohlen.

Untersuchung des Alterungsverhaltens des Wärmeträgermediums

In /BMVIT-01 03/ wurde in praktischen Prüfverfahren das Alterungsverhalten von Solarflüssigkeiten untersucht. Dazu wurde ein Autoklaven-Versuch durchgeführt, bei dem das Wärmeträgermedium unter konstanten Temperatur- und Druckverhältnissen einer thermischen Dauerbelastung ausgesetzt wurde. In regelmäßigen Abständen wurden Proben des Wärmeträgermediums entnommen und dessen Zustand untersucht.

Abbildung 4-20 • Auswertung Autoklaven-Versuch für TYFOCOR L 43,3 Prozent und TYFOCOR LS



Der Messzeitraum betrug 1008 Stunden, wobei jeweils vier Proben entnommen wurden. Die zwei Medien wurden jeweils mit zwei verschiedenen Temperaturniveaus beaufschlagt. Wie zu erwarten, nimmt die Reservealkalität durch längere Belastung und höheren Temperaturen stärker ab (*Abbildung 4-20*). TYFOCOR LS ist generell für höhere Betriebstemperaturen ausgelegt und wurde deshalb in einer Messung auf 235°C erhitzt.

Über eine lineare Fortschreibung der Werte lässt sich abschätzen, nach welcher Zeitspanne die Reservealkalität auf 10 Prozent gesunken wäre – dem Wert, bei dem ein Wechsel des Mediums in der Solaranlage vorzunehmen ist:

- Tyfocor L bei 160 °C: ca. 484 Tage
- Tyfocor L bei 200 °C: ca. 129 Tage
- Tyfocor LS bei 200 °C: ca. 479 Tage
- Tyfocor LS bei 235 °C: ca. 69 Tage

Die Untersuchung der Auswirkung von Stagnationszuständen auf die Alterung des Wärmeträgermediums kann anhand eines „Worst-Case“-Szenarios geschehen. Dabei soll angenommen werden, dass sich eine exemplarische ST-Anlage pro Jahr 100 Stunden in Stagnation bei 235°C befindet und das Wärmeträgermedium TYFOCOR LS beinhaltet. Unter diesen Bedingungen wird die 10 Prozent-Grenze der Reservealkalität nach ca. 16,6 Jahren erreicht und liegt damit deutlich über dem Zeitraum von 12 Jahren nach dem die Solarflüssigkeit nach gängiger Praxis ohnehin ausgetauscht werden sollte.

Weitere Effekte, die in dem vereinfachten „Worst-Case“-Szenario vernachlässigt wurden, verlängern die Standzeit der Solarflüssigkeit zusätzlich: Zum einen liegen typische Stagnationsdauern deutlich unter 100 h/a. Zum anderen wird bei entsprechender Rohrführung das Entleerungsverhalten der Kollektoren positiv beeinflusst (*vgl. Abschnitt 4.1.4*). Dies bedeutet, dass im Falle einer Dampfbildung im Kollektor der weitaus größte Flüssigkeitsanteil aus dem Kollektorfeld verdrängt wird und keinem hohen Temperaturniveau ausgesetzt ist. Wird folglich angenommen, dass nur etwa 10 Prozent der Gesamt-Flüssigkeitsmenge des Systems in den Kollektoren verbleibt und hohen Temperaturen ausgesetzt ist, würde sich die Standzeit des Mediums auf 166 Jahre verzehnfachen.

Diese Rechnungen zeigen, dass die Alterung der Solarflüssigkeit durch Stagnation sehr langsam geschieht. Ein Wechsel der Flüssigkeit nach ca. 10-12 Jahren Betriebsdauer ist ein sinnvoller Richtwert, um die Funktionsfähigkeit der Anlage problemlos sicherzustellen. Im Zweifel kann durch Messung des pH-Wertes der aktuelle Zustand des Wärmeträgermediums überprüft werden.

4.3.5 • Aktiver Legionellenschutz

Legionellen sind Bakterien, die sich in Süßwasser bei Temperaturen bevorzugt zwischen 25 °C und 40 °C vermehren. Sie können bei Menschen eine Infektionskrankheit hervorrufen, die mit den Symptomen einer Lungenentzündung verbunden ist. Darüber hinaus sind weitere Symptome, bis hin zum Nierenversagen, möglich. Legionellen sind ein natürlicher Bestandteil von Süßwasser. Sie kommen in der Umwelt jedoch in so geringen Mengen vor, dass sie beim Menschen kein Gesundheitsrisiko darstellen.

Zur Erkrankung kommt es, wenn sie sich in erwärmtem Wasser intensiv vermehren und anschließend in Form von Tröpfchennebel in die Lunge gelangen. Um diese Gefahr zu vermeiden, ist in Trinkwasseranlagen in der Regel ein sogenannter Legionellenschutz integriert. Dabei wird die Temperatur des Wassers auf bis zu 70 °C erhöht, um die Keime abzutöten (die Mindesttemperatur beträgt 60 °C). Diese Funktion wird über eine ausreichende Zeit inkl. der Zirkulation aktiviert, um eine Durchwärmung des gesamten Warmwassersystems zu gewährleisten. Ein häufig gewähltes Intervall dieser Funktion ist einmal pro Woche (bei großen Warmwasseranlagen einmal täglich). Obwohl im DVGW-Arbeitsblatt W 551 (Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches) /DVGW-01 04/ technische Maßnahmen zur Verminderung des Legionellenwachstums erläutert werden, gibt es keine verbindliche Vorgabe für EWEH, sondern aus den Vorgaben größerer Anlagen abgeleitete Empfehlungen – die Legionellengefahr in EWEH ist aufgrund der relativ kurzen Leitungslängen, des geringen Warmwasservolumens sowie des hohen Wasserdurchsatzes deutlich gemindert. Dies verdeutlicht, dass in EWEH die Legionellenproblematik nicht überbewertet werden sollte. In Mehrfamilienhäusern kann sich die Situation aufgrund der längeren Leitungswege anders darstellen, weshalb dort strengere gesetzliche Regeln gelten.

Bei aktivierter Legionellenschutzfunktion werden täglich bzw. wöchentlich deutlich höhere, als für die reine Warmwasserbereitung notwendige Temperaturen durch das konventionelle Heizsystem bereitgestellt. Dies verursacht thermische Verluste, die z. B. durch eine sogenannte Frischwasserstation vermieden werden können, welche erst zum Zeitpunkt des Zapfvorgangs über einen Wärmetauscher das Warmwasser im Durchlauferhitzerprinzip bereitstellt. Hierdurch werden die Wasservolumina, welche mit Warmwasser beaufschlagt sind, noch einmal deutlich verringert und es kann auf den energetisch ineffizienten aktiven Legionellenschutz verzichtet werden.

4.3.6 • Wartung und Pflege der Anlage

Eine Solarthermieanlage kann rund 20 bis 25 Jahre effizient und sicher betrieben werden. Allerdings ist auch eine optimal dimensionierte und installierte Anlage einem gewissen Alterungsprozess unterworfen. Werden keine regelmäßigen Wartungen durchgeführt, sinkt der Wirkungsgrad im Laufe der Jahre. Die Klassifizierung der Arbeiten erfolgt in Abhängigkeit der Zeitintervalle, welche gemäß /BDH-01 11/ folgendermaßen definiert sind:

- Inspektion: Jährlicher Abgleich Ist- mit Soll-Zustand
- Wartung: Bedarfsabhängige Tätigkeiten zur Aufrechterhaltung des Soll-Zustands
- Instandsetzung: Bedarfsabhängige Tätigkeiten zur Wiederherstellung des Soll-Zustands

Inspektion

Die jährlich wiederkehrenden Arbeiten umfassen beispielsweise die Entlüftung, die Prüfung von Druck und Durchfluss sowie die Glykolmessung und Reglereinstellungen. Alle drei Jahre sollte zudem eine Sichtprüfung an den Kollektoren, Rohrleitungen im Außenbereich sowie an den zugehörigen Befestigungen durchgeführt werden.

Wartung

Dies kann das Nachfüllen bzw. Auswechseln des Wärmeträgers, das Nachfüllen von Stickstoff im MAG sowie das Reinigen der Kollektorabdeckung umfassen. Auch die Entkalkung von Bauteilen kann im Rahmen einer Anlagenwartung durchgeführt werden.

Instandsetzung

Die Instandsetzung bezieht sich in der Regel auf das Beheben eines Schadens – beispielsweise das Austauschen defekter Teile wie MAG oder Pumpen. Bei einer gut geplanten Anlage fällt die Notwendigkeit zur Instandhaltung gering aus.

4.3.7 • Reinigung des Kollektorfeldes

Die Kollektoren bilden die Empfangsfläche für die Solarstrahlung. Sind diese verschmutzt, so treten bereits zu Beginn der Umwandlungs- und Transportkette der Wärme hohe optische Verluste auf – die Effizienz des Gesamtsystems wird beeinträchtigt. Untersuchungen zum Verschmutzungsverhalten verschiedener Absorber-Abdeckungsmaterialien ergaben folgendes Ergebnis: Über längere Zeiträume verursachte die höhere Luftverschmutzung in städtischer Umgebung optische Beeinträchtigungen an den Gläsern. Sowohl die dauerhafte Degradation, wie auch die durch Putzen entfernbare Schmutzschicht, fielen dort höher aus, als auf dem Land. So verschlechterte sich der optische Wirkungsgrad einzelner Gläser in der Stadt nach 20 Jahren um bis zu 17 Prozent, wobei etwa die Hälfte hiervon durch Verschmutzungen hervorgerufen wurde. Der Großteil dieser Verschmutzungen ließ sich meist mit schwacher Seifenlauge oder bei hartnäckigem Schmutz mit Ethanol entfernen /BFE-01 08/. Es können somit folgende Schlüsse gezogen werden:

Wo ist eine Reinigung der Kollektoren sinnvoll?

Befindet sich eine Solarthermieanlage in der Stadt oder in der Nähe von Industrieanlagen, welche einen hohen Partikelaustritt aufweisen (auch Eisenbahnbetriebe zählen durch ihren Bremsabrieb dazu), kann davon ausgegangen werden, dass eine Säuberung den Kollektorwirkungsgrad steigert.

Wie sollte die Reinigung erfolgen?

Grundsätzlich sollten biologisch abbaubare Reinigungsmittel verwendet werden. Dazu zählen z.B. die bereits oben erwähnte Seifenlauge und auch Ethanol. Nach dem Auftragen und Einwirken kann der Schmutz in den meisten Fällen leicht entfernt werden. Ein Schaben oder Kratzen auf der Glasoberfläche ist zu vermeiden. Bei Flachkollektoren können Hilfsmittel zur Fensterreinigung hilfreich sein.

In welchem Intervall ist die Reinigung notwendig?

Da Verschmutzungen zum Teil durch starken Regen abgewaschen werden, ist eine häufige Reinigung nicht nötig. Als Richtwert wird ein Intervall von drei bis fünf Jahren erachtet. Ein guter Zeitpunkt für die Reinigung ist der Herbst, da dort und im Winter mit weniger biologischen Schwebstoffen (z.B. Blütenpollen) zu rechnen ist und somit die Wirkung länger anhält.

4.3.8 • Dokumentation

Es sollte seitens des Planers und des ausführenden Installationsunternehmens (sofern ohnehin nicht in Personalunion) sichergestellt werden, dass einschlägige Unterlagen zur Dokumentation der installierten Solarthermieanlage dem Eigentümer zur Verfügung gestellt werden und in der Firma zum schnellen Wiederauffinden archiviert werden.

Zu diesen zählen insbesondere:

- Hydraulikschema
- Abnahme-/Inbetriebnahmeprotokoll
- Protokoll der Einstellungen und Regelparameter
- Bedienungs- und Wartungshandbücher
- Wartungsprotokoll

Der Vorteil einer genauen Dokumentation zeigt sich bei Änderungen oder Wartungsarbeiten an einer Anlage. Beispielsweise lassen sich Art und Einbauort von Systembauteilen schnell identifizieren. Dies kann letztlich dazu beitragen, Kosten zu sparen.

Auf den nachfolgenden Seiten sind Beispiele für den vorbildlichen Aufbau eines Abnahme- und eines Wartungsprotokolls abgebildet.

Abbildung 4-21 • Abnahmeprotokoll (Quelle: VERBAND AUSTRIA SOLAR)

Abnahmeprotokoll	
<p>Anlagendaten</p> <p>Gesamtabsorberfläche: [m²] Normprüfung: Institut Prüfnummer Montageart: <input type="checkbox"/> Aufdach <input type="checkbox"/> Indach <input type="checkbox"/> Aufgeständert <input type="checkbox"/> Fassade <input type="checkbox"/> Sonstiges</p>	<p>Betreiber</p> <p>Name Straße PLZ/Ort Telefon</p>
<p>Kollektor Typ</p> <p>Prüfung auf Rahmen/Glas-Schäden und Dichtheit <input type="checkbox"/> Ja <input type="checkbox"/> Nein</p> <p>Warmwasserspeicher Typ</p> <p>Volumen [l] Korrosionsschutz <input type="checkbox"/> Ja <input type="checkbox"/> Nein Dämmung vollständig <input type="checkbox"/> Ja <input type="checkbox"/> Nein</p> <p>Pufferspeicher Typ</p> <p>Volumen [l] Dämmung vollständig <input type="checkbox"/> Ja <input type="checkbox"/> Nein Schwerkraftbremsen Thermosiphon <input type="checkbox"/> Ja <input type="checkbox"/> Nein</p> <p>Wärmeträger Typ</p> <p>Frostsicher bis [°C] ph-Wert [mol/l]</p> <p>Ausdehnungsgefäß Typ</p> <p>Volumen [l] Vordruck [bar]</p> <p>Wärmetauscher Typ</p> <p>Dämmung <input type="checkbox"/> Ja <input type="checkbox"/> Nein</p> <p>Kollektorkreispumpe Typ</p> <p>Umwälzpumpe läuft und wälzt um (Volumenmesser) <input type="checkbox"/> Ja <input type="checkbox"/> Nein Drehrichtung und Einbaulage OK <input type="checkbox"/> Ja <input type="checkbox"/> Nein Einstellung der Umwälzpumpe auf Stufe</p> <p>Isolierung der Rohrleitungen</p> <p>Material</p> <p>Isolierstärke [cm] Wärmedämmung vollständig <input type="checkbox"/> Ja <input type="checkbox"/> Nein Witterungsschutz der Leitungen im Freien <input type="checkbox"/> Ja <input type="checkbox"/> Nein Blitzschutz vorhanden <input type="checkbox"/> Ja <input type="checkbox"/> Nein</p> <p>Anmerkung</p> <p>..... </p>	<p>Regelung Typ</p> <p>Funktionskontrolle der Regelung, der Temperaturfühler und der Druckanzeige durchgeführt, Fühler richtig eingebaut <input type="checkbox"/> Ja <input type="checkbox"/> Nein Einstellungstabelle der Regelung ausgefüllt <input type="checkbox"/> Ja <input type="checkbox"/> Nein Kollektorkreisabschaltung bei [°C]</p> <p>Sicherheitseinrichtungen</p> <p>Ableitung Sicherheitsventil Vorhanden <input type="checkbox"/> Ja <input type="checkbox"/> Nein Ablassdruck [bar] Entlüfter erklärt <input type="checkbox"/> Ja <input type="checkbox"/> Nein Spüleinrichtung vorhanden <input type="checkbox"/> Ja <input type="checkbox"/> Nein Wartungsventil für AG vorhanden <input type="checkbox"/> Ja <input type="checkbox"/> Nein Rückschlagventil zu BW-Temperaturbegrenzung <input type="checkbox"/> Ja <input type="checkbox"/> Nein</p> <p>Inbetriebnahme</p> <p>Solarkreis gespült <input type="checkbox"/> Ja <input type="checkbox"/> Nein Solaranlage abgedrückt mit Leckkontrolle durchgeführt <input type="checkbox"/> Ja <input type="checkbox"/> Nein Solarkreis abgedrückt mit Pumpe, Speicherwärmetauscher und Kollektor entlüftet <input type="checkbox"/> Ja <input type="checkbox"/> Nein Anlagenfülldruck (kalt) überprüft und Druck eingestellt auf [bar] Automatische Entlüfter geschlossen <input type="checkbox"/> Ja <input type="checkbox"/> Nein</p> <p>Einweisung des Anlagenbetreibers</p> <p>Funktion der Anlage erklärt <input type="checkbox"/> Ja <input type="checkbox"/> Nein Bedienung der Regelung erklärt <input type="checkbox"/> Ja <input type="checkbox"/> Nein Funktion und Bedienung der Nachheizung erklärt <input type="checkbox"/> Ja <input type="checkbox"/> Nein Wartungsintervalle/Wartungsarbeiten Regelwerte für Ablesung und Anzeigen bei Betriebsstörungen <input type="checkbox"/> Ja <input type="checkbox"/> Nein Bedienung der Entlüfter <input type="checkbox"/> Ja <input type="checkbox"/> Nein Unterlagen und hydr. Schema übergeben <input type="checkbox"/> Ja <input type="checkbox"/> Nein</p> <p>Unterschrift des Betreibers</p> <p>Firmenmäßige Unterfertigung des Errichters</p> <p>Datum / / Überprüft von Unterschrift</p>

Abbildung 4-22 • Wartungsprotokoll (Quelle: VERBAND AUSTRIA SOLAR)

Wartungsprotokoll	
Anlagendaten Gesamtabsorberfläche: [m ²] Normprüfung: Institut Prüfnummer Anlagentyp: <input type="checkbox"/> Warmwasserbereitung <input type="checkbox"/> Zusatzheizung Montageart: <input type="checkbox"/> Aufdach <input type="checkbox"/> Indach <input type="checkbox"/> Aufgeständert <input type="checkbox"/> Fassade <input type="checkbox"/> Sonstiges	Betreiber Name Straße PLZ/Ort Telefon
Durchflussmenge Solarkreis [l/min] Anlagendruck Solarkreis [bar] Durchflussmenge Heizkreis [l/min] Anlagendruck Heizkreis [bar] Wärmeträger Frostsicherheit bis [°C]	Maximaltemperaturen Maximaltemperatur 1 [°C] Maximaltemperatur 2 [°C] Maximaltemperatur 3 [°C] (Speicher, Umwälzpumpe aus,...)
Ausdehnungsgefäß Solar Typ Größe [l] Vordruck [bar] Sicherheitsventil [bar] Platzierung im Rücklauf <input type="checkbox"/> Ja <input type="checkbox"/> Nein	Kontrollwerte Temperaturfühler Fühler 1 Kollektor [°C] Platzierung in Ordnung <input type="checkbox"/> Ja <input type="checkbox"/> Nein Fühler 2 [°C] Platzierung in Ordnung <input type="checkbox"/> Ja <input type="checkbox"/> Nein Fühler 3 [°C] Platzierung in Ordnung <input type="checkbox"/> Ja <input type="checkbox"/> Nein Fühler 4 [°C] Platzierung in Ordnung <input type="checkbox"/> Ja <input type="checkbox"/> Nein
Ausdehnungsgefäß Puffer Typ Größe [l] Vordruck [bar] Sicherheitsventil [bar] Platzierung im Rücklauf <input type="checkbox"/> Ja <input type="checkbox"/> Nein	Brauchwassermischer eingestellt auf [°C]
Warmwasserspeicher Typ Schutzanode überprüft <input type="checkbox"/> Ja <input type="checkbox"/> Nein	Allgemeiner Anlagenzustand Wartungsventil für Ausdehnungsgefäß vorhanden <input type="checkbox"/> Ja <input type="checkbox"/> Nein Rückschlagventil eingebaut und zu <input type="checkbox"/> Ja <input type="checkbox"/> Nein Entlüfter vorhanden <input type="checkbox"/> Ja <input type="checkbox"/> Nein Spüleinrichtung <input type="checkbox"/> Ja <input type="checkbox"/> Nein
Sichtprüfung der Kollektoren Beschlagsfrei <input type="checkbox"/> Ja <input type="checkbox"/> Nein Sauber <input type="checkbox"/> Ja <input type="checkbox"/> Nein Befestigung in Ordnung <input type="checkbox"/> Ja <input type="checkbox"/> Nein Wärmedämmung vollständig und unbeschädigt, Witterungsschutz im Freien <input type="checkbox"/> Ja <input type="checkbox"/> Nein	Witterung bei Probetrieb
Regelung Typ Umwälzpumpe Typ Einstellung auf Stufe Temperaturfühler Typ ** Bezeichnung 1: 2: 3: 4:	Service durchgeführt <input type="checkbox"/> Ja <input type="checkbox"/> Nein
Einstellungen Differenz: ΔT1 ΔT2 ΔT3	Anmerkungen:
** Bei Bedarf ergänzen	Firmenmäßige Unterfertigung des Errichters Datum .. / .. / .. Überprüft von Unterschrift

5 | Bilanzierung einer Anlage

5.1 • Energetische Bewertung

Um die technische Effizienz eines solarthermischen Systems zu beurteilen, werden zunächst bestimmte Messwerte benötigt. Anschließend müssen die gemessenen Werte im richtigen Kontext ausgewertet und interpretiert werden. Dabei spielt der Bilanzraum eine wichtige Rolle: Nur wenn eindeutig festgelegt ist, auf welche Größe die Messwerte bezogen werden, kann eine korrekte Aussage generiert werden. Gerade im Hinblick auf die Vergleichbarkeit verschiedener Anlagen ist die richtige Anwendung von Kenngrößen von Bedeutung. Aus diesem Grund werden nachfolgend grundlegende, energetische und spezielle solarthermische Kennwerte erläutert.

Primärenergie

Bezeichnet den energetischen Inhalt eines Energieträgers in seiner ursprünglichen Form. Dazu zählt beispielsweise die Strahlungsenergie der Sonne welche auf die Erdoberfläche trifft, oder die in natürlichen Ölvorkommen gebundene Energie.

Endenergie

Umgewandelte oder veredelte Energieform, welche aus der Primärenergie hervorgeht und dem Endverbraucher direkt zur Verfügung steht. Übertragungs- und Transportverluste sind bereits abgezogen. Strom und Benzin sind Beispiele für Endenergieträger.

Nutzenergie

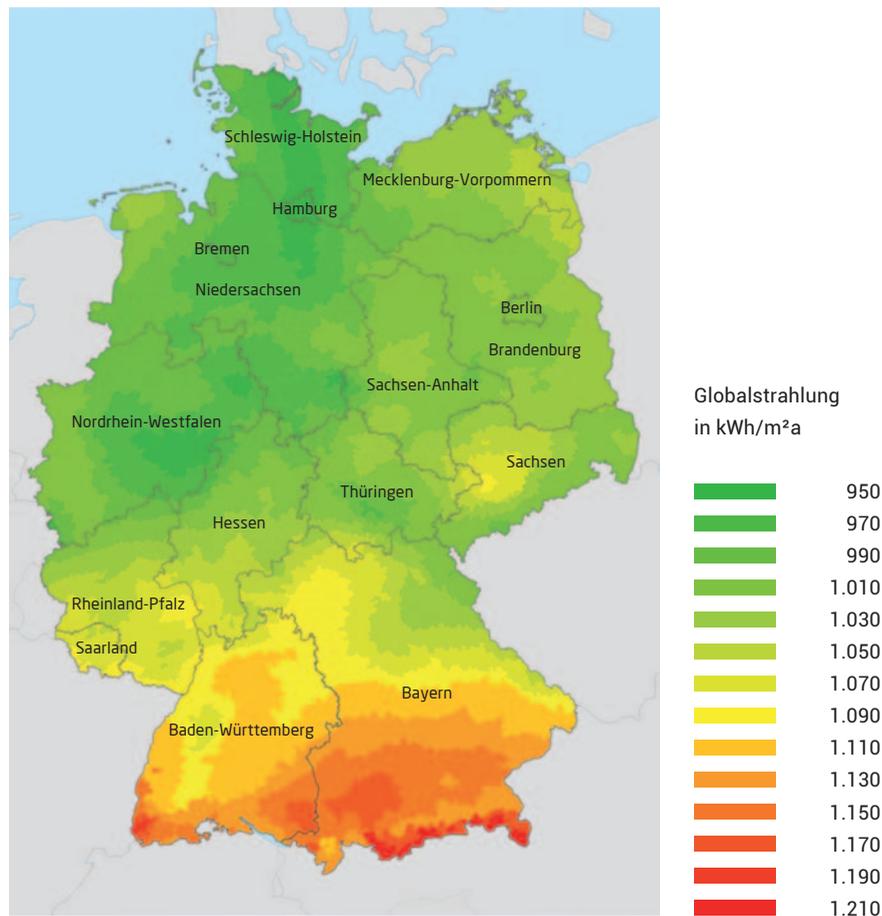
Wird Endenergie durch eine weitere Umwandlung dem Bestimmungszweck überführt, spricht man von Nutzenergie. So kann mit elektrischem Strom das Licht einer Lampe erzeugt werden oder durch eine benzinbetriebene Verbrennungskraftmaschine ein Fahrzeug in Bewegung gesetzt werden (kinetische Energie).

Bei Heizungssystemen wird die Endenergie in Form von Wärme zum Verbraucher (Zapfstelle, Heizkörper) transportiert. Dort steht die Nutzenergie dann als temperiertes Warmwasser oder als Raumwärme zur Verfügung.

5.1.1 • Klimatisch relevante Größen

Globalstrahlung in Deutschland

Abbildung 5-1 • Verteilung der mittleren Globalstrahlung in Deutschland nach /DWD-02 04/



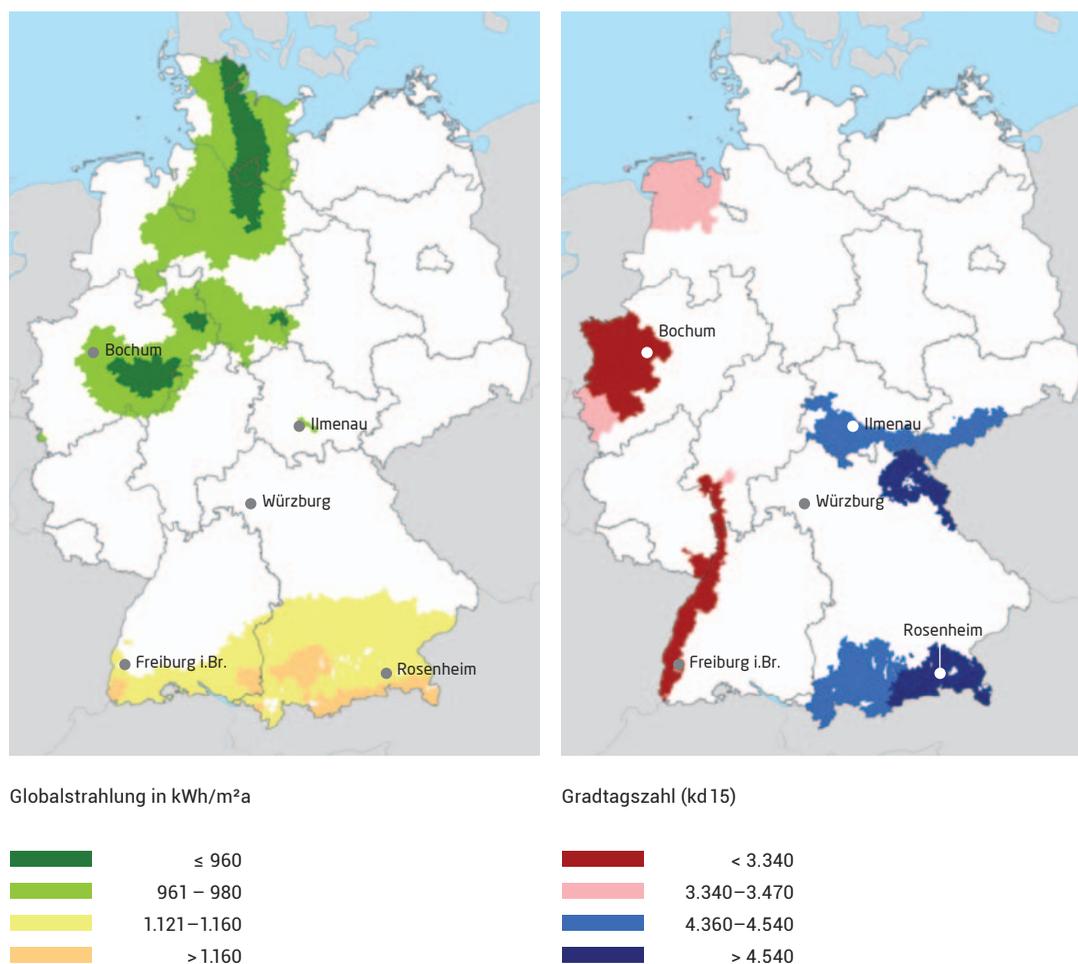
Die Menge an solarer Strahlungsenergie wird am Erdboden unter anderem durch Faktoren wie die geografische Lage, die Reinheit der Atmosphäre und dem Wetter bestimmt. Daher treten weltweit sehr verschiedene Einstrahlungswerte auf. Auch in Deutschland existieren Unterschiede: So ist tendenziell der Süden sonnenreicher, sowohl bezüglich der Sonnenscheindauer, als auch der Globalstrahlung (vgl. Abbildung 5-1). Trotz der Unterschiede kann nicht pauschal geurteilt werden, dass sich der Einsatz von solarthermischen Systemen nur im Süden von Deutschland lohnt, denn beispielsweise existieren auch in Ländern wie Dänemark und Schweden Solaranlagen zur Heizungsunterstützung und Brauchwassererwärmung, weshalb für das gesamte Bundesgebiet eine Eignung für die Solarwärme-Nutzung festgestellt werden kann.

Gradtagzahl

Die Gradtagzahl stellt ein Maß für den Wärmebedarf (Nutzenergie) eines Gebäudes dar. Die Gradtagzahl ist folgendermaßen definiert: Fällt die Tagesmitteltemperatur unter die Heizgrenztemperatur von 15°C, so entspricht dies je 1°C und Tag einem Grad-Tag (Einheit Kd). Beispielsweise werden an einem Tag 10 Kd erfasst, wenn die Tagesmitteltemperatur bei + 5°C liegt. Die Wärmesumme der Grad-Tage über ein Jahr entspricht dann der Gradtagzahl, die in Deutschland Werte etwa zwischen 3.260 und 4.640 Kd annimmt.

In untenstehender Abbildung sind Standorte dargestellt, die sich hinsichtlich der Parameter Globalstrahlung und Gradtagzahl jeweils im Randbereich der letzten 10 Prozent der betrachteten Größe befinden.

Abbildung 5-2 • Gebiete mit hoher bzw. niedriger Globalstrahlung sowie Gradtagzahl zur Definition der Referenz-Standorte



Bei Berücksichtigung der Überschneidung der jeweiligen „Randwerte“ von Globalstrahlung und Gradtagzahl können vier „Extremstandorte“ definiert werden, die auch in der entwickelten Methodik Eingang finden (vgl. Abschnitt 6.1):

- **Bochum** (niedrige Gradtagzahl; niedrige Einstrahlung)
- **Rosenheim** (hohe Gradtagzahl; hohe Einstrahlung)
- **Ilmenau** (hohe Gradtagzahl; niedrige Einstrahlung)
- **Freiburg im Breisgau** (niedrige Gradtagzahl, hohe Einstrahlung)

5.1.2 Ertragsdefinitionen

Kollektorsertrag und nutzbarer Kollektorsertrag

Der Kollektorsertrag steht für diejenige Energiemenge, welche einem Kollektor bei definierter Einstrahlung über einen Zeitraum entnommen werden kann. Dieser Wert umfasst noch keine Verluste der Rohrleitungen oder des Speichers. Zudem wird der Kollektor in einem Testverfahren mit einer künstlichen Wärmesenke kombiniert, weshalb sich der Kollektorsertrag lediglich zum Vergleich unterschiedlicher Kollektoren eignet. Es kann hieraus nicht auf den in der Praxis realisierbaren solaren Ertrag geschlossen werden, da dieser zusätzlich vom Wärmebedarfslastgang des Gebäudes abhängt. Eine typische Größenordnung für den spezifischen (flächenbezogenen) Kollektorsertrag liegt bei 400-600 kWh/m²a /SWW-03 11/.

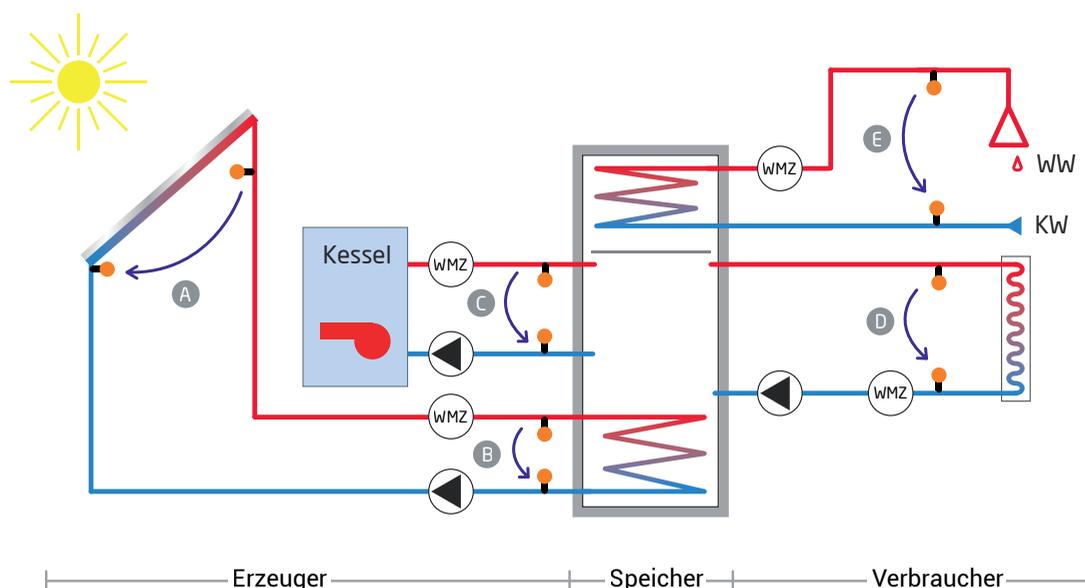
Der nutzbare Kollektorsertrag dagegen berücksichtigt neben den Verlusten der Solarleitungen und des Pufferspeichers auch den Wärmebedarfslastgang des jeweiligen Gebäudes und kann nur durch Messungen in der Praxis oder im Rahmen von detaillierten solarthermischen Simulationen ermittelt werden. Es zeigen sich daher auch deutliche Unterschiede zwischen reinen Warmwasseranlagen und Kombianlagen oder auch Kombianlagen mit unterschiedlicher Kollektorfläche (vgl. *Abbildung 6-18*). Warmwasseranlagen decken ausschließlich Anteile des Energiebedarfs zur Warmwasserbereitstellung. Dieser ist jahreszeitlich sehr homogen im Vergleich zum Raumwärmebedarf. Daher erreichen Warmwasseranlagen relativ hohe Deckungsraten (*siehe Abschnitt 3.1*) und somit höhere nutzbare Kollektorserträge. Kombianlagen werden so dimensioniert, dass sie in der Übergangszeit große und auch noch im Winter nennenswerte Anteile des Raumwärmebedarfs decken können. Im Sommer aber entstehen durch die große Kollektorfläche höhere Verluste aufgrund des geringen Wärmebedarfs (nur Warmwasser – kein Raumwärmebedarf). Übers Jahr gesehen sinkt daher mit steigender Kollektorfläche der nutzbare Kollektorsertrag, der alle Lastzeiten summiert betrachtet und diese in Relation zu Kollektorfläche setzt. Insgesamt kann bei guten Kombianlagen mit einem nutzbaren Kollektorsertrag von über 300 kWh/m²a gerechnet werden /SWW-03 11/ (vgl. auch *Abbildung 6-18*).

Der nutzbare Kollektorsertrag beinhaltet Systemverluste und liegt daher in der Regel deutlich unter dem Kollektorsertrag – beide Begriffe dürfen somit nicht verwechselt werden, da sie sich in ihrer Bezugsgröße unterscheiden.

Solarer Ertrag

Mit der Kenntnis des Kollektorertrags allein lässt sich noch keine Aussage über die in den Speicher eingebrachte Wärmemenge treffen (vgl. *Abbildung 5-3*). Thermische Verluste in den Rohrleitungen mindern den Kollektorertrag (A), so dass der solare Ertrag (B) geringer ausfällt. Die Messung des solaren Ertrags erfolgt direkt vor dem Speicher. Angegeben wird dieser Wert meist als absolute Größe in der Einheit kWh/a.

Abbildung 5-3 • Messung von umgesetzten Energiemengen über jeweils einen Wärmemengenzähler (WMZ) mit zwei Temperatursensoren: A= Kollektorertrag, B = Solarer Ertrag, C = konventionell erzeugte Wärme, D = Raumwärmebedarf, E = Warmwasserbedarf



Solarthermisch substituierter Endenergieverbrauch und solarer Deckungsgrad

Der solarthermisch substituierte Endenergieverbrauch beschreibt die absolute Einsparung konventionellen Brennstoffs, wenn eine konventionelle Heizungsanlage um eine Solarthermieanlage erweitert wird. Für den Anlagenbesitzer ist diese Größe am interessantesten, da sie die energetische und letztlich finanzielle Auswirkung der Solarthermieanlage aufzeigt. Allerdings ist eine direkte Messung nur mit erheblichem Aufwand möglich. Sofern sich am Gesamtwärmebedarf eines Gebäudes nach Einbau einer Solarthermieanlage keine Änderungen ergeben (z. B. verändertes Nutzungsverhalten oder Dämmmaßnahmen), erhält man gute Abschätzung bei einem Vergleich mehrerer Jahresenergieverbräuche vor dem Einbau der solarthermischen Anlagen im Vergleich zum Jahresenergieverbrauch nach dem Einbau. Hierfür sollten jedoch die Mittelwerte mehrerer Jahre verwendet werden, um klimatisch bedingte Schwankungen zwischen einzelnen Jahren auszugleichen. Wenn beispielsweise vor dem Einbau einer ST-Anlage 2.000 m³ Gas pro Jahr verbraucht wurden und dieser Wert mit Solarthermieanlage auf 1.500 m³ Gas sinkt, dann beträgt der solarthermisch substituierte Endenergieverbrauch mit 500 m³ Gas also ein Viertel des Gasverbrauchs vor Einbau der ST-Anlage.

Diese anteilige Endenergieeinsparung, welche den solarthermisch substituierten Endenergieverbrauch ins Verhältnis zum bisherigen, konventionellen Brennstoffbedarf vor Einbau einer ST-Anlage setzt, wird als solarer Deckungsgrad (Deckungsrate) f_{sav} bezeichnet. Er beträgt für dieses Beispiel 25 Prozent.

Schwieriger gestaltet sich die Berechnung, wenn keine historischen Werte vorliegen, oder sich der Wärmebedarf durch zusätzliche Maßnahmen verändert hat. Denn dann kann nur mithilfe von aufwendiger Messtechnik wie in Abbildung 5-3 oder Simulationsrechnungen die eingesparte Menge Brennstoff bestimmt werden.

Aus diesem Grund ist es auch den Herstellern oder Anlagenplanern nicht möglich, im Voraus einen konkreten Wert für den solarthermisch substituierten Endenergieverbrauch bzw. den solaren Deckungsgrad anzugeben, wenn weder die Verbrauchssituation noch die genauen Einstrahlungswerte am Anlagenstandort bekannt sind. Alle diesbezüglichen Angaben sind daher reine Anhaltswerte und können sowohl unter, als auch überschritten werden. Es soll hiermit explizit darauf hingewiesen werden, dass im Zweifel die Glaubwürdigkeit der Angabe einer solaren Deckungsrate genau zu prüfen ist und der ausgewiesene Wert zu hinterfragen ist.

Der Grund für die schwierige Berechnung des solarthermisch substituierten Endenergieverbrauchs bzw. der daraus abgeleiteten solaren Deckungsrate liegt im Wesentlichen an der Tatsache, dass nur mit detaillierten messtechnischen Untersuchungen herausgefunden werden kann, wie sich die thermischen Verluste des Speichers und der Rohrleitungen aufteilen. Genau wie der Wärmebedarf des Gebäudes wird auch ein Teil der thermischen Verluste solar gedeckt (vgl. Abbildung 5-4). Jedoch ist dieser Anteil nicht direkt bestimmbar, weil sich die Verluste im normalen Betrieb nur indirekt messen lassen. Außerdem schwankt dieser Anteil im Verlauf eines Jahres sehr stark und eine Bilanzierung über kumulierte Wärmemengen – so wie sie in Wärmemengenzählern geschieht – überdeckt jene Schwankungen /FFE-14 12/.

Je nach Hersteller und Anlagenstandort bewegt sich die solare Deckungsrate zwischen:

- 52 und 80 Prozent bei Warmwasser-Anlagen /SWW-03 11/
- 15 und 42 Prozent bei Kombi-Systemen /CORR-01 13/

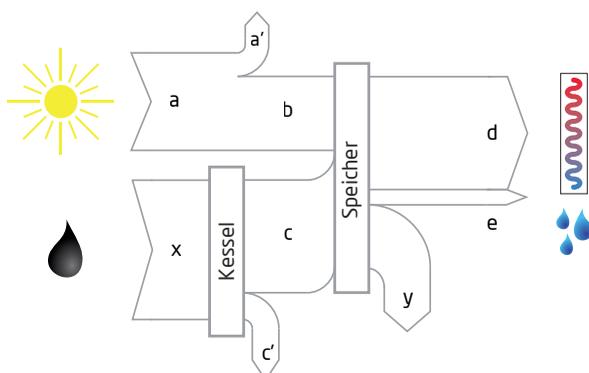


Abbildung 5-4

Energieflüsse in einer Solarthermieanlage (Schema):

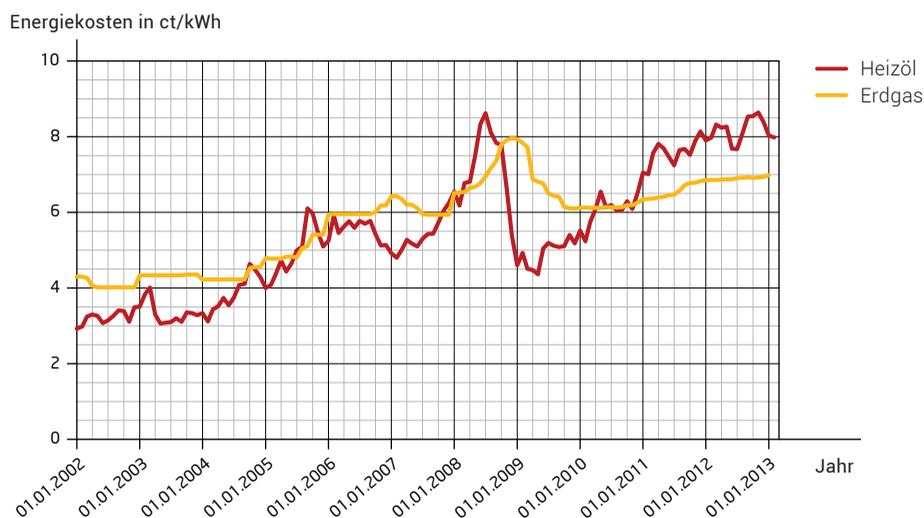
- a = Kollektorertrag, a' = Rohrleitungsverluste
- b = Solarer Ertrag
- c = Kessel-Nutzwärme, c' = Kesselverluste,
- d = Raumheizwärme
- e = Warmwasserbedarf
- y = Speicherverluste
- x = Brennwert des konventionellen Brennstoffs

5.2 • Wirtschaftliche Betrachtungen

5.2.1 • Diskussion der Energiepreisentwicklung

Eine Wirtschaftlichkeitsrechnung für Solarthermieranlagen basiert für gewöhnlich auf der vergleichenden Bewertung mit einem konventionellen Heizungssystem, da ein solches im Gebäudebestand mit Abstand die größte Verbreitung besitzt. Bei einer konventionellen Heizungsanlage sind die laufenden Kosten für den Brennstoff selbst am höchsten, weswegen die Wirtschaftlichkeit einer Solarthermieranlage direkt von der Energiepreisentwicklung konventioneller Energieträger abhängig ist.

Abbildung 5-5 • Preisentwicklung der Energieträger von Heizöl und Erdgas bezogen auf den Brennwert des Energieträgers



In der Vergangenheit gab es bereits zahlreiche Preisanstiege bei Öl und Gas, aber im letzten Jahrzehnt fielen diese besonders hoch aus. Ab etwa 1999 begann eine enorme Verteuerung, deren Ende bisher nicht abzusehen ist. Sowohl die weltweit gestiegene Energienachfrage, wie auch die am Markt knapper werdenden Ressourcen sind für diesen Anstieg verantwortlich. Im letzten Jahrzehnt betrug beispielsweise die mittlere Preissteigerung von Erdgas etwa fünf Prozent pro Jahr und die von Heizöl lag mit ca. acht Prozent pro Jahr noch erheblich darüber (vgl. *Abbildung 5-5*). Die Verteuerung fossiler Energieträger veranlasst inzwischen viele Menschen dazu, über ihren Energiebedarf nachzudenken und Alternativen zu suchen – neben der Bedarfsreduktion ist der Einsatz von erneuerbaren Energien eine von mehreren möglichen Lösungen.

5.2.2 • Wirtschaftlichkeit unterschiedlicher solarthermischer Anlagen

Wie bereits erwähnt, lassen sich Wirtschaftlichkeitsuntersuchungen einer Solarthermieranlage nur mithilfe eines Referenzsystems, z. B. einer Gas-Brennwerttherme, aufstellen. Ein solches Vorgehen wird als relative Wirtschaftlichkeitsbetrachtung bezeichnet. Der absolute Ansatz ist hierbei nicht möglich, weil ein Heizungssystem in jedem Fall einen Kostenaufwand verursacht und somit keinen Kapitalertrag generiert.

Im Vergleich mit einem konventionellen Heizungssystem ist die Anschaffung einer Solarthermieanlage mit deutlich höheren Kosten verbunden, da neben den Solarthermie-Komponenten ein gewöhnlicher Heizwärmeerzeuger als Reserve vorgehalten werden muss. Diese Mehrinvestition muss im Verlauf der Anlagenlebensdauer über den eingesparten Brennstoff erwirtschaftet werden. Aber da die zukünftige Preisentwicklung der Energierohstoffe nicht bekannt ist und nur anhand von Szenarien in einer gewissen Bandbreite abgeschätzt werden kann (vgl. Abschnitt 5.2.1), basiert somit auch die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung einer Solarthermieanlage auf variablen, zum Teil unbekanntem Faktoren.

Für die folgenden Berechnungen wurden vier Solarthermieanlagen unterschiedlicher Größe mit dem Referenzsystem – einer Gas-Brennwerttherme – verglichen. Da Gasheizungen den größten Anteil im Gebäudebestand ausmachen /IWU-01 10/ und Brennwertkessel den aktuellen Stand der Technik darstellen, wurde auf diesen Typ Bezug genommen. Des Weiteren wurde eine Reihe von zusätzlichen Parametern identifiziert, die sich auf die Anschaffungs- und Betriebskosten auswirken und hier schrittweise erläutert werden sollen:

- Um eine realistische Ausgangssituation abzubilden, wurden die Eigenschaften eines Einfamilienhauses mittleren Alters zugrunde gelegt⁵: Über die Wohnfläche von 109 m² und den spezifischen Wärmebedarf für Heizung und Warmwasser von 155 kWh/m²a ergibt sich ein Gesamtwärmebedarf von 16.895 kWh/a. Das Gebäude befindet sich am Standort Würzburg, an welchem etwa der Mittelwert der Einstrahlung in Deutschland auftritt.
- Dieses Gebäude soll nun mit einer Zentralheizung ausgestattet werden. In jedem Szenario wird ein konventioneller Heizwärmeerzeuger installiert. Einmal handelt es sich um eine Gas-Brennwerttherme mit einem Jahresnutzungsgrad von $g = 86,2$ Prozent /DBU-01 04/ und im anderen Fall um einen Öl-Niedertemperaturkessel, dessen Jahresnutzungsgrad mit $g = 80$ Prozent angesetzt wurde⁶.
- Beim zusätzlichen Einbau einer Solarthermieanlage ergeben sich die in Tabelle 5-1 und Tabelle 5-2 dargestellten Kostenaufwendungen, der jeweilige MAP-Fördersatz und der erreichbare solare Deckungsgrad.
- Die Investitionskosten wurden auf Grundlage einer Marktübersicht in /SWW-03 11/ (S. 66-82) und eigenen Recherchen in öffentlich zugänglichen Preisvergleichsportalen ermittelt.
- Es wurde außerdem davon ausgegangen, dass sich die Investitionskosten der Gastherme in Kombination mit einer Solarthermieanlage um pauschal 250 € reduzieren, weil bereits im Solarpaket ein Speicher enthalten ist und der Warmwasserspeicher der Therme somit entfallen kann.

⁵ Die Gebäudeeigenschaften stammen aus dem Regionenmodell der FfE /FFE-04 12/.

⁶ Aufgrund von deutlich voneinander abweichenden Angaben zu Jahresnutzungsgraden von Ölkesseln in der Literatur (ca. 75–85 Prozent) wurde ein mittlerer Wert von 80 Prozent zugrunde gelegt, der sich sehr gut mit praktischer Erfahrung der FfE deckt (vgl. auch /CORR-01 13/).

- Aktuelle Fördersätze des Marktanreizprogrammes werden vom Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) bekannt gegeben (*Stand Juni 2013*) und sind abhängig vom Anlagentyp und der Größe des Kollektorfeldes. Reine Warmwasseranlagen werden nicht mehr gefördert. Für Gebäude die nach dem 01.01.2009 errichtet wurden, wird ebenfalls keine Förderung gezahlt.
- Der Deckungsgrad wurde für das Referenzgebäude durch Simulationsrechnungen ermittelt und steht z.B. für die größte Kombianlage in guter Übereinstimmung mit Messergebnissen der Forschungsstelle für Energiewirtschaft /FFE-14 12/.

Tabelle 5-1 • Eigenschaften der ST-Anlagen

Anlagentyp	Kollektorfläche (brutto) in m ²	Investitionskosten inkl. Ölkessel in €	Investitionskosten inkl. Gastherme in €	Deckungsgrad Solarthermie in Prozent
Ohne ST	0	2.500	1.900	0
ST WW	5,15	4.840	4.240	10
ST klein	10,3	7.200	6.600	19
ST mittel	15,15	8.900	8.300	23
ST groß	20,6	10.500	9.900	27

Tabelle 5-2 • Installationskosten und Förderung

Anlagentyp	Kollektorfläche (brutto) in m ²	Investitionskosten (inkl. konv. Heizung) in €	MAP Förderung in €
Ohne ST	0	1.000	0
ST WW	5,15	2.500	0
ST klein	10,3	3.300	1.500
ST mittel	15,15	3.600	1.500
ST groß	20,6	4.000	1.854

- Neben den Investitions- und Installationskosten im ersten Betriebsjahr verursacht das exemplarisch untersuchte Heizungssystem laufende Kosten für den Verbrauch an Brennstoff und elektrischer Betriebsenergie sowie für Wartung. Um den unterschiedlichen Komplexitätsgraden der Anlagen Rechnung zu tragen, wurden die jährlich wiederkehrenden Wartungskosten mit ein Prozent der Investitionssumme veranschlagt und darüber hinaus eine jährliche Steigerung der Wartungskosten von zwei Prozent angesetzt. Der Strompreis steigt in dem Szenario mit fünf Prozent/a, was der durchschnittlichen Steigerung der letzten zehn Jahre entspricht. Anfängliche Betriebskosten für elektrische Energie betragen 20-40 €/a, je nach Anlagengröße. Für die Entwicklung der Öl- und Gaspreise wurde ebenfalls eine mittlere Steigerungsrate von fünf Prozent angesetzt, die etwa dem Verlauf der vergangenen zehn Jahre entspricht (*vgl. Abschnitt 5.2.1*). Aktuell vorliegende Energiepreise (*ebd.*) bilden die Basis der Berechnung.

- Für die Vergleichsrechnung wurde keine Verzinsung der Investitionssumme der Solarthermieanlage betrachtet, da die marktüblichen Zinsen für Kleinanleger durch die Inflation ohnehin vernachlässigbar gering ausfallen und im privaten Sektor üblicherweise nicht als Grundlage für Investitionsentscheidungen herangezogen werden.

Zusammenfassend werden die dargestellten Systemparameter zugrunde gelegt.

Tabelle 5-3 • Systemparameter für Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Parameter	Wert	Einheit
Wohnfläche	109	m ²
Gesamtwärmebedarf	16.895	kWh
Nutzungsgrad Gastherme	86,2	%
Nutzungsgrad Ölkessel	80	%
Energiepreissteigerung	5	%/a
Wartungskosten	1	%/a
Steigerung Wartungskosten	2	%/a

Abbildung 5-6 • Kumulierte Kosten der untersuchten Heizungssysteme mit Öl-Kesseln

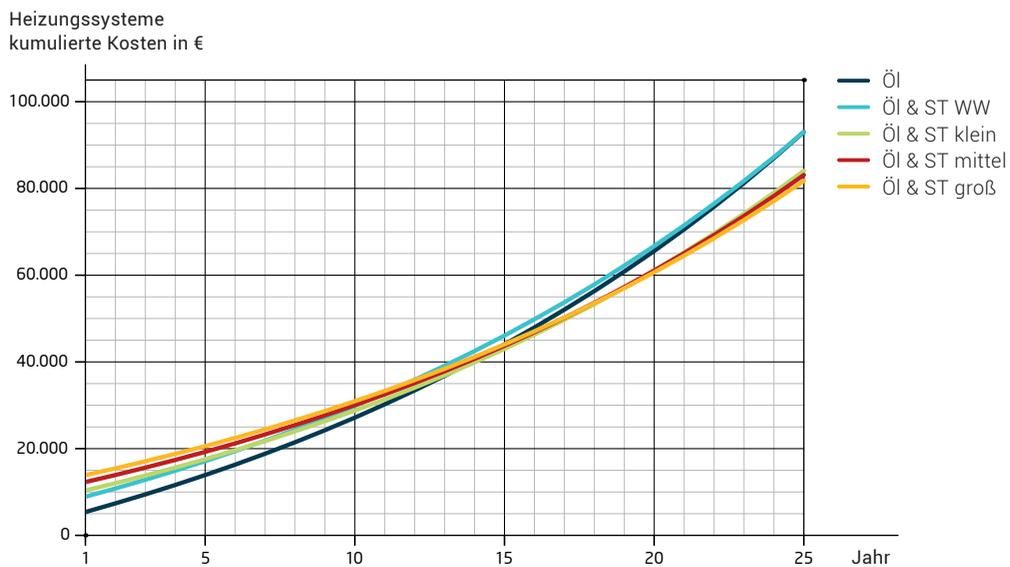
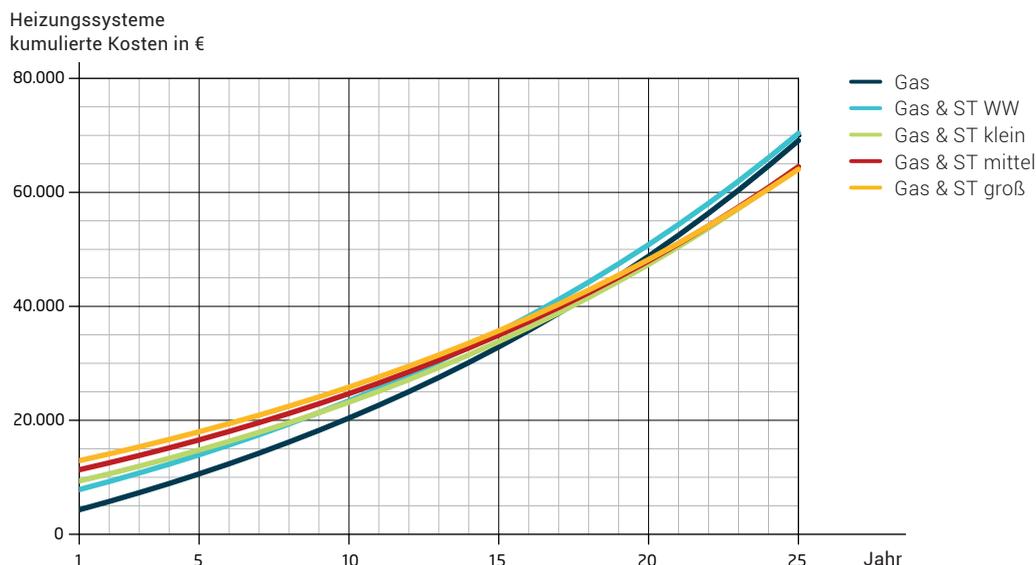


Abbildung 5-7 • Kumulierte Kosten der untersuchten Heizungssysteme mit Gas-Kesseln



Während der Anlagenlebensdauer von 25 Jahren ergeben sich die in Abbildung 5-6 und Abbildung 5-7 gezeigten kumulierte Kosten. Diese Darstellung besitzt allerdings hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit von Solarthermieanlagen nur eine beschränkte Aussagekraft. Nichtsdestotrotz wird jedoch die Tatsache offensichtlich, dass durch den Betrieb eines Heizungssystems generell erhebliche Kosten verursacht werden, über deren Höhe sich vermutlich nur wenige Menschen bewusst sind. Wird nun ein konventionelles System durch eine Solarthermieanlage erweitert, so entstehen zwar Mehrkosten für Anschaffung, Wartung und Betrieb, jedoch sorgt der eingesparte Brennstoff mittelfristig für einen reduzierten finanziellen Aufwand. Je nach Anlagengröße des solarthermischen Systems fallen sowohl die Investitionssumme, als auch die Einsparungen unterschiedlich hoch aus. Um diesen Zusammenhang genauer darzustellen, müssen die kumulierten Kosten im Vergleich zu einem Referenzsystem betrachtet werden. Als Referenzsystem wird das Heizsystem ohne solarthermische Anlage gewählt.

Die Investitionskosten von Heizsystemen mit Solarthermie lassen sich durch die reduzierten Energiekosten erst im Verlauf mehrerer Jahre erwirtschaften. Ferner kann festgestellt werden, dass kleine Warmwasseranlagen zwar geringere Investitionen verursachen als größere solarthermische Kombianlagen, jedoch verhältnismäßig niedrige energetische und finanzielle Einsparungen bewirken. Dies ist auch der Grund, weshalb solche Anlagen nicht mehr durch das Marktanreizprogramm des Bundes gefördert werden. Mit der ausbleibenden Förderung solcher Anlagen kommt es dann aus finanzieller Sicht zu keinen positiven Einsparungen mehr. Im Gegensatz dazu liegt die finanzielle Amortisationszeit für Kombianlagen mit etwa 13-19 Jahren darunter (vgl. Abbildungen 5-8 und 5-9 auf Seite 72). Bei den Kombianlagen zeigt sich zudem, dass die Gewinnschwelle früher eintritt, je geringer die Investitionskosten sind – also die Anlage kleiner ausgeführt wird. Allerdings verringert sich dieser Vorteil in den nachfolgenden Betriebsjahren kontinuierlich.

Abbildung 5-8 • Kumulierte Ersparnis von Solarthermieanlagen unterschiedlicher Größe im Vergleich mit dem Öl-Referenzsystem

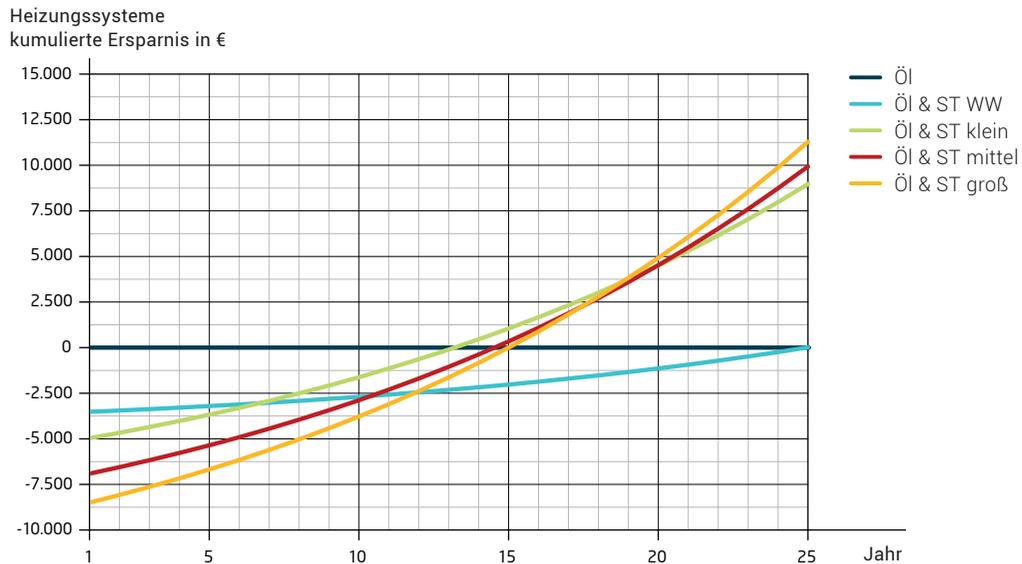


Abbildung 5-9 • Kumulierte Ersparnis von Solarthermieanlagen unterschiedlicher Größe im Vergleich mit dem Gas-Referenzsystem

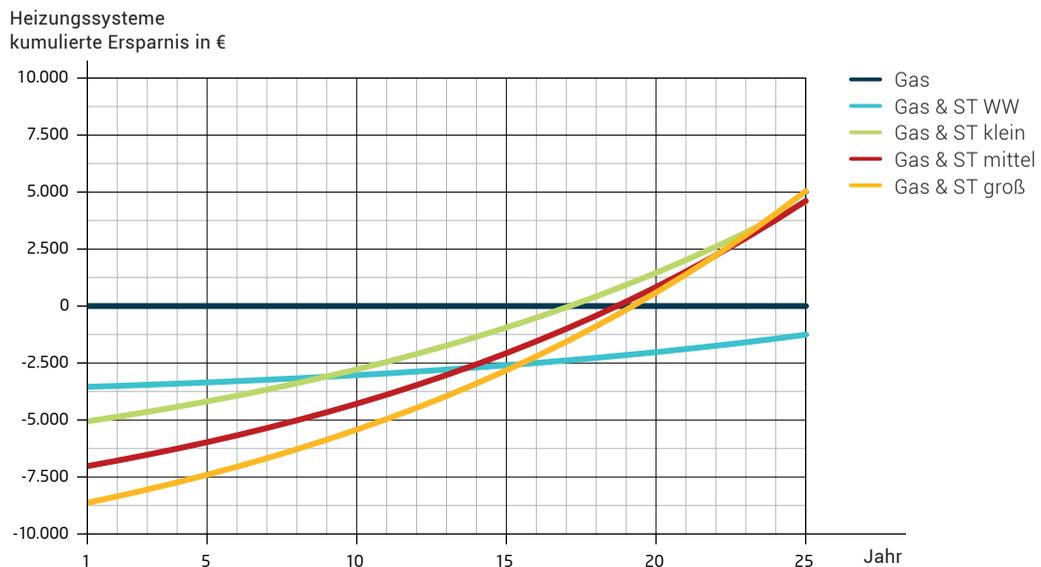
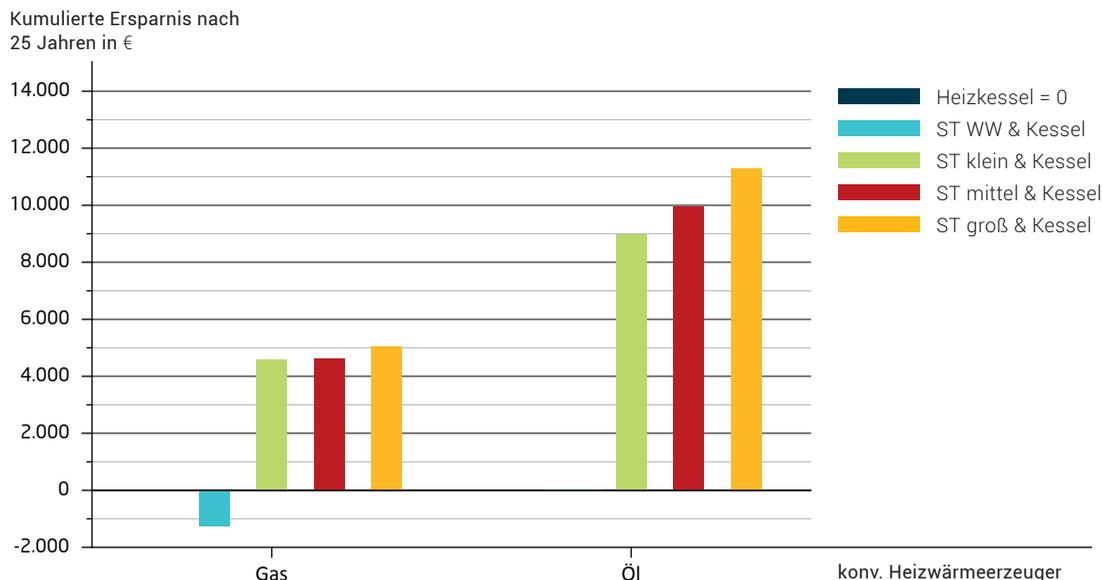


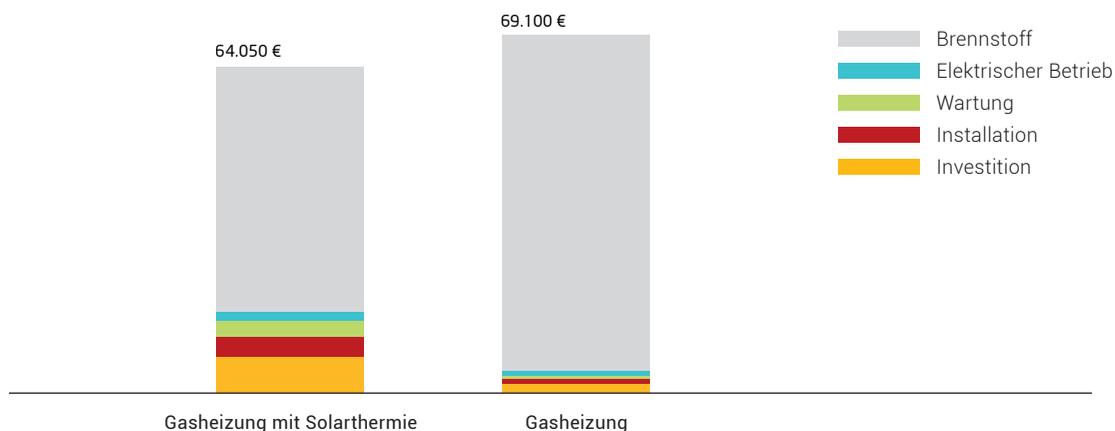
Abbildung 5-10 • Vergleich der kumulierten Kosten der exemplarisch untersuchten Heizungssysteme mit unterschiedlich großen ST-Anlagen und zwei verschiedenen Heizwärmeerzeugern (Öl-/Gas-Kessel)



Für die Installation großer solarthermischer Anlagen spricht die Tatsache, dass die absolute Energieeinsparung mit diesen, bezogen auf die gesamte Lebensdauer, am größten ausfällt.

Bei Einfamilienhäusern sind Brennstoffeinsparungen in Höhe von 30 Prozent mit vertretbarem Aufwand erreichbar. Kombianlagen stellen somit eine wirtschaftliche Art und Weise der Gebäudeheizung dar und tragen daher direkt zu einer verringerten Rohstoffabhängigkeit bei. Ihre Lebensdauer liegt typischerweise zwischen 20 bis 25 Jahren. Innerhalb dieser Zeitspanne wird nicht nur ein positiver Kapitalrückfluss erreicht (*Abbildung 5-11*), sondern auch eine erhebliche Menge CO₂ vermieden.

Abbildung 5-11 • Kostenvergleich zweier Gasheizungen ohne und mit großer Solarthermieanlage (20 m²). Dargestellt sind die kumulierten Kosten nach 25 Jahren Betriebsdauer



Da die exemplarische Betrachtung auf den zuvor gewählten Randbedingungen basiert, können sich die Ergebnisse im Einzelfall anders darstellen. Für ein durchschnittliches Gebäude werden Tendenzen ersichtlich, die sich durch die Variation des Heizwärmeerzeugers sowie der Kollektorfläche ergeben. Wie in Abschnitt 5.2.1 erörtert wurde, ist die zukünftige Entwicklung der Energiepreise nicht bekannt. Da sich dieser Parameter sehr sensitiv auf die Wirtschaftlichkeit einer ST-Anlage auswirkt, kann diesbezüglich ebenfalls keine allgemeingültige Aussage getroffen werden. Ein genereller Zusammenhang besteht zu alternativ angesetzten Energiepreisentwicklungen. Werden geringere Energiepreiserhöhungen angesetzt findet eine Amortisation später statt – bei höherer Steigerung entsprechend früher. Die kumulierte Ersparnis verhält sich entsprechend; niedrigere Energiepreiserhöhungsraten verringern, höhere vergrößern die kumulierte Ersparnis.

5.2.3 • Wirtschaftlichkeitsvergleich zwischen Photovoltaik und Solarthermie

Bei Investitionsentscheidungen im EWEH-Sektor kann sich die Frage stellen, ob die zur Verfügung stehende Dachfläche mit einem System zur Strom- oder Wärmeerzeugung belegt werden soll. Die Entscheidung wird oftmals auf Basis wirtschaftlicher Rahmenbedingungen getroffen. Sowohl PV-, wie auch ST-Anlagen werden aktuell über unterschiedliche Fördersysteme gefördert. Da diese finanzielle Unterstützung einen maßgeblichen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit einer Anlage ausübt, sollen beide Solarsysteme miteinander verglichen werden. Abweichend zur vorherigen Wirtschaftlichkeitsrechnung wird in diesem Abschnitt ein Betrachtungszeitraum von 20 Jahren gewählt, da die EEG-Förderung für PV-Anlagen über diesen Zeitraum gilt. Auf Basis energetischer Kennwerte werden nachfolgend Unterschiede in der Förderpolitik herausgearbeitet.

Photovoltaik

Im Juni 2013 erhielten Besitzer von kleinen PV-Anlagen eine Vergütung von 15,35 Cent für jede in das Netz eingespeiste kWh Strom. Es kann somit für einen Durchschnittshaushalt mit einer 5 kW_{peak} PV-Anlage über den Förderzeitraum von 20 Jahren mit einer Einspeisevergütung in Höhe von ca. 10.400 € gerechnet werden (unterstellt werden 900 Volllaststunden sowie ein 25 prozentiger Eigenverbrauchsanteil). Die Netto-Investitionskosten betragen hierbei etwa 8.300 € (BSW PV-Preisindex: 1.658 €/kW_{peak}). Neben der direkten EEG-Förderung existieren indirekte Förderungen über den vermiedenen Strombezug durch Eigenverbrauch des selbst erzeugten Stroms. Hierbei entgehen dem Fördermittelgeber sowie Gemeinden, Verteilnetzbetreiber und Energieerzeuger weitere Einnahmen durch Stromsteuer, Konzessionsabgabe, § 19- / KWK- / und EEG-Umlage, sowie Beiträge für Transport und Vertrieb. Im Gegensatz dazu müssen die Erlöse aus dem Stromverkauf versteuert werden, so dass sich auch ein Kapitalrückfluss an den Staat ergibt. In Summe ergibt sich eine effektive Förderung der Beispielanlage von 11.000 €.

Solarthermie

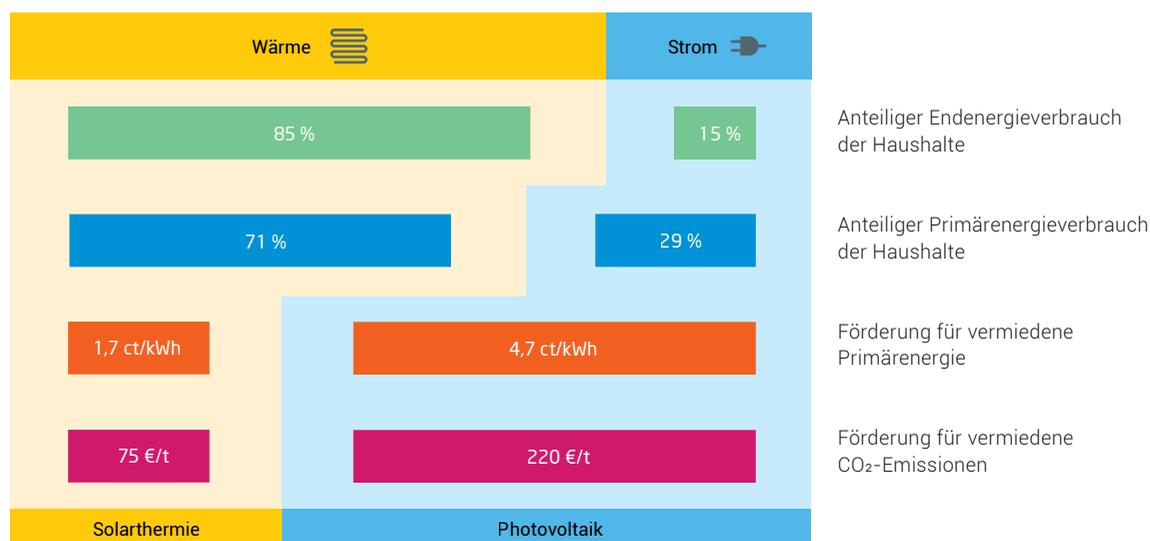
Bei Solarthermieanlagen berechnet sich die Förderung auf eine andere Art und Weise. Zunächst unterstützt das Marktanreizprogramm (MAP) die Errichtung von kleinen bis mittelgroßen ST-Anlagen mit einem pauschalen Betrag von 1.500 €. Da ST-Anlagenbesitzer, anders als PV-Anlagenbesitzer, keine (Klein-)Unternehmer sind, können sie die Mehrwertsteuer auf den Kaufpreis des Systems nicht steuerlich geltend machen. Auf einen Kaufpreis von beispielsweise 8.100 € entfallen 1.539 €

auf die Mehrwertsteuer, so dass der Staat im Gegenzug zur MAP-Förderung ähnlich große Mehrwertsteurrückflüsse verbuchen kann. Eine zusätzliche, indirekte Förderung erfolgt über den vermiedenen Brennstoffbezug. Für das konventionelle Heizungssystem muss weniger Energie eingekauft werden, weshalb ST-Anlagenbesitzer weniger Gassteuer, Konzessionsabgaben und Mehrwertsteuer entrichten müssen. Ein wiederum durchschnittlicher Haushalt mit Gasheizung und ST-Anlage erhält hierdurch im Vergleichszeitraum von 20 Jahren eine effektive Förderung von 1.600 €.

Vergleich aus Fördermittel-Geber-Sicht

Neben den absoluten Förderbeträgen muss berücksichtigt werden, dass Strom eine höhere Wertigkeit besitzt, als es bei Wärme der Fall ist. Durch die Gewichtung mit dem sogenannten Primärenergiefaktor lässt sich die Primärenergie-Menge (z.B. Gas, Öl oder Kohle) ermitteln, welche durch die regenerativ gewonnene Energie eingespart wurde. Nach der Energieeinsparverordnung beträgt dieser Faktor für Wärme 1,1 und für Strom 2,6. Selbst nach dieser primärenergetischen Bewertung bleibt das Ungleichgewicht der Förderbedingungen bestehen: Jede durch ST substituierte Primärenergieeinheit wird mit weniger als einem Drittel der Summe bezuschusst, die PV-Anlagen erhalten (vgl. Abbildung 5-12).

Abbildung 5-12 • Vergleich der Förderung im Wärme- und Stromsektor, Stand Juni 2013



Für PV-Strom ergibt sich eine Förderung vermiedener fossiler Primärenergie von 4,7 ct/kWh, für ST-Wärme sind es 1,7 ct/kWh. In ähnlicher Relation stehen die Zuschüsse pro vermiedener CO₂-Emissionen über einen Zeitraum von 20 Jahren: 220 €/t für PV-Systeme (bei 560 g CO₂/kWh für den dt. Strommix) und 75 €/t für ST-Anlagen (bei 244 g CO₂/kWh für Erdgas).

Vergleich aus betriebswirtschaftlicher Sicht

Betrachtet man den Vergleich aus Sicht des Investors – im vorliegenden Fall also dem Hausbesitzer – stellt sich ein noch erhebliches Ungleichgewicht dar. Die Grundlagen für die Berechnung sind in Tabelle 5-4 dargestellt. Für einen vereinfachten Vergleich wurden keine Kapitalkosten berücksichtigt – Kosten, Preise und Förderung für die Solarthermie sind inkl. MwSt., für die Photovoltaik exkl. USt.

Tabelle 5-4 • Vergleich Photovoltaik und Solarthermie aus betriebswirtschaftlicher Sicht, Stand Juni 2013

Parameter	Solarthermie	Photovoltaik
Beispielanlage	12,5 m ² Kollektorfläche	5 kW _{peak}
Kollektorertrag / Modulertrag	550 - 650 kWh/m ² a	140 - 160 kWh/m ² a
Nutzbarer Ertrag	250 - 350 kWh/m ² a	135 - 155 kWh/m ² a
Kosten 2001	700 - 800 €/m ²	6.500 €/kW _{peak}
Kosten Juni 2013	600 - 700 €/m ²	1.660 €/kW _{peak}
Förderung 2001	87 - 128 €/m ² $\hat{=}$ 1,4 - 2 ct/kWh	50,62 ct/kWh
Förderung Juni 2013	120 €/m ² $\hat{=}$ 2 ct/kWh	15,35 ct/kWh
Effektive Kosten 2001*	10 - 12 ct/kWh	-14,9 ct/kWh
Effektive Kosten Juni 2013*	8,5 - 14 ct/kWh	-5,1 bis -6,4 ct/kWh

Alle Kosten, Preise und Förderung für ST inkl. MWSt. für PV ohne USt.

* Ohne Kapitalkosten

Während sich die effektiven Wärmegestehungs-Kosten aus Solarthermieanlagen im Bereich zwischen 8,5 und 14 ct/kWh bewegen (zum Vergleich: Die Wärmegestehungskosten aus Heizöl liegen Mitte 2013 bei rund 10 ct/kWh), konnte ein Photovoltaik-Anlagen-Betreiber durch die Einspeisevergütung des EEGs im Jahr 2001 einen Gewinn von etwa 15 Cent pro kWh erzeugter Strommenge verbuchen. Diese Situation hat sich bis Juni 2013 zwar deutlich abgeschwächt – dennoch kann ein effektives Plus von 5 bis 6,4 Cent erwirtschaftet werden.

Bewertung der Konkurrenzsituation

Ohne Berücksichtigung der Einspeisevergütung in obigem Beispiel betragen die Stromgestehungskosten aus Photovoltaik für diese vereinfachte Wirtschaftlichkeitsrechnung 10,25 bis 8,95 ct/kWh. Damit liegen sie noch deutlich unter den üblichen Strombezugspreisen für Endverbraucher Mitte 2013. Ein solches Preisniveau konnte die Photovoltaik unter anderem dadurch erreichen, dass die gezielte Förderung dieser Technologie als Anschubfinanzierung diente, um anschließend durch steigende Stückzahlen und damit sinkenden Preisen für den Massenmarkt attraktiv zu werden. Vergleichbare Zubauraten wie Photovoltaik hat die Solarthermie bisher nicht erreicht. Die derzeit geltenden Förderinstrumente für die beiden solaren Energieerzeugungssysteme präferieren die Photovoltaik deutlich vor der Solarthermie. Obwohl die Förderung für die Photovoltaik im letzten Jahrzehnt deutlich zurückgegangen ist, bleibt ein signifikantes Ungleichgewicht bestehen. Aus rein betriebswirtschaftlichen Gesichtspunkten ist somit die Photovoltaik deutlich im Vorteil. Die Solarthermie amortisiert sich unter den gegebenen Rahmenbedingungen nur unter der Annahme steigender Energiepreise, die mit fünf Prozent im langjährigen Mittel, basierend auf einer historischen Analyse, als belastbar bezeichnet werden können. Insgesamt begründet das Ergebnis dieser vergleichenden Analyse die sehr unterschiedlichen Entwicklungen der letzten Jahre zu höheren, regenerativen Anteilen im Stromsektor bzw. Wärmesektor (vgl. Abschnitt 2.1).

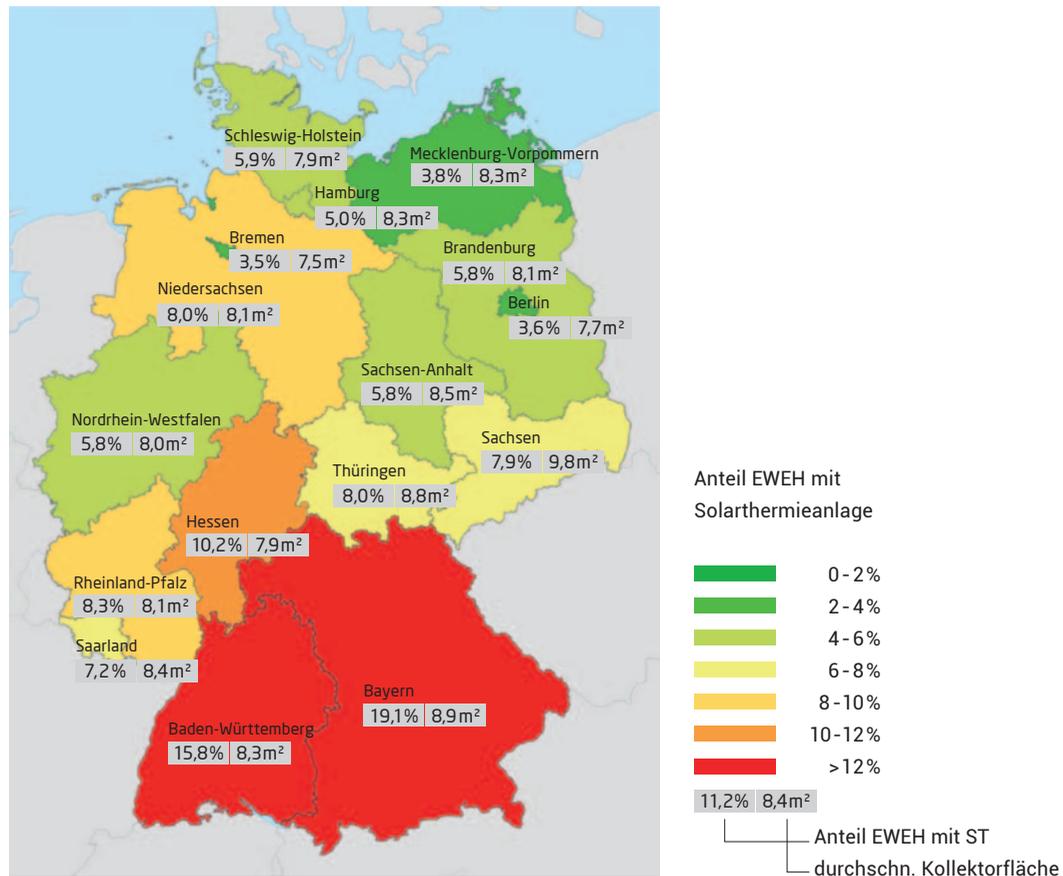
6 | Technische Potenziale

Im diesem Kapitel werden die technischen Potenziale einer Nutzung solarthermischer Wärmebereitstellung für Gebäude mit einer Wohneinheit betrachtet. Die Ergebnisse stammen, ebenso wie die zugrundeliegende Methodik, aus der Dissertationsschrift „Regional differenzierte Potenziale für Gebäude mit einer Wohneinheit“ /CORR-01 13/.

Mit 80,5 Prozent stellen Gebäude mit einer Wohneinheit – sogenannte Ein-Wohneinheiten-Häuser (kurz EWEH) – den größten Anteil der in Deutschland vertretenen Gebäudetypen. Unter EWEH subsummiert sind Einfamilienhäuser, Doppelhaushälften und Reihenhäuser. Insbesondere für diesen Gebäudetyp zeigt sich ein großes solarthermisches Potenzial, welches aufgrund fehlenden Bewusstseins der Hauseigentümer, den unausgewogenen förderpolitischen Rahmenbedingungen – mit klar betriebswirtschaftlich Vorteilen für eine Photovoltaik-Anlage (vgl. *Tabelle 5-4*) – nicht gehoben wird.

Für diesen definierten Untersuchungsrahmen wurden in /CORR-01 13/ umfassende Analysen durchgeführt, um letztlich Aussagen zum technisch umsetzbaren solarthermischen Potenzial zu treffen. Die Besonderheiten der Analysen sind ihre hohe räumliche Auflösung sowie ihr hoher Detaillierungsgrad der zugrunde gelegten Daten von Gebäudetypen und Solarthermieanlagen. Der gewählte Bottom-Up-Ansatz berücksichtigt zudem den Energiebedarf der Gebäude für Raumwärme und Warmwasserbereitstellung. Alle Daten liegen hierbei hoch regional differenziert bis auf Gemeindeebene und disaggregiert für Gebäudetypen und -alter vor, wodurch bei Verfügbarkeit detaillierterer Teildaten oder Aktualisierung der statistischen Eingangsdaten eine Fortschreibung der Ergebnisse gewährleistet wird. Im Endergebnis ergeben sich räumlich hoch disaggregierte Ergebnisse zum solarthermisch-technischen Potenzial.

Abbildung 6-1 • Durchdringungsgrad von solarthermischen Anlagen im EWEH sowie durchschnittliche Kollektorfeldgröße im Jahr 2012



In Deutschland ist die Nutzung solarthermischer Wärme sehr unterschiedlich verteilt, wie zeigt. So ist in den südlichen Bundesländern der Anteil von EWEHs mit einer ST-Anlage mit 15,8-19,1 Prozent deutlich höher als beispielsweise in Mecklenburg-Vorpommern (3,8 Prozent) oder Schleswig-Holstein (5,9 Prozent). Dieses Nord-Süd-Gefälle befindet sich in grundsätzlicher Korrelation zu den unterschiedlichen Einstrahlungsverhältnissen (vgl. *Abbildung 5-1*), wobei jedoch allein über die solare Einstrahlung noch keine generelle Aussage über die Effizienz einer ST-Anlage getroffen werden kann. Vielmehr muss eine Vielzahl an Faktoren berücksichtigt werden. Für die Potenzialbestimmung wurden alle wichtigen Einflussparameter – differenziert für alle Gemeinden in Deutschland – in die Berechnungen miteinbezogen:

- Altersstruktur des Gebäudebestands
- Anzahl der Wohneinheiten und Wohnflächen differenziert nach Gebäudetyp
- Kesseltyp, Energieträger und Art der Raumheizeinrichtungen
- Nutzbare Dachflächen für solare Anwendungen inkl. Orientierung und Neigung
- Lage der Gebäude zueinander und daraus folgend mögliche Verschattung
- Raumwärme- und Warmwasserbedarf bzw. -verbrauch in Abhängigkeit der standortspezifischen Gradtagzahl

Auf dieser Basis wurden im Rahmen von solarthermischen Simulationen für drei Solarthermie-Szenarien folgende Ergebnisse ermittelt:

- Solar substituierbarer Endenergieverbrauch in kWh/m²a (Flächenbezug: Wohnfläche)
- Fossiler Rest-Endenergieverbrauch in kWh/m²a (Flächenbezug: Wohnfläche)
- Nutzbarer Kollektorsertrag in kWh/m²a (Flächenbezug: Kollektorfläche)
- Solarthermisch substituierbarer Endenergieanteil in Prozent

Hierbei können Aussagen sowohl auf Gemeindeebene oder auch abweichenden Aggregationsebenen wie Länderebene, Landkreisebene oder für bestimmte Baualtersklassen oder Gebäudetypen getroffen werden.

6.1 Methodik

Die für die Potenzialermittlung zugrunde liegende Methodik wird im Folgenden zusammenfassend mit Erläuterung der grundlegenden Schritte dargestellt. Für eine detaillierte Darstellung der Methodenentwicklung wird auf /CORR-01 13/ verwiesen. Alle im Abschnitt 6.1 dargestellten Tabellen und Abbildungen stammen ebenfalls aus /CORR-01 13/; auf einen wiederholten Quellenverweis wird daher verzichtet.

Das Gesamtmodell besteht aus zwei Teilmodellen – dem Gebäudemodell und dem Energie- und Solarthermiemodell (EST-Modell). Das Gebäudemodell beschreibt die regional differenzierte Struktur und Verteilung der Gebäude mit Informationen zum Baualter, Gebäudetyp, Siedlungstyp, Wohnflächen sowie Gebäudestell- und Dachflächen. Das EST-Modell liefert eine energetische Beschreibung der Gebäude inkl. der solarthermisch substituierbaren Anteile, die im Rahmen einer Vielzahl an Einzelsimulationen mit Hilfe eines kommerziellen Simulationsprogramms (Polysun) berechnet wurden. Die Beschreibung der Gebäude findet auf Nutzenergieebene statt, da nur so eine Kontinuität der thermischen Eigenschaften des Gebäudes bei Veränderung des Heizsystems gewährleistet ist.

6.1.1 Gebäudemodell

Auf Basis verschiedener Eingangsstatistiken mit unterschiedlichen Aggregationsebenen und regionalen Detailuntersuchungen wurde ein georeferenzierendes Gebäudemodell entwickelt. Alle relevanten Eigenschaften von Gebäuden sind detailliert und nach unterschiedlichen Kriterien differenziert im Gebäudemodell hinterlegt.

Alle Gebäude sind zum einen in zehn Baualtersklassen aufgeschlüsselt – die Definition der Baualtersklassen findet in Tabelle 6-1 statt.

Tabelle 6-1 • Definierte Baualtersklassen im Gebäudemodell

Baualtersklasse	
1	vor 1900
2	1900 - 1945
3	1946 - 1960
4	1961 - 1970
5	1971 - 1980
6	1981 - 1985
7	1986 - 1995
8	1996 - 2000
9	2001 - 2005
10	2006 - 2010

Tabelle 6-2 • Definierte Gebäudetypen im Gebäudemodell

Gebäudetypen	
A	EFH
B	DHH
C	RH
D	ZFH
E	MFH (3-6 WE)
F	MFH (7-12 WE)
G	MFH (> 12 WE)

Zudem wird im Modell zwischen sieben Gebäudetypen unterschieden, die in Tabelle 6-2 dargestellt sind. Diese Differenzierung ist erforderlich, da die anschließende Potenzialermittlung ausschließlich für Gebäude mit einer Wohneinheit durchgeführt wird.

Eine weitere Differenzierung des Gebäudebestands findet hinsichtlich Siedlungstypen und Stadtkategorien der Siedlungsstrukturen statt. Hierdurch sind Aussagen zur Teilverschattung von Dachflächen durch Nachbargebäude und somit resultierende geringere Anteile für eine Nutzung für solare Anwendungen möglich. Die neun unterschiedlichen Siedlungstypen sind in Tabelle 6-3 dargestellt.

Tabelle 6-3 • Siedlungstypen im Gebäudemodell

9 Siedlungstypen	
1	Streusiedlung
2	EFH-Siedlung
3	Dorfkern
4	RH-Siedlung
5	Zeilenbebauung, 3- bis 5-geschossig
6	Hochhäuser und große Zeilenbauten
7	Städtische Blockrandbebauung
8	City-Bebauung hoher Dichte
9	Historische Altstadt

Eine weitere wichtige Größe für die im EST-Modell den Gebäuden zugewiesenen Werte für Raumwärme- und Warmwasserbedarf und somit die solarthermisch substituierbaren Anteile sind die zugrundeliegenden Wohnflächen der Gebäude. Hier werden jedem Gebäude, differenziert nach Baualtersklasse, Gebäudetyp, Siedlungstyp und Gemeinde, Anteile der bekannten Gesamt-Wohnfläche der Gemeinde zugeordnet.

Auf Basis unterschiedlicher Eingangsdaten und Detailuntersuchungen werden zudem Stockwerkszahl, Brutto- und Netto-Stellfläche sowie -Grundfläche der Gebäude und daraus abgeleitet, für solare Anwendungen geeignete Dachflächen ermittelt.

Im Ergebnis stellt das Gebäudemodell für alle deutschen Gemeinden – als kleinste Aggregations-ebene – für 2,72 Mio. Gebäude (davon 16,7 Mio. Gebäude mit einer Wohneinheit) alle relevanten Informationen zum Gebäudebestand bereit:

- 10 Baualtersklassen
- 7 Gebäudetypen
- 9 Siedlungstypen
- Wohnflächen
- Stell- und Dachflächen

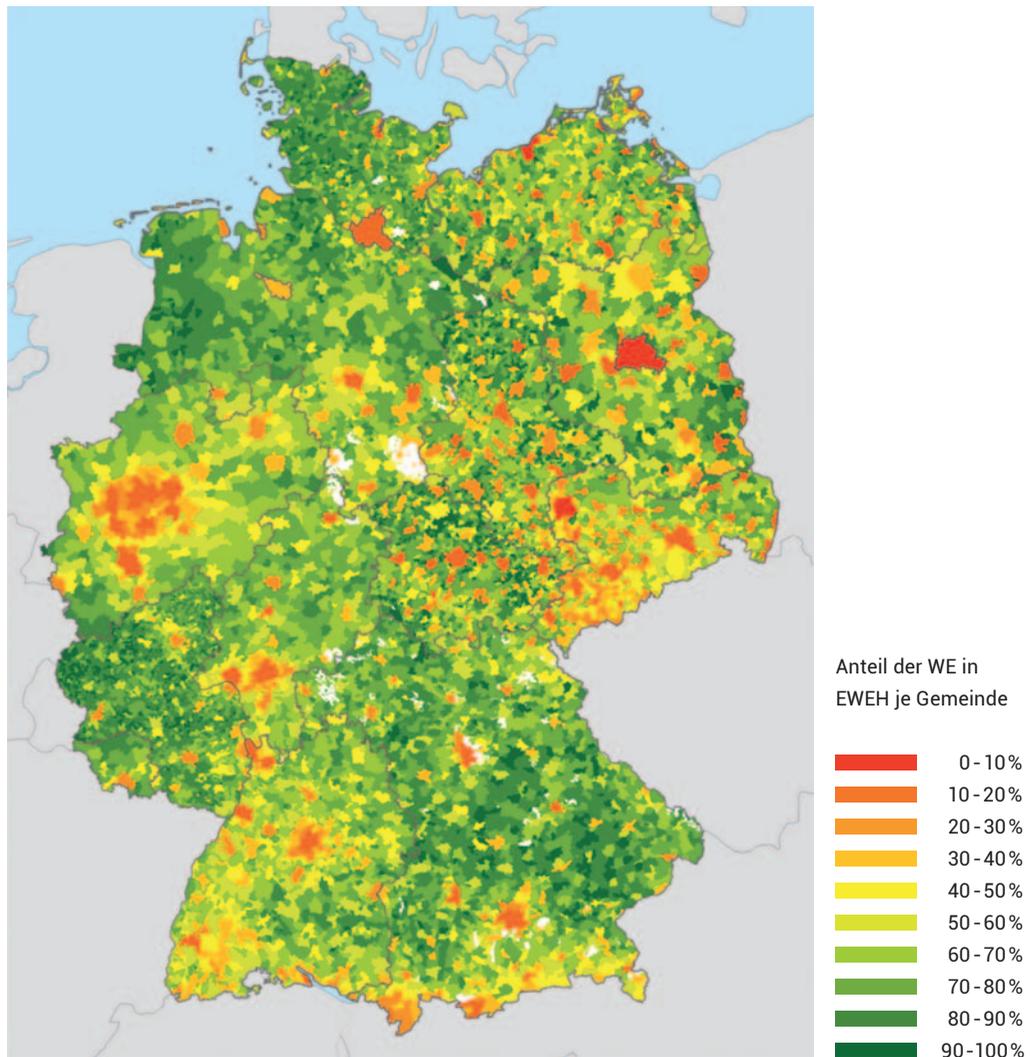
Hierbei ist sichergestellt, dass bei Summation auf beliebige abweichende Aggregationsebenen wie Landkreise, Bundesländer oder auch Baualtersklassen bzw. Gebäudetypen stets die Konsistenz zu allen Eingangsgrößen und Statistik gewahrt bleibt.

Tabelle 6-4 • Auswertung des Gebäudemodells nach Anzahl der Gebäude, Anzahl der Wohneinheiten und Flächen

Gebäudetyp		Gebäude in Mio.	Wohneinheiten in Mio.	Wohnfläche in Mio. m ²	Brutto-Stellfläche in Mio. m ²
A	EFH	11,42	11,42	1.320	1.071
B	DHH	2,80	2,80	241	153
C	RH	2,45	2,45	210	122
D	ZFH	0,97	1,94	158	90
E	MFH (3-6 WE)	1,47	6,80	511	206
F	MFH (7-12 WE)	1,39	10,24	702	187
G	MFH (>12 WE)	0,21	4,68	284	57
Summe		20,72	40,33	3.426	1.885

Eine mögliche Auswertung des Modells ist die Analyse einer sogenannten Ein-Wohneinheiten-Häuser-Dichte je Gemeinde wie in Abbildung 6-2 (siehe Seite 82) dargestellt. Hierfür wird die Summe der Wohneinheiten in einer Gemeinde für Gebäude des Typs EFH, DHH, RH in Relation zur Summe der Wohneinheiten aller Gebäude dieser Gemeinde gesetzt. Weiße Flächen in diesem Kartogramm stellen Gebiete ohne EWEH dar, wie z.B. gemeindefreie Gebiete, Flüsse, Seen und Forsten.

Abbildung 6-2 • Anteil der Wohneinheiten in EWEH je Gemeinde⁷



6.1.2 • Energie- und Solarthermiemodell

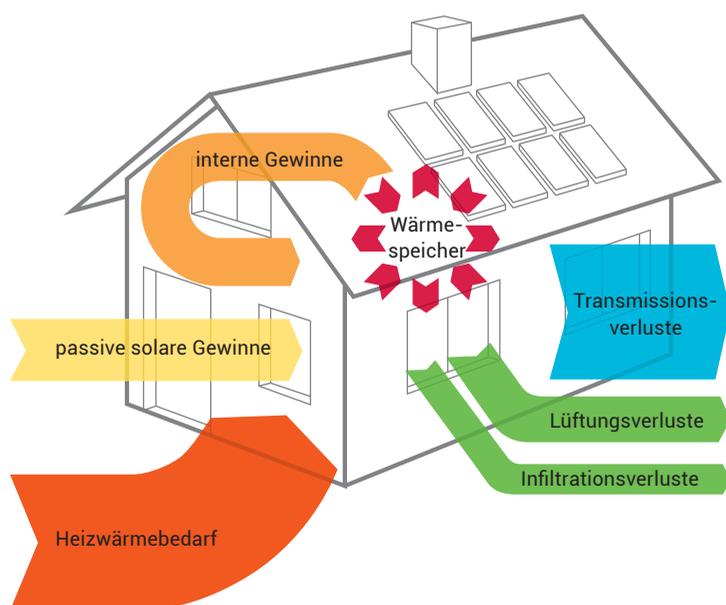
Ergänzend zum Gebäudemodell soll nun die energetische Seite der Gebäude sowie die substituierbaren Energiemengen durch solarthermische Anlagen beleuchtet werden. Wie beim Gebäudemodell wird sich auf eine grundsätzliche Beschreibung beschränkt. Weitere Detailinformationen können in /CORR-01 13/ nachgeschlagen werden.

⁷ Weiße Flächen stellen Gebiete ohne EWEH dar, wie z. B. gemeindefreie Gebiete, Flüsse, Seen und Forsten.

Ausgehend von statistischen Werten zum gesamten Energieverbrauch (Endenergie) für Raumwärme und Warmwasser werden über im Gebäudemodell enthaltene Detailinformationen zum Gebäudebestand Verteilungsalgorithmen entwickelt, um jedem Gebäude differenziert nach Standort, Baualter und Gebäudetyp einen flächenspezifischen Endenergieverbrauch für die Energieanwendungsarten Raumwärme und Warmwasser zuzuweisen. Referenz-Typgebäuden – die eine baualtersklassentypische Kombination von Kesseltypen und Raumheizeinrichtungen in Abhängigkeit der Baualtersklassen darstellen – werden aus den Endenergiewerten über Systemnutzungsgrade der Heizungsanlage Nutzenergiewerte zugewiesen. Die Beschreibung auf Nutzenergieebene ist erforderlich, um die Kontinuität der thermischen Beschreibung der Gebäude bei Wechsel der Wärmebereitstellungssysteme – insbesondere im Rahmen unterschiedlicher Solarthermie-Szenarien – zu wahren.

Diese Kontinuität des Gebäudes ist Grundvoraussetzung für eine belastbare und vergleichbare Analyse der rund 450 durchzuführenden Einzelsimulationen, bei denen jeweils nur einzelne Parameter verändert werden.

Abbildung 6-3 • Schematische Darstellung der Wärmeflüsse eines Gebäudes



Die Simulations-Software ermöglicht eine Berechnung aller relevanten Wärmeströme des Gebäudes in stündlicher Auflösung (vgl. auch *Abbildung 6-3*):

Der Heiz-Wärmeleistungs-Bedarf des Gebäudes ergibt sich aus der Summe der Verluste durch opake Außenflächen wie Wände, Dächer und Böden (Transmissionswärmeverluste), manuelle oder automatische Lüftung (Lüftungswärmeverluste) sowie Undichtigkeiten der Gebäudehülle (Infiltrationsverluste). Abzuziehen sind Gewinne durch solare Einstrahlung durch transparente Flächen (passive solare Gewinne) und innere Wärmequellen, wie elektrische Geräte und Personen (interne Gewinne). Hinzu kommen mit wechselndem Vorzeichen Ein- und Ausspeichervorgänge in den Gebäudemassen.

Raumwärme- und Warmwasserbedarf

Die Ergebnisse zum – über die jeweilige Baualtersklasse gemittelten – flächenspezifischen Raumwärmebedarf (Nutzenergie) der zehn unterschiedlichen Baualtersklassen ist in Tabelle 6-5 dargestellt. Hieraus ist die Tendenz zu erkennen, dass der spezifische Energieverbrauch für neuere Gebäude in den vergangenen zwei Jahrzehnten deutlich gesenkt werden konnte. Dies ist überwiegend auf effizientere Heizungstechnik (z.B. Flächenheizungen) und verbesserte Dämmungen zurückzuführen. Eventuelle Sanierungen am Gebäude sind in den Mittelwerten berücksichtigt – ersichtlich an den vergleichsweise niedrigeren Bedarfswerten für die Gebäude vor 1970. In diesen Baualtersklassen wurden bereits häufig thermische Sanierungen der Gebäude und der jeweiligen Heizwärmesysteme durchgeführt.

Tabelle 6-5 • Mittlerer Nutzenergiebedarf für Raumwärme in kWh/m²a am Standort Würzburg (Flächenbezug: Wohnfläche)

Gebäudetyp		vor 1900	1900 - 1945	1946 - 1960	1961 - 1970	1971 - 1980	1981 - 1985	1986 - 1995	1996 - 2000	2001 - 2005	2006 - 2010
A	EFH	127,0	132,8	125,0	121,7	134,2	124,6	96,5	89,8	69,7	54,8
B	DHH	111,1	111,8	115,6	119,9	118,2	119,5	92,1	83,5	63,0	48,8
C	RH	111,1	111,8	115,6	119,9	118,2	119,5	92,1	83,5	63,0	48,8

Für den Warmwasserbedarf wurden ebenfalls Werte erhoben. Grundsätzlich ist der Warmwasserbedarf eines Gebäudes von der Belegungszahl (Personen je Wohneinheit bzw. je Gebäude), dem Temperaturniveau und dem personenspezifischen Warmwasser-Verbrauch abhängig. Keine dieser Informationen liegen jedoch als statistische Werte regional differenziert vor. Für das Modell und einer konsistenten Skalierbarkeit über unterschiedlich große Gebäude werden hier ebenfalls flächenspezifische Werte in Abhängigkeit des Gebäudetyps angesetzt. Hiermit wird implizit unterstellt, dass größere Gebäude eine höhere Personenbelegung und damit einen höheren Wert für den Warmwasserbedarf aufweisen.

Tabelle 6-6 • Mittlerer Nutzenergiebedarf für Warmwasser in kWh/m²a am Standort Würzburg (Flächenbezug: Wohnfläche)

Gebäudetyp		Warmwasser
A	EFH	11,8
B	DHH	13,1
C	RH	13,1

Alle Daten aus Tabelle 6-5 und Tabelle 6-6 sind auf die Wohnfläche normiert. Diese Normierung wird gewählt, da die Wohnfläche vom statistischen Bundesamt /DESTATIS-07 12/ gemeldet

wird. Durch eine Änderung der Bezugsgröße – z. B. Bruttogrundfläche oder Nutzfläche – können diese Zahlen erheblich ggü. anderen Quellen differieren. (vgl. auch /FFE-14 13/).

Den Mittelwert der Wohnfläche über alle Gebäude in Deutschland einer bestimmten Altersklasse ist in Tabelle 6-7 dargestellt. Beachtet werden muss, dass im Modell die Summe der Wohnfläche einer Gemeinde bekannt ist und die jeweiligen Werte je nach Gemeinde erheblich von diesen mittleren Werten abweichen können.

Tabelle 6-7 • Mittlere Wohnfläche je Gebäudetyp

Gebäudetyp	vor 1900	1900 - 1945	1946 - 1960	1961 - 1970	1971 - 1980	1981 - 1985	1986 - 1995	1996 - 2000	2001 - 2005	2006 - 2010
EFH	117 m ²	106 m ²	101 m ²	109 m ²	119 m ²	117 m ²	109 m ²	111 m ²	111 m ²	111 m ²
DHH	85 m ²	71 m ²	70 m ²	83 m ²	87 m ²	89 m ²	82 m ²	86 m ²	86 m ²	86 m ²
RH	85 m ²	71 m ²	70 m ²	83 m ²	87 m ²	89 m ²	82 m ²	86 m ²	86 m ²	86 m ²

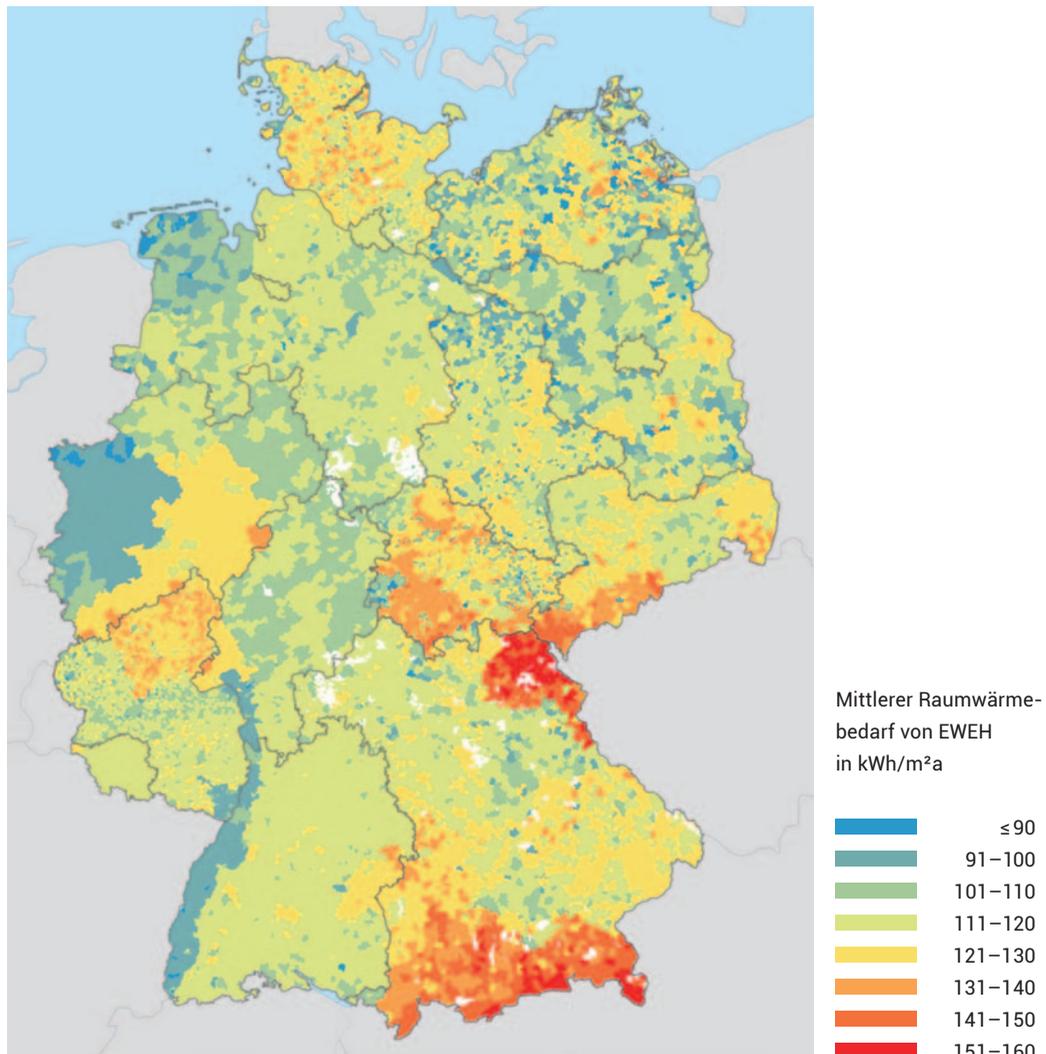
Standort- und Klimaeinflüsse auf den Raumwärmebedarf

Jedes Gebäude wird, wenn es an unterschiedlichen Standorten gebaut wird, voneinander abweichende Raumwärmebedarfe aufweisen. Ursächlich hierfür sind die klimatischen Bedingungen. Abgebildet wird dieser Einflussfaktor über die sogenannte Gradtagzahl. Sie ist ein Maß für den Raumwärmebedarf an einem Standort im Vergleich mit anderen Standorten. Wie in Abschnitt 5.1.1 erläutert, entsprechen hohe Gradtagzahlen einem höheren Raumwärmebedarf der Gebäude.

Über die Gradtagzahl lässt sich der Raumwärmebedarf eines Gebäudes in unterschiedlichen klimatischen Umgebungen ableiten. Dies geschieht auf Basis des Raumwärmebedarfs und der Gradtagzahl an einem Referenzstandort. Mit diesem Vorgehen können den verschiedenen Gebäudetypen und Baualterklassen, basierend auf standortabhängigen Klimaeinflüssen, korrekte Raumwärme- werte zugewiesen werden.

In Abbildung 6-4 (siehe Seite 86) ist eine Auswertung des mittleren wohnflächenspezifischen Nutz- wärmebedarfs für Raumwärme dargestellt. Die dargestellten Werte berücksichtigen ausschließlich EWEH und stellen den Mittelwert der jeweiligen Gemeinde dar.

Abbildung 6-4 • Mittlerer Raumwärmebedarf von EWEH je Gemeinde in kWh/m²a⁸
(Flächenbezug: Wohnfläche in EWEH)



Daten zum Nutzenergiebedarf für Warmwasser sind ebenso im Modell enthalten wie Werte auf Endenergieebene. All diese Informationen bilden die Grundlage für die Ermittlung der regional differenzierten solarthermischen Substitutionspotenziale.

⁸ Weiße Flächen stellen Gebiete ohne EWEH dar, wie z.B. gemeindefreie Gebiete, Flüsse, Seen und Forsten.

6.1.3 • Solarthermiesysteme

Für die solarthermische Potenzialermittlung wird die Installation einer Kombianlage unterstellt, da es Ziel ist, erhöhte solarthermische Deckungsanteile im Gebäudebestand zu erzielen. Eine Variation findet hinsichtlich der verbauten Kollektorflächen bzw. Pufferspeichergrößen statt, woraus sich drei unterschiedliche Solarthermie-Szenarien definieren. Jedem Szenario liegt eine entsprechende Referenz-Solarthermieanlage (RST-Anlage) zugrunde, die im Folgenden dargestellt sind. Alle drei gewählten Referenzanlagen zeichnen sich durch außerhalb der Puffer-Speicher verbaute Wärmetauscher inkl. Frischwasserstation aus.

Anlagenauslegung

Für das Szenario „Minimal“ wurde eine kleine RST-Anlage mit 10 m² Bruttokollektorfläche und 800 Liter Pufferspeicher gewählt.

Im Szenario „Norm“ wird eine mittlere Anlage mit sechs Kollektoren (15 m²) Bruttokollektorfläche sowie 1.000 Liter Pufferspeicher definiert.

Für einen optimierten Ausbau der Solarthermie im EWEH wird im Szenario „Optimal“ eine große ST-Anlage mit 20 m² Bruttokollektorfläche und 2 x 800 Liter Pufferspeicher (große RST-Anlage) unterstellt.

Die kleine und mittlere RST-Anlage orientieren sich an den typischen Solarthermie-Komplettpaketen unterschiedlicher namhafter Hersteller am Markt (vgl. auch /SWW-03 13/ S. 52ff). Übliche Bruttokollektorflächen von Kombianlagen für EWEH liegen zwischen 10 und 15 m². Das Pufferspeichervolumen beträgt 750 bis 1.000 Liter. Der Bundesverband Solarwirtschaft (BSW) und sein österreichisches Pendant Austria Solar empfehlen zudem für Kombianlagen ein Kollektorfeld mit mind. 15 m² und einen Pufferspeicher mit mind. 1.000 l. Daher wird zusätzlich eine große RST-Anlage betrachtet, wodurch im Szenario „Optimal“ signifikant höhere solarthermische Endenergiesubstitutionen erreicht werden können.

Alle Anlagen sollen im Gebäudebestand zum Einsatz kommen und somit müssen alle Anlagenkomponenten im bestehenden Gebäude installierbar sein. Üblicherweise verbaute Innentüren weisen ein Maß von knapp 80 cm wodurch sich die maximal installierbare Pufferspeichergröße in der Praxis beschränkt. Daher enthält die große ST-Anlage zwei Pufferspeicher, trotz des Nachteils höherer Verluste durch ein ungünstigeres Oberflächen-Volumen-Verhältnis, sowie zusätzlicher Rohrverbindungen.

Abbildung 6-5 • Kleine RST-Anlage: 10 m² mit 800 Liter Puffer

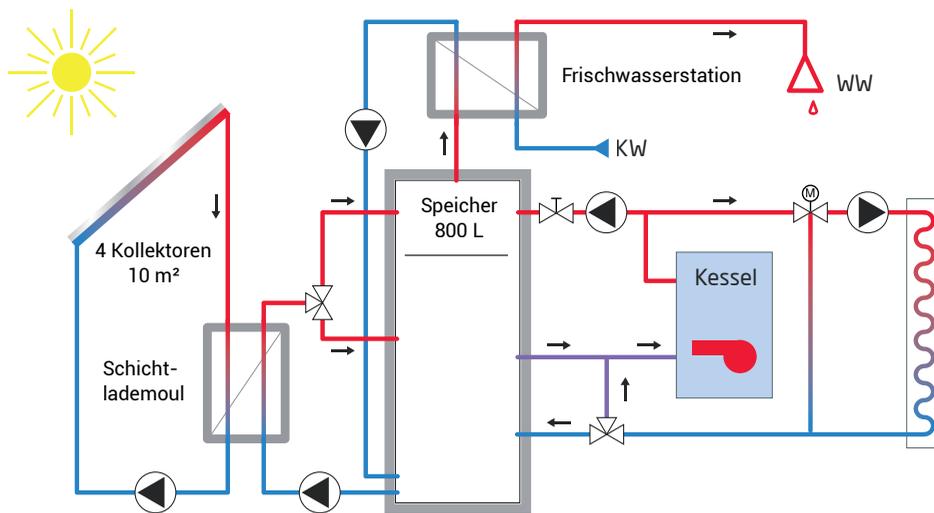
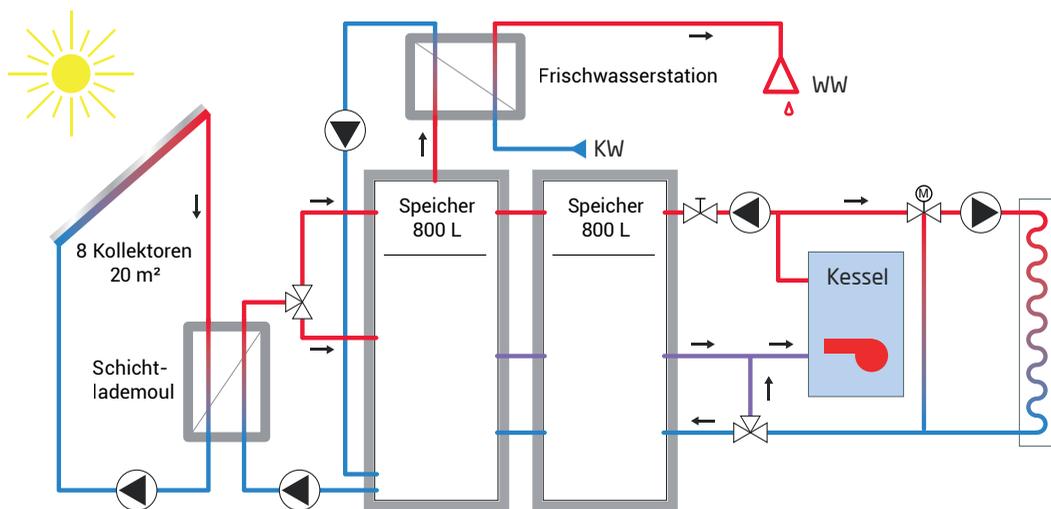


Abbildung 6-6 • Große RST-Anlage: 20 m² mit 2 x 800 Liter Puffer

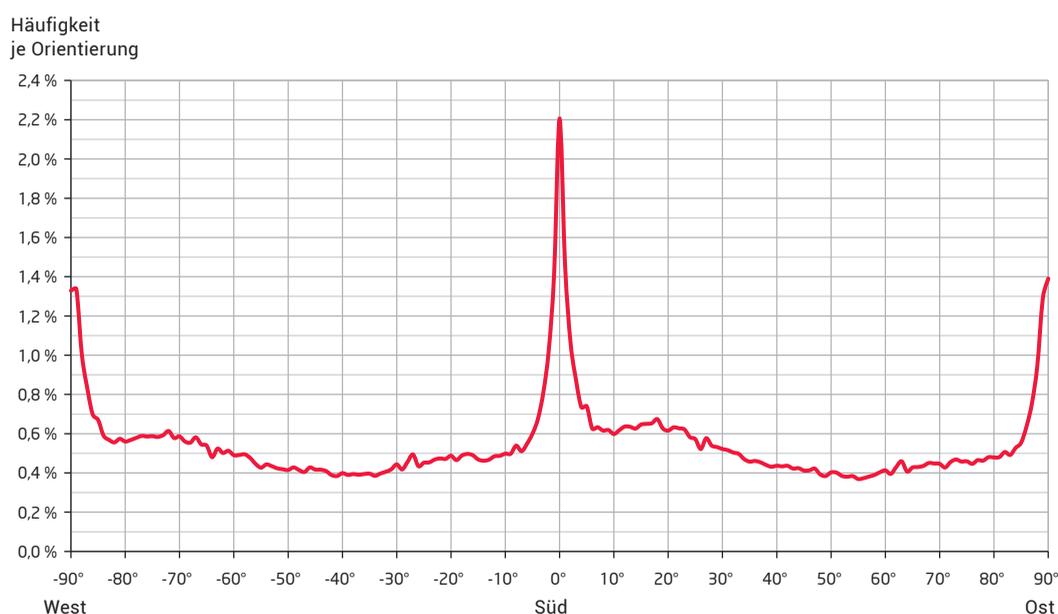


6.1.4 • Neigung und Ausrichtung der Dachflächen

Zwei weitere Parameter wirken sich sensitiv auf den solaren Ertrag einer Solarthermieanlage aus: Die Neigung und die Ausrichtung der Dachflächen. Eine optimale Neigung beträgt in unseren Breiten etwa 40°-60° bei Orientierung in Südrichtung (vgl. Abschnitt 4.1.2). Bei Abweichung von diesen Werten müssen Abschläge bezüglich des Ertrages in Kauf genommen werden. Da Gebäude in der Regel an Straßenzügen ausgerichtet sind und der Straßenverlauf meist von örtlichen Gegebenheiten abhängt, ergeben sich unterschiedliche Dachausrichtungen. Aus diesem Grund wurde eine Dachflächenanalyse durchgeführt.

Für die Dachflächenanalyse wurde auf freie Daten des Projekts Open-Street-Map (OSM) (/OSM-01 12/) zurückgegriffen, da dort eine erhebliche Anzahl an Gebäudegrundrissen in Deutschland hinterlegt ist. Über einen Algorithmus wurde die längste Gebäudekante bestimmt, die in den häufigsten Fällen mit der Ausrichtung des Dachfirstes übereinstimmt. Es wurden Daten von 2,2 Mio. EWEHs aus OSM extrahiert und analysiert. Die Implementierung der Orientierungsverteilung erfolgte auf Bundeslandebene, damit eine hinreichend große Anzahl untersuchter Dachflächen je Gebietsfläche vorlag. Ergebnisse auf Bundeslandebene können unter /OASP-01 13/ abgerufen werden. Das Ergebnis auf Bundesebene dargestellt (Abbildung 6-7) zeigt, dass die Dachflächen oftmals bevorzugt entlang der Haupt-Himmelsrichtungen ausgerichtet sind⁹. Dazwischenliegende Orientierungen treten annähernd gleichverteilt auf.

Abbildung 6-7 • Orientierungsverteilung der Dachfläche von EWEH in Deutschland normiert auf die Anzahl der Gebäude in 1°-Schritten

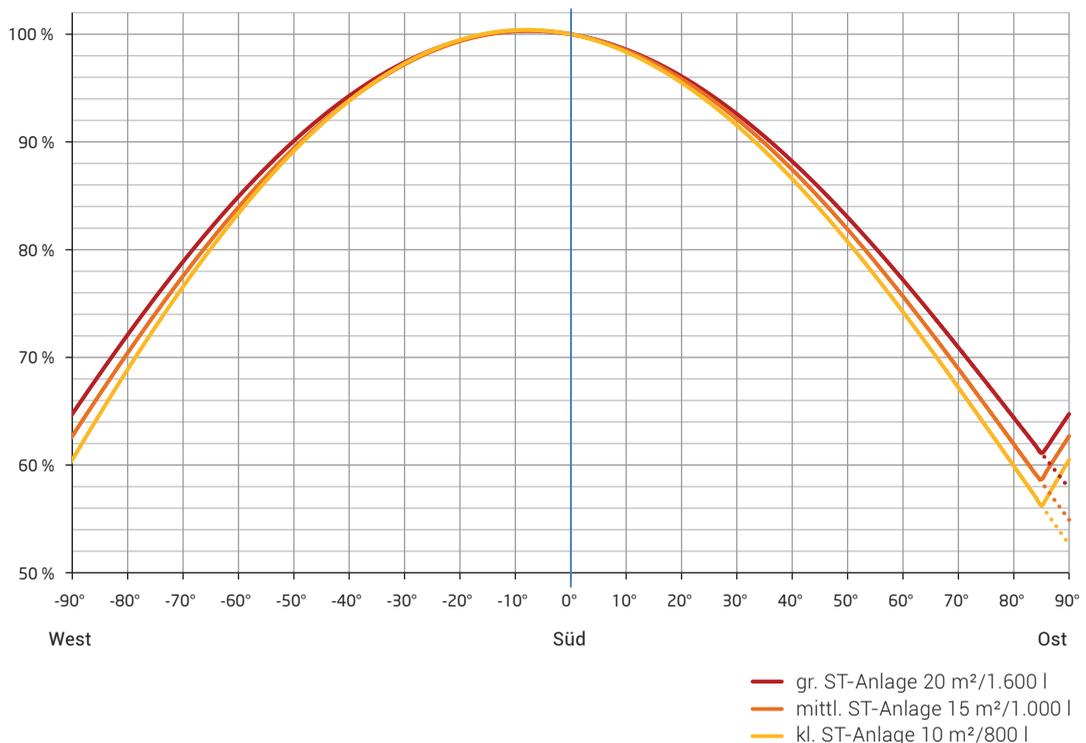


Um den Einfluss der Dachflächenorientierung auf den solaren Ertrag bewerten zu können, wurden mehrere Varianten berechnet. Im Bereich zwischen 0° und -10° fanden Simulationen in Grad-Schritten, in den übrigen Bereichen in 10°-Schritten statt. Es stellte sich ein Minderungsfaktor für nicht optimale Ausrichtungen heraus, der je nach Orientierung und Größe des ST-Systems unterschiedlich hoch ausfällt (Abbildung 6-8).

⁹ Die Analyse erfolgt im Bereich zwischen -90° bis +90°. Daraus folgt, dass sich die Häufigkeit am Rand lediglich auf einen halb so breiten Bereich (89,5° bis 90°) bezieht, wie für die restlichen Bereiche (z. B. 29,5° bis 30,5°).

Abbildung 6-8 • Korrekturfaktor für RST-Anlage mit 45 Grad Neigung in Abhängigkeit der Orientierung normiert auf 0° Süd-Orientierung

Korrekturfaktor
für solaren Ertrag



Da für die Neigung der Dachflächen keine regional aufgelösten Daten vorliegen wurde von einer mittleren Neigung von 45° ausgegangen. Der hierdurch verursachte Fehler ist gering, da der solare Ertrag für übliche Dachneigungen zwischen 30° und 60° nur geringen Variationen unterlegen ist (vgl. Abbildung 4-3).

6.2 • Ergebnisse

Mithilfe einer breiten Datenbasis und einer erheblichen Anzahl an numerischen Ertragssimulationen konnte das technische Potenzial von Solarthermieanlagen in Deutschland räumlich hoch aufgelöst ermittelt werden.

Im Folgenden werden die Ergebnisse in ausgewählter Form dargestellt, um einerseits generelle Aussagen zum solarthermischen Potenzial zu ermöglichen und einen Einblick in die Fähigkeiten des vorliegenden Modells zu ermöglichen. Eine Vielzahl der Ergebnisse im Abschnitt 6.2 stammen aus /CORR-01 13/; auf einen wiederholten Quellenverweis bei den entsprechenden Tabellen und Abbildungen wird daher verzichtet.

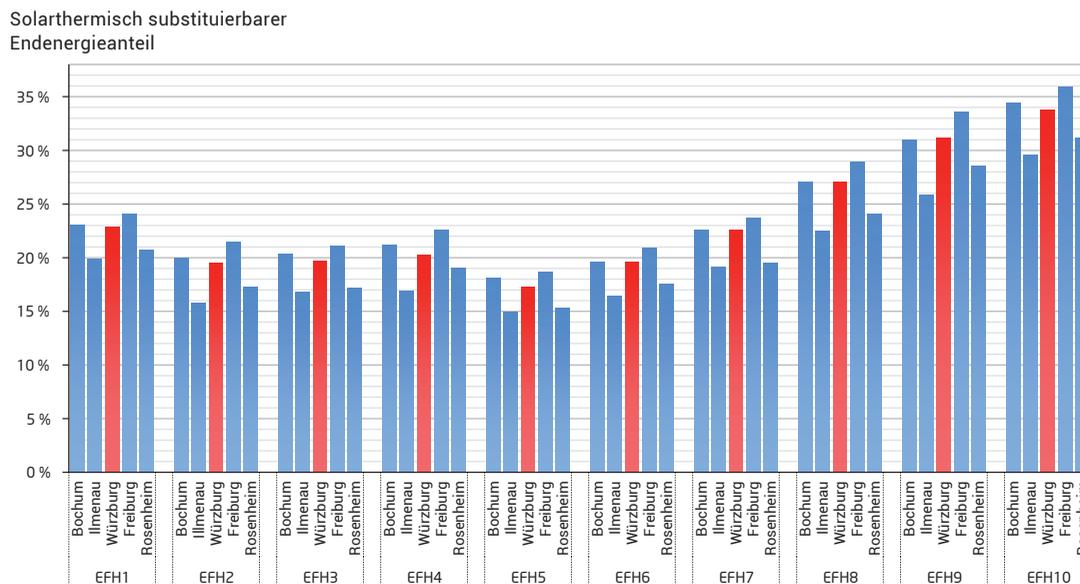
6.2.1 • Solarthermie-Potenzial für Referenz-Standorte

Im ersten Schritt sollen die Ergebnisse für fünf Einzelstandorte dargestellt werden. Zwei wesentliche Faktoren beeinflussen – neben der ST-Anlagengröße – die solarthermisch substituierbare Endenergiemenge. Dies sind zum einen die solare Einstrahlung und die sog. Gradtagzahl (vgl. Abschnitt 5.1.1) am jeweiligen Standort. Die gewählten Standorte zeichnen sich neben Würzburg – als typischen mittleren Standort in Deutschland – hinsichtlich dieser beiden Werte als „Extremstandorte“ aus:

- **Bochum** (niedrige Gradtagzahl; niedrige Einstrahlung)
- **Rosenheim** (hohe Gradtagzahl; hohe Einstrahlung)
- **Ilmenau** (hohe Gradtagzahl; niedrige Einstrahlung)
- **Freiburg im Breisgau** (niedrige Gradtagzahl; hohe Einstrahlung)

In Abbildung 6-9 sind die Ergebnisse für den solarthermisch substituierbaren Anteil in Abhängigkeit des jeweiligen Balusters von EFH dargestellt. Betrachtet wird hierbei das Szenario „Norm“ mit einer mittleren Anlagengröße (vgl. Abschnitt 6.1.4).

Abbildung 6-9 • Solarthermisch substituierbarer Endenergieanteil des Gebäudetyps EFH in Abhängigkeit des Referenz-Standorts bei Installation der mittleren RST-Anlage (15 m² mit 1.000 l Puffer-Speicher)

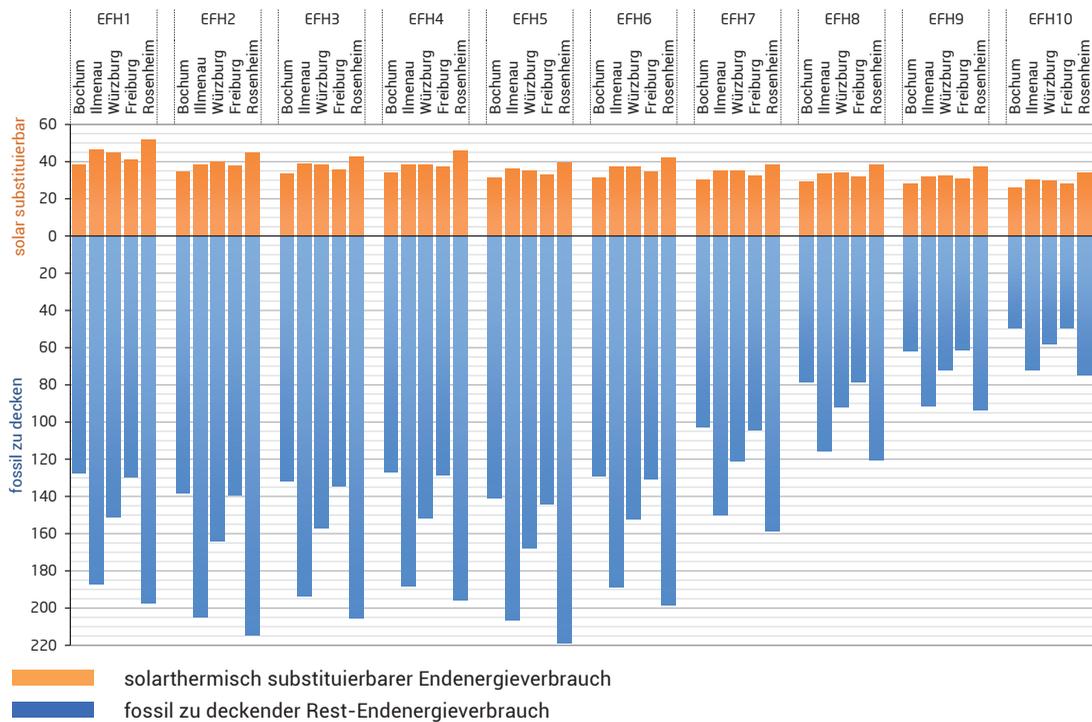


Aus Abbildung 6-9 identifiziert sich Würzburg wie erwartet als mittlerer Standort hinsichtlich solarthermischer Substitutionsanteile. Da der Wert jedoch einen Quotienten (vgl. Abschnitt 5.1.2) aus solarthermischer Energiemenge und dem Wärmeverbrauch des Gebäudes ohne Solarthermie darstellt, werden gewisse Interpretationsmöglichkeiten verschleiert. So stellen sich Bochum und Freiburg als vermeintlich geeignetere Standorte für Solarthermieanlagen dar als Ilmenau bzw. Rosenheim.

Um eine alternative Interpretation zu ermöglichen, ist daher in Abbildung 6-10 der solarthermisch substituierbare (nach oben in Orange) und der fossil zu (deckende) Rest-Endenergieverbrauch (nach unten in Blau) ebenfalls für das Szenario „Norm“ dargestellt. Die Summe aus beiden Werten ergibt den gesamten Endenergieverbrauch der Gebäude.

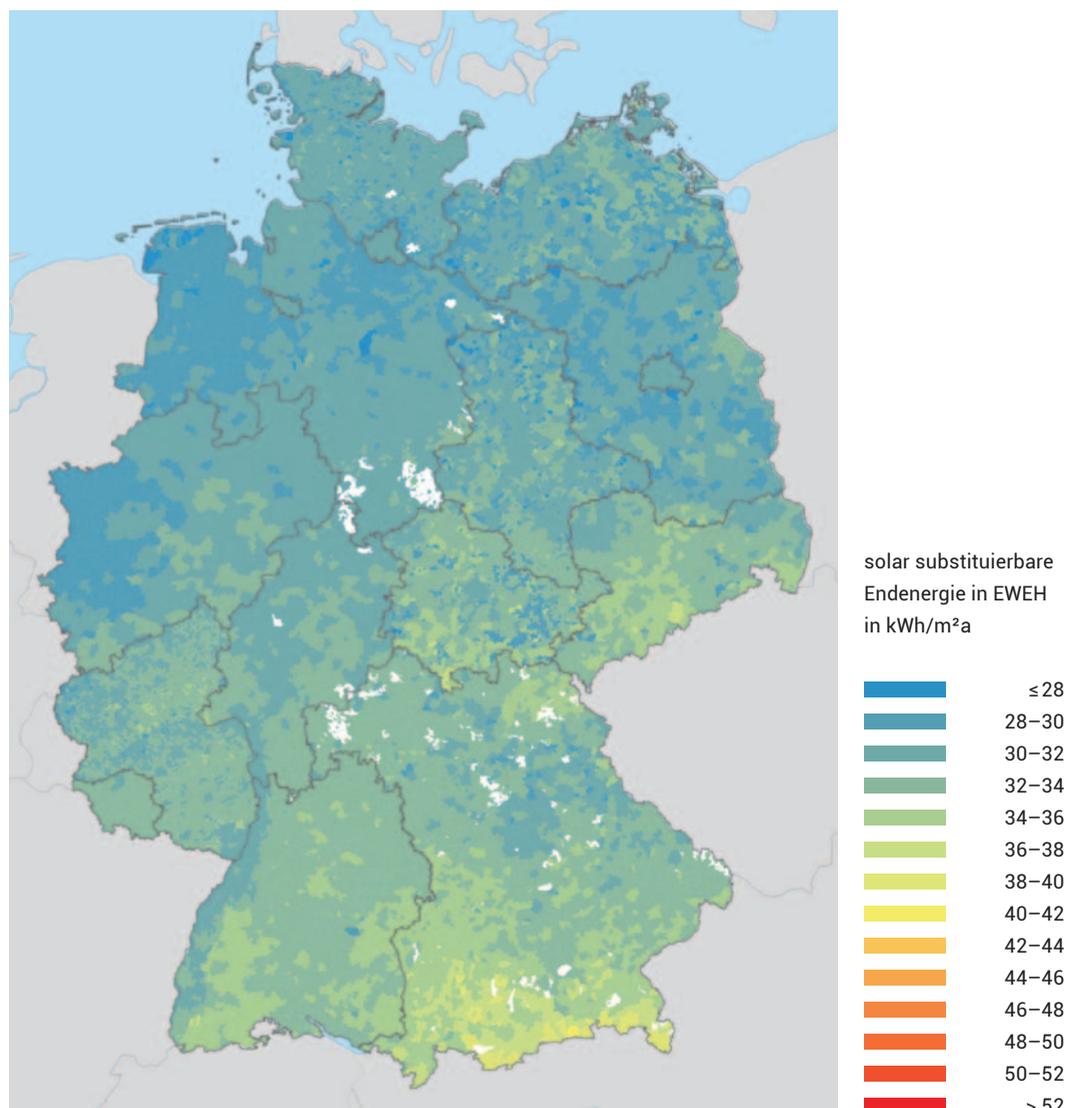
Abbildung 6-10 • Solarthermisch substituierbarer und fossil zu deckender Endenergieverbrauch des Gebäudetyps EFH in Abhängigkeit des Referenz-Standorts bei Installation der mittleren RST-Anlage (15 m² mit 1.000 l Puffer-Speicher) (Flächenbezug: Wohnfläche)

Endenergieverbrauch
in kWh/m² a



Abweichend ggü. Abbildung 6-9 stellt sich die Situation nun völlig anders dar. Zwar zeigt sich Würzburg erneut als guter „mittlerer“ Standort, die Standorte Ilmenau und Rosenheim übertreffen jedoch nun die Standorte Bochum und Freiburg hinsichtlich der solarthermisch substituierbaren Energiemenge. Die Ursache für diese abweichende Interpretation ist im deutlich höheren Endenergieverbrauch durch das generell kühlere Klima an diesen Standorten zu finden. Geht es also um eine Potenzial-Aussage, d. h. „wie viel fossile Energie kann ich durch den Einsatz von Solarthermieanlagen einsparen“, ist die solarthermisch substituierbare Endenergiemenge die deutlich geeignetere Größe als der solarthermisch substituierbare Endenergieanteil. Zweitere Größe wird dennoch häufig als alleiniges Bewertungskriterium für Solarthermieanlagen herangezogen.

Abbildung 6-11 • Endenergie-Substitutions-Potenzial für ST-Anlagen auf EWEH je Gemeinde in kWh/m²a für Szenario „Minimal“ (Flächenbezug: Wohnfläche)

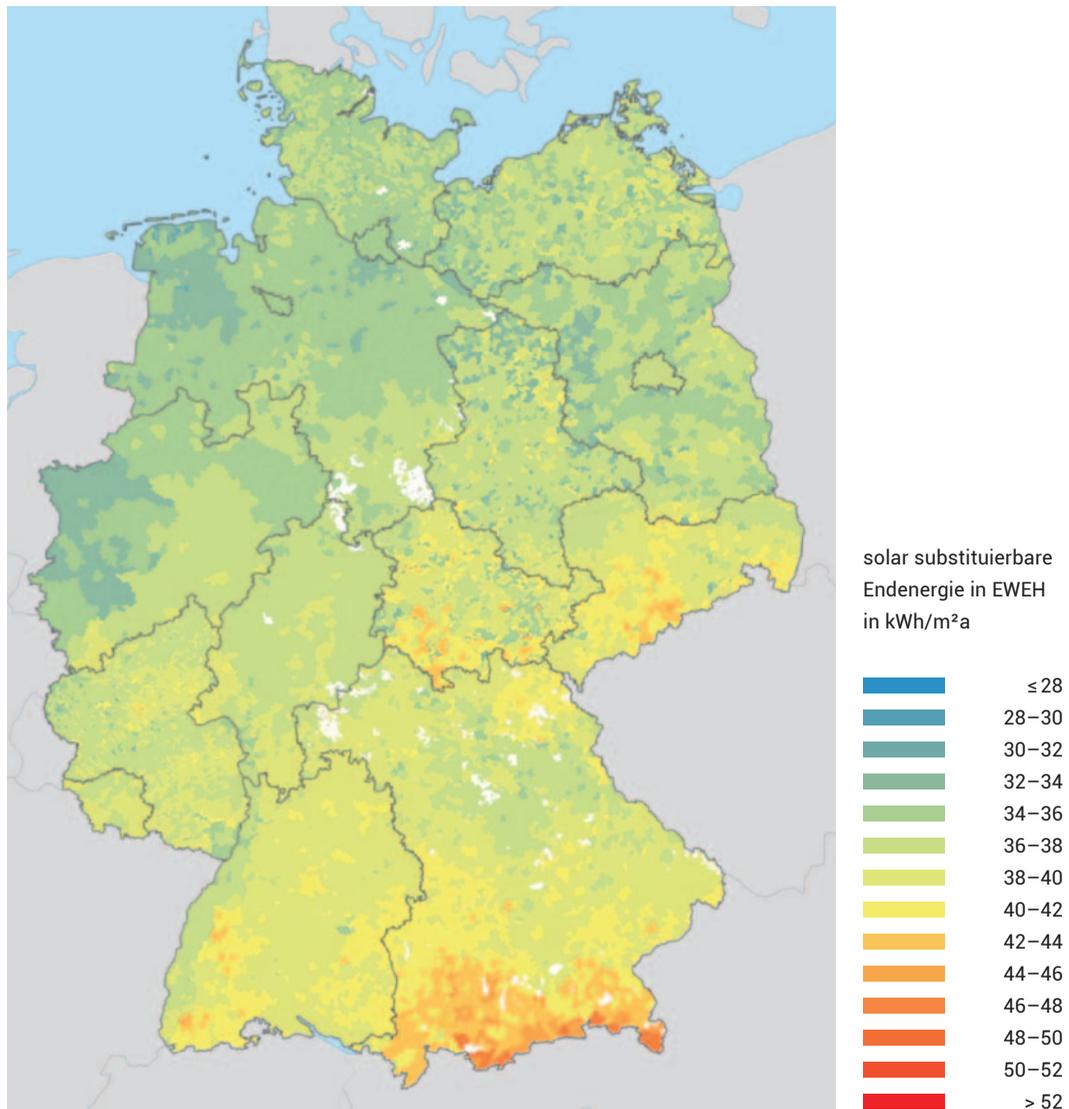


6.2.2 • Solarthermie-Potenzial auf Gemeindeebene

Die Vielzahl der Einzelergebnisse auf Gemeindeebene würde die Darstellung im Rahmen des vorliegenden Buches sprengen. Daher können diese in voll disaggregierter Form (bis zur Gemeindeebene) über ein Web-Portal /SOLPOT-01 14/ abgerufen werden.

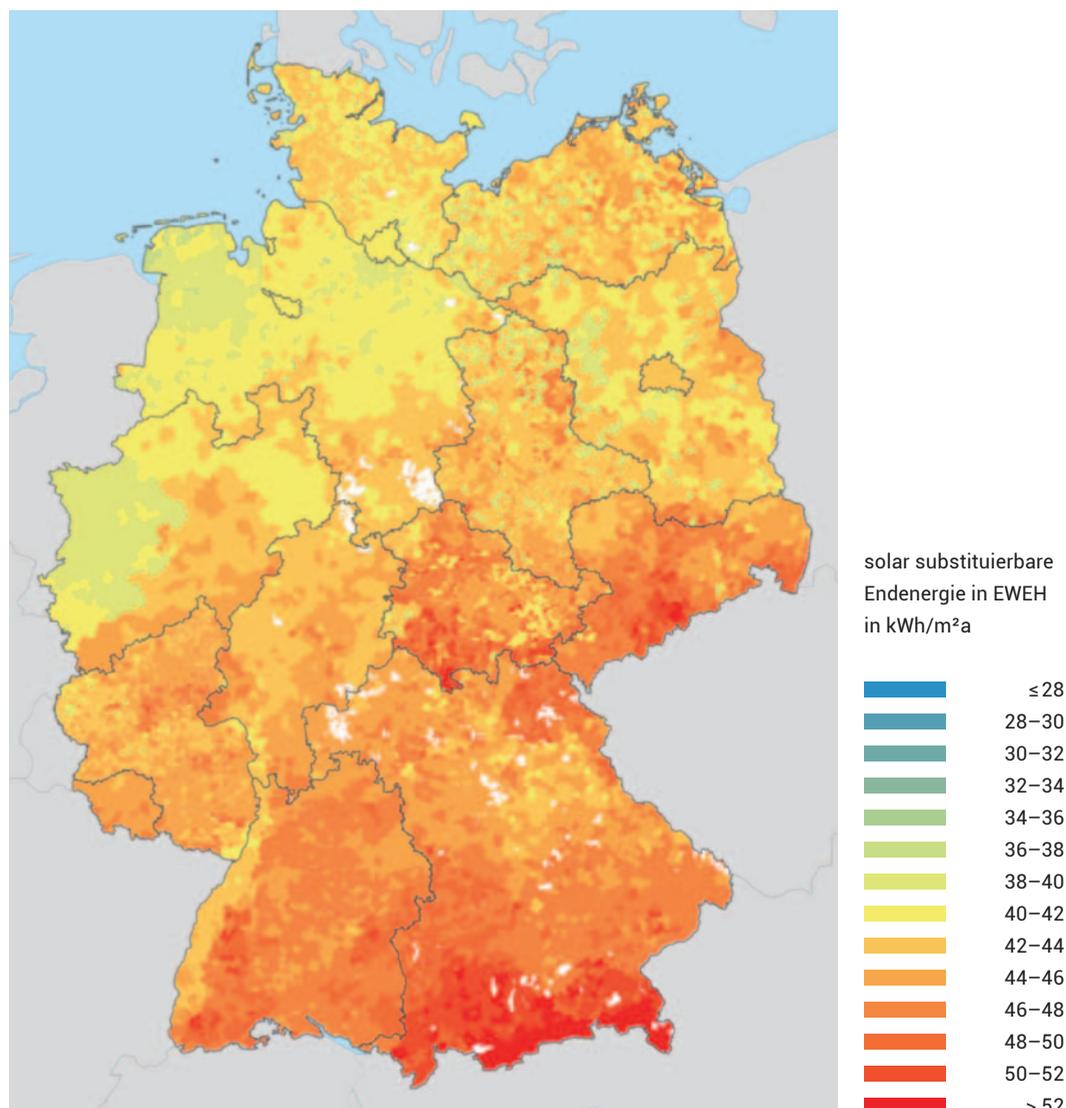
In den folgenden drei Abbildungen werden Ergebnisse (hier: solar substituierbarer Endenergieverbrauch) aller drei ST-Szenarien in Form von Kartogrammen dargestellt. Jede Gemeinde wird entsprechend der Höhe der solar substituierbaren Energiemenge je m² Wohnfläche in den Gebäuden entsprechenden eingefärbt. Um eine Vergleichbarkeit, auch zwischen den Szenarien zu ermöglichen, wurde die Farbskala für alle drei Abbildungen (*Abbildung 6-11 bis Abbildung 6-13*) in identischer Abstufung gewählt.

Abbildung 6-12 • Endenergie-Substitutions-Potenzial für ST-Anlagen auf EWEH je Gemeinde in kWh/m²a für Szenario „Norm“ (Flächenbezug: Wohnfläche)



Das solarthermische Substitutions-Potenzial erreicht je nach Gemeinde und Szenario Werte zwischen 28 bis über 52 kWh/m²a. Aus den Abbildungen bestätigt sich grundsätzlich eine Korrelation zur Gradtagzahl bzw. der solaren Einstrahlung am jeweiligen Standort. Wie in der Methodik erläutert, wird jedoch abweichend ggü. bisherigen Untersuchungen zusätzlich auch der jeweilige Gebäudebestand der Gemeinde hinsichtlich der Altersstruktur und somit den sehr heterogenen Wärmeverbräuchen berücksichtigt. Dieser Sachverhalt kann an einem Detailausschnitt (vgl. *Abbildung 6-14* auf Seite 96) der Karte bestätigt werden.

Abbildung 6-13 • Endenergie-Substitutions-Potenzial für ST-Anlagen auf EWEH je Gemeinde in kWh/m²a für Szenario „Optimal“ (Flächenbezug: Wohnfläche)



Diese Abbildungen geben einen groben quantitativen Überblick (in Abstufungen von 2 kWh/m²a) zum gemeindlichen Solarthermie-Potenzial; die exakten Einzelwerte können im Web-Portal /SOLPOT-01 14/ kostenlos für Landkreise und jede einzelne Gemeinde abgerufen werden. Abbildung 6-15 auf Seite 96 unten zeigt einen Screenshots der dynamisch zoombaren Karte in diesem Portal. Links wird in Farbabstufung das Potenzial für das Szenario „Optimal“ auf Landkreisebene – rechts ein gemeindlicher Ausschnitt mit den über ein Popup abrufbaren Einzelwerten für die Gemeinde „Sulzemoos“ dargestellt.

Abbildung 6-14 • Detail-Ausschnitt: Endenergie-Substitutions-Potenzial für ST-Anlagen auf EWEH je Gemeinde in kWh/m²a für Szenario „Optimal“ (Flächenbezug: Wohnfläche)

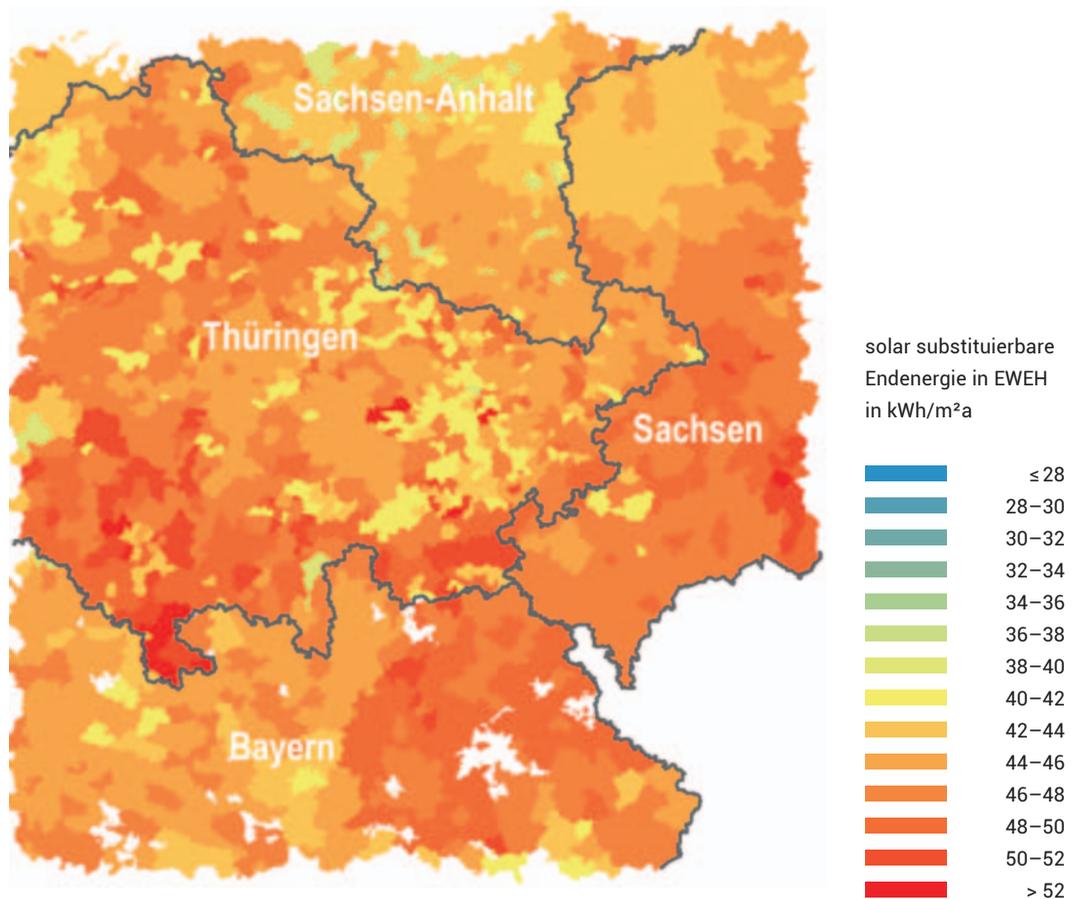
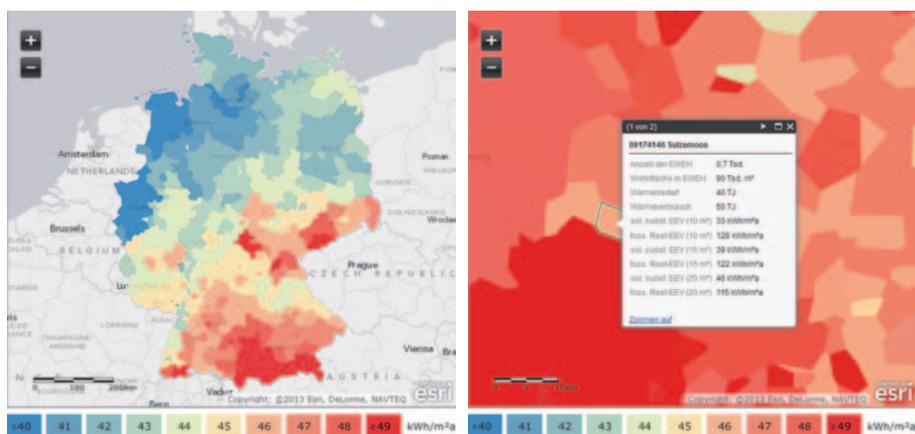


Abbildung 6-15 • Screenshot des Web-Portals /SOLPOT-01 14/ mit Ergebnissen auf Landkreisebene für Szenario „Optimal“, sowie exemplarische Einzelwerte für die Gemeinde Sulzemoos



6.2.3 • Solarthermie-Potenzial differenziert nach Bundesländern

Um weitere Interpretationen zum Potenzial zu ermöglichen, sind im Folgenden die Ergebnisse für Bundesländer aufsummiert worden. In den folgenden drei Tabellen sind das solarthermische Endenergie-Substitutions-Potenzial sowie der fossile Rest-Endenergieverbrauch bezogen auf die Wohnfläche bzw. als absolute Werte für das jeweilige Bundesland getrennt nach Raumwärme und Warmwasser dargestellt.

Für das Szenario „Minimal“ können demnach in Deutschland 203 PJ des Wärmeverbrauchs in EWEH jährlich substituiert werden. Dies entspricht knapp 18 Prozent der für EWEH zu deckenden Endenergiemenge für Raumwärme und Warmwasser (siehe Tabelle 6-8).

Für das Szenario „Norm“ erhöht sich das Solarthermie-Potenzial gegenüber Szenario „Minimal“ auf Werte zwischen 35 bis knapp 40 kWh/m²a. Das erreichbare technische Gesamtpotenzial für Deutschland beträgt für dieses Szenario 238 PJ/a – also knapp 21 Prozent der für Raumwärme und Warmwasser im EWEH benötigten Endenergiemenge (siehe Tabelle 6-9 Seite 98).

Tabelle 6-8 • Solarthermisches Endenergie-Substitutions-Potenzial und fossiler Rest-Endenergieverbrauch für Szenario „Minimal“ für Bundesländer und Deutschland (Flächenbezug: Wohnfläche)

Bundesland	Solarthermisches Endenergie-Substitutions-Potenzial				Fossiler Rest-Endenergieverbrauch			
	in kWh/m ² a Gesamt	in PJ/a			in kWh/m ² a Gesamt	in PJ/a		
		Gesamt	RW	WW		Gesamt	RW	WW
Schleswig-Holstein	30,47	8,14	4,31	3,83	155,99	41,65	40,01	1,64
Hamburg	30,38	1,89	0,99	0,90	152,64	9,48	9,09	0,39
Niedersachsen	30,27	24,56	12,69	11,87	142,38	115,54	110,45	5,09
Bremen	30,58	1,14	0,59	0,55	150,60	5,63	5,39	0,23
Nordrhein-Westfalen	30,52	37,18	19,05	18,13	139,71	170,18	162,41	7,77
Hessen	32,00	15,93	8,46	7,47	142,47	70,95	67,75	3,20
Rheinland-Pfalz	32,19	14,58	7,89	6,69	150,69	68,25	65,39	2,87
Baden-Württemberg	33,31	28,38	15,63	12,74	144,08	122,76	117,30	5,46
Bayern	33,66	39,16	21,97	17,18	158,59	184,48	177,11	7,36
Saarland	32,81	3,96	2,13	1,83	148,28	17,92	17,13	0,79
Berlin	31,02	2,14	1,16	0,98	148,04	10,21	9,79	0,42
Brandenburg	30,56	6,04	3,23	2,81	143,74	28,41	27,21	1,20
Mecklenburg-Vorpommern	30,97	3,40	1,84	1,56	143,36	15,74	15,08	0,67
Sachsen	33,10	6,48	3,61	2,87	155,31	30,41	29,18	1,23
Sachsen-Anhalt	31,50	5,16	2,80	2,36	147,97	24,24	23,23	1,01
Thüringen	32,73	5,16	2,84	2,32	158,50	24,98	23,99	0,99
Deutschland	31,88	203,30	109,20	94,10	147,54	940,82	900,49	40,33

Tabelle 6-9 • Solarthermisches Endenergie-Substitutions-Potenzial und fossiler Rest-Endenergieverbrauch für Szenario „Norm“ für Bundesländern und Deutschland (Flächenbezug: Wohnfläche)

Bundesland	Solarthermisches Endenergie-Substitutions-Potenzial				Fossiler Rest-Endenergieverbrauch			
	in kWh/m ² a Gesamt	in PJ/a			in kWh/m ² a Gesamt	in PJ/a		
		Gesamt	RW	WW		Gesamt	RW	WW
Schleswig-Holstein	35,45	9,47	5,09	4,38	151,01	40,32	39,23	1,09
Hamburg	35,01	2,17	1,15	1,03	148,00	9,19	8,93	0,26
Niedersachsen	35,14	28,52	14,95	13,57	137,51	111,58	108,19	3,39
Bremen	35,29	1,32	0,69	0,63	145,89	5,45	5,29	0,16
Nordrhein-Westfalen	35,32	43,02	22,30	20,72	134,92	164,34	159,16	5,18
Hessen	37,31	18,58	10,04	8,54	137,17	68,31	66,17	2,13
Rheinland-Pfalz	37,70	17,07	9,43	7,65	145,19	65,76	63,85	1,91
Baden-Württemberg	38,99	33,22	18,66	14,56	138,40	117,91	114,27	3,64
Bayern	39,60	46,06	26,43	19,64	152,65	177,57	172,66	4,91
Saarland	38,33	4,63	2,54	2,10	142,76	17,25	16,72	0,52
Berlin	36,02	2,48	1,36	1,12	143,04	9,86	9,58	0,28
Brandenburg	36,07	7,13	3,92	3,21	138,24	27,32	26,52	0,80
Mecklenburg-Vorpommern	36,55	4,01	2,23	1,78	137,78	15,13	14,69	0,45
Sachsen	39,21	7,68	4,39	3,28	149,20	29,21	28,39	0,82
Sachsen-Anhalt	36,97	6,06	3,36	2,70	142,50	23,35	22,67	0,68
Thüringen	38,79	6,12	3,47	2,65	152,43	24,03	23,37	0,66
Deutschland	37,25	237,53	129,99	107,54	142,17	906,59	879,70	26,89

Tabelle 6-10 • Solarthermisches Endenergie-Substitutions-Potenzial und fossiler Rest-Endenergieverbrauch für Szenario „Optimal“ für Bundesländern und Deutschland (Flächenbezug: Wohnfläche)

Bundesland	Solarthermisches Endenergie-Substitutions-Potenzial				Fossiler Rest-Endenergieverbrauch			
	in kWh/m ² a Gesamt	in PJ/a			in kWh/m ² a Gesamt	in PJ/a		
		Gesamt	RW	WW		Gesamt	RW	WW
Schleswig-Holstein	41,63	11,12	6,19	4,92	144,83	38,67	38,13	0,55
Hamburg	40,94	2,54	1,39	1,16	142,07	8,82	8,69	0,13
Niedersachsen	41,14	33,39	18,12	15,26	131,51	106,71	105,02	1,70
Bremen	41,26	1,54	0,84	0,70	139,92	5,23	5,15	0,08
Nordrhein-Westfalen	41,30	50,31	27,00	23,31	128,94	157,05	154,46	2,59
Hessen	43,84	21,83	12,23	9,61	130,63	65,05	63,99	1,07
Rheinland-Pfalz	44,43	20,12	11,52	8,60	138,46	62,71	61,76	0,96
Baden-Württemberg	46,13	39,30	22,92	16,38	131,25	111,83	110,01	1,82
Bayern	47,05	54,73	32,63	22,09	145,20	168,91	166,45	2,45
Saarland	45,06	5,44	3,09	2,36	136,03	16,44	16,17	0,26
Berlin	42,18	2,91	1,64	1,26	136,88	9,44	9,30	0,14
Brandenburg	42,38	8,38	4,77	3,61	131,92	26,07	25,67	0,40
Mecklenburg-Vorpommern	42,86	4,71	2,70	2,00	131,47	14,44	14,22	0,22
Sachsen	46,42	9,09	5,39	3,70	141,99	27,80	27,39	0,41
Sachsen-Anhalt	43,41	7,11	4,07	3,04	136,06	22,29	21,96	0,34
Thüringen	45,91	7,24	4,26	2,98	145,31	22,91	22,58	0,33
Deutschland	43,87	279,75	158,77	120,98	135,55	864,37	850,93	13,44

Im Szenario „Optimal“ erreicht das wohnflächenspezifische Solarthermie-Potenzial Werte zwischen 41 und 47 kWh/m²a und übertrifft Szenario „Minimal“ um beinahe 40 Prozent. Das absolute Potenzial summiert sich für das Szenario „Optimal“ auf 280 PJ/a und entspricht hiermit knapp einem Viertel des Endenergieverbrauchs für Raumwärme und Warmwasser aller EWEH (siehe Tabelle 6-10).

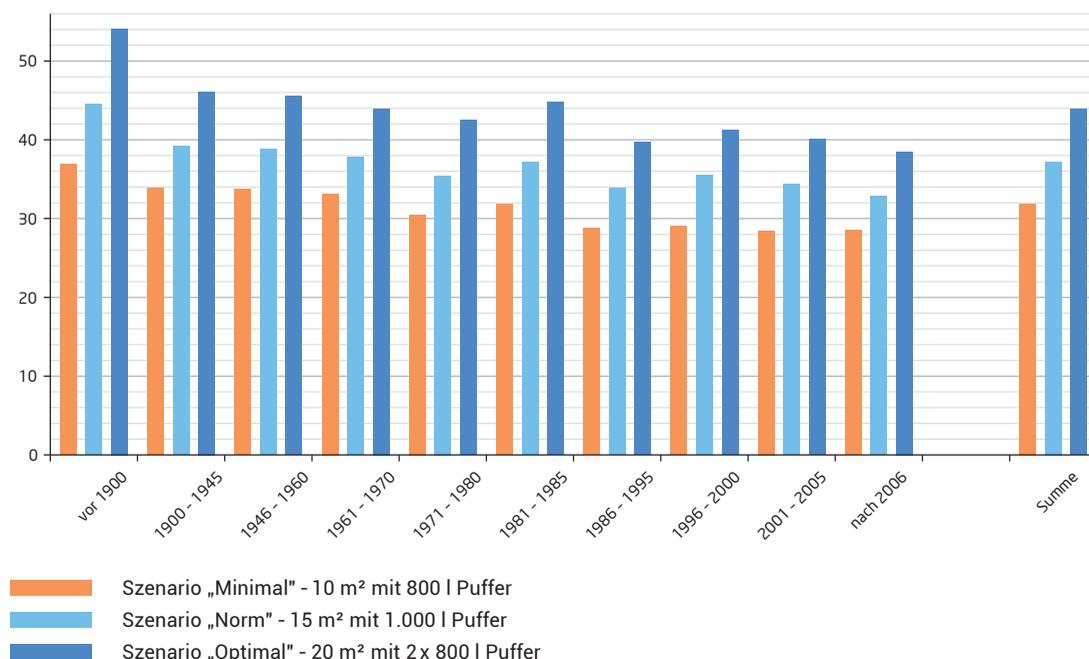
6.2.4 • Solarthermie-Potenzial differenziert nach Baualter der Gebäude

In diesem Abschnitt findet eine Analyse der Solarthermie-Potenziale für unterschiedliche Baualtersklassen statt. Hierbei werden Mittelwerte hinsichtlich des Standorts der Gebäude innerhalb Deutschlands dargestellt.

Aus Abbildung 6-16 ist ersichtlich, dass mit jüngerem Baualter und damit sinkendem Raumwärmebedarf ebenfalls die solar substituierbare Endenergiemenge abnimmt. Zudem steigt diese mit größer werdender ST-Anlage deutlich. Weitere Abhängigkeiten mit teils gegenläufigem Einfluss ergeben sich durch die Orientierungsverteilungen der ST-Anlagen, der Variation der Heizungsanlagen bzw. der klimatischen Bedingungen sowie weitere Abhängigkeiten, die ausführlich in /CORR-01 13/ diskutiert werden.

Abbildung 6-16 • Solarthermisch substituierbarer Endenergieverbrauch in EWEH in Abhängigkeit der Baualtersklasse in kWh/m²a (Flächenbezug: Wohnfläche)

Solarthermisch substituierbarer Endenergieverbrauch
in kWh/m² a



Setzt man die solarthermisch substituierbare Endenergiemenge in Relation zum Endenergieverbrauch des jeweiligen Gebäudes ohne Solarthermie, erhält man den solarthermisch substituierbaren Anteil in Prozent gemäß Abbildung 6-17. Es zeigt sich ebenfalls ein Anstieg mit zunehmender Kollektorfläche. Abweichend gegenüber Abbildung 6-16 findet nun ein deutlicher Anstieg mit jüngerem Baualter (sinkendem Raumwärmebedarf des Gebäudes) statt. In vielen Publikationen wird dieser Wert auch als solarer Deckungsgrad bezeichnet. Dieser ist jedoch für die Bewertung von solarthermischen Potenzialen ungeeignet, da er das Potenzial, insbesondere für Gebäude, mit einem erhöhten Raumwärmebedarf verschleiert.

In Abbildung 6-18 soll als dritte typische Bewertungsgröße der Nutzbare Kollektorsertrag einer ST-Anlage diskutiert werden. Dieser Wert ist der Quotient aus solar substituierbarer Endenergiemenge pro Jahr und verbauter Kollektorfläche.

In der Literatur findet häufig keine klare Abgrenzung zum sog. Kollektorwirkungsgrad statt, der eine Leistungsgröße des isolierten Kollektors bei Normbedingungen und vor allem einer theoretisch unendlich großen Wärmesenke darstellt. Moderne Flachkollektoren erreichen hier Werte im Bereich zwischen 550 und 700 kWh pro Quadratmeter und Jahr, was einem Wirkungsgrad von 55 bis 70 Prozent entspricht.

Abbildung 6-17 • Solarthermisch substituierbarer Endenergieanteil in EWEH in Abhängigkeit der Baualtersklasse in Prozent

Solarthermisch substituierbarer Endenergieanteil

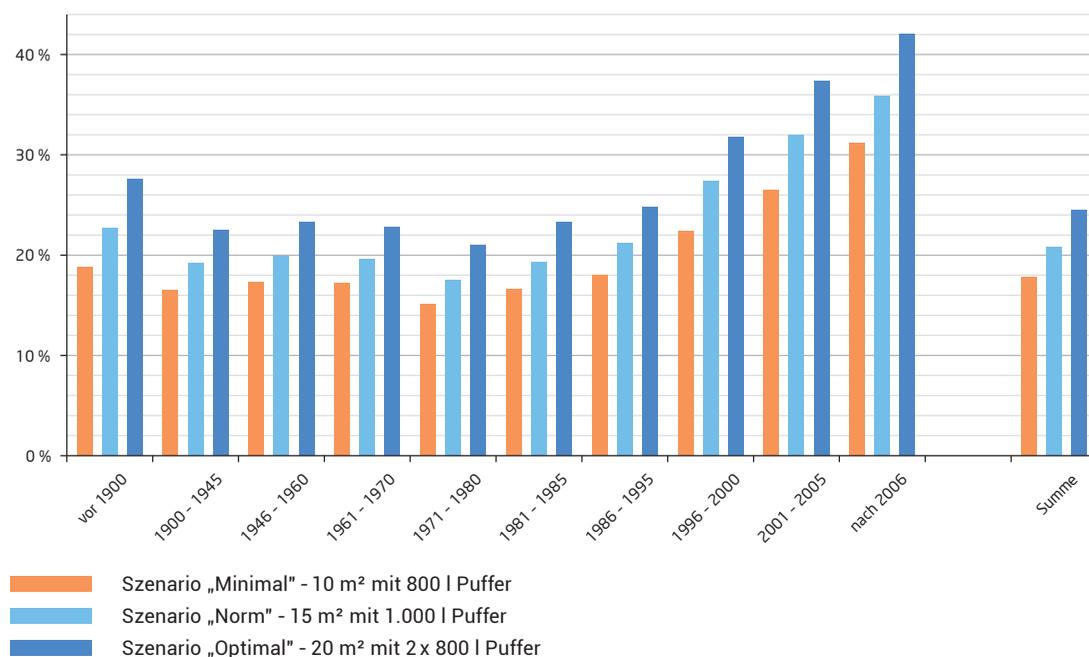
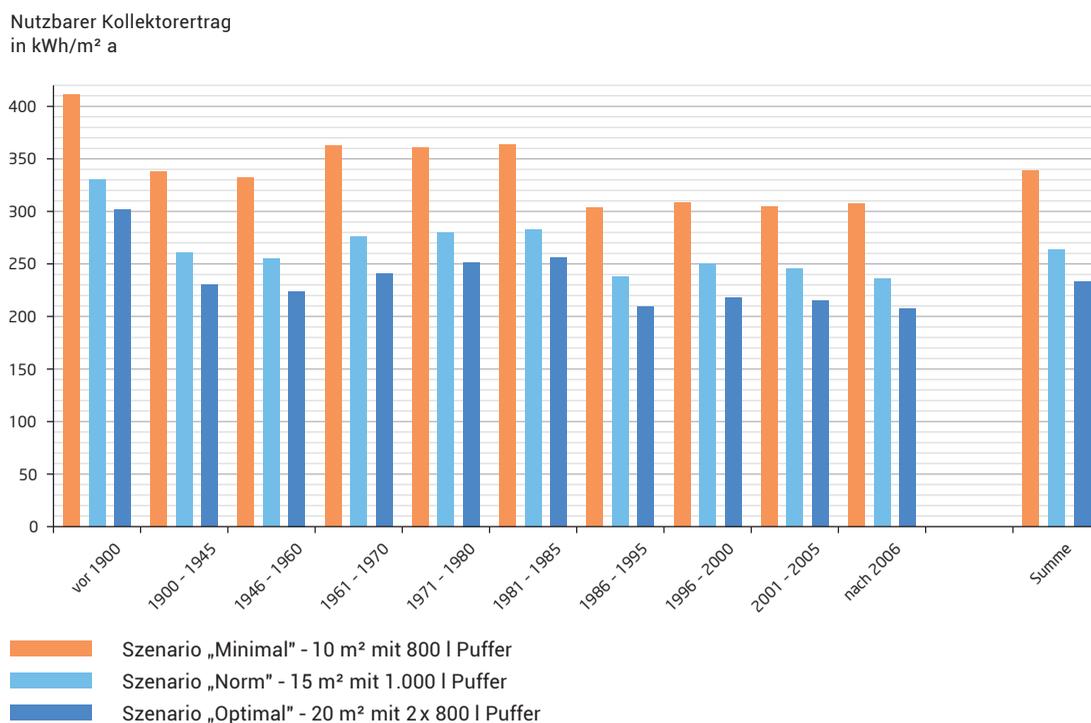


Abbildung 6-18 • Nutzbarer Kollektorsertrag von ST-Anlagen auf EWEH in Abhängigkeit der Baualtersklasse in kWh/m²a (Flächenbezug: Brutto-Kollektorfläche)



Vergleicht man diese Werte mit dem oben dargestellten nutzbaren Kollektorsertrag, zeigen sich deutlich Abweichungen. Diese sind durch den Raumwärmelastgang des Gebäudes erklärbar, da die nutzbare solare Energiemenge natürlich vom jeweiligen Wärmebedarf abhängig ist. Hierdurch ist auch erklärbar, dass der nutzbare Kollektorsertrag mit steigender Kollektorfläche und auch mit jüngerem Baualter (sinkendem Raumwärmebedarf) abnimmt, da es immer häufiger zu Situationen kommt, in denen zwar solarer Ertrag vorhanden wäre, aber der Wärmebedarf bereits gedeckt wurde. Hierdurch wird suggeriert, dass größere ST-Anlagen ineffizienter laufen als kleinere Anlagen. Dies ist aber bei einem Vergleich der solarthermisch substituierbaren Energiemenge nach Abbildung 6-16 relativierbar, da letztlich die absolute einsparbare Menge fossiler Energieträger ausschlaggebend ist für die jährlichen Energiekosten bzw. die Menge an vermiedener Primärenergie bzw. CO₂-Emissionen.

Je nach Art der Darstellung können unterschiedliche Schlussfolgerungen getroffen werden. Für die Bewertung von ST-Potenzialen ergibt sich als geeignetste Größe der „solar substituierbare Endenergieverbrauch“ sowohl als absolute, als auch als wohnflächenspezifische Größe.

6.2.5 • Technisches Gesamtpotenzial der Solarthermie in Deutschland

Je nach Szenario und betrachteter Gemeinde lassen sich durch solarthermische Anlagen auf Gebäuden mit einer Wohneinheit zwischen 28 und 52 kWh Endenergie pro m² Wohnfläche und Jahr substituieren. Das Gesamtpotenzial in Deutschland für Solarthermie auf Gebäuden mit einer Wohneinheit beträgt je nach gewähltem Szenario zwischen 200 und 280 PJ pro Jahr substituierbarer Endenergiemenge (vgl. Tabelle 6-11).

Tabelle 6-11 • Solarthermisches Endenergie-Substitutions-Potenzial, fossiler Rest-Endenergieverbrauch, Primärenergie- und CO₂-Vermeidungs-Potenzial für Deutschland

Szenario	Solarthermisches Endenergie-Substitutions-Potenzial in PJ/a	Fossiler Rest-Endenergieverbrauch in PJ/a	Primärenergie-Vermeidungs-Potenzial in PJ/a	CO ₂ -Vermeidungs-Potenzial in Mio. t/a
Minimal	203	941	227	14,6
Norm	237	907	265	17,1
Optimal	279	864	312	20,1

In Relation zum Endenergieverbrauch dieser Gebäude ohne Solarthermie entspricht dies einem technischen Potenzial von bis zu 25 Prozent. Wie in Tabelle 6-11 dargestellt, können bei einer Anlagenzahl von 16,7 Mio. Anlagen mit 167 bis 333 Mio. m² Kollektorfläche demnach bis zu 312 PJ Primärenergie eingespart bzw. bis zu gut 20 Mio. Tonnen CO₂ pro Jahr vermieden werden.

Um den Effekt der Solarthermie isoliert darstellen zu können, wird keinerlei thermische Sanierung der Gebäude unterstellt. In Kombination mit thermischen Sanierungen ließen sich die Werte für die Endenergie-, Primärenergie- bzw. CO₂-Emissions-Vermeidung jedoch weiter erhöhen.

Als Ausblick sollen noch einige wirtschaftlich relevante Größen ermittelt werden. Mit den in Abschnitt 5.2.2 definierten Kosten (inkl. Installation und MwSt.) für solarthermische Anlagen

- Kleine Referenz-Solarthermieanlage mit 10 m² und 800 l Puffer: 7.000 €
- Mittlere Referenz-Solarthermieanlage mit 15 m² und 1.000 l Puffer: 9.000 €
- Große Referenz-Solarthermieanlage mit 20 m² und 1.600 l Puffer: 11.000 €

und unter Berücksichtigung der aktuellen Förderung über das MAP mit 90 €/m² bzw. mind. 1.500 € (vgl. Abschnitt 7.3) ergeben sich über einen Betrachtungszeitraum von 20 Jahren folgende Zusammenhänge (ohne Kapitalkosten):

Szenario	Investition in €	Förderung in €	Förderung in ct/kWh	CO ₂ -Vermeidungskosten (Betreiber) in €/t CO ₂	CO ₂ -Vermeidungskosten (Fördermittelgeber) in €/t CO ₂
Minimal	7.000	1.500	2,21	314	85,6
Norm	9.000	1.500	1,90	366	73,3
Optimal	11.000	1.800	1,93	382	74,7

Ersichtlich ist eine auf den Ertrag umgerechnete Förderung der Solarthermie in der Größenordnung von 2 ct/kWh. Diese liegt in guter Übereinstimmung mit dem mittleren Wert aus Tabelle 5-4. Die CO₂-Vermeidungskosten sind in zwei Einzelbestandteilen ausgewiesen und zwar einmal aus Betreibersicht und einmal aus Fördermittelgebersicht. Im ersten Fall ist die Investition abzgl. der Förderung zugrunde gelegt – im zweiten Fall die reine Förderung. Die gesamten CO₂-Vermeidungskosten ergeben sich durch Addition beider Teilwerte.

Unberücksichtigt bleiben bei dieser Darstellung zwei weitere Aspekte. Zum einem verbleiben durch den Kauf einer Solarthermieanlage erhebliche Wertschöpfungsanteile beim Handwerk in Deutschland /BSW-04 12/. Zum anderen fließt beinahe die gesamte Förderung (Szenario „Minimal“) bzw. mehr als die Förderung (Szenario „Norm“ und „Optimal“) in Form von MwSt.-Zahlungen an den Staatshaushalt zurück.

6.2.6 • Praktisches Potenzial der Solarthermie in Deutschland

Abschließend soll das in der Praxis erreichbare Zubau-Potenzial auf Bundesland-Ebene und für gesamt Deutschland abgeschätzt werden. Viele Hemmnisse, die einen Zubau beschränken, sind rein qualitativ und daher nur mit erheblicher Ungenauigkeit quantifizierbar. Drei wesentliche Faktoren jedoch können auf Basis statistischer Daten belastbar quantifiziert werden.

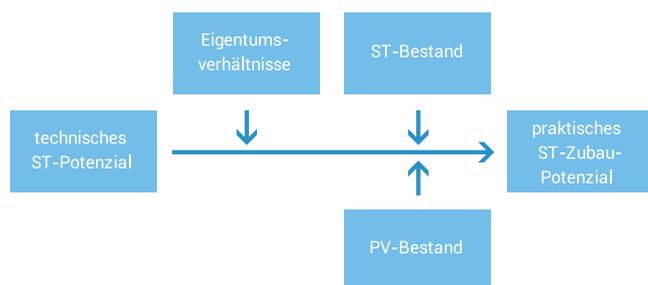


Abbildung 6-19
Das technische Potenzial einschränkende Faktoren

Eigentumsverhältnisse

Einen wesentlichen, einschränkenden Einfluss für die Installationsentscheidung einer ST-Anlage stellen die Eigentumsverhältnisse der EWEH dar. Für Mietobjekte können die Installationskosten lediglich über eine Investitionsumlage unabhängig von der realisierbaren Energiekostensparnis refinanziert werden. Da der Vermieter daher diese Kosten nur über einen langen Zeitraum refinanzieren kann, besteht kaum eine Motivation für die Installation einer ST-Anlage. Für die Bestimmung des praktischen Potenzials wird als konservative Abschätzung daher davon ausgegangen, dass keine ST-Anlagen auf vermieteten EWEH errichtet werden. Nach einer Auswertung in /CORR-01 13/ zeigt sich eine Eigentümer-Nutzungsquote von 75,4 Prozent für EWEH (17,8 Prozent der EWEH sind vermietet; 6,8 Prozent stehen leer). Diese Eigentümer-Nutzungsquote wird mangels disaggregierter Daten auf Bundeslandebene für alle Bundesländer in gleicher Höhe definiert und reduziert die für ST-Installationen verfügbare Anzahl an EWEH um 24,6 Prozent.

Solarthermie- und Photovoltaik-Bestand

Als zweiten beschränkenden Einfluss werden bestehende PV- und ST-Anlagen definiert. Für die Ermittlung des praktischen Potenzials wird als konservativer Ansatz davon ausgegangen, dass weder bereits bestehende ST-Anlagen vergrößert oder ersetzt werden, noch dass auf Gebäuden mit PV ausreichend Flächen für die zusätzliche Installation von ST-Anlagen zur Verfügung stehen. D.h. der EWEH-Bestand für eine mögliche ST-Installation wird um die Anzahl bestehender ST- bzw. PV-Anlagen auf EWEH weiter reduziert. Grundlage hierfür ist der regional aufgelöste Anlagenbestand nach Abschnitt 7.4.

Nach Abbildung 7-5 sind zwischen 3,5 und knapp 19 Prozent der EWEH mit einer solarthermischen und ca. bis zu 4 Prozent mit einer photovoltaischen Anlage ausgestattet. Die Mittelwerte für das gesamte Bundesgebiet liegen bei 10,3 Prozent für ST-Anlagen und 2,4 Prozent für PV-Anlagen (PV).

Unter Berücksichtigung des selbstgenutzten EWEH-Bestands ohne solare Anlagen können nun das praktische solarthermische Endenergie-Substitutionspotenzial und der fossile Rest-Endenergieverbrauch differenziert für alle Bundesländer bestimmt werden.

Tabelle 6-12 • Praktisches solarthermisches Endenergie-Substitutions-Potenzial und fossiler Rest-Endenergieverbrauch aller drei Szenarien für Bundesländern und Deutschland in PJ/a

Bundesland	Praktisches solarthermisches Endenergie-Substitutions-Potenzial in PJ/a			Fossiler Rest-Endenergieverbrauch in PJ/a		
	Minimal	Norm	Optimal	Minimal	Norm	Optimal
Schleswig-Holstein	5,57	6,48	7,61	28,52	27,60	26,48
Hamburg	1,31	1,51	1,77	6,59	6,39	6,14
Niedersachsen	16,16	18,76	21,96	76,00	73,40	70,19
Bremen	0,81	0,94	1,10	4,00	3,88	3,72
Nordrhein-Westfalen	25,17	29,12	34,06	115,21	111,26	106,33
Hessen	10,01	11,67	13,72	44,58	42,92	40,87
Rheinland-Pfalz	9,48	11,10	13,08	44,36	42,74	40,76
Baden-Württemberg	15,77	18,47	21,85	68,24	65,55	62,17
Bayern	20,58	24,21	28,76	96,96	93,32	88,77
Saarland	2,61	3,05	3,59	11,80	11,36	10,83
Berlin	1,50	1,74	2,04	7,16	6,91	6,62
Brandenburg	4,11	4,86	5,71	19,35	18,61	17,76
Mecklenburg-Vorpommern	2,40	2,84	3,32	11,12	10,69	10,20
Sachsen	4,27	5,06	5,99	20,04	19,25	18,32
Sachsen-Anhalt	3,53	4,14	4,87	16,59	15,97	15,25
Thüringen	3,41	4,04	4,78	16,50	15,87	15,13
Deutschland	126,70	147,98	174,19	587,01	565,74	539,53

Der fossile Rest-Endenergieverbrauch bezieht sich ausschließlich auf die durch oben genannten einschränkenden Faktoren verkleinerter Gebäudeklasse. Bezieht man dieses Potenzial auf die verfügbare Wohnfläche der selbstgenutzten EWEH ohne solare Anlagen des jeweiligen Bundeslandes, ergeben sich die Werte gemäß Tabelle 6-13.

Tabelle 6-13 • Praktisches solarthermisches Endenergie-Substitutions-Potenzial und fossiler Rest-Endenergieverbrauch aller drei Szenarien für Bundesländern und Deutschland in kWh/m²a (Flächenbezug: Wohnfläche)

Bundesland	Praktisches solarthermisches Endenergie-Substitutions-Potenzial in kWh/m ² a			Fossiler Rest-Endenergieverbrauch in kWh/m ² a		
	Minimal	Norm	Optimal	Minimal	Norm	Optimal
Schleswig-Holstein	30,47	35,45	41,63	155,99	151,01	144,83
Hamburg	30,38	35,01	40,94	152,64	148,00	142,07
Niedersachsen	30,27	35,14	41,14	142,38	137,51	131,51
Bremen	30,58	35,29	41,26	150,60	145,89	139,92
Nordrhein-Westfalen	30,52	35,32	41,30	139,71	134,92	128,94
Hessen	32,00	37,31	43,84	142,47	137,17	130,63
Rheinland-Pfalz	32,19	37,70	44,43	150,69	145,19	138,46
Baden-Württemberg	33,31	38,99	46,13	144,08	138,40	131,25
Bayern	33,66	39,60	47,05	158,59	152,65	145,20
Saarland	32,81	38,33	45,06	148,28	142,76	136,03
Berlin	31,02	36,02	42,18	148,04	143,04	136,88
Brandenburg	30,56	36,07	42,38	143,74	138,24	131,92
Mecklenburg-Vorpommern	30,97	36,55	42,86	143,36	137,78	131,47
Sachsen	33,10	39,21	46,42	155,31	149,20	141,99
Sachsen-Anhalt	31,50	36,97	43,41	147,97	142,50	136,06
Thüringen	32,73	38,79	45,91	158,50	152,43	145,31
Deutschland	31,77	37,10	43,67	147,17	141,84	135,27

6.2.7 • Praktisches Gesamtpotenzial in Deutschland

Das praktische Potenzial ist ggü. dem technischen Potenzial aus Tabelle 6-11 um 37,7 Prozent reduziert. Durch einen Zubau von ca. 10,5 Mio. ST-Anlagen auf EWEH mit – je nach gewähltem Szenario – 105 bis 210 Mio. m² Kollektorfläche können zwischen 127 und 174 PJ/a Endenergie substituiert werden (vgl. Tabelle 6-14). Dies entspricht einem solarthermisch substituierbaren Anteil von bis zu 15 Prozent. Im Vergleich zu der bisher verbauten Fläche (4,4 Mio. m² auf EWEH bis Ende 2012) wäre je nach Szenario ein Zuwachs auf das 6,3- bis 14,6-fache erforderlich.

Tabelle 6-14 • Praktisches solarthermisches Endenergie-Substitutions-Potenzial, fossiler Rest-Endenergieverbrauch, Primärenergie- und CO₂-Vermeidungs-Potenzial für Deutschland

Szenario	Praktisches solarthermisches Endenergie-Substitutions-Potenzial in PJ/a	Fossiler Rest-Endenergieverbrauch in PJ/a	Primärenergie-Vermeidungs-Potenzial in PJ/a	CO ₂ -Vermeidungs-Potenzial in Mio. t/a
Minimal	127	1.017	141	9,1
Norm	148	996	165	10,6
Optimal	174	970	194	12,5

6.2.8 • Zusammenfassung

Das technische, nach Gemeinden differenzierte Potenzial, wird aufgrund der Fülle der Einzeldatensätze in Form von Kartogrammen visualisiert. Unter /SOLPOT-01 14/ können für jedes der betrachteten Szenarien differenziert für alle Gemeinden Einzelergebnisse zum technischen Potenzial abgerufen werden. In Summe können in Deutschland bis zu 25 Prozent des im EWEH umgesetzten Endenergieverbrauchs für Raumwärme und Warmwasser durch solarthermische Anlagen substituiert werden. Dies entspricht einem Potenzial zur Vermeidung von Primärenergie von knapp 312 PJ/a bzw. einer möglichen Reduktion von CO₂-Emissionen von 20,1 Mio. Tonnen jährlich.

Für das praktische Potenzial wirken einschränkende Faktoren wie Eigentumsverhältnisse oder bestehende Solarthermie- und Photovoltaik-Anlagen. Für eine konservative Abschätzung des praktischen Potenzials werden Neu-Installationen von Solarthermieanlagen ausschließlich auf selbstgenutzten EWEH ohne solare Anlagen unterstellt. Durch diese konservative Abschätzung reduziert sich das technische Potenzial um knapp 38 Prozent. Im Ergebnis dieser konservativen Abschätzung ließe sich durch den praktikablen Zubau von ST-Anlagen die solarthermisch substituierbare Endenergiemenge für Raumwärme und Warmwasser auf bis zu 15 Prozent reduzieren. Das Primärenergie-Vermeidungspotenzial beträgt nun bis zu 194 PJ/a. Der CO₂-Ausstoß ließe sich um bis zu 12,5 Mio. Tonnen jährlich reduzieren.

Durch diese Grenzwertbetrachtung lässt sich ein Korridor für das solarthermische Potenzial auf Basis der drei definierten Szenarien aufspannen. Die hierdurch als realistisch umsetzbaren Potenziale liegen demnach im Bereich zwischen diesem technischen und dem praktischen Potenzial. Auf vielen EWEH können dagegen auch größere Solarthermieanlagen errichtet werden, wodurch sich gegenüber den hier definierten Szenarien noch erhöhte Potenziale ergeben.

7 | Einschränkungen und denkbare Lösungen

7.1 • Mängel

In Kapitel 4 wurde ausführlich dargestellt, wie eine Solarthermieanlage geplant, installiert und gewartet werden sollte. Aufgrund der Komplexität von ST-Systemen kann es jedoch in vereinzelten Fällen dazu kommen, dass Fehler nicht sofort erkannt werden und der solare Ertrag geringer ausfällt. Da allermeist auf den Einbau einer umfassenden Ertragskontrolle verzichtet wird, bleibt für den Anlagenbesitzer ohne tiefergehendes Fachwissen letztlich nur die Möglichkeit, nachträglich über die Reduktion des konventionellen Energiebedarfs (z.B. Öl-/Gas) auf die solarthermisch eingesparte Energiemenge zurückzuschließen. Aus diesem Grund, und weil der konventionelle Kessel auch einen Ausfall der ST-Anlage komplett abdeckt, kann es recht lange dauern, bis sich ein Problem der ST-Anlage tatsächlich als solches bemerkbar macht.

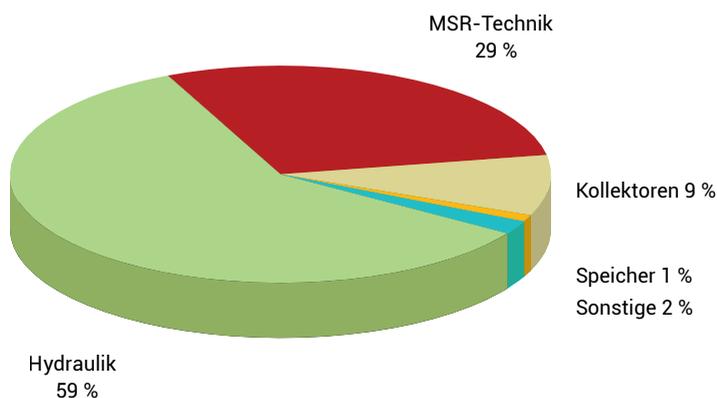


Abbildung 7-1
Anlagenmängel bei
ST-Anlagen nach
/BAUM-01 08/

Die weitaus größten Fehler sind im Bereich der Hydraulik zu finden (*Abbildung 7-1*). Dies ist vermutlich auf die Vielzahl der Anlagenvarianten, den verhältnismäßig geringen Grad an Standardisierung der Einzelkomponenten und auf das Vorhandensein von Wissensdefiziten bei einzelnen Installationsbetrieben zurückzuführen. Daher empfiehlt es sich, möglichst auf ein Komplettsystem zurückzugreifen, bei dem die Komponenten bereits optimal aufeinander abgestimmt sind und die Fehlerrate beim Aufbau durch vorgefertigte Module erheblich gesenkt wird.

Weitere Schwierigkeiten können bei der Mess-/Steuerungs- und Regeltechnik auftreten. So kann es neben einem Defekt der Regelungseinheit passieren, dass Sensoren falsch angeschlossen werden; vgl. dazu auch Abschnitt 4.2.5.

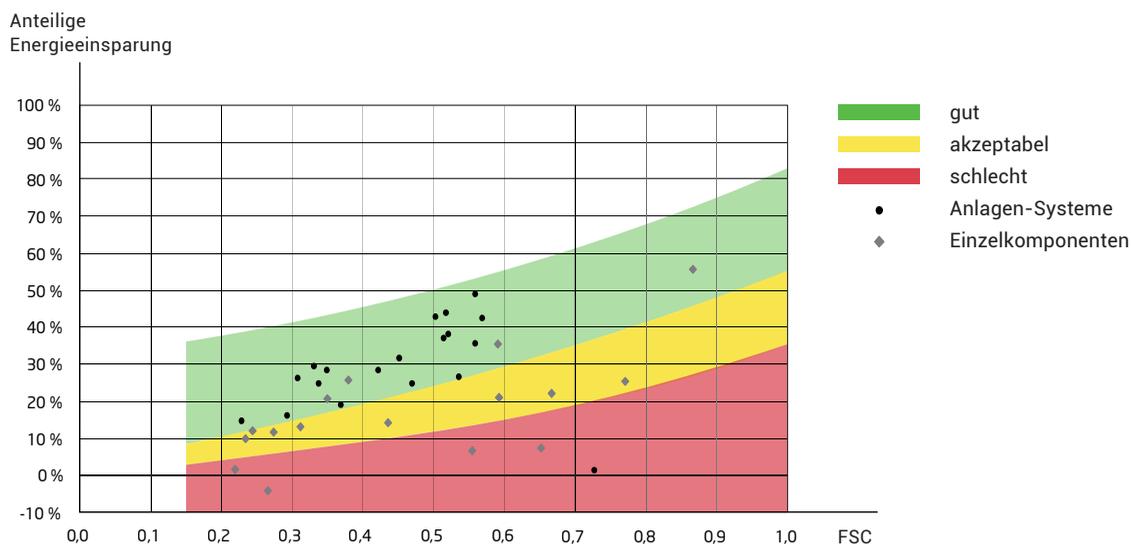
Kollektoren müssen mehrere Anforderungen erfüllen. Zum einen die Aufnahme von Strahlungsenergie, was durch eine beschattungsfreie, korrekte Ausrichtung und Neigung gewährleistet wird (*Abschnitt 4.1.2 und Abschnitt 4.1.3*). Auch die hydraulische Einbindung in das Gesamtsystem muss stimmen, damit die Anlage zuverlässig funktioniert. Zum anderen müssen die Kollektoren mechanisch sicher befestigt werden, um Schnee- und Windlasten aufnehmen zu können. Trotz aller Vorsichtsmaßnahmen kann es in seltenen Fällen, z.B. durch Hageleinwirkung, zu unvermeidbaren Schäden kommen. Eine Absicherung diesbezüglich kann bei zahlreichen Versicherungsunternehmen abgeschlossen werden.

Mängel an Speichern kommen selten vor (*Abbildung 7-1*), da der Speicher ein rein passives Element ist. Grundsätzliche Fehler können z. B. durch eine mangelhafte Montage der Dämmung aufkommen; die Folge sind erhöhte thermische Verluste und finanzielle Einbußen. Der Verzicht auf den Einbau von Thermosiphons kann eine vergleichbare Wirkung haben. Maßnahmen, welche auf die optimierte Einbindung des Speichers in das Gesamtsystem abzielen sind in Abschnitt 4.1.9 und Abschnitt 4.2.3 beschrieben.

7.2 • Image der Solarthermie

Laut einer repräsentativen Umfrage die vom Bundesverband Solarwirtschaft (BSW) im Jahr 2011 in Auftrag gegeben wurde, sind 90 Prozent aller Besitzer von Solarthermieanlagen mit ihrer Anlage sehr zufrieden. 10 Prozent sind nur teilweise zufrieden und niemand der befragten 500 Ein- oder Zweifamilienhaus-Eigentümer ist mit seiner Anlage unzufrieden. Das Ergebnis der Umfrage stellt das subjektive Empfinden der Anlagenbesitzer fest. Der sehr hohe Grad an Zufriedenheit steht im Gegensatz zu einer anderen Untersuchung, die sich vorrangig auf die technische Beurteilung und den Vergleich unterschiedlicher Solarthermieanlagen bezog. So wurden bis 2010 im Rahmen des internationalen Projekts CombiSol 41 Kombianlagen in Österreich, Frankreich, Deutschland und Schweden messtechnisch ausgestattet und über einen längeren Zeitraum untersucht /CSOL-01 10/. Ein Vergleich der Anlagen verschiedener Größe, unterschiedlicher Hersteller und abweichender Standorte wurde auf Basis der „Fractional Solar Consumption (FSC)“ gezogen. Dieser rechnerisch ermittelte Wert bezieht alle wesentlichen Einflussfaktoren auf ein ST-System in die Effizienzbewertung einer Anlage mit ein: Einstrahlung in Kollektorebene (somit Aufstellort, Neigung und Ausrichtung der Kollektoren) und Wärmebedarf des Gebäudes (Lage, Dämmstandard, Personenbelegung etc.). Die Parameter werden auf monatlicher Basis ermittelt. Es resultiert ein theoretischer, maximal erreichbarer solarer Deckungsgrad der jeweiligen Anlage.

Abbildung 7-2 • Effizienzvergleich verschiedener Kombianlagen (frei aufgebaut und Kompaktanlagen), nach /CSOL-01 10/



Rückschlüsse auf die Effizienz einer einzelnen Anlage lassen sich treffen, wenn der theoretische FSC zusammen mit der tatsächlichen, anteiligen Energieeinsparung in ein Diagramm eingetragen wird. In Abbildung 7-2 markiert die grüne Zone einen Bereich, in dem von einer energieeffizienten Betriebsweise der Solarthermieanlage ausgegangen wird.

Es zeigen sich mehrere Aspekte: Offensichtlich funktionieren nicht alle Anlagen optimal. Bei etwa einem Drittel besteht Verbesserungspotenzial. Im schlechtesten Fall verursachte der Einbau der ST-Anlage sogar einen zusätzlichen Energieaufwand (Punkte unterhalb 0 Prozent). Als weiterer Gesichtspunkt wird ersichtlich, dass Solarthermieanlagen-Systeme mit hohem Vorfertigungsgrad der einzelnen Komponenten bezüglich der Effizienz besser abschneiden, als durch den Planer aus Einzelkomponenten zusammengestellte Anlagen. Inzwischen setzen viele Hersteller auf einen recht hohen Modularisierungsgrad ihrer Komponenten, weshalb solche Anlagen-Systeme mit genau aufeinander abgestimmten Komponenten frei konfigurierten Anlagen vorzuziehen sind. Durch Erstere lässt sich das Risiko für Fehler im Anlagenaufbau deutlich reduzieren, was sich generell in einem Effizienzgewinn äußert.

Die Diskrepanz zwischen dem subjektiven Empfinden der Anlagenbesitzer und der messtechnischen Untersuchung ergibt sich vermutlich aus dem Grund, dass nur in den wenigsten Anlagen tatsächlich eine entsprechende Messtechnik eingebaut ist, die es ermöglicht, Erträge und Effizienz einer Anlage objektiv festzustellen. Aber selbst wenn eine solche Messeinrichtung vorhanden ist, können die Werte nicht direkt mit anderen Anlagen verglichen werden, da sich die spezifischen Einflussfaktoren (Aufstellort, Neigung, Energiebedarf, u. v. m.) auf jeder Solarthermieanlage anders darstellen.

7.3 • Förderpolitik

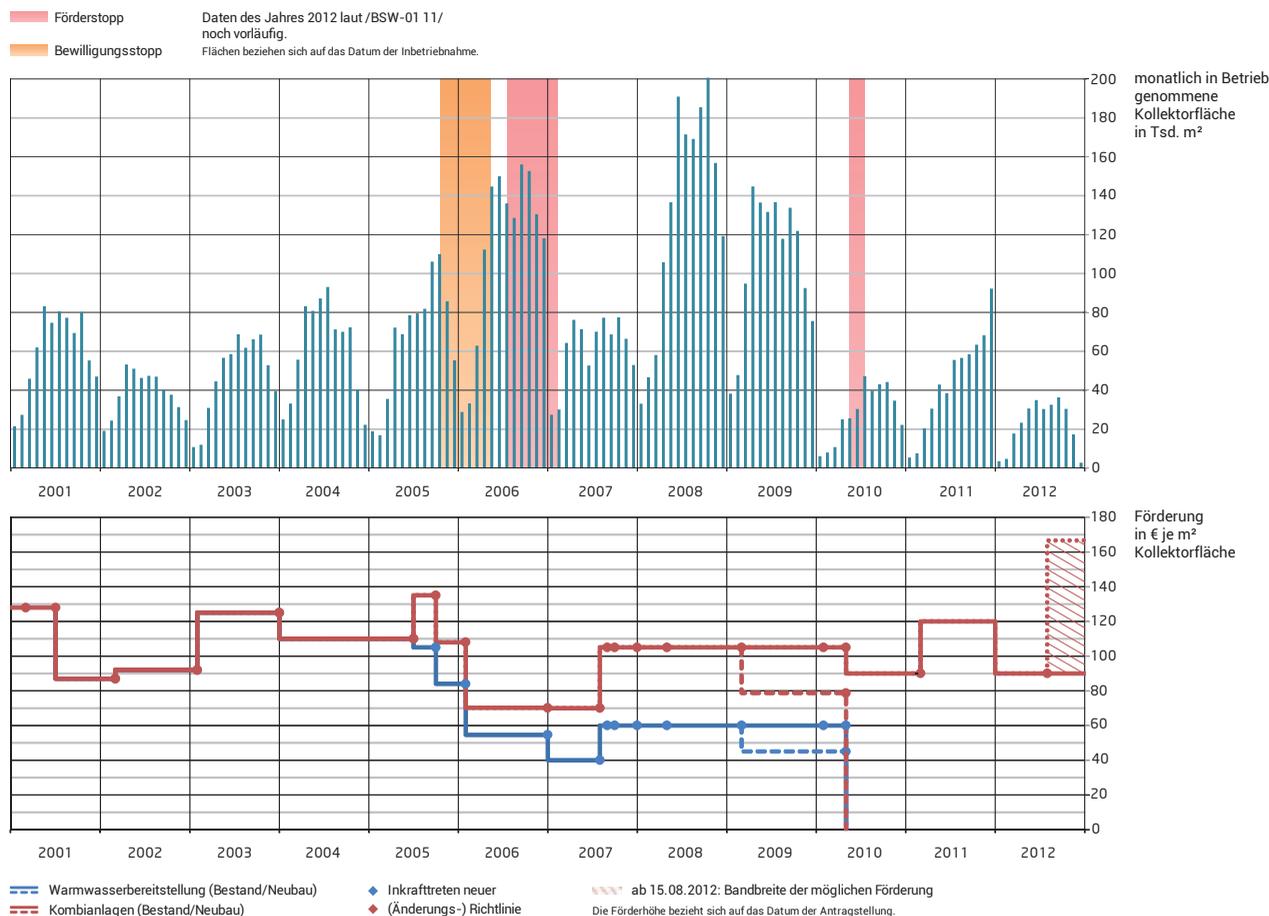
Wie für viele regenerative Energietechnologien besteht aktuell für solarthermische Kombianlagen die Möglichkeit, eine Investitions-Förderung über das sog. Marktanzreizprogramm (MAP) /BAFA-01 11/ zu erhalten. Ziel des MAPs ist es, die Anteile erneuerbaren Energien für den Bereich der Wärmeversorgung kontinuierlich zu erhöhen. Mit seinen insgesamt 20 Anpassungen zwischen 2001 und 2013 war es einerseits Treiber, aber häufig auch Hemmnis für den Zubau – mit mehr oder minder deutliche sichtbarer Wirkung. Diese Effekte sind in Abbildung 7-3 zusammengefasst dargestellt.

Im oberen Bereich des Diagramms sind die monatlichen Zubauraten dargestellt; im unteren Bereich Höhe der Investitionsförderung, jeweils bezogen auf die Kollektorfläche. Alle Punkte im unteren Bereich stellen eine Anpassung der Bedingungen der Fördermodalitäten dar – häufig in Kombination einer Anhebung oder Absenkung der Fördersätze. Ferner gab es in diesem Zeitraum zwei Förderstopps (als rote Fläche im oberen Bereich visualisiert) und einen Bewilligungsstopp (orange Fläche), während dieser Förderungen seitens des BAFA nicht beschieden wurden. Ab Anfang 2010 werden zudem keine solarthermischen Anlagen für die ausschließliche Warmwasserbereitung bzw. auch nur noch Kombianlagen gefördert, die auf Gebäuden errichtet werden, deren Baugenehmigung vor dem 01.01.2009 gestellt wurden. Ferner ist für die Interpretation wichtig, dass bis Ende 2006 aufgrund eines zweistufigen Antragsverfahrens zwischen Antrag und Fertigstellung bis zu einem Dreivierteljahr vergehen konnte, während ab 2007 das Verfahren auf ein einstufiges umgestellt wurde, bei dem nun der Antragszeitpunkt nach dem Fertigstellungszeitpunkt liegt. Durch diese Umstellung stieg jedoch das Risiko des Antragstellers, eine nicht mehr förderfähige oder zu deutlich geringeren Sätzen geförderte ST-Anlage gebaut zu haben. Eine Planungs- und somit Investitionssicherheit hinsichtlich der Fördermittel ist für den Bau solarthermischer Anlagen seit dem Jahr 2007 nicht mehr gegeben; zwölf der 20 Modifizierungen der (Änderungs-)Richtlinien fielen in diesen Zeitraum (2007 bis Ende 2012).

Bewertung

Weitere Detaileffekte sind umfassend in /CORR-01 13/ diskutiert und sollen an dieser Stelle nicht vertieft werden. Jedoch kann das aktuelle Förderinstrument (MAP) alleine aufgrund seiner 20 Anpassungen zwischen 2001 und 2013 als unberechenbar bezeichnet werden. Die Förderhöhe schwankte in diesen zwölf Jahren zwischen 45 und 167 € pro m² Kollektorfläche. Fördersätze wurden Monate oder auch nur Tage vorangekündigt erhöht oder gesenkt, durch Förderstopps vorübergehend ausgesetzt bzw. auf unbestimmte Zeit gestrichen oder letztlich für Gebäude ab 2009 bzw. für WW-Anlagen endgültig gestrichen. Die Reaktionen des Zubaus sind entsprechend gleichermaßen

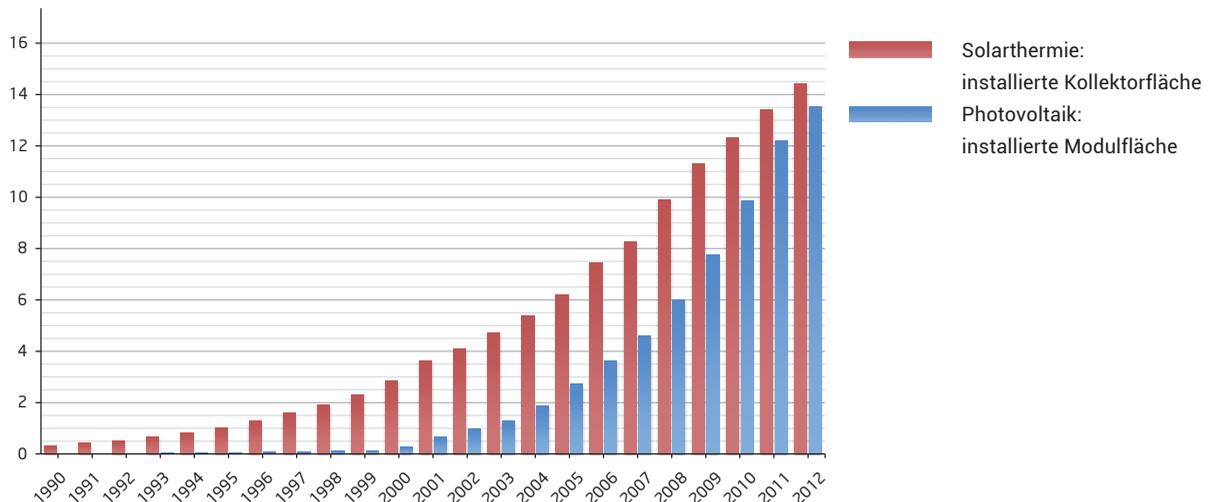
Abbildung 7-3 • Entwicklung der monatlich in Betrieb genommenen Kollektorfläche im Vergleich zur spezifischen Basisförderung solarthermischer Anlagen; eigene Berechnungen nach /BAFA-01 11/, /BSW-01 11/



volatil, da der potenzielle ST-Käufer verunsichert auf möglicherweise bessere Förderbedingungen hofft. Im Vergleich zu einer gut kalkulierbaren Vergütung über das EEG für den direkten Dachflächen-Konkurrenten Photovoltaik, kann dieses Förderinstrument (MAP) nur als unzureichend für einen nachhaltigen und vor allem stetigen Zubau von Solarthermieanlagen eingestuft werden. Diese Situation findet sich auch direkt in den niedrigen regenerativen Anteilen im Wärmesektor mit 10,4 Prozent und im Stromsektor mit 22,9 Prozent gespiegelt (vgl. *Abbildung 2-2*). Die Entwicklungen für solare Anlagen auf EWEH in *Abbildung 7-4* auf Seite 112 bestätigen diesen Sachverhalt ebenfalls eindrucksvoll.

Abbildung 7-4 • Entwicklung der installierten Modul- (Photovoltaik) und Kollektorfläche (Solarthermie) auf EWEH

Kollektor und Modulfläche
in Mio. m²



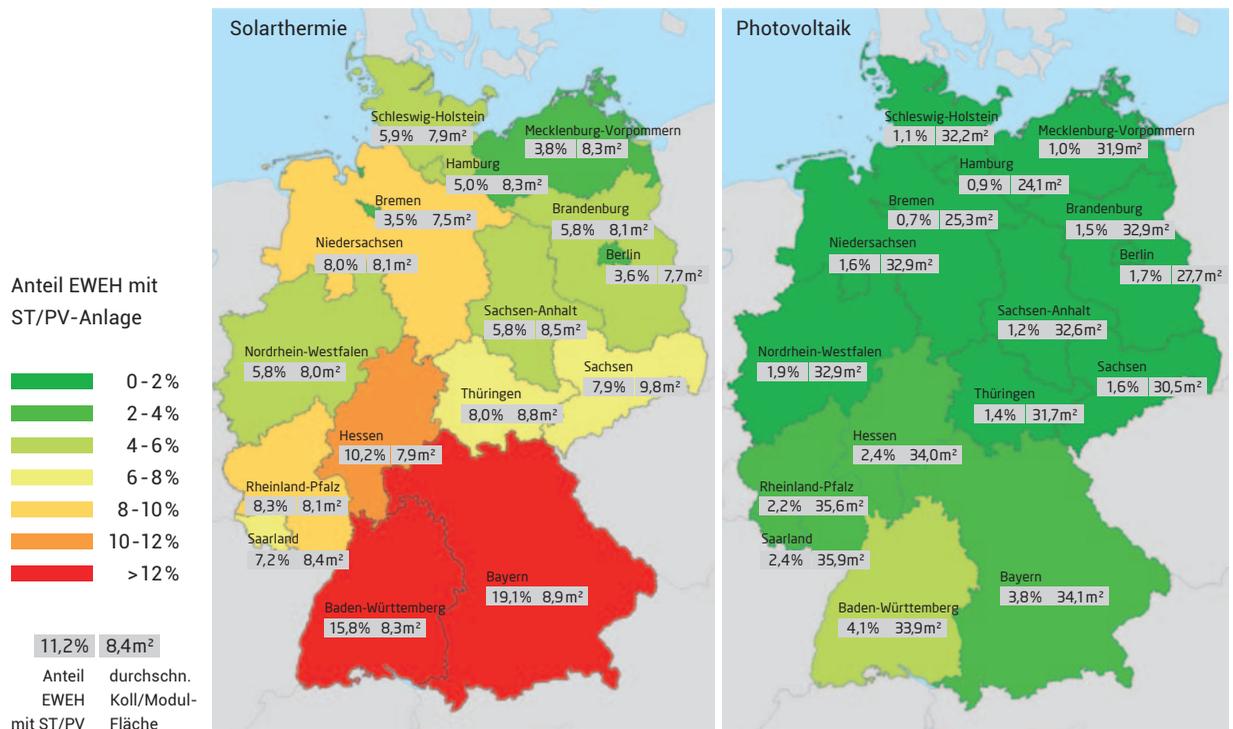
Neben der zu überprüfenden Wiederaufnahme einer Solarthermie-Förderung im Gebäudeneubau ist eine nachhaltige Verstetigung der Förderbedingungen für ST-Anlagen im Gebäudebestand zu schaffen. Bei einer kontinuierlich sinkenden Neubauquote von aktuell lediglich 0,5 Prozent können in überschaubaren Zeiträumen ohne den Gebäudebestand keine nennenswerten Reduktionspotenziale gehoben werden. Ordnungspolitische Maßnahmen wie Energieeinsparverordnung (EnEV) oder Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG), die beinahe ausschließlich im Neubaubereich wirken, können hier nur wenig beitragen. Zusätzlich sollten alternative Fördersysteme (vgl. /CORR-01 13/) hinsichtlich Ihrer Wirksamkeit kontinuierliche Kaufanreize zu schaffen überprüft werden.

7.4 • Konkurrenz zur Photovoltaik

In direkter Konkurrenz zur Solarthermie im Bereich der EWEH steht die Photovoltaik. Beide regenerativen Energiesysteme benötigen mehr oder weniger große Anteile der für solare Anwendungen nutzbaren Dachfläche. Wie in Abschnitt 5.2.3 gezeigt, besteht seit Jahren ein deutlicher wirtschaftlicher Vorteil auf Seiten der Photovoltaik.

In /CORR-01 13/ wurde eine Analyse der Durchdringungsgrade von solaren Anlagen auf Gebäuden mit einer Wohneinheit durchgeführt und je Bundesland ausgewertet.

Abbildung 7-5 • Durchdringungsgrade von solarthermischen Anlagen und Photovoltaik-Anlagen im EWEH je Bundesland sowie durchschnittliche Kollektorfeld- bzw. Modulfläche je Anlage im Jahr 2012

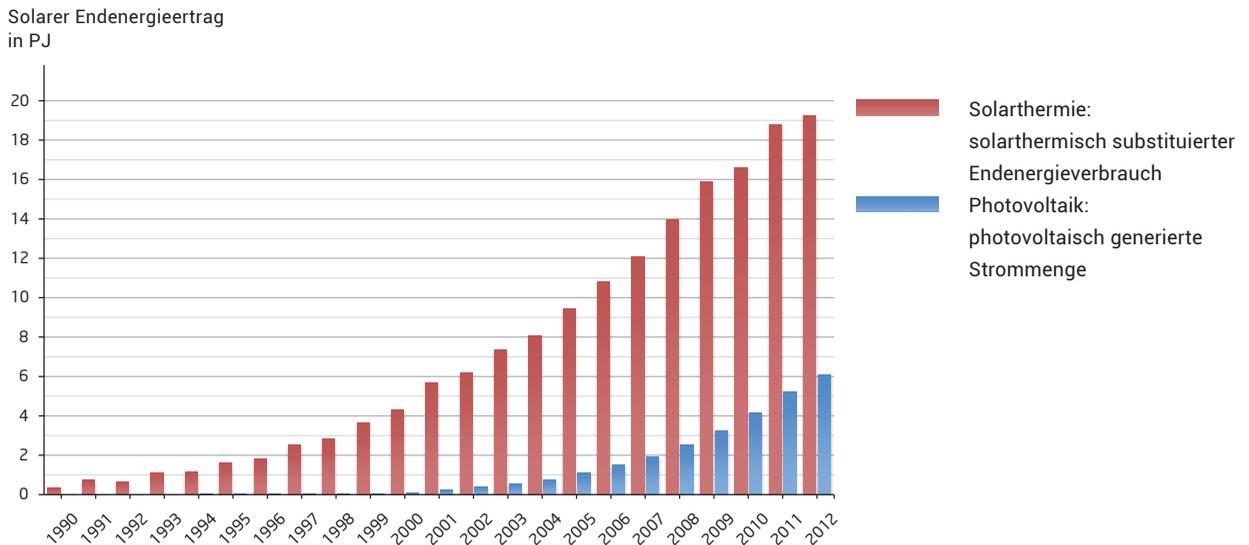


Demnach belegt eine PV-Anlage auf EWEH durchschnittlich 24 bis 36 m². Die Größen der ST-Anlagen fallen mit 7,5 bis 9,8 m² deutlich geringer aus. Der Durchdringungsgrad der ST für EWEH liegt Ende 2012 zwischen 3,5 und 19,1 Prozent – im Bundesdurchschnitt beträgt er 10,3 Prozent.

Durch die deutlich größeren, sichtbaren Modulflächen der PV-Anlagen – um den Faktor 3 bis 4 größer als die Kollektorflächen – und verstärkt durch große Modulflächen auf Nicht-Wohngebäuden und Gewerbe-Gebäuden widersprechen die oben dargestellten Ergebnisse der subjektiven optischen Wahrnehmung, obwohl der Durchdringungsgrad der ST auf EWEH je nach Bundesland um das 2 bis 5fache höher liegt als jener für die PV mit im Bundesmittel 2,4 Prozent.

Bei einem Vergleich der solarthermisch nutzbaren bzw. photovoltaisch eingespeisten Energiemengen zeigt sich eine historische Entwicklung nach Abbildung 7-6. Da der Zubau von solaren Anlagen kontinuierlich während eines Jahres stattfindet, wird bei der Berechnung der generierten Energiemenge für das letzte Jahr (hier 2012) die mittlere, in diesem Jahr verfügbare Fläche (50 Prozent der gesamten zugebauten Fläche) berücksichtigt. (vgl. auch /BMU-08 12/).

Abbildung 7-6 • Entwicklung der nutzbaren solarthermischen Wärmemengen und eingespeisten Strommengen durch Photovoltaik auf EWEH



Bei einem Vergleich zwischen Abbildung 7-4 und Abbildung 7-6 zeigen sich – neben einem früheren Markteintritt der Solarthermie ggü. der Photovoltaik – hinsichtlich der installierten Flächen deutlich höhere Steigerungsraten für die PV ab 2005. Wie bereits erwähnt, ist dies nicht zuletzt einem sehr unterschiedlichen Anreizsystem (Investitionsförderprogramm bei der ST im Vergleich zur Ertragsvergütung bei der PV) auf unterschiedlichem Niveau geschuldet, kombiniert mit einem deutlichen Preisverfall bei der PV im Vergleich zu eher leicht ansteigenden Preisen bei der ST.

Trotz einer installierten Fläche auf EWEH auf ähnlichem Niveau (Ende 2012) übertrifft die solarthermisch substituierte Endenergiemenge die durch PV generierte Strommenge um den Faktor 3 (siehe Abbildung 7-6). Und das, obwohl die solarthermisch substituierte Endenergiemenge durch erhebliche Speicherverluste in den Sommermonaten ggü. dem eigentlichen Kollektorsertrag gemindert wird. Der gesamte photovoltaische Ertrag dagegen kann über das EEG (Stand September 2013) für PV-Anlagen nahezu¹⁰ zu 100 Prozent einspeist werden. D. h. die ertragsmindernden Effekte durch fehlenden Energieverbrauch und damit hoher Speicherverluste treten bei der PV förderpolitisch bedingt nicht auf. Würde lediglich der im Gebäude direkt nutzbare Stromertrag der PV-Anlage berücksichtigt (ca. 30 Prozent nach /FFE-18 12/, /IÖW-01 11/ ohne Batterie-Eigenverbrauchs-Systeme), läge – trotz ähnlich großer installierter Flächen – die solarthermisch substituierte Endenergiemenge um den Faktor 10 über dem durch PV vermiedenen Strombezug im EWEH.

¹⁰ PV-Anlagen die ab dem 01.01.2012 errichtet wurden, müssen mit technischen Einrichtungen zum Einspeisemanagement ausgerüstet sein oder ihre maximale Wirkleistungseinspeisung auf 70 % begrenzen.

7.5 • Maßnahmen zur Steigerung der Attraktivität

Teilweise wird der Solarthermie ein schlechtes Image nachgesagt, da es in der Vergangenheit an manchen Anlagen zu Fehlern unterschiedlicher Art gekommen ist. In vielen Fällen war die nicht ordnungsgemäße Installation dafür verantwortlich, dass es zu Schäden an der Anlage kam oder dass die Erträge unter den Erwartungen zurück blieben. Vergleichbare Schwierigkeiten gab es bei der Einführung von Wärmepumpen, die aber inzwischen längst überwunden sind, weshalb diese Technik als etabliert gilt. Für die Solarthermie gilt dies ebenfalls, da sowohl Wissenschaft und Forschung, wie auch die ausführenden Unternehmen dazu beigetragen haben, dass nunmehr eine breite Wissensbasis über die Technik existiert und auch in die Praxis umgesetzt wird.

Um die Vorbehalte von potenziellen Investoren auszuräumen, sollte zunächst weiterhin am Image der Solarthermie in der öffentlichen Darstellung gearbeitet werden. Dazu sollte die Politik das Förderinstrument MAP beibehalten und ausbauen oder auf effizientere Fördersysteme setzen (vgl. /CORR-01 13/). Eine laufende Änderung der Fördersätze, wie es in der Vergangenheit der Fall war /BWK-53 11/, ist wegen dem un stetigen Planungshorizont kontraproduktiv. Vereinzelt gibt es zusätzlich zum MAP weitere Förderprogramme von Städten, Gemeinden und Bundesländern, die darauf abzielen, die Verbreitung der Solarthermie zu erhöhen.

Inzwischen haben Solarthermieanlagen einen technisch hohen Entwicklungsstand erreicht. Die Industrie muss dennoch ihre Produkte weiterentwickeln, um gegenüber anderen Technologien konkurrenzfähig zu bleiben. Beispielsweise können im Bereich der messtechnischen Datenerfassung durch erweiterte Funktionalitäten der Regler, insbesondere in Kombination mit einer ansprechenden Visualisierung z.B. der Erträge der Anlage, zusätzliche Kaufanreize für Kunden gesetzt werden. Bisher bieten allerdings nur wenige Hersteller solche Systeme an, weshalb andere diesbezüglich nachziehen sollten.

Die Vielfalt an Anlagenvarianten verteuert die Systeme; viele Hersteller setzen überwiegend auf proprietäre Konfigurationen. Aus diesem Grund wäre es äußerst wichtig, dass die Normengeber in Zukunft Richtlinien erarbeiten, die auf eine hohe Standardisierung und Modularisierung der Komponenten abzielen. So ließen sich die Preise effektiv senken. Generell können niedrigere Kosten auch über höhere Stückzahlen realisiert werden.

Vielorts bieten Hersteller und Verbände Schulungen für Planer und Handwerker an. Diese Möglichkeiten zur Fortbildung sind sehr zu begrüßen und sollten ausgeweitet werden. Schließlich profitieren nicht nur die Planer und Installateure vom aktuellen Wissen, sondern auch die Kunden.

In diesem Zusammenhang könnte eventuell auch mit gezielten Werbekampagnen das Thema Solarthermie wieder mehr ins Gespräch gebracht werden. Unterstreichen ließe sich der Nutzen der Technik, wenn gleichzeitig aufgezeigt wird, dass sie auch in viel größerer Dimension funktioniert. Mehrere Nah- und Prozesswärmeprojekte in Deutschland liefern hierfür gute Beispiele wie mit Solarthermie der Brennstoffeinsatz gesenkt und das Klima geschont werden kann.

A. Literaturverzeichnis Kapitel 1 bis 7

- BAFA-01 11 Marktanreizprogramm Erneuerbare Energien.
Eschborn: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA), 2011
- BAUM-01 08 Keilholz, Christian: Thermische Solaranlagen –
Typische Auslegungsfehler aus Sachverständigen-Sicht.
München: Bauzentrum München, 2008
- BDH-01 11 Betriebssicherheit thermischer Solaranlagen in: Informationsblatt Nr. 34.
Köln: Interessengemeinschaft Energie Umwelt Feuerungen GmbH, 2011
- BFE-01 08 Ruesch, Florian; Brunold, Stefan: Langzeitalterungsuntersuchung
an Abdeckungsmaterialien für thermische Sonnenkollektoren –
Ergebnisse einer 20-jährigen Freibewitterungsstudie.
Bern: Bundesamt für Energie (BFE – Schweiz), 2008
- BMU-07 12 Erneuerbare Energien in Zahlen – Nationale und internationale Entwicklung.
Berlin: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
(BMU), 2012
- BMU-08 12 Erneuerbare Energien in Zahlen – Nationale und internationale Entwicklung.
Berlin: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
(BMU), 2012
- BMU-11 12 Erneuerbare Energien in Zahlen – Internet-Update ausgewählter Daten.
Berlin: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
(BMU), 2012
- BMVIT-01 03 Hauser, Robert; Fink, Christian; Riva, Richard; Hillerns, Frank Dr.:
Entwicklung von thermischen Solarsystemen mit unproblematischem
Stagnationsverhalten in: Impulsprogramm Nachhaltig Wirtschaften.
Wien: Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie,
Österreich, 2003
- BMWi-01 13 Energiedaten – Nationale und Internationale Entwicklung –
Stand 31.01.2013. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft
und Technologie (BMWi), 2013
- BP-01 12 BP p.l.c: BP Statistical Review of World Energy. London: BP, 2012

- BREG-01 10 Energiekonzept – Neun Punkte für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung.
Berlin: Bundesrepublik Deutschland, 2010
- BSW-01 11 Solaratlas – Der Vertriebskompass für die Solarbranche in: www.solaratlas.de. Berlin: Bundesverband Solarwirtschaft (BSW-Solar), 2011
- BSW-01 13 Statistische Zahlen der deutschen Solarwärmebranche (Solarthermie). Berlin: Bundesverband Solarwirtschaft e.V. (BSW-Solar), 2013
- BSW-04 12 Ebert, Volkmar; Günther, Roland; Kremer, Zsolt; Pajor, Raymond; Bauer, Dan; Drück, Harald; Sommer, Karola; Jahnke, Katy: Fahrplan Solarwärme – Strategie und Maßnahmen der Solarwärme-Branche für ein beschleunigtes Marktwachstum bis 2030. Berlin: BSW – Bundesverband Solarwirtschaft e.V., 2012
- BWK-53 11 Corradini, Roger; Musso, Christian: Motor und Bremse für den Kollektorausbau in: BWK, Bd. 63, Nr. 6 (2011). Düsseldorf: Springer VDI Verlag, 2011
- CORR-01 13 Corradini, Roger: Regional differenzierte Solarthermie-Potenziale für Gebäude mit einer Wohneinheit – Dissertation an der Fakultät für Maschinenbau der Ruhr-Universität Bochum. Herausgegeben durch die Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), München 2013; ISBN 978-3-941802-26-1; ISBN-A 10.978.3941802/261. Kostenlos beziehbar unter: <http://dx.doi.org/10.978.3941802/261>
- CSOL-01 10 Letz, Thomas; Cholin, Xavier; Pradier, Guillaume: Solar Combisystems Promotion and Standardisation – Comparison of results of all monitored plants. Le Bourget-du-Lac: INES Education, 2010
- DBU-01 04 Wolff, Dieter; Teuber, Peter; Budde, Jörg; Jagnow, Kati: Felduntersuchung: Betriebsverhalten von Heizungsanlagen mit Gas-Brennwertkesseln. Osnabrück: Deutsche Bundesstiftung Umwelt, 2004
- DESTATIS-07 12 Regionaldatenbank - www.regionalstatistik.de. Wiesbaden: Statistische Ämter des Bundes und der Länder, 2012

- DVGW-01 04 Arbeitsblatt W 551 – Trinkwassererwärmungs- und Trinkwasser-
leitungsanlagen; Technische Maßnahmen zur Verminderung des
Legionellenwachstums; Planung, Errichtung, Betrieb und Sanierung
von Trinkwasser-Installationen. Bonn: DVGW Deutsche Vereinigung
des Gas- und Wasserfaches e.V., 2004
- DWD-02 04 Globalstrahlung in der Bundesrepublik Deutschland,
Mittlere Jahressummen, Zeitraum 1981-2000.
Hamburg: Deutscher Wetterdienst (DWD), 2004
- FFE-14 12 Sutter, Manuel: Identifikation von Optimierungspotenzialen einer
Solarthermieanlage - Diplomarbeit erstellt an der FfE e.V..
München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2012
- FFE-14 13 Schmid, Tobias; Carr, Luis; Pellingner, Christoph: Modell zur Erstellung
anlagenscharfer Ausbauszenarien für Windkraftanlagen zur Unterstützung
der Netzplanung in: 45. Kraftwerkstechnisches Kolloquium in Dresden.
München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2013
- FFE-18 12 Staudacher, Thomas; Eller, Sebastian: Dezentrale Stromversorgung
eines Einfamilienhauses in: BWK Ausgabe 06/2012, S. 38-45.
Düsseldorf: Verein Deutscher Ingenieure (VDI), 2012
- FFE-28 12 Corradini, Roger; Sutter, Manuel: Heizen mit Sonnenwärme: Mehr als
nur warmes Wasser in: et – Energiewirtschaftliche Tagesfragen,
62. Jg. (2012), Heft 9, S.69-72. Essen: ETV Energieverlag GmbH, 2012
- ITW-01 99 Drück, Harald: Der Speicher – das Herz der Kombianlage –
Kombispeicher für Ein- und Zweifamilienhäuser.
Stuttgart: Universität Stuttgart, 1999
- IWU-01 10 Diefenbach, Nikolaus; Cischinsky, Holger; Rodenfels, Markus;
Clausnitzer, Klaus-Dieter: Datenbasis Gebäudebestand –
Datenerhebung zur energetischen Qualität und zu den
Modernisierungstrends im deutschen Wohngebäudebestand.
Darmstadt: Institut Wohnen und Umwelt GmbH (IWU), 2010
- IÖW-01 11 Bost, Mark; Hirschl, Bernd Dr.; Aretz, Astrid Dr.: Effekte von
Eigenverbrauch und Netzparität bei der Photovoltaik –
Beginn der dezentralen Energierevolution oder Nischeneffekt?
Berlin, Hamburg: Institut für Ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW), 2011

KAKT-01 08	Brandstetter, Friedrich: Die 10 wichtigsten Tipps bei der Installation von Solaranlagen. Wien: arsenal research, 2008
OASP-01 13	Orientierungsanalyse von Dachflächen als Grundlage für solare Potenziale. Website der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), München, 2013. Abrufbare Ergebnisse unter: http://www.ffe.de/et1113
OSM-01 12	OpenStreetMap und Mitwirkende: OpenStreetMap (OSM) - Deutschland. Daten veröffentlicht unter ODbL. http://www.openstreetmap.de/ , 2012
REC-02 09	Recknagel, Hermann; Sprenger, Eberhard; Schramek, Ernst-Rudolf: Taschenbuch für Heizung und Klimatechnik 09/10. München: Oldenbourg Industrieverlag GmbH, 2009
SBZ-01 04	Antony, Falk: Ausdehnungsgefäße in Solaranlagen in: SBZ. Stuttgart: Gentner Verlag GmbH, 2004
SOLPOT-01 14	Solarthermisches Potenzial für Gebäude mit einer Wohneinheit. Web-Portal der Wüstenrot-Stiftung, Ludwigsburg und der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), München, 2014. Kostenlos abrufbare Ergebnisse unter www.solarthermipotenziale.de
SWW-03 11	Sonne Wind & Wärme (Ausgabe 3/2011). Bielefeld: Bielefelder Verlag GmbH & Co. KG, 2011
SWW-03 13	Sonne Wind & Wärme (Ausgabe 03/2013). Bielefeld: Bielefelder Verlag GmbH & Co. KG, 2013
TYF-01 11	TYFOCOR - Technische Information. Hamburg: Tyforop Chemie GmbH, 2011
UNIKA-01 08	Scheuren, Jörn: Untersuchungen zum Stagnationsverhalten solarthermischer Kollektorfelder. Kassel: Universität Kassel, 2008
VIESS-01 08	Planungshandbuch Solarthermie. Allendorf: Viessmann Werke, 2008

8 | Alles dreht sich um die Sonne

Vier Komponenten für eine hohe solare Deckung

In den vorherigen Kapiteln konnte gezeigt werden, dass die solarthermische Energiebereitstellung technisch ausgereift ist und bei Kollektorfeldgrößen, die im Bestand problemlos installiert werden können, bis zu 25 Prozent des Endenergieverbrauchs in Gebäuden mit einer Wohneinheit substituierbar sind. Nun soll ein Ausblick zu Anlagen mit deutlich höheren solarthermischen Deckungsanteilen gegeben werden. Hierbei eignen sich neben neu zu errichtenden Gebäuden auch Bestandsgebäude. Konzepte und realisierte Projekte werden im Folgenden aufgezeigt.

Das „Sonnenhaus“ beschreibt das von den Gründern des Sonnenhaus-Instituts e.V. Mitte der neunziger Jahre entwickelte Bau- und Heizkonzept. Nach diesem Standard werden solche Gebäude als Sonnenhaus bezeichnet, die überwiegend ganzjährig ihren Jahreswärmebedarf an Heizung und Brauchwasser mindestens zu 50 Prozent mit einer thermischen Solaranlage decken – möglich sind bis zu 100 Prozent. Messungen über die vergangenen Jahre hinweg zeigen, dass ein solarer Deckungsgrad von 60 bis 70 Prozent ein Optimum darstellt. Das Sonnenhaus-Konzept ist für die Energieversorgung von Ein- oder Mehrfamilien-Wohnhäusern sowie von Funktionsgebäuden mit hohen solaren Deckungsgraden einsetzbar. Es kann im Neubau wie im Gebäudebestand Anwendung finden. Die Besonderheit: Die direkte Nutzung der Sonnenwärme – ohne vorherige Umwandlung in Strom.

8.1 • Vier Komponenten

Ein Sonnenhaus besteht aus vier aufeinander abgestimmten Komponenten. Kollektoren auf einem steil geneigten, nach Süden ausgerichteten Dach sammeln die Wärme der Sonne und leiten sie in einen zentralen Pufferspeicher. Dieser speichert die Energie mithilfe von Wasser über mehrere Wochen oder gar Monate. Bei Bedarf gibt der Speicher die Wärme über Wandflächen- oder Fußbodenheizung individuell regelbar an die Räume ab. Reicht die Kraft der Sonne in den kältesten und sonnenärmsten Monaten nicht aus, liefert eine Zusatzheizquelle, meist in Form eines Stückholz- oder Pelletofens, die notwendige Energie.

Das Sonnenhaus verbindet passive und aktive solare Nutzung. Passiv wird Sonnenenergie durch große Glasflächen genutzt, die sich an der Sonnenseite des Gebäudes befinden. Sonnenlicht durchdringt die Glasscheiben und wird beim Auftreffen auf die Innenflächen des Gebäudes in Wärme umgewandelt. Massive Decken, Wände und Böden können diese Wärme über viele Stunden speichern und gleichen so das Raumklima aus. Die passive Nutzung der Sonnenwärme trägt erheblich zur Reduzierung des Heizwärmebedarfs bei. Eine gute Dämmung des Gebäudes rundet das Konzept ab. Mit rund 10 Kilowattstunden pro Quadratmeter und Jahr unterschreitet ein Sonnenhaus den von der Energieeinsparverordnung (EnEV) zulässigen Primärenergiebedarf um mehr als 80 Prozent.

Um die Sonne, vor allem in den kälteren Jahreszeiten optimal zu nutzen, ist eine optimale Ausrichtung der Solarfläche zur Sonne wichtig. Die **Kollektoren** sollen steil, das heißt mit einem hohen Neigungswinkel, stehen. Dies hat im Herbst und Winter den Vorteil, dass die Kollektoren die Strahlen der tief stehenden Sonne optimal einfangen. Gleichzeitig verhindert sie, dass Schnee liegenbleibt; die Kollektoren sind frei und können Sonnenenergie sammeln. So bringt die Anlage in der kälteren Jahreszeit einen guten Ertrag. Im Sommer hingegen sorgt eine steile Neigung dafür, dass die Kollektorfläche der Sonne weniger stark ausgesetzt ist. Unerwünschte Überhitzung, die für das gesamte Solarsystem ungünstig wäre, wird so vermieden.

Der **Puffer- oder Schichtenspeicher** speichert, zumeist mit Hilfe von Wasser, Wärme für sonnenarme Tage und sorgt so für den Ausgleich zwischen Energieangebot und Nachfrage. Das bewährte Speichermedium Wasser hat hervorragende Wärmeträgereigenschaften und verteilt die Heizwärme gut und unmittelbar im Haus. Der Energievorrat im Solartank hängt nicht nur von der Größe des Speichers und der darin vorhandenen Wassermenge ab, sondern in erster Linie von der nutzbaren Temperaturdifferenz.

Da die Wärmespeicherung und Systemtechnik von so großer Bedeutung ist, wird auf diesem Gebiet viel Forschungs- und Entwicklungsarbeit geleistet. Die Bandbreite der Forschung reicht von innovativen Wasserspeicherkonzepten, über die Minimierung der Wärmeverluste, die Nutzung der Latentwärme mit alternativen Speichermaterialien, bis hin zu chemischen Energiespeichern. Ein wichtiger Aspekt betrifft die Unterbringung großer Behälter, die weder kostspieligen Wohnraum beschränkt, noch umfassende bauliche Eingriffe in Bestandgebäude nach sich zieht.

Flächenheizungen in Wand oder Fußboden leiten die gespeicherte Wärme in die Wohnräume. Sie benötigen im Vergleich zu konventionellen Heizkörpern geringe Vorlauftemperaturen und ermöglichen dadurch eine optimale Ausbeute der Solarwärme. In den einzelnen Räumen sind Flächenheizungen dem individuellen Wärmeempfinden entsprechend regelbar und sorgen für eine gleichmäßige Wärmeverteilung. In Bestandsgebäuden, in denen der Einbau einer Fußbodenheizung häufig mit massiven baulichen Eingriffen verbunden ist, können entweder die Heizkörper größer dimensioniert oder eine Wandflächenheizung eingebaut werden.



Abbildung 8-1
Schnittgraphik
Sonnenhaus Lorenz
(Quelle: Sonnenhaus-
Institut e.V.)

Eine **Biomasseheizung** ergänzt das solarthermische Heizprinzip. Diese kann als moderner Holzvergaserkessel, für Stückholz oder Pellets, im Keller aufgestellt werden oder als Kamin- oder Kachelofen im Wohnraum. Diese Öfen sollen mindestens 80 Prozent ihrer Leistung an das Wasser im Solartank abgeben, so wird diese dem Heizkreislauf zur Verfügung gestellt und effizient genutzt. Die restliche Abwärme der Wohnraumöfen sorgt zusätzlich für angenehme Temperaturen.

Rund um das Jahr erzeugen ausschließlich regenerative Energiequellen Wärmeenergie und machen die Bewohner unabhängig von der Kostenentwicklung für Öl, Gas und Heizstrom.

Abbildung 8-2 • Solarer Deckungsgrad in Abhängigkeit von Kollektor und Speichergöße

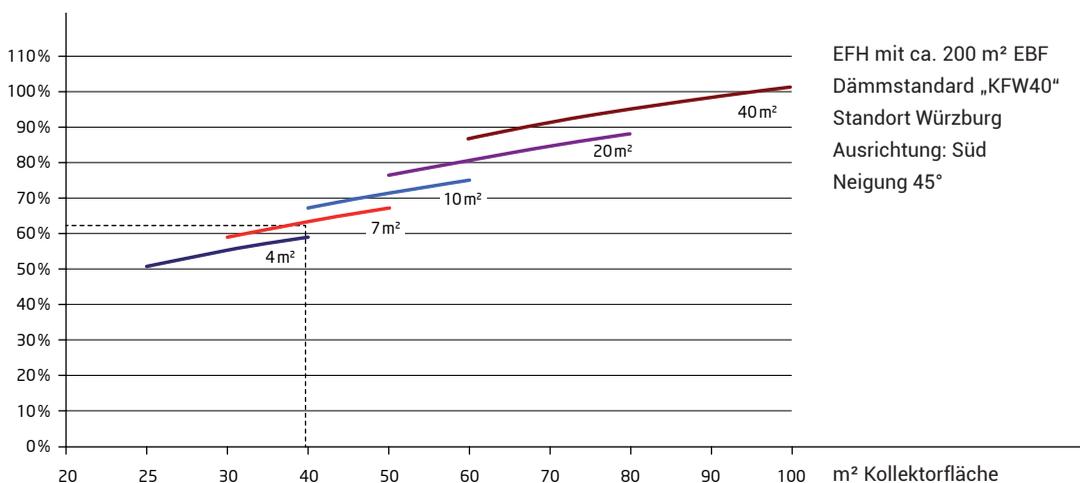
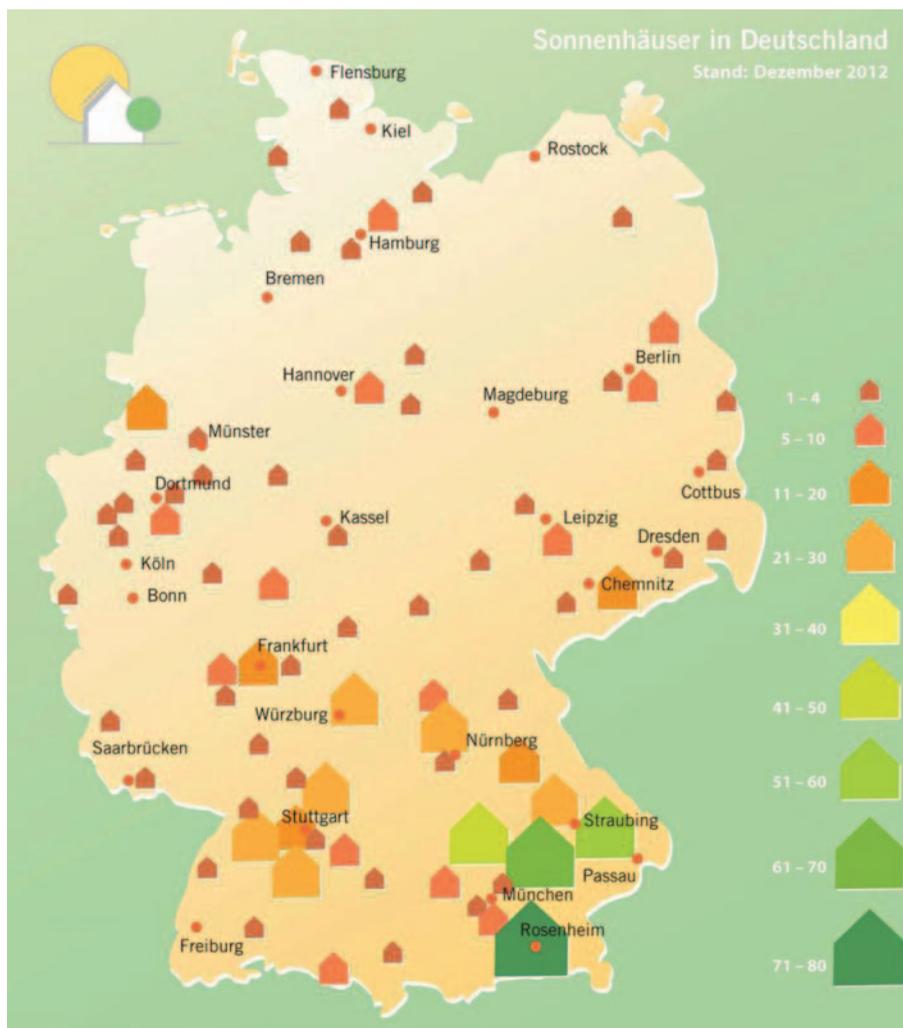


Tabelle 8-1 • Dimensionierung der Komponenten Kollektorfläche und Speichervolumen
(Quelle: Sonnenhaus-Institut e.V.)

Solarer Deckungsgrad:	> 50 %	> 60 %	> 70 %	> 80 %	> 90 %	> 100 %
Dimensionierung Speicher in L / m ² Koll.	150	200	250	300	400	500

Inzwischen verzeichnete das Sonnenhaus-Institut insgesamt rund 1.300 Sonnenhäuser in der Bundesrepublik Deutschland (Stand: Dezember 2012).

Abbildung 8-3 • Übersichtskarte der Sonnenhäuser in Deutschland. Stand Dezember 2012
(Quelle: Sonnenhaus-Institut e.V.)



8.2 • Massive Wände und Sonne – eine gewinnbringende Allianz

Da dieses Bau- und Heizkonzept auf eine Wärmequelle setzt, die kostenlos und in jeder Menge zur Verfügung steht, sind massive Wände optimal und ausreichend. Monolithische Wände aus Ziegeln, Kalksandstein oder Holz gleichen aufgrund ihrer hohen, natürlichen Speicherfähigkeit Temperaturschwankungen aus. Sie bieten eine ausgezeichnete Wärmedämmung und eine sehr lange Wärmespeicherung – ohne zusätzliche künstliche Dämmschicht.



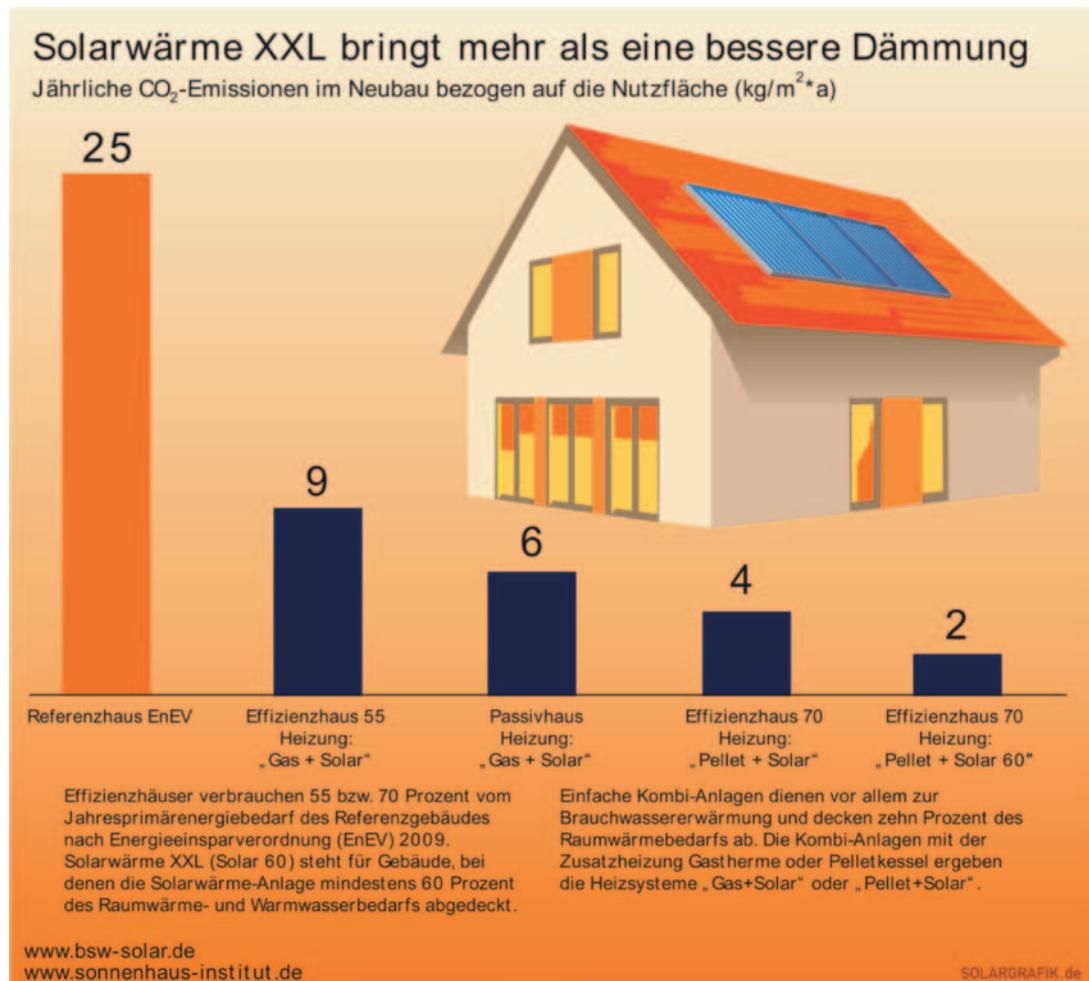
Abbildung 8-4
Mit Dämmmaterial gefüllte Ziegelwände – eine von mehreren Lösungen für ein ausgewogenes Verhältnis zwischen Gewinnung und Bewahrung von Energie

Ein Haus in Massivbauweise macht sich die Sonnenwärme demnach auf zweifache Art zu Nutze: In den Zeiten, in denen die Sonne nicht scheint, bezieht es seine Wärme zum einen aus dem Pufferspeicher, in dem die gespeicherte Sonnenwärme wochen- und monatelang aufbewahrt bleibt (= aktive Nutzung über die solarthermische Heizanlage). Zum anderen aus seinen monolithischen Wänden (= passive Nutzung der in den Wänden gespeicherten Wärme). So kommt es zu einem ausgewogenen Verhältnis zwischen dem Aufwand zur Gewinnung und Bewahrung von Energie und ihrem kontrollierten Gebrauch im Haus.

Auf übertriebene Dämmung kann in einem massiv gebauten Sonnenhaus verzichtet werden. Dies unterstreicht eine Studie des Bundesverbandes Solarwirtschaft (BSW). Nach dieser „Kurzstudie zur effizienten Balance zwischen Dämmung und Solarthermie“ machen solarthermische Heizsysteme ein Haus bis zu 67 Prozent energieeffizienter, sparsamer, wirtschaftlicher und ökologischer als eine maximal optimierte Gebäudehülle, die von vielen anderen Hauskonzepten favorisiert werden.

Abbildung 8-5 • Solarwärme XXL bringt mehr als eine bessere Dämmung

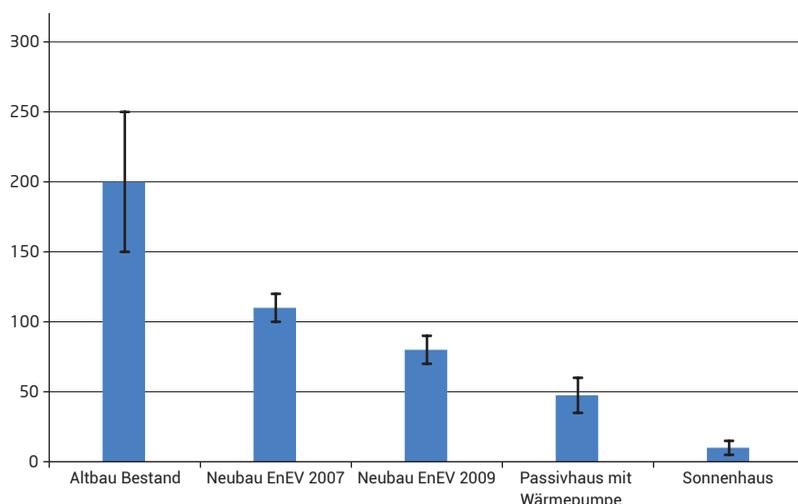
(Quelle: Sonnenhaus-Institut e.V., BSW e.V.)



Massive Wände in Kombination mit einer solarthermischen Anlage nach dem Sonnenhausprinzip führen zu den derzeit effektivsten Häusern im europäischen Markt: mit den geringsten Heizkosten, den geringsten CO₂-Emissionen sowie dem geringsten Primärenergiebedarf. Schon heute erfüllen sie die von der EU für 2020 projektierte Leitvision der „nearly zero energy“ Gebäude.

Abbildung 8-6 • Primärenergiebedarf eines Sonnenhauses im Vergleich mit weiteren Wohngebäuden

(Quelle: Sonnenhaus-Institut e.V.)



8.3 • Mit Solarthermie zur Stromautarkie

Strom aus dem Netz – zu kostbar zum Verheizen

Weiterentwicklungen des Sonnenhaus-Konzepts, beispielsweise zum so genannten „Solaraktivhaus“ oder „Energieautarken Haus“, beziehen neben der Versorgung mit Wärme (Solarthermie) auch diejenige mit Strom (Photovoltaik) mit ein. Solarthermie, das heißt die direkte Nutzung von Sonnenwärme, ist die mit Abstand natürlichste und nachhaltigste Form der Wärmeerzeugung und die unabdingbare Voraussetzung für die Entwicklung eines energieautarken Hauses. Als energieautark wird ein System dann bezeichnet, wenn es alles, was es verbraucht, Wärme wie Strom, aus eigenen Ressourcen selbst erzeugt. Es kann eigenständig funktionieren und unabhängig von anderen betrieben werden.

Die wichtigste Voraussetzung für die Projektierung der Stromautarkie ist die Senkung des Haushaltstromverbrauchs. Durchschnittlich verbraucht eine vierköpfige Familie in Deutschland 4.000 bis 5.000 kWh Elektroenergie im Jahr nur für Haushaltsstrom. Nutzt sie darüber hinaus Strom zum Heizen, wie beispielsweise mittels einer Wärmepumpe) erhöht sich dieser Verbrauch um weitere 3.000 bis 4.000 kWh. Ein solch hoher Stromverbrauch macht eine autarke Eigenstromversorgung mit Photovoltaik und Energiespeicher (Akku) nahezu unmöglich.

Um Energieautarkie zu erreichen, muss beim Heizen konsequent darauf verzichtet werden, wertvollen Strom in Wärme zu wandeln. Effizienzgesichtspunkte sprechen dafür, Solarthermie und Photovoltaik getrennt zu nutzen: Die Technologie zur Wärmespeicherung (Solarthermie) ist hoch entwickelt und um den Faktor zehn bis 100 kostengünstiger als Stromspeicher (Akkus). Die Investitionskosten für Wärmespeicherung in Wasser, beispielsweise in einem so genannten Schichtenspeicher, liegen derzeit bei circa 10 bis 35 €/kWh. Im Gegensatz dazu kostet Stromspeicherung zwischen 300 und 1.000 €/kWh.

Darüber hinaus bringt eine solarthermische Kollektoranlage im Winter pro Quadratmeter einen doppelt bis dreifach so hohen Ertrag, wie eine Photovoltaik-Anlage. Mehr noch: eine Solarthermieanlage ist bis zu 50mal effizienter, als beispielsweise eine Luft-Wärmepumpe. Zum Vergleich: Eine Luftwärmepumpe erzeugt mit einer Kilowatt-Stunde Strom drei Kilowatt-Stunden Wärme (Arbeitszahl 1:3), eine Solarthermieanlage indes 50 bis 150 Kilowatt-Stunden (Arbeitszahl 1:50 bis 1:150). Sonnenwärme ist daher für den Eigenverbrauch an Heizung und Warmwasser äußerst effizient nutzbar.

Aufgrund dieser überzeugenden Aspekte liegt bei dem energieautarken Haus die Priorität der Dachflächennutzung darauf, durch Solarthermie eine möglichst hohe Deckung des Jahreswärmebedarfs zu erzielen. Die neben der Kollektorfläche ebenfalls in das Dach integrierte PV-Anlage ist so dimensioniert, dass sie insbesondere auch in der sonnenärmeren Zeit genau die Menge Strom produziert, die das Haus selbst für den Eigenbedarf an Haushaltsstrom und Mobilität verbrauchen kann.

Der Prämisse, beim Heizen konsequent darauf zu verzichten, teuren Strom aus dem öffentlichen Netz in Wärme zu wandeln, folgt das Konzept ebenfalls in Bezug auf Haushaltsgeräte wie Waschmaschine und Geschirrspüler: Wenn sich diese Geräte mit vorgewärmtem Wasser aus der solarthermischen Anlage speisen, führt dies allein beim Waschen und Spülen zu einer Stromeinsparung von bis zu 80 Prozent. Zusätzlich reduzieren die Vermeidung von standby-Verbrauch einzelner Geräte, der Einsatz eines hydraulischen Pumpsystems mit geringsten Widerständen im Heiz- und Solarkreislauf sowie ein stromsparendes Lichtkonzept den Stromverbrauch. Durch die Beachtung dieser Grundsätze ist es der Projektgruppe „Energieautarkes Haus“ gelungen, den Stromverbrauch für eine Familie mit zwei Kindern auf unter 2.000 kWh/a zu senken.

Die neben der Kollektorfläche ebenfalls in das Dach integrierte PV-Anlage ist mit 8 KWp so dimensioniert, dass sie genau die Menge Strom produziert, die das Haus selbst für den Eigenbedarf an Haushaltsstrom und Mobilität verbrauchen kann. Um den selbst gewonnen Strom flexibler einsetzen zu können, wird dieser in einem Energiespeicher (Akku) zwischengelagert. So kann beispielsweise ein Elektromobil auch noch am Feierabend, das heißt wenn die Sonne gerade nicht scheint, mit eigenproduziertem Strom geladen werden. Der Akku ermöglicht es dem Haus ganzjährig vom Stromnetz vollständig unabhängig zu sein. Neben der persönlichen Freiheit, die aus dieser Autarkie entsteht, bringt sie den weiteren Effekt, die öffentlichen Stromnetze zu entlasten.

Projektbeispiel: Das EnergieAutarke Haus

Eine Entwicklung der Projektgruppe der HELMA Eigenheimbau AG unter Leitung von Timo Leukefeld.

In Deutschland gibt es außer diesem EnergieAutarkenHaus derzeit keine bezahlbaren Modelle, die eine komplette solare Eigenversorgung ermöglichen. Ziel der Projektgruppe „Das Energieautarke Haus“ war es, Menschen eine bezahlbare Alternative im Neubaubereich zu bieten.

Seine Bewohner entscheiden sich gegen den Verbrauch endlicher Ressourcen, sondern für eine Kultur des Gebrauchs. Dennoch genießen sie behaglichen Wohnkomfort in angenehm temperierten Räumen, können ohne schlechtes Gewissen das Licht brennen lassen und kilometerweise Autofahren. So ist intelligente Verschwendung möglich, ohne den Geldbeutel der Bewohner und ohne die Umwelt zu belasten.

Das energieautarke Haus mit 161 m² Wohnfläche kostet schlüsselfertig 398.000 Euro (ohne Keller und Grundstück). Das ist in Bezug auf Gesamtkosten, echte Autarkie und niedrigen Primärenergieverbrauch eine revolutionäre Entwicklung.

Prototyp des energieautarken Hauses im Musterhauspark Lehrte (Hannover)



Abbildung 8-7
Das energieautarke Haus
in Lehrte/Hannover
Südostansicht
(Quelle: Timo Leukefeld)



Abbildung 8-8
Elektromobilität am energieautarken Haus
(Quelle: HELMA Eigenheimbau AG)

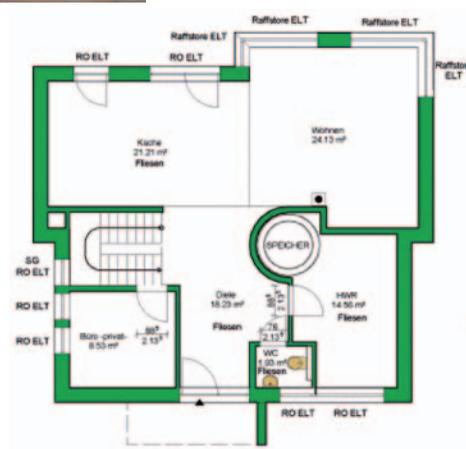


Abbildung 8-9
Grundriss
(Quelle: HELMA Eigenheimbau AG)

Tabelle 8-2 • Faktenblatt: Das Energieautarke Haus in Zahlen
(KfW Effizienzhaus 55)

Kenngröße	Wert/Eigenschaft	Einheit
Wohnfläche	161	m ²
Gebäudenutzfläche nach EnEV	190,8	m ³
Beheiztes Gebäudevolumen	596,3	m ³
Jahresheizwärmebedarf	41,40	kWh/m ² a
Wärmebedarf Heizung (nach EnEV)	7.900	kWh/a
Wärmebedarf Warmwasser (nach EnEV)	2.385	kWh/a
Stromverbrauch	2.000	kWh/a
Primärenergiebedarf	6,81*	kWh/m ² a
Kollektorfläche (dachintegriertes System)	46	m ²
Dachneigung	45	°
Langzeitwärmespeicher/Schichtspeicher	9,2	m ³
Solare Deckung Wärme	65	%
Solare Deckung Strom	100	%
Kaminofen	25	kW
Brennstoffbedarf Buche	2-3	rm/a
Jährliche Brennstoffkosten	150-200	€/a
PV – Modulfläche (dachintegriertes System)	8,4	kWp
erzeugter Solarstrom	~ 8000**	kWh/a
Stromspeicher	58	kWh
Wärmeverteilung	Fußbodenheizung	
Intelligente Steuerung der Energietechnik	Strom und Wärme	
Wärmeleitfähigkeit Mauerwerk**** (Lambda-Wert)	0,08	W/mK
Wärmedurchgangskoeffizient Mauerwerk (U-Wert)	0,18	W/m ² K
Gesamtkosten	398.000	€

* 90 Prozent unter EnEV 2009, 80 Prozent unter Passivhaus

** Entspricht dem Vierfachen des jährl. Stromverbrauches

*** Naturzugholzvergaser mit Wärmeübertrager

**** Mauerwerk ohne zusätzliche Dämmung, 42 cm monolithische Ziegelwand

In Freiberg entstehen derzeit in unmittelbarer Nachbarschaft zwei bewohnte, tatsächlich energieautarke Häuser, nach dem Lehrter Modell.

Abbildung 8-10 • Animation der beiden geplanten energieautarken Häuser in Freiberg am Franz-Mehring-Platz (Quelle: HELMA Eigenheimbau AG)



8.4 • Abgrenzung zu anderen Konzepten: Ein Unterschied, der den Unterschied macht

Andere Energiekonzepte, wie beispielsweise das Passiv-, Plusenergie-, Nullenergiehaus gehen einen grundsätzlich anderen Weg in puncto Energieversorgung. Ihr Effizienzansatz lautet: wenig Wärme verbrauchen. Dem entsprechend setzen sie darauf, mittels hoher Investition in die Gebäudehülle, Heizenergie einzusparen. Den jährlichen Stromverbrauch zu minimieren steht demgegenüber nicht im Fokus. Die trotz allem benötigte Heizenergie decken diese Konzepte zumeist mittels Strom über eine Wärmepumpe. Diese strombasierte Wärmeversorgung lässt den Stromverbrauch im Ergebnis vor allem im Winter um das Zwei- bis Fünffache ansteigen.

Bestandteile dieser Konzepte sind, neben der extrem gut gedämmten Gebäudehülle, einer sehr großen Solarstromanlage (Photovoltaik), zumeist eine Luft-Wärmepumpenheizung und zwingend: ein öffentlicher Stromanschluss. Den meisten Strom erzeugt die Photovoltaikanlage naturgemäß im Sommer. Allerdings benötigt die Wärmepumpe den meisten Strom – antizyklisch dazu im Winter. Um dies auszugleichen, ist der Anschluss an das Stromnetz unabdingbar: Darüber wird überschüssiger Solarstrom ins Netz eingespeist und an die Energieversorger verkauft. Um die Wärmepumpe zu betreiben, muss der Strom dann jedoch aus dem Versorgungsnetz auch wieder entnommen werden.

Je nachdem, wie viel Strom die Photovoltaikanlage jährlich erzeugt, spricht man für den Fall, dass die jährliche Strombilanz auf dem Papier ausgeglichen ist, von einem Nullenergiehaus; von einem Plusenergiehaus, wenn es eine Überschussproduktion gibt.

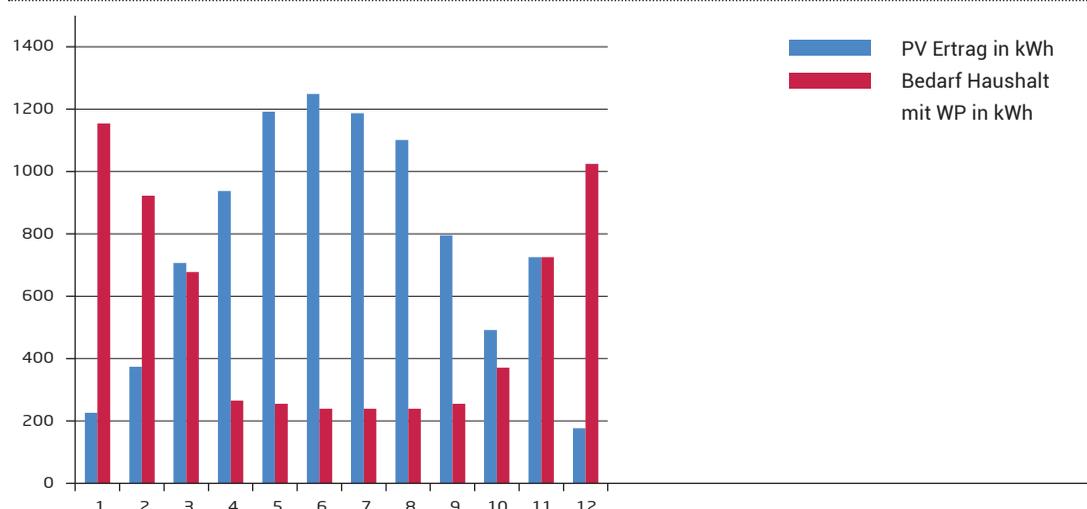
Wegen des Antizyklus von Stromerzeugung und -verbrauch und des damit einhergehenden notwendigen Anschlusses an das Stromnetz, ist tatsächliche Autarkie unmöglich. Fällt der Strom einmal aus, gibt es keine dauerhafte Stromversorgung. Selbst die Photovoltaikanlage auf dem Dach schaltet sich bei einem Stromausfall, den Vorschriften für netzgekoppelte Solarstromanlagen folgend, ab. Es funktionieren weder Kühlschrank, Heizung, Fernseher, noch Licht.

Auch wirtschaftlich betrachtet führen diese Konzepte langfristig nicht zu den gewünschten Ergebnissen: Bislang wurden die jährlichen Einnahmen aus dem Solarstromverkauf an den Energieversorger gegen die jährlichen Ausgaben für den Stromverbrauch aufgerechnet. Dies ergab in der Vergangenheit (wegen der entsprechend hohen Einspeisevergütung) einen Gewinn und im ersten Jahr eine ausgeglichene Energiebilanz.

Da einerseits die Einnahmen aus dem Solarstromverkauf für neu angeschlossene Solarstromanlagen immer stärker sinken, durch Steuer und Inflationsrate jedes Jahr weniger wert sind (Kaufkraft) und andererseits der eingekaufte Strom für Haushalt und Wärmepumpe jedes Jahr wesentlich teurer wird, kann man bei einem Null- oder Plusenergiehaus von einem Haus mit jährlich steigenden Heizkosten sprechen. Das aktuelle Plusenergiehausmodell, in dem die Einnahmen aus dem Solarstromverkauf die Ausgaben für den Stromeinkauf (Haushalts- und Wärmepumpenstrom) abdecken sollen, ist ein Auslaufmodell, es bedarf dringend einer Weiterentwicklung.

Der antizyklische Energiefluss (die Sonne produziert den Solarstrom vor allem im Sommer, die Wärmepumpe braucht ihren Strom vor allem im Winter) wirkt sich darüber hinaus auf das gesamte Stromnetz aus: Da Energieerzeugung und Energieverbrauch zeitlich nicht übereinstimmen, ist das Stromnetz im Sommer überlastet. Im Winter müssen die Energieversorger, um den hohen Energiebedarf bei Zuschaltung vieler Wärmepumpen zu decken, den fossilen Kraftwerkspark hochfahren.

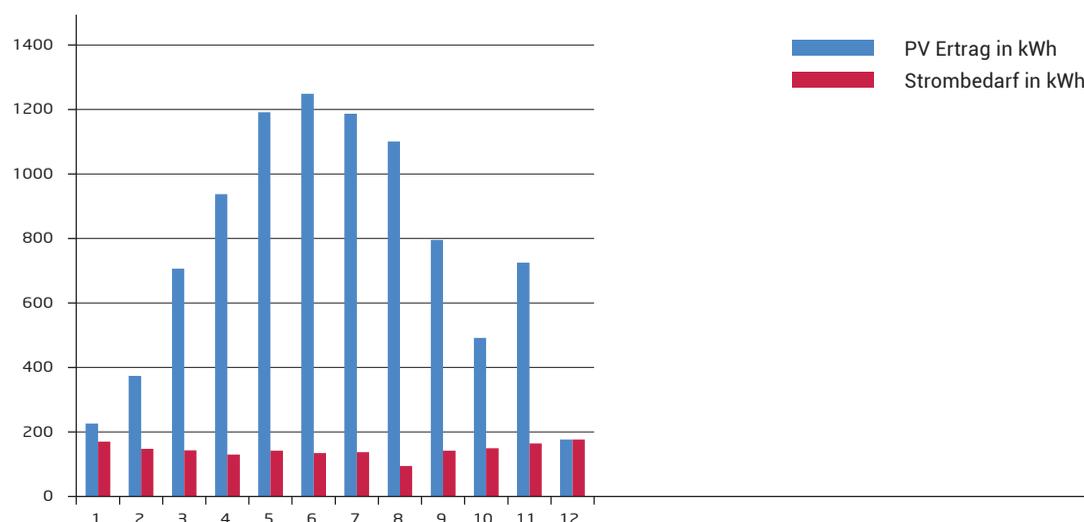
Abbildung 8-11 • Ertrag einer 8 kWp Photovoltaikanlage im Vergleich zum elektrischen Bedarfslastgang (Luft-Wärmepumpe und optimierter Haushaltsstrom) eines typischen KfW 55 Haus mit 160 m² Wohnfläche am Standort Hannover



Das Diagramm auf Seite 132 zeigt den starken antizyklischen Energiefluss beim klassischen Neubau-Plusenergiehaus mit Wärmepumpe. Dargestellt ist der Ertrag einer 8 KWp Photovoltaikanlage sowie der Stromverbrauch für eine Luft-Wärmepumpe und dem optimierten Haushaltsstrom bei einem typischen KfW 55 Haus mit 160 m² Wohnfläche am Standort Hannover. Deutlich erkennbar wird hierbei der antizyklische Energiefluss – Solarstromerzeugung im Sommer, Wärmepumpenstrombedarf im Winter. Während sechs Monaten im Jahr ist eine eigenversorgte solare Elektromobilität möglich, während von Oktober bis März das Elektroauto nicht mit eigenerzeugtem Solarstrom zu laden wäre.

Wird indes, wie in einem Sonnenhaus, die Wärmepumpe durch Solarthermie und dem Zusatzheizen mit Biomasse ersetzt, sinkt der Strombedarf vor allem im Winter drastisch. Das macht die Eigenstromversorgung über Photovoltaik während längerer Zeiträume möglich. Die Wärmepumpe wurde durch Solarthermie und eine Holzheizung ersetzt. Deutlich erkennbar wird nun, dass über 10 Monate eine eigenversorgte solare Elektromobilität möglich wird – nur im Dezember und Januar ist das Elektroauto nicht mit eigenem Solarstrom zu laden. Eine Eigenversorgung mit Solarstrom für den Haushaltsstrombedarf ist mit einem entsprechenden Akku ganzjährig möglich.

Abbildung 8-12 • Ertrag einer 8 KWp Photovoltaikanlage im Vergleich zum elektrischen Bedarfslastgang (optimierter Haushaltsstrom) eines typischen KfW 55 Haus mit 160 m² Wohnfläche mit Solarthermie und Holzheizung am Standort Hannover



8.5 • Solarisierung von Altbauten: komfortabel, ökologisch und staatlich gefördert

Vor allem die häufig unzureichend gedämmten Altbauten profitieren bei einer anstehenden Sanierung von energieeffizienten Konzepten. Bereits seit 2010 sind energetische Altbausanierungen Bestandteil der Förderpolitik durch das Marktanreizprogramm, das die Mittel zur Förderung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt freigibt. Zu den geförderten Technologien zählen unter anderem thermische Solaranlagen, Biomasseanlagen und Wärmepumpen in bestehenden Ein- und Zweifamilienhäusern, in Mehrfamilienhäusern sowie in gewerblichen und öffentlichen Gebäuden. Damit richtet sich diese Förderung vor allem an die Solarisierung von Gebäuden im Bestand. Die Erneuerung der Förderrichtlinien im Jahr 2012 setzte zum einen die förderfähige Kollektorfläche von der bisherigen Obergrenze, die bei 40 Quadratmeter lag, auf nunmehr 100 Quadratmeter hinauf; zum anderen wurden die Zuschüsse nochmals erhöht. Relevant sind darüber hinaus die Förderkredite der KfW (Kreditanstalt für Wiederaufbau), die für energetische Sanierungen einen Tilgungszuschuss von bis zu 30 Prozent gewähren.

Insbesondere die Erhöhung der förderwürdigen Kollektorfläche wirkt sich positiv für Sonnenhäuser aus: hiervon profitieren diejenigen energetischen Sanierungsprojekte, die Sonnenwärme über die Bereitung von Warmwasser hinaus außerdem zum Heizen nutzen und daher eine größere Kollektorfläche benötigen.

Dass Altbautosolarisierung mit einem durchdachten Konzept sogar vor Mehrfamilienhäusern nicht halt zu machen braucht, zeigt ein Beispiel aus Berlin-Brandenburg: Ein Bernauer Wohnhaus von 1887 wurde mit einem 20.700 Liter Pufferspeicher ausgestattet. Das Herzstück der solarthermischen Heizanlage versorgt das dreigeschossige Haus mit Wärme für Heizung und Warmwasser. Die Kollektorfläche von etwa 71 Quadratmetern sammelt die Sonnenwärme auf der Südseite der neugeschaffenen Dachfläche sowie auf einem Nebengebäude. Die Gründerzeit-Fassade ist in die Sanierung mit einbezogen und bleibt in ihrer bestehenden Form erhalten.



Abbildung 8-13
Eine neue geschaffene Dachfläche
bietet Platz für Kollektoren und wahrt
den Denkmalschutz

(Quelle: Sonnenhaus-Institut e.V.)

Ein Altbau aus dem Jahr 1980 wurde 2006 energetisch saniert und mit 42 m² Kollektoren sowie 4,4 m³ Pufferspeicher zum Sonnenhaus mit einer solaren Deckung von 60 Prozent umgebaut. Der Heizölverbrauch von 7.000 Liter pro Jahr konnte auch 800 Liter reduziert werden.



Abbildung 8-14
Umbau eines Altbaus
aus dem Jahre 1980
zum Sonnenhaus (Quelle:
Sonnenhaus-Institut e.V.)

Ein denkmalgeschütztes Bergarbeiterhaus in Freiberg aus dem 16. Jh. konnte durch 46 m² Kollektoren und 75 m³ Langzeitwärmespeicher zu einem 100 Prozent solar beheizten Sonnenhaus umgebaut werden.



Abbildung 8-15
Umbau eines denkmal-
geschützten Bergarbeiter-
hauses in Freiberg aus dem
16. Jh. zum Sonnenhaus
(Quelle: Dr. Holger Neuhaus)

8.6 • Neue Speicherkonzepte für den Gebäudebestand – Platzsparend und flexibel einsetzbar

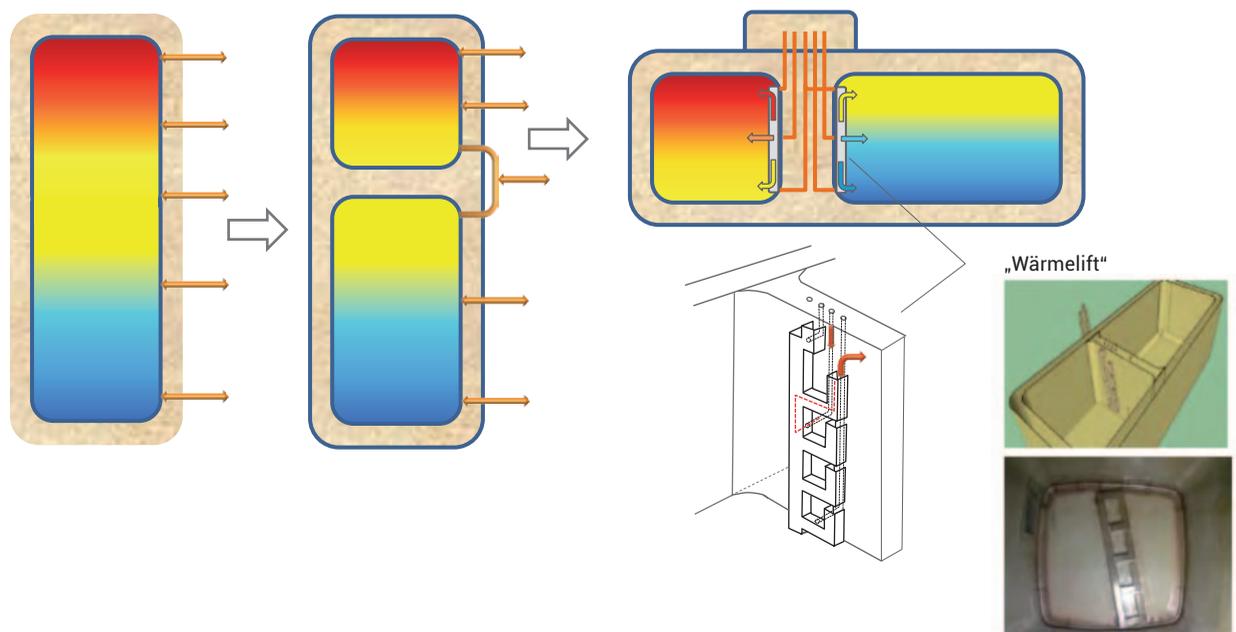
Besonders im Gebäudebestand können hohe, zylindrische Stahlspeicher meist nur sehr schwierig oder nur mit umfassenden baulichen Eingriffen in den Bestand eingebaut werden. Will man den Speicher dennoch ins Gebäude einbringen, sind flexible, platzsparende Lösungen für den Keller gefragt. Drucklos betriebene Speicher aus Glasfaser-Kunststoff können in kubischer Form hergestellt werden, haben ein geringes Gewicht und benötigen kein Ausdehnungsgefäß. Sie werden entweder vor Ort laminiert, in Modulbauweise mit gemeinsamer Dämmung als Kaskade aneinandergereiht oder (im

Neubau) als ein Bauteil mittels Kran in den Keller eingebracht. Für die Stabilität der Temperaturschichten im Wasser wirkt sich die geringere Wärmeleitfähigkeit von Kunststoff gegenüber Stahl vorteilhaft aus.

Ist ein Speicher optimal wärmegeklämt, kann er darüber hinaus außerhalb der Gebäudehülle untergebracht werden, zum Beispiel in einem unbeheizten Nebengebäude oder im Erdboden. Ein formstabiler, feuchteunempfindlicher, durchdringungsfreier Isoliermantel ist hier unerlässlich. In jüngerer Zeit wurden doppelwandige Stahlspeicher mit Vakuumdämmung entwickelt, deren Auskühlrate um ein Vielfaches geringer ist, als bei konventioneller Dämmung und das bei geringerem Platzbedarf.

Durch eine ausgefeilte Systemtechnik und Regelung ist es möglich, auch in liegenden Großspeichern eine gute Temperaturschichtung zu erreichen. Die wesentlichen technischen Komponenten, bestehend aus zwei Pumpen, zwei Mehrzonenventilen und vier Wärmetauschern sind anschlussfertig im sogenannten „Dom“ unterbracht, der ebenfalls von der Speicherdämmung umschlossen wird. Der Speicher besteht aus zwei thermisch getrennten, nebeneinanderliegenden Kammern: dem kleineren, nachgeheizten Bereitschaftsteil (Hochtemperaturkammer) und dem Langzeitspeicher (Niedertemperaturkammer). Wie in einem Schrank mit Schubfächern können Energiemengen entsprechend ihrem Temperaturniveau in mehreren Schichten gezielt ein- und ausgebracht oder direkt den Verbraucherkreisen zugeführt werden. Speicher dieser Art mit einem Gesamthalt von 30 bis 50 Kubikmetern eignen sich auch gut für wärmeautarke Sonnenhäuser ohne Nachheizung.

Abbildung 8-16 • Liegender Großspeicher (Quelle: Sonnenhaus-Institut e.V.)



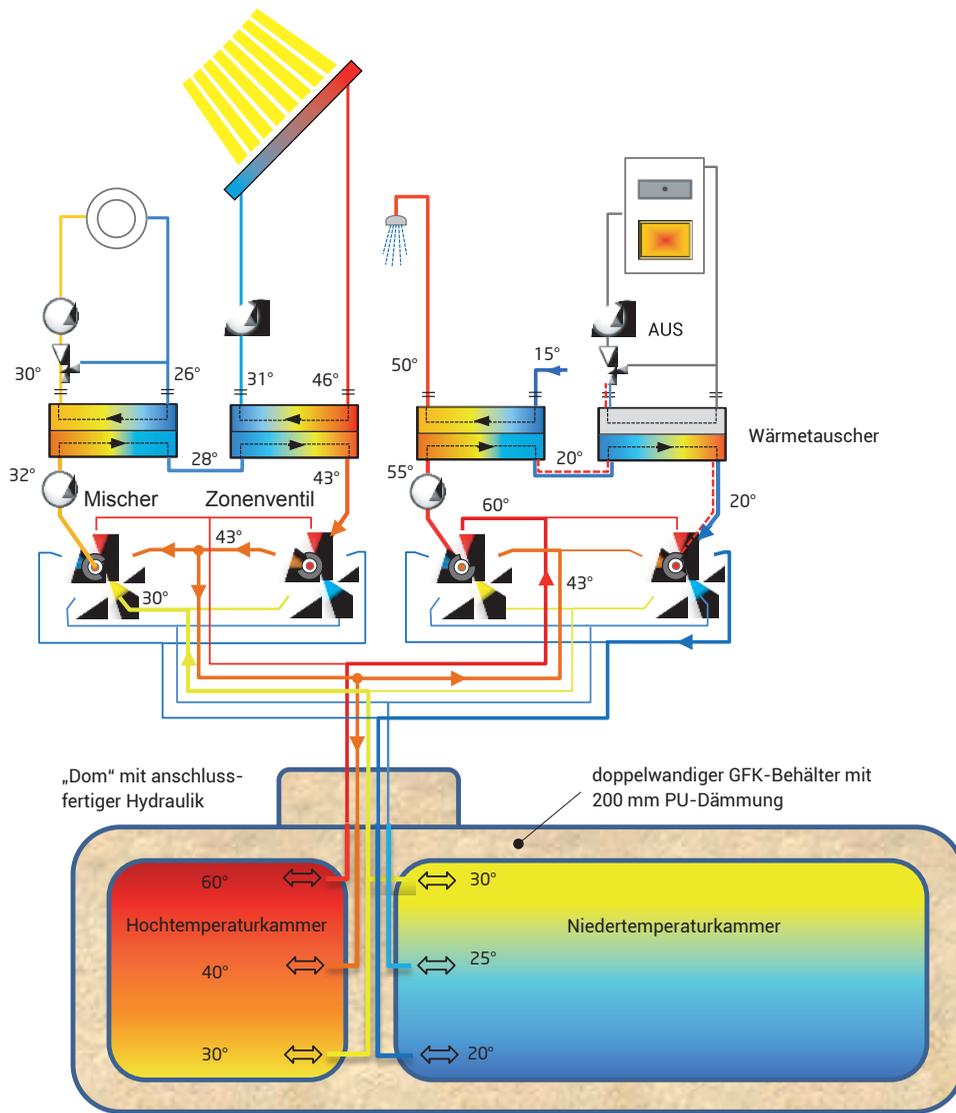
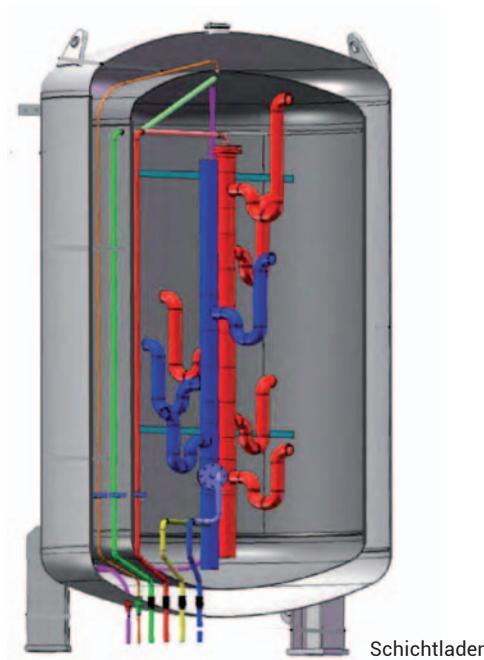


Abbildung 8-17
 Liegender Großspeicher eingebunden in eine Solarthermische Anlage
 (Quelle: Sonnenhaus-Institut e.V.)

Abbildung 8-18 • Vakuumspeicher (Quelle: Sonnenhaus-Institut e.V.)



evakuierter Ringspalt mit Perlitfüllung

8.7 • Im Wärmeverbund mit den bestehenden Gebäuden – Funktionsgebäude heizen mit Sonnenwärme

Häufig fehlen im Bestandsgebäude zum einen die für die Kollektoren notwendigen Dachflächen oder die optimale Ausrichtung zur Sonne ist baulich nicht möglich. Zum anderen gibt es oftmals tatsächlich keine Möglichkeit, einen Speicher einzubauen. In diesen Fällen lohnt es sich, eine Nahwärmevernetzung zu überprüfen: Ein hinzukommender Neu- oder Umbau teilt über einen Wärmeverbund die gewonnene und gespeicherte Wärme mit dem Bestandsgebäude.

So beispielsweise das Naturparkhaus Zwiesel: Seit 10 Jahren kommt es, getreu seinem Motto „Der Natur auf der Spur“, vollständig ohne fossile Brennstoffe aus. Ausschließlich durch die passive und aktive Nutzung von Sonnenenergie erwirtschaftet das in ökologischer Holzbauweise erstellte Büro- und Ausstellungsgebäude mehr Energie, als es zur Deckung seines Wärme- und Strombedarf benötigt. Es ist das erste öffentliche Plusenergiehaus Europas. Die gewonnene Wärme teilt es mit dem benachbarten, bereits bestehenden Touristikpavillon, mit dem es im Wärmeverbund steht.

Wo immer möglich, ist für jedes neu gebaute Sonnenhaus die Realisierung eines Wärmeverbundes mit einem benachbarten (Bestands-)Gebäude sehr lukrativ: Durch die bessere und gleichmäßigere Auslastung der Solaranlage kann deren Energieertrag vervielfacht werden.

Dem Naturparkhaus Zwiesel liegt das vom Sonnenhaus-Institut entwickelte solarthermische Bau- und Heizkonzept zugrunde. Im Mittelpunkt der aktiven Sonnenenergienutzung steht eine thermische Solaranlage mit Schichtspeicher. An der Südseite der Fassade gewinnt eine 110 Quadratmeter große, 80° geneigte Kollektorfläche Sonnenwärme und speist diese in den 21.000 Liter Pufferspeicher mit innenliegendem Brauchwasserboiler ein. Der sechs Meter hohe Speicher im Zentrum des Gebäudes hält die Wärme über einen längeren Zeitraum vor.



Abbildung 8-19

Das Naturparkhaus Zwiesel versorgt den dahinter stehenden Altbau mit Sonnenwärme. Zu sehen ist die Südostfassade mit Kollektorfläche

(Quelle: Sonnenhaus-Institut e.V.)

Das gesamte Gebäude mit einer zu beheizenden Fläche von 760 Quadratmetern brauchte pro Jahr durchschnittlich etwa 8.263 kWh. Die solarthermische Anlage produzierte hingegen in den vergangenen 10 Jahren jährlich 30.473 kWh Wärmeenergie, rund vier Mal mehr, als das Gebäude benötigt. Dieser Überschuss kommt dem Touristikpavillon zugute. Ein Pelletkessel deckt seinen Restenergiebedarf. Zusätzlich nutzt das Naturparkhaus die Sonne über die komplett verglaste Südfassade auch passiv. Die Sonnenwärme ersetzt, umgerechnet auf fossile Brennstoffe, jährlich rund 3.200 Liter Heizöl.

Eine entsprechend konzipierte Gebäudehülle reduziert den Transmissionswärmeverlust und macht eine ausschließlich solare Beheizung des Gebäudes überhaupt erst möglich. Die U-Werte der Holzbaukonstruktionen liegen zwischen 0,1 W/m²K und 0,08 W/m²K. Die U-Werte der Fenster betragen 0,8 W/m²K. Die Pfosten-Riegelfassade erreicht 0,6 W/m²K. Der Heizwärmebedarf liegt mit etwa 8.000 kWh pro Quadratmeter und Jahr etwas unter Passivhausstandard. Es kamen überwiegend Bau- und Dämmstoffe aus nachwachsenden Rohstoffen zum Einsatz.

Eine Photovoltaikanlage mit 9 kWp Spitzenleistung ergänzt das Energiekonzept. Die Hälfte des darüber gewonnenen Stroms versorgt das Naturparkhaus samt Nebengebäude mit elektrischer Energie. Der Rest wird in das Stromnetz eingespeist.

Das Naturparkhaus Zwiesel wurde mit dem bayerischen Umweltpreis ausgezeichnet.

Tabelle 8-3 • Objektdaten: Naturpark Informationshaus in Zwiesel

Objekt	Naturpark Informationshaus in Zwiesel
Fertigstellung	2002
Nutzfläche nach EnEV	763 m ²
Jahresheizwärmebedarf	8.263 kWh/a (Durchschnitt, gemessen)
Primärenergiebedarf	7,5 kWh/ m ² Nutzfläche nach EnEV
Kollektorfläche/Neigung	110 m ² / 80°
Speicher	21 Kubikmeter (Kombispeicher, dreistufige Be- und Entladung)
Solarthermischer Deckungsgrad	40 %
Heizsystem	Pelletheizung (Notheizung für den benachbarten Touristikpavillon)
Photovoltaik	9,6 kWp
sonstige Anlagentechnik	zentrale Lüftungsanlage mit Wärmerückgewinnung und Erdreichwärmetauscher, Wärmebereitstellungsgrad: > 80%
Transmissionswärmeverluste/U-Werte (Dämmung)	
Holzbaukonstruktionen	zwischen 0,1 W/m ² K und 0,08 W/m ² K
Pfosten-Riegelfassade	0,6 W/m ² K
Fenster	0,8 W/m ² K
Besonderheiten	
Plusenergiegebäude	Erstes solarthermisches Plusenergiegebäude Europas
Nachhaltigkeit	Baukonstruktionen bezüglich Nachhaltigkeit bilanziert und optimiert

8.8 • Himmlische Wärme für das Pfarrzentrum Zwiesel

Ein neuer Gemeindesaal steht dem bestehenden alten Pfarrwohnhaus solarwärmetechnisch zur Seite

Auch das Pfarrzentrum in Zwiesel im Bayerischen Wald setzt auf einen Wärmeverbund. Es ist eines der ersten kirchlich, öffentlichen Gebäude, das für seine Energieversorgung ganz auf „himmlische“ Wärme vertraut, mit dem Ergebnis erheblicher Einsparungen an Heizkosten.

Ein neuer Gemeindesaal entstand in direkter Nachbarschaft mit dem bereits bestehenden Pfarrwohnhaus. Beide Gebäude sind nahwärmevernetzt. Im Jahr 2005 wurde zunächst das Wohnhaus gründlich wärmetechnisch saniert. Bei dem baufällig gewordenen Gemeindesaal, entschloss man sich 2010 zu einem Neubau aus Wärmedämmziegeln und mit Fußbodenheizung. Die alte Heizzentrale, die Wohnhaus und Pfarrsaal versorgte, war nun überdimensioniert und entsprach ohnehin längst nicht mehr dem Stand der Technik.

Zwei Solaranlagen mit insgesamt 76 Quadratmeter Kollektorfläche und ein 60 Kilowatt Pelletkessel versorgen über den Verbund beide Gebäude mit kostengünstiger erneuerbarer Energie. Zwei kommunizierende Speicher halten die Sonnenwärme vor. Der größere, mit 10 Kubikmeter Fassungsvermögen, ist im Neubau integriert. Ein kleinerer mit 3,3 Kubikmetern kam an die Stelle des alten Öltanks im Heizraum des Wohnhauses.

Gemeinsam mit den Speichern sorgt eine ausgeklügelte, visualisierbare und via Internet fernwartbare Regelung für eine bedarfsgerechte Verteilung der Solar- und Heizenergie in beiden Gebäuden. Ein 60 kW-Pelletkessel ergänzt im Winter bei Bedarf die Solarwärme in beiden Pufferspeichern. Fußbodenheizungen verteilen die Wärme gleichmäßig und individuell regelbar in die Räume des Gemeindezentrums. Im Pfarr-Wohnhaus kommen Heizkörper mit Niedertemperaturbetrieb zum Einsatz. Die Wärmeverteilung übernehmen Hocheffizienzpumpen mit 10-40 Watt Leistung an Stelle der bisherigen, überdimensionierten Pumpen mit einer Leistungsaufnahme von 150 bis 250 Watt. Außenwände aus 42 und 49 Zentimeter dickem Ziegelmauerwerk mit Perlitfüllung minimieren den Transmissionswärmeverlust des Neubaus.

Sorgte in dem alten Pfarrzentrum ein 200 kW-Ölkessel mit einem Jahresverbrauch von 25.000 Litern Heizöl für die notwendige Wärme, so kann das neue Pfarrzentrum samt dem benachbarten Wohnhaus nun durchschnittlich 42 Prozent seines Jahreswärmebedarfs solar decken. Für den Neubau allein, ohne den Verbund mit dem Wohnhaus, läge dieser bei mehr als 70 Prozent. Das grundlegend neue Energiekonzept, dass auch einen verbesserten Wärmeschutz der Gebäudehüllen mit einschließt, verringerte den Brennstoffverbrauch um den Faktor 5, den Primärenergieverbrauch sogar um den Faktor 25.



Abbildung 8-20
Pfarrzentrum Zwiesel
(Quelle: Sonnenhaus-Institut e.V.)



Abbildung 8-21
Pfarrzentrum Zwiesel
Heizung und Steuerung
(Quelle: Sonnenhaus-Institut e.V.)

Tabelle 8-4 • Objektdaten: Pfarrzentrum Zwiesel, Bayerischer Wald (Pfarrsaal / Wohnhaus)

Objekt	Pfarrzentrum Zwiesel, Bayerischer Wald
Nutzfläche Pfarrsaal/Wohnhaus	600 m ² / 770 m ²
Jahresheizwärmebedarf	30.000 kWh/a / 40.000 kWh/a
Kollektorfläche	Fassade: 36 m ² , freistehend: 40 m ²
Kollektorausrichtung	Fassade: Neigung 75°, 30° Südabweichung nach Osten, freistehender Kollektor: Neigung 60°, Süd
Solarer Deckungsgrad (beide Gebäude im Verbund)	ca. 42 %, Pfarrsaal-Neubau alleine: 70%
Heizsystem	60 kW Pelletkessel mit Rührwerkaustragung
Brennstoffbedarf	ca. 12 t Pellets pro Jahr
Bausystem	Massivbau mit 42 bis 49 cm Dämmziegel, Perlite gefüllt
Speicher	
Pfarrsaal	10 m ³ , Pufferspeicher mit 2-stufiger Beladung und 3-stufiger Entladung durch den Fußboden-Heizkreis
Wohnhaus	3,3 m ³ Pufferspeicher

8.9 • Trend: Mehrfamilien-Sonnenhäuser

Eine Umfrage des Sonnenhaus-Instituts e.V. belegt, dass auch die Wohnungswirtschaft immer häufiger auf die direkte Nutzung von Sonnenwärme setzt. So bietet sie ihren Mietern Wohnungen mit minimalen Energiekosten. Zehn bis zwölf Prozent der in den Jahren 2011 und 2012 gebauten Sonnenhäuser sind Gebäude mit drei oder mehr Wohneinheiten. Größere Projekte mit zwölf und 18 Wohneinheiten entstanden in Laufen, Bayern und in Harrislee, Schleswig-Holstein.

Unangenehme Überraschungen in puncto Nebenkosten bleiben Mietern in solchen Gebäuden erspart. In Deutschland ist es allgemein üblich, dass die Höhe der Kaltmiete festliegt. Demgegenüber steigen die Nebenkosten jedoch stetig und deutlich, was die Wohnkosten letztlich unvorhersehbar macht. Vermieter von Sonnenhäusern hingegen können ihren Mietern über Jahre stabile Warmmieten zusichern, da diese den jährlichen Bedarf an Heizung und Warmwasser nahezu vollständig mittels Sonnenwärme decken.



Abbildung 8-22
Mehrfamilienhaus Laufen
als Sonnenhaus (Quelle:
Sonnenhaus-Institut e.V.)



Abbildung 8-23
8-Wohneinheiten-
Mehrfamilienhaus in der
Schweiz von Jenni
Energietechnik mit einem
Primärenergiebedarf von
4 kWh/m²a

In dem Mehrfamilienhaus in Laufen betragen die Nebenkosten für Heizung jährlich lediglich 45 € pro Wohneinheit. Um dies zu erreichen, ist das Gebäude mit 216 Quadratmeter Kollektorfläche auf dem Dach und zusätzlich 64 Quadratmeter an der Fassade ausgestattet. Die so gewonnene Wärme speichern zwei zentrale Pufferspeicher von je 77 Kubikmeter Größe. Über seine thermische Solaranlage erwirtschaftet das Gebäude vor allem im Sommer Energie-Überschüsse. Das Gebäude erreicht dann 150 Prozent solare Deckung; man spricht in diesem Fall von einem Wärme-Plusenergiehaus. Die gewonnene Wärme teilt das Mehrfamilienhaus mit einem Nachbargebäude, mit dem es in einem so genannten Nahwärmeverbund steht.

Neben dem Aspekt der durchgehend niedrigen Heizkosten machen weitere Faktoren das Bau- und Heizkonzept des Sonnenhaus-Instituts für Mehrfamilienhäuser attraktiv: Ein großer Vorteil liegt in der Einfachheit ihrer Technik. So brauchen die Mieter keine Umlagen hoher Wartungs- und Folgekosten zu fürchten. Im Vergleich zu anderen Niedrigenergiekonzepten, die zumeist strenge Anforderungen an ein sachgemäßes Nutzungsverhalten stellen, bleibt das spezifische Verhalten einzelner Parteien in einem Sonnenhaus in der Regel ohne Folgen für die Heiz- und Nebenkosten der Hausgemeinschaft.

Ein weiteres Beispiel stellt das im Jahre 2007 in der Schweiz von Jenni Energietechnik errichtete Mehrfamilienhaus mit acht Wohneinheiten dar. Es erreicht einen Primärenergiebedarf von lediglich vier kWh/m²a. Beheizt wird es ganzjährig mittels Solarthermie und Langzeitwärmespeicherung bei einem solaren Deckungsanteil von 100 Prozent. Auf eine Heizkostenabrechnung wird verzichtet. So ist es nicht verwunderlich, dass Wartelisten für die Anmietung von Wohnungen existieren.

9 | Ökobilanz einer Solarthermieanlage in Einfamilienhäusern

Eine ganzheitliche Betrachtung des gesamten Lebenszyklus', im Hinblick auf energetische Aufwände und Treibhausgasemissionen, gewährleistet einen fairen Vergleich zwischen unterschiedlichen Wärmebereitstellungstechniken. Dieses Kapitel befasst sich mit einer Ökobilanz einer Solarthermieanlage zur Brauchwarmwasserbereitstellung und zur Heizungsunterstützung in zwei Einfamilienhäusern unterschiedlicher Baualtersklassen.

Aufgabenstellung

Solarthermische Flachkollektorsysteme haben den Vorteil, dass sie die regenerative Energie der Sonnenstrahlung zur Brauchwarmwassererwärmung und je nach Systemauslegung auch zur Heizungsunterstützung nutzen. Dadurch verringert sich der fossile Energiebezug des konventionellen Heizsystems. Demgegenüber stehen höhere Materialaufwände und Investitionskosten, um das Gesamtsystem bereitzustellen. Es stellt sich nun die Frage, ob ein solches System gegenüber einem konventionellen Heizsystem einer Gasbrennwerttherme über den gesamten Lebenszyklus energetische und treibhausbezogene Vorteile birgt. Geprüft wird in dieser Arbeit der Anspruch einer ressourcen- und klimaschonenden Wärmebereitstellung mittels einer Ökobilanz, welche sich als standardisiertes Verfahren zur ökologischen Bewertung von Prozessen bewährt hat. Diese berücksichtigt sowohl vor- als auch nachgelagerte Prozesse ganzheitlich, um die mit einem Produkt zusammenhängenden Umweltauswirkungen abzuschätzen. Dabei wird in dieser Untersuchung einerseits der kumulierte Energieaufwand als Indikator des Energieressourcenverbrauchs betrachtet. Andererseits wird die Wirkungskategorie Klimaänderung bewertet, die alle Treibhausgase über das Treibhauspotenzial (Global Warming Potential) zusammenfasst.

Anhand der Ergebnisse können Aussagen über die Nachhaltigkeit des Wärmeversorgungssystems gemacht werden. Es können energieintensive Materialien und Fertigungsverfahren identifiziert werden, um gezielt Optimierungsalternativen zu suchen. Des Weiteren können unterschiedliche Wärmeerzeugungstechniken verglichen und bewertet werden.

Die Gliederung der Arbeit orientiert sich dabei am methodischen Vorgehen, auf das im folgenden Kapitel 9-1 eingegangen wird.

9.1 • Methodik

Die internationalen Normen DIN-EN-ISO-14040 und -14044 standardisieren das methodische Vorgehen einer Ökobilanz /DIN14040 06/, /DIN-14044 06/. Dabei werden grundsätzlich folgende vier Phasen iterativ durchlaufen, die untereinander in Wechselwirkung stehen:

- Festlegung des Ziel- und Untersuchungsrahmens
- Sachbilanz
- Wirkungsabschätzung
- Auswertung

Während der **Festlegung des Ziel- und Untersuchungsrahmens** werden der Untersuchungsgegenstand und das Untersuchungsziel festgelegt sowie Bilanzgrenzen und Bezugsgrößen definiert. Die anschließende **Sachbilanz** analysiert und dokumentiert die Stoff- und Energieströme des Bilanzsystems und stellt diese im Sachbilanzergebnis zusammen. In der **Wirkungsabschätzung** werden die Sachbilanzergebnisse spezifischen Wirkungskategorien zugeordnet, um die konkreten Umweltauswirkungen der zuvor mengenmäßig erfassten Stoff- und Energieströme abschätzen zu können. In der abschließenden **Auswertung** der Ökobilanz erfolgt die Identifikation signifikanter Parameter sowie die Erarbeitung von Schlussfolgerungen und Empfehlungen, welche sich aus den Ergebnissen ableiten. Darüber hinaus kann ein Vergleich der ermittelten Ergebnisse mit anderen Analysen durchgeführt werden, um einen Benchmark des untersuchten Prozesses herbeizuführen. Des Weiteren können in einer Sensitivitätsanalyse Parameter variiert werden, um deren Einfluss auf die Untersuchung zu diskutieren.

9.1.1 • Definition des Kumulierten Energieaufwandes

Von besonderer Bedeutung sind die Energieaufwände in den einzelnen Lebenszyklusphasen. Um die unterschiedlichen Energieformen (bspw. elektrische Energie, thermische Energie aus solarer Einstrahlung oder thermische Energie aus verbranntem Erdgas) vergleichen zu können, werden die vorgelagerten Prozessketten berücksichtigt und die Energiemengen auf Primärenergieäquivalente umgerechnet. Grundlage dabei bildet der Kumulierte Energieaufwand (KEA), der dem nutzbaren Produkt bzw. der Nutzenergie (hier: thermische Nutzenergie, die an das Heiz- und Brauchwassersystem abgegeben wird) die gesamten Energieaufwände gegenüberstellt. So kann ein energetischer Vergleich zwischen Produkten gleicher Funktion stattfinden, indem der KEA als Indikator für den Verbrauch energetischer Ressourcen herangezogen wird.

Entsprechend der VDI-Richtlinie 4600 gibt der KEA „die Gesamtheit des primärenergetisch bewerteten Aufwands an, der im Zusammenhang mit der Herstellung (KEA_H), Nutzung (KEA_N), und Entsorgung (KEA_E) eines ökonomischen Gutes (Produkt oder Dienstleistung) entsteht bzw. diesem ursächlich zugewiesen werden kann.“ /VDI-4600 12/.

Über den Lebenszyklus ergibt sich für das zu bilanzierende Gut der KEA, der sich durch Addition aus dem KEA der Lebenszyklusphasen gemäß Gleichung 4 berechnet:

$$KEA = KEA_H + KEA_N + KEA_E \quad (4)$$

Ergebnisse zum Kumulierten Energieaufwand werden in MJ Primärenergie bzw. kWh Primärenergie angegeben.

9.1.2 • Definition der Wirkungskategorie Klimaänderung

Die Wirkungskategorie Klimaänderung (Global Warming Potential, GWP) charakterisiert den anthropogenen Treibhauseffekt, der durch die Verbrennung fossiler Brennstoffe sowie durch landwirtschaftliche und industrielle Prozesse hervorgerufen wird. Dieser führt zu einer Steigerung der mittleren Temperatur der Troposphäre. Die Klimaänderung fasst alle Treibhausgase nicht regenerativen Ursprungs zusammen. Treibhausgase führen zu einer stärkeren Absorption der von der Erdoberfläche reemittierten Infrarotstrahlung. Sie haben eine uneinheitliche troposphärische Lebensdauer, sodass ein Zeithorizont betrachtet werden muss, welcher standardmäßig 100 Jahre beträgt. Ergebnisse dieser Wirkungskategorie werden in t CO₂-Äquivalent bzw. g CO₂-Äquivalent angegeben. Der in dieser Studie verwendete Wirkungsindikator wurde nach dem Charakterisierungsmodell der CML 2001-Methode nach /GUI-01 02/ berechnet.

9.1.3 • Berechnungsmethodik

Die Indikatoren werden anhand der Berechnungsmethodik der Materialbilanzanalyse bestimmt. Diese stellt einen optimalen Kompromiss zwischen dem zeitlichen Aufwand der Berechnung, der Durchführbarkeit und der Genauigkeit der Ergebnisse dar. Alternative Verfahrensweisen sind die energetische und ökologisch erweiterte Input-Output-Analyse oder die Prozesskettenanalyse. Die Input-Output-Analyse ist ein stark aggregierendes Verfahren, das aus der Volkswirtschaftsrechnung stammt. Es erfolgt eine eher grobe Berechnung der Energieaufwendungen und Emissionen in der Regel anhand der Herstellungspreise der Güter und einem typischen kumulierten Energieaufwand und Emissionen dieser Gütergruppe. Sehr detailliert und damit zeitaufwendig wird bei der Prozesskettenanalyse vorgegangen, bei der alle Prozessschritte einer verzweigten Prozesskette hinsichtlich der einfließenden Energien und entstehenden Emissionen bilanziert und addiert werden.

Bei der Materialbilanzanalyse wird zunächst ein Sachinventar erstellt. Dort werden alle einzelnen Komponenten der Wärmebereitstellungssysteme zusammengetragen. In einem zweiten Schritt werden die Energie- und Stoffströme der einzelnen Komponenten und ihre jeweiligen Mengen ermittelt. Mit diesem Gerüst erfolgt im nächsten Schritt eine Anknüpfung an Datenbanken, über welche durch die Zuordnung des ermittelten Sachinventars zu aggregierten Prozessdatensätzen der KEA und das Treibhauspotenzial ermittelt werden können. In der Ecoinvent-Datenbank 2.2 /ECO-01 12/ des „Swiss Centre for Life Cycle Inventories“ sind über 4.000 Datensätze zu (massen-)spezifischen Energie- und Emissionsaufwendungen katalogisiert. Als Bilanzierungssoftware wird innerhalb dieser Untersuchung das Programm GaBi 5.0 der Firma PE-International verwendet, in der die Ecoinvent-Datenbank integriert ist.

9.2 • Ziel und Untersuchungsrahmen

Die Untersuchung erstreckt sich über zwei Einfamilienhäuser mit einer Solarthermieanlage mit einer Kollektorgroße von 15 m² (EFH7 und EFH9) (vgl. /CORR-01 13/). Als Referenzsystem wurden die gleichen Gebäude mit einer Gasbrennwertanlage zur Wärmebereitstellung betrachtet. Für die Untersuchung wurden die Referenz-Typgebäude des Gebäudetyps EFH (Einfamilienhäuser) in den Baualtersklassen 7 (1986 – 1995) und 9 (2001 – 2005) jeweils am repräsentativen Referenzstandort Würzburg gewählt. Die Auswahl dieses Standortes ist damit begründet, dass dieser einen guten Mittelwert der regionalen Schwankungen des Wärmebedarfes an verschiedenen Standorten Deutschlands darstellt.

Aus den dargestellten Versorgungssystemen und den verschiedenen Gebäudevarianten ergeben sich für die durchgeführte Ökobilanz vier betrachtete Varianten, welche nachfolgend in Tabelle 9-1 noch einmal definiert und aufgelistet werden:

Tabelle 9-1 • Übersicht der untersuchten Versorgungsvarianten

Variante STA 1	15 m ² Solarthermiesystem mit Nachheizsystem für das Gebäudesystem EFH 9 (höherer Dämmstandard)
Variante STA 2	15 m ² Solarthermiesystem mit Nachheizsystem für das Gebäudesystem EFH 7 (niedriger Dämmstandard)
Variante REF 1	Gasbrennwerttherme als Referenzsystem für das Gebäudesystem EFH 9 (höherer Dämmstandard)
Variante REF 2	Gasbrennwerttherme als Referenzsystem für das Gebäudesystem EFH 7 (niedriger Dämmstandard)

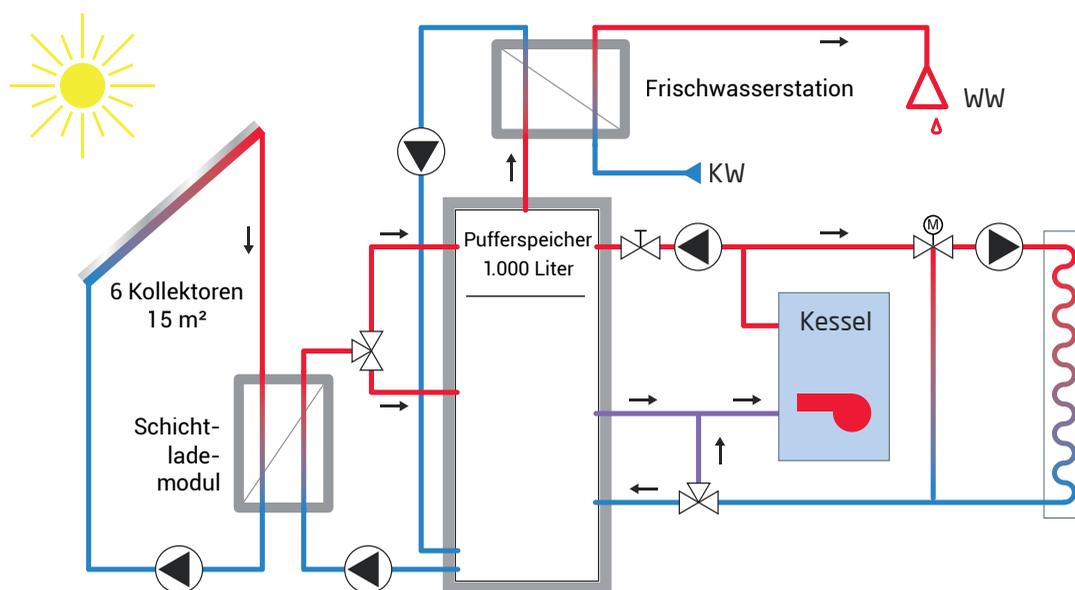
Die Tabelle 9-2 fasst die Parameter der betrachteten Varianten zusammen.

Tabelle 9-2 • Parameter der betrachteten Referenz-Typgebäude /CORR-01 13/, /ULÓ-01 13/

Parameter	Einheit	STA 1 EFH9 mit ST	REF 1 EFH9 ohne ST	STA 2 EFH7 mit ST	REF 2 EFH7 ohne ST
Gasbrennwerttherme	kW	4,2 - 13 als Nachheizsystem	4,2 - 13 als Heizsystem	4,2 - 13 als Nachheizsystem	4,2 - 13 als Heizsystem
Solarthermieanlage	m ²	15	ohne	15	ohne
Pufferspeicher	L	1.000	ohne	1.000	ohne
Wärmebedarf	kWh/a	9.020,0	9.020,0	11.845,0	11.845,0
Fossiler (Rest-) Endenergieverbrauch	kWh/a	7.969,0	11.569,0	13.205,0	17.056,0
Bedarf an elektrischer Energie	kWh/a	180,4	180,4	236,9	236,9
Solarthermisch substituierbarer Endenergieanteil	%	31,1	----	22,6	----

Die solare Energie wird im Solarthermiekreislauf in 6 Kollektoren á 2,5 m² für beide Wohngebäude-typen in Form von Wärme bereitgestellt. Dem Kreislauf sind die Kollektoren inklusive Dachhalterung, das Schichtlademodul, der 1.000 l Pufferspeicher, Umwälzpumpen, Ventile, Leitungen und ein Ausdehnungsgefäß zugeordnet. Als Nachheizsystem zur Unterstützung des Solarthermiekreislaufs wird eine Gasbrennwerttherme betrachtet, zu dem ein Frischwassermodul als Wärmetauscher zugehörig ist. Eine Übersicht des betrachteten Systems zeigt Abbildung 9-1.

Abbildung 9-1 • Übersicht des betrachteten Gesamtsystems



Als Referenzsystem zum solar unterstützten System wird eine konventionelle Gasbrennwerttherme mit einem Frischwassermodul betrachtet, welche für Warmwasser- und Heizungswärmebereitstellung genutzt wird. Das Frischwassermodul, welches unabhängig von der Solarthermieanlage benötigt wird, ist dementsprechend in der weiteren Betrachtung dem Referenzsystem zugeordnet.

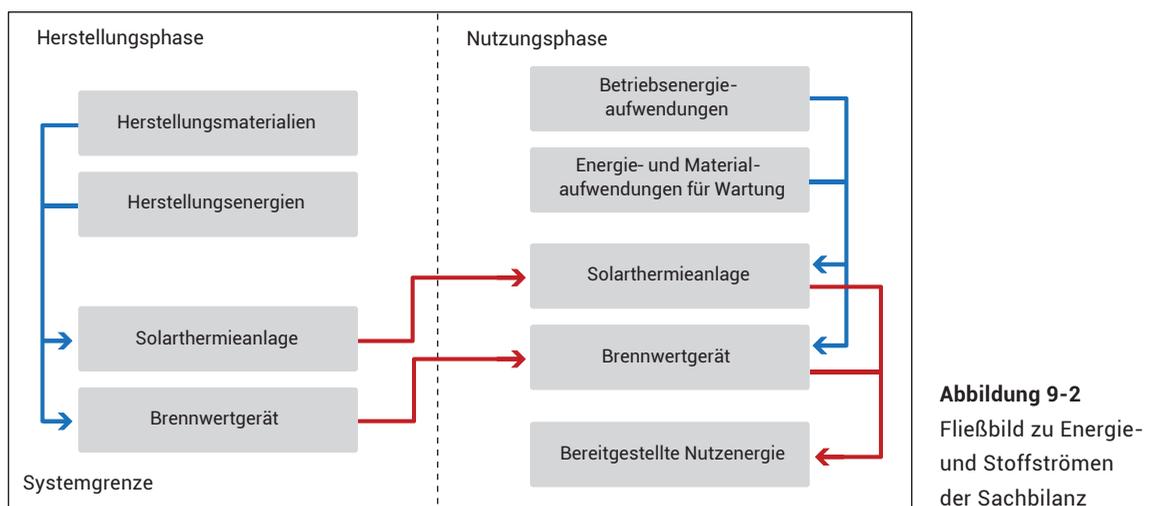
Bilanziert werden der Verbrauch energetischer Ressourcen über den Kumulierten Energieaufwand (KEA) und die Auswirkung auf die Klimaänderung über das Global Warming Potential (GWP). Als Referenzgröße der Untersuchung, der sogenannten Funktionellen Einheit, wird die „Breitstellung einer kWh thermischer Nutzenergie für das Heiz- und Brauchwarmwassersystem“ festgelegt. Für die Untersuchung sind sowohl die zeitliche Bilanzgrenze als auch die räumliche Bilanzgrenze (Systemgrenze) zu definieren.

Die zeitliche Bilanzgrenze umfasst die Herstellungsphase inklusive der Nutzung des Wärmebereitstellungssystems über einen Nutzungszeitraum von 20 Jahren. Im Rahmen dieser Arbeit werden die Aufwände für die Entsorgung vernachlässigt. Bei dem Vergleich unterschiedlicher Wärmebereitstellungssysteme, wie in dieser Arbeit, treten vermutlich ähnliche Entsorgungsaufwände auf, die im Vergleich nicht ausschlaggebend sind.

Es wurden jeweils die aktuellsten verfügbaren Datensätze aus der Ecoinvent-Datenbank ausgewählt. Die geographische Systemgrenze erstreckt sich, soweit Daten verfügbar sind auf Deutschland. Andernfalls wurden repräsentative Datensätze für die EU oder die Schweiz, als Herkunftsland der Datensatzbereiter, verwendet.

9.3 • Sachbilanz

Die in den beschriebenen Systemen auftretenden Energie- und Stoffströme wurden für die Sachbilanz nach dem in Abbildung 9-2 dargestellten Fließbild erfasst.



Für die Herstellungsmaterialien der Solarthermieanlage wurden Daten eines Anbieters von Solarthermie-Systemen zugrunde gelegt. Die anfallenden Betriebsenergieaufwendungen, in diesem Fall der Bedarf an fossiler und elektrischer Energie, wurden aus /CORR-01 13/ und /ULÓ-01 13/ entnommen. Für nicht explizit vorliegende Daten wurde ein pragmatischer Ansatz gewählt, der in Anbetracht der anfallenden Ungenauigkeiten eine sinnvolle Lösung für die Betrachtung der folgenden Aufwendungen darstellt:

- Für Energieaufwendungen für die Herstellung der Solarthermieanlage wurde ein Aufschlag von 10 Prozent der sonstigen Herstellungsenergieaufwendungen veranschlagt.
- Für die Herstellungsenergieaufwendungen des Brennwertgerätes wurden aggregierte Daten aus /SIR-01 07/ verwendet.
- Für Betriebsenergieaufwendungen für Wartungen wurde ein Aufschlag von zwei Prozent der sonstigen Energieaufwendungen der Nutzungsphase angesetzt.

Eine detailliertere Auflistung der erfassten Energie- und Stoffströme mit den zugehörigen Materialien listet Tabelle 9-3 auf. Die expliziten Mengen der einzelnen Stoffströme werden aus Datenschutzgründen in diesem Bericht nicht detaillierter dargestellt.

Tabelle 9-3 • Sachbilanzergebnisse und Zuordnung zu den untersuchten Varianten

Bauteil/Vorgang	Material/Aufwendung	STA 1	STA 2	REF 1	REF 2
Herstellungsphase					
Zuschlag Herstellungsenergien	10 % der sonstigen Herstellungsaufwendungen	X	X	-	-
Ausdehnungsgefäß	Edelstahl	X	X	-	-
Frishwassermodul	Kunststoff PPS	X	X	X	X
	Kupfer	X	X	X	X
	Edelstahl	X	X	X	X
	Kunststoff PP	X	X	X	X
	Styropor	X	X	X	X
Kollektoren	Aluminium	X	X	-	-
	Steinwolle	X	X	-	-
	Solarglas	X	X	-	-
	Kupfer	X	X	-	-
	Wärmeträgermedium	X	X	-	-
	Wasser	X	X	-	-
	EPDM Kautschuk	X	X	-	-
	Messing	X	X	-	-
Leitungen ST-Kreislauf	Kupfer	X	X	-	-
	Edelstahl	X	X	-	-
	EPDM Kautschuk	X	X	-	-
Pufferspeicher	Edelstahl	X	X	-	-
	Polyester	X	X	-	-
	Wasser	X	X	-	-
Schichtlademodul	Styropor	X	X	-	-
	Kunststoff PP	X	X	-	-
	Messing	X	X	-	-
	Kupfer	X	X	-	-
	Edelstahl	X	X	-	-
Umwälzpumpen	Gusseisen	X	X	-	-
	Stahl niedriglegiert	X	X	-	-
	Edelstahl	X	X	-	-
	Kupfer	X	X	-	-
	Aluminium	X	X	-	-
	Kunststoff PP	X	X	-	-
Ventile	Messing	X	X	-	-
Gasbrennwerttherme und Komponenten	Aggregierter Datensatz aus /SIR-01 07/	X	X	X	X
Nutzungsphase					
Fossiler Energiebedarf Nutzung	Erdgas; Mengen aus /CORR-01 13/	X	X	X	X
Strombedarf Nutzung	Strommix DE; Mengen aus /ULÓ-01 13/	X	X	X	X
Zuschlag Wartung	2 Prozent der sonstigen Nutzungsaufwendungen	X	X	X	X

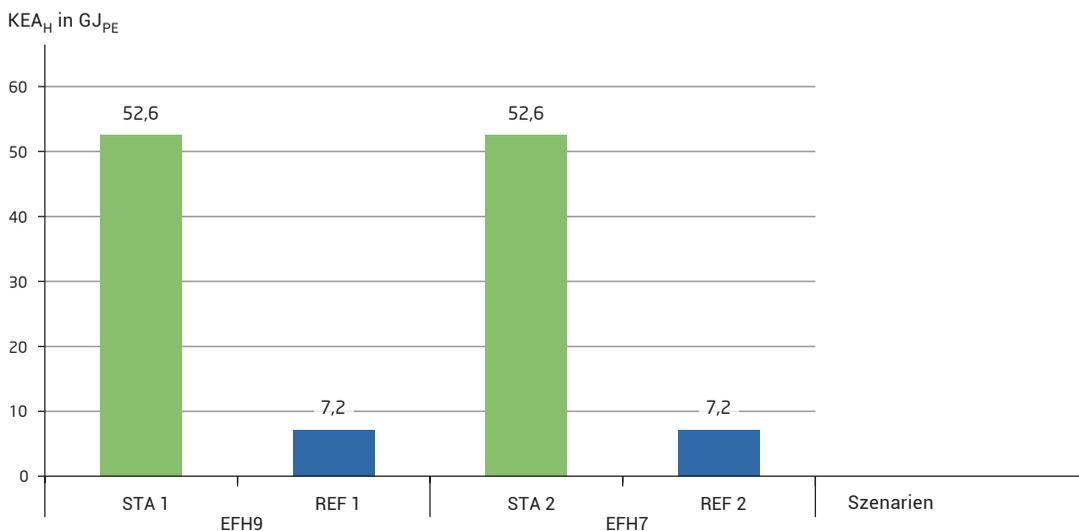
9.4 • Wirkungsabschätzung

Nachfolgend werden die erfassten Sachbilanzergebnisse in der Wirkungsabschätzung den vorgestellten Wirkungskategorien zugeordnet, um somit die kumulierten Energieaufwendungen und das Treibhauspotenzial der untersuchten Systeme abschätzen zu können. Dabei werden zunächst die Resultate im Bezug auf die Herstellungsphase und im Anschluss auf die Nutzung der Systeme für ein Jahr betrachtet. Dabei werden jeweils Ergebnisse für das Gesamtsystem, also der Solarthermieanlage mit Nachheizsystem bzw. für das Referenzsystem (Gasbrennwerttherme mit Frischwassermodul), angegeben. Es folgt die Darstellung der Ergebnisse für den gesamten Lebenszyklus – einmal in Absolutwerten und einmal spezifisch auf den Wärmebedarf des jeweiligen Gebäudetyps bezogen.

9.4.1 • Herstellungsphase

Die zusätzlichen stofflichen und energetischen Aufwände für die Herstellung des Solarthermiekreislaufs überwiegen die des Referenzsystems deutlich. In Abbildung 9-3 ist ein mehr als siebenfacher KEA_H abzulesen. Dieser deutlich höhere Wert ist dadurch begründet, dass in jedem System eine baugleiche Gasbrennwerttherme berücksichtigt wird. Für die Systeme mit Solarthermiekreislauf kommen darüber hinaus die detailliert erfassten Materialaufwendungen nach Tabelle 9-3 hinzu, so dass sich die hohen KEA_H -Werte für die Varianten STA 1 und STA 2 ergeben. Im Falle des solarthermischen Systems dient die Gasbrennwerttherme als Nachheizsystem, im Referenzsystem bildet sie das Heizsystem. Da jeweils die gleichen Solarthermieanlagen bzw. Referenzsysteme in den Einfamilienhäusern installiert wurden, unterscheiden sich die Ergebnisse nicht zwischen den Varianten.

Abbildung 9-3 • Kumulierter Energieaufwand der Herstellungsphase



Für die Wirkungskategorie Klimaänderung zeigt die Abbildung 9-4 die Ergebnisse. Es ergibt sich erwartungsgemäß der gleiche Trend gegenüber dem Verbrauch energetischer Ressourcen, wie er schon für den KEA_H zu erkennen ist. Hier liegen die treibhausgasäquivalenten Emissionen für die Solarthermieanlage etwa neun Mal so hoch wie für das Referenzsystem.

9.4.2 • Nutzungsphase

Dieses Unterkapitel zeigt die Ergebnisse für die Nutzung der Wärmebereitstellungssysteme bilanziert über ein Jahr. Werden die jeweiligen Systeme in einem Gebäudetyp untereinander verglichen, zeigt sich der Vorteil für die Varianten mit solarthermischer Unterstützung. Für den Kumulierten Energieaufwand illustriert Abbildung 9-5 (siehe Seite 154 oben) einen etwa 30 Prozent (Varianten STA 1, REF 1) bzw. 20 Prozent (Varianten STA 2, REF 2) geringeren KEA_{Nj} für die Varianten mit Solarnutzung. Im jeweiligen Szenario 1 (Baualtersklassen 9, hohe Wärmedämmung) sind bedingt durch den geringeren Raumwärmebedarf, im Vergleich zum Szenario 2 (Baualtersklassen 7, geringe Wärmedämmung), erwartungsgemäß geringere Aufwände für die Nutzung zu verzeichnen.

Im Bezug auf das Treibhauspotenzial zeigt Abbildung 9-6 (siehe Seite 154 unten) wiederum ein ähnliches Verhältnis, wie beim Kumulierten Energieaufwand. Während der Nutzungsphase werden innerhalb des gleichen Gebäudetyps durch die Nutzung der Solarthermieanlage somit sowohl Primärenergie als auch Treibhausgasemissionen eingespart.

Abbildung 9-4 • Treibhauspotenzial der Herstellungsphase

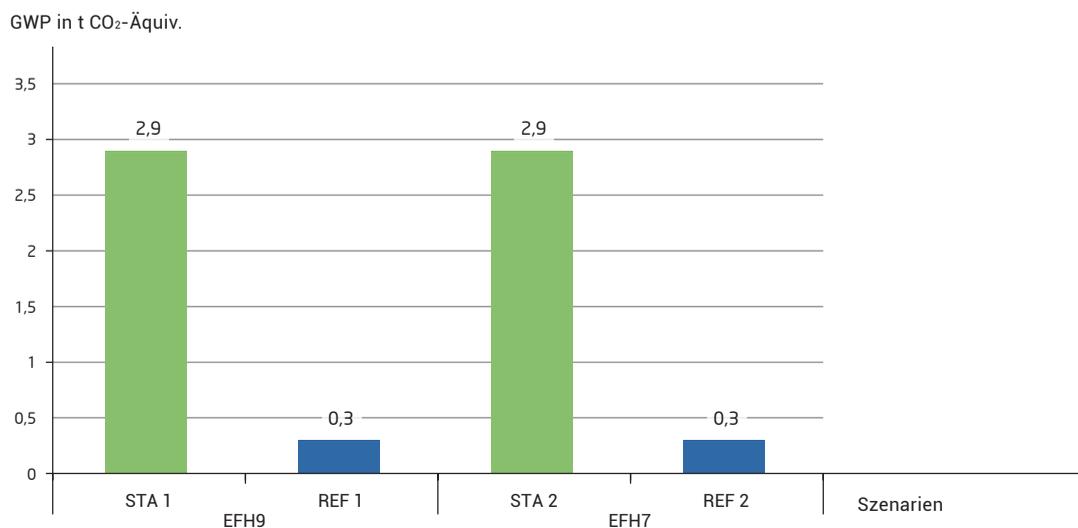
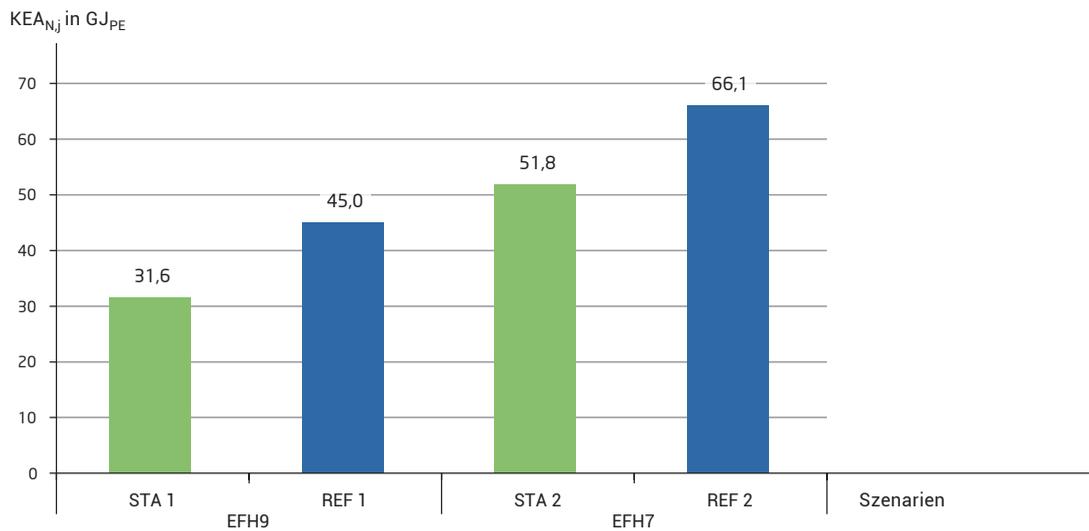


Abbildung 9-5 • Kumulierter Energieaufwand der Nutzung über ein Jahr



9.4.3 • Gesamtsystem

Für den gesamten Lebenszyklus (20 Jahre Nutzungsphase) stellt die Abbildung 9-7 die KEA-Ergebnisse in Absolutwerten dar. Es ist ersichtlich, dass die Einsparungen in der Nutzungsphase die erheblichen Mehraufwände in der Herstellungsphase über den gesamten Lebenszyklus mehr als kompensieren. So weisen jeweils innerhalb eines Gebäudetyps die Systeme mit solarthermischer Unterstützung einen geringeren Kumulierten Energieaufwand im Vergleich zu den Referenzsystemen auf (ca. -25 Prozent für Varianten STA 1, REF 1 und -20 Prozent für Varianten STA 2, REF 2).

Für das Gesamtsystem verhalten sich die Ergebnisse für die Wirkungskategorie Klimaänderung wiederum ähnlich zu den Ergebnissen des Kumulierten Energieaufwands (vgl. Abbildung 9-8 mit

Abbildung 9-6 • Treibhauspotenzial der Nutzung über ein Jahr

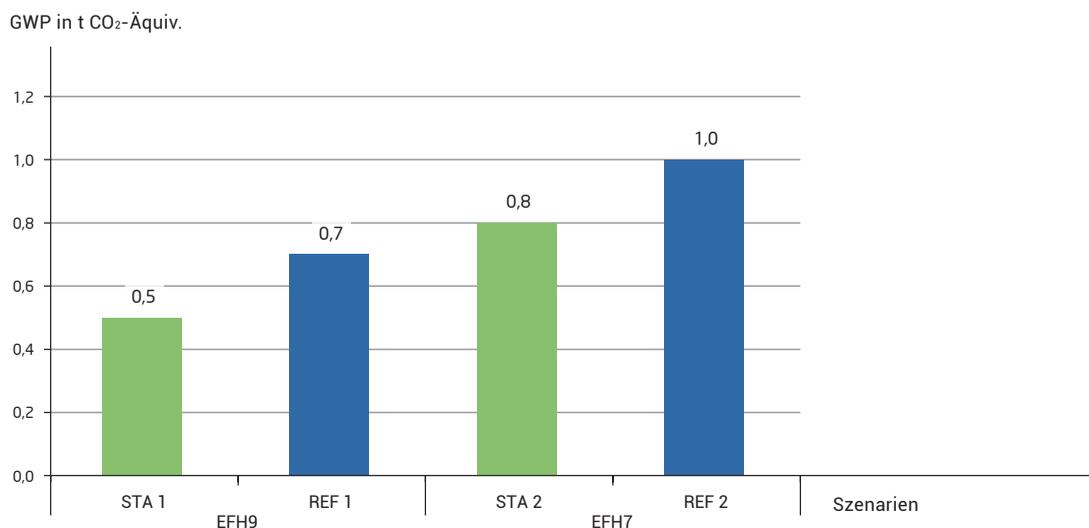


Abbildung 9-7 • Kumulierter Energieaufwand des Lebenszyklus

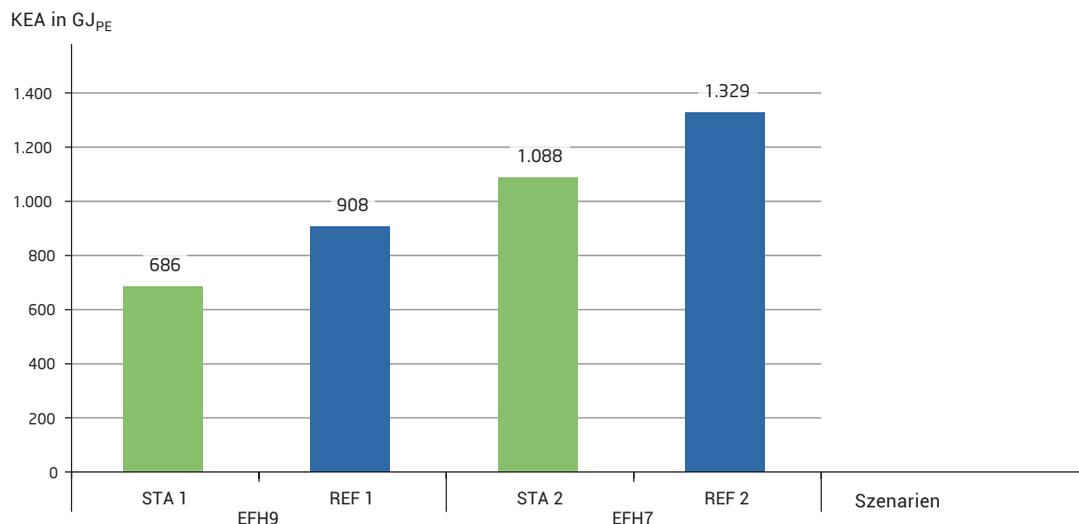
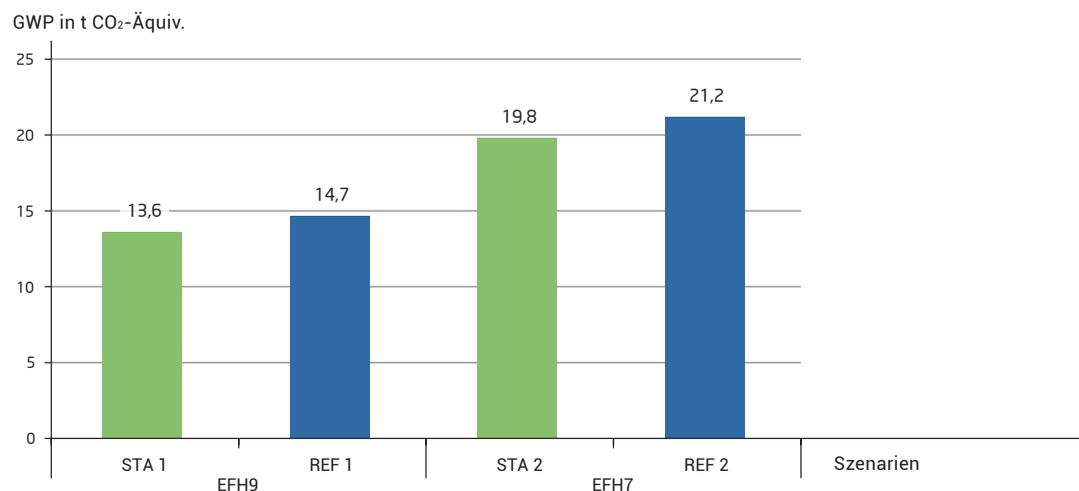


Abbildung 9-7). Für die Klimaänderung werden für die solarthermischen Systeme zwischen 6 bis 8 Prozent geringere GWP-Werte im Vergleich zum Referenzsystem ermittelt. Die Minderungen fallen damit jedoch geringer aus als im Vergleich zum Kumulierten Energieaufwand, was auf die unterschiedlichen spezifischen GWP-Faktoren der eingesetzten Energieträger zurückzuführen ist.

Um die Ergebnisse zwischen den betrachteten Einfamilienhäusern vergleichen zu können, wurden die Ergebnisse auf die Funktionelle Einheit, den Wärmebedarf (vgl. Tabelle 9-2) des jeweiligen Einfamilienhauses bezogen. So lassen sich spezifische Kumulierte Energieaufwendungen ermitteln, die Abbildung 9-9 zu entnehmen sind. Für die stärker gedämmten Gebäude (EFH9 in den Varianten STA 1, REF 1) ergibt sich während der Nutzungsphase ein Vorteil durch den geringeren Wärmebe-

Abbildung 9-8 • Treibhauspotenzial des Lebenszyklus



darf. Untersuchungen haben zudem ergeben, dass der höhere KEA für die Herstellung des mehr verbauten Dämmmaterials, durch den verringerten KEA während der Nutzungsphase mehr als kompensiert wird. Die Ergebnisse zeigen zudem, dass die solarthermisch unterstützten Systeme hinsichtlich des spezifischen KEA für beide Gebäudetypen günstiger abschneiden als die Referenzsysteme ohne Solarthermie.

Das spezifische Treibhauspotenzial über den Lebenszyklus dargestellt in Abbildung 9-10 zeigt, wie bei der Betrachtung der Absolutwerte, dass die Emissionen innerhalb des gleichen Gebäudetyps für die solarthermisch unterstützten Anlagen geringer sind als bei den Referenzsystemen. Allerdings fallen die Unterschiede prozentual gesehen für das Treibhauspotenzial nicht so hoch aus, wie für den KEA.

Abbildung 9-9 • Spezifischer Kumulierter Energieaufwand über den Lebenszyklus

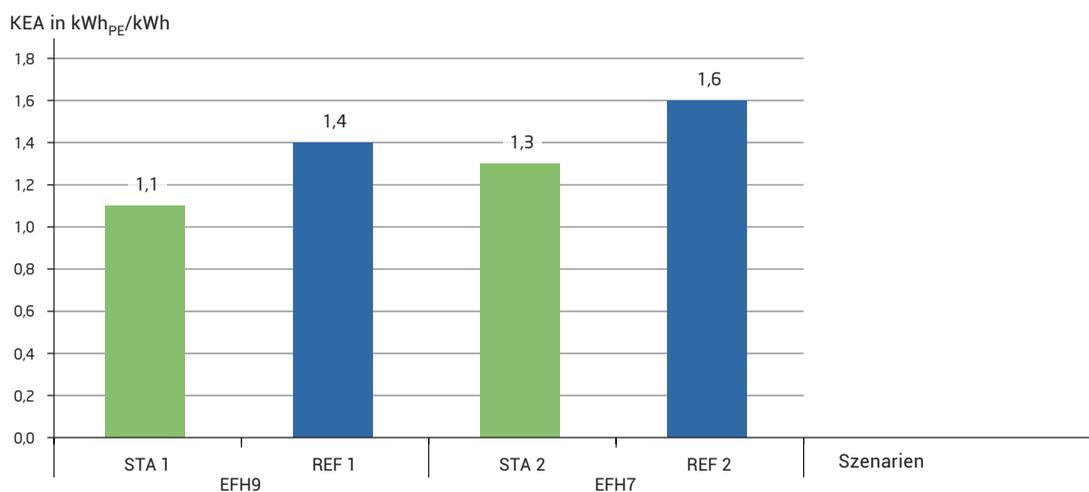
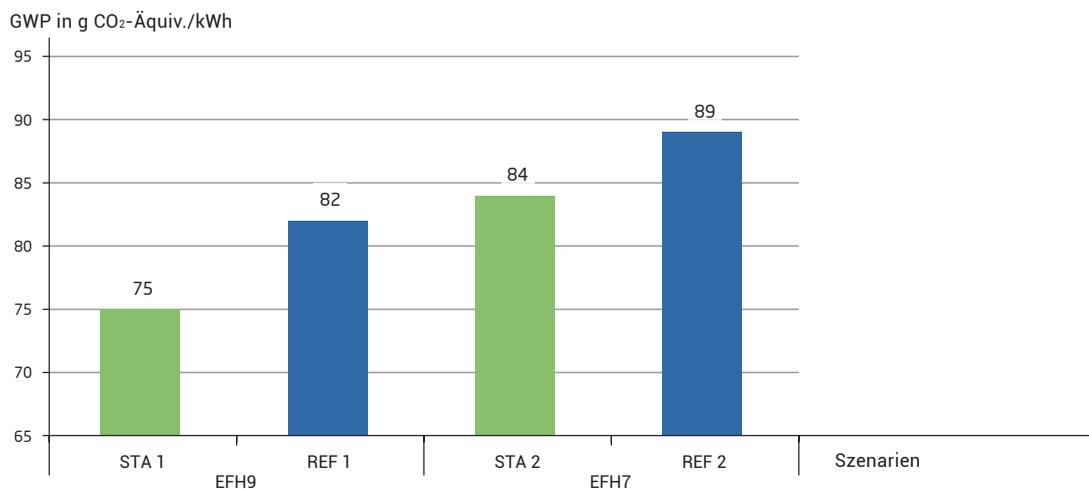


Abbildung 9-10 • Spezifisches Treibhauspotenzial des Lebenszyklus

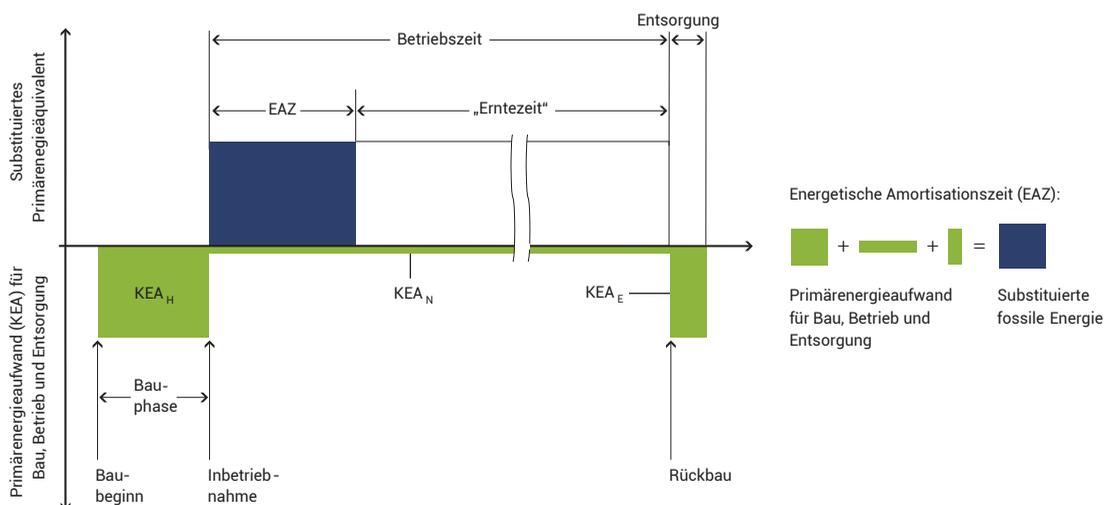


9.5 • Auswertung

Für regenerative Wärmebereitstellungssysteme stellt sich die Frage, ob und wenn ja wann sich die energetischen zusätzlichen Aufwände und Treibhausgase dieser Systeme, gegenüber konventionellen Systemen im Lebenszyklus amortisieren. Dies wird über den Kennwert der energetischen Amortisationszeit und der treibhausbezogenen Amortisationszeit berechnet.

Ermittelt wird dabei der Zeitraum zum Ausgleich der primärenergetisch bewerteten Aufwendungen während des Lebenszyklus des Wärmebereitstellungssystems. Der Ausgleich für diese Aufwendungen geschieht dadurch, dass das regenerative Wärmebereitstellungssystem thermische Energie aus der aufgenommenen Solarenergie bereitstellt. Diese erzeugte thermische Energie wird über den Bereitstellungsfaktor g eines Vergleichssystems (Erdgasbrennwerttherme) primärenergetisch bewertet. Der energetische Bereitstellungsfaktor aus der Gemis-Datenbank 4.8 für die Bereitstellung der thermischen Energie aus Erdgas (Erdgasbrennwerttherme) beträgt $1,15 \text{ kWh}_{PE}/\text{kWh}_{th} / \text{GEM-01 13}$. In Bezug auf die treibhausbezogene Amortisationszeit beträgt der treibhausbedingte Bereitstellungsfaktor $246,03 \text{ g CO}_2\text{-Äqiv.}/\text{kWh}_{th} / \text{GEM-01 10}$. Grafisch zeigt die die energetische Amortisationszeit als Anteil der Betriebszeit. Nach Überschreiten der energetischen Amortisationszeit folgt die „Erntezeit“ auf der Zeitachse.

Abbildung 9-11 • Energetische Amortisationszeit (EAZ)



Für energiewirtschaftliche Betrachtungen ist die energetische Amortisationszeit in der VDI-Richtlinie 4661 festgeschrieben /VDI-4661 03/. In Anlehnung daran findet die Berechnung nach Gleichung 5 statt. Abweichend von der in der Richtlinie beschriebenen Berechnungsweise geht nicht ausschließlich der nichtregenerative Anteil des KEAs, sondern der Gesamt-KEA in die Rechnung ein, da eine entsprechende Trennung in regenerative und nichtregenerative Energieaufwendungen in der Energiebilanz nicht vorgenommen wurde. Damit werden die nachfolgend ausgewiesenen Amortisationszeiten geringfügig überschätzt.

$$EAZ_{VDI} = \frac{KEA_{H,ST} + KEA_{E,ST}}{E_{th,j} \cdot g_{En} - KEA_{N,ST,j}} \quad (5)$$

$KEA_{H,ST}$	Kumulierter Energieaufwand der Herstellungsphase für den Solarthermiekreislauf (ohne Gasbrennwerttherme und ohne Frischwassermodul)
$KEA_{E,ST}$	Kumulierter Energieaufwand der Entsorgungsphase für den Solarthermiekreislauf (nicht betrachtet)
$KEA_{N,ST,j}$	Jährlicher Kumulierter Energieaufwand der Nutzung für den Solarthermiekreislauf
$E_{th,j}$	Jährlich vom Solarthermiekreislauf an das Brauchwarmwasser- und Heizungssystem gelieferte thermische Energie
g_{En}	Energiebezogener Bereitstellungsfaktor für thermische Energie des Vergleichssystems

Simultan kann eine treibhausbasierte Amortisationszeit nach Gleichung 6 berechnet werden:

$$THG - AZ_{VDI} = \frac{GWP_{H,ST} + GWP_{E,ST}}{E_{th,j} \cdot g_{THG} - GWP_{N,ST,j}} \quad (6)$$

$GWP_{H,ST}$	Treibhauspotenzial der Herstellungsphase für den Solarthermiekreislauf (ohne Gasbrennwerttherme und ohne Frischwassermodul)
$GWP_{E,ST}$	Treibhauspotenzial der Entsorgungsphase für den Solarthermiekreislauf (nicht betrachtet)
$GWP_{N,ST,j}$	Jährliches Treibhauspotenzial der Nutzung für den Solarthermiekreislauf
g_{THG}	Treibhausbezogener Bereitstellungsfaktor für thermische Energie des Vergleichssystems

Die berechneten Amortisationszeiten sind in Tabelle 9-4 dargelegt. Es werden etwas mehr als dreieinhalb Jahre benötigt, um durch die Konversion von Solarenergie in thermische Energie gerade so viel Primärenergie zu substituieren, wie für die Herstellung und Nutzung der Solarthermieanlage aufgewendet werden. Die treibhausbasierten Amortisationszeiten liegen gut vier Monate unterhalb der energetischen Amortisationszeiten. Dies lässt sich dadurch begründen, dass sich die Bewertungsfaktoren für Primärenergie und Treibhauspotenzial in den einzelnen Prozessketten unterschei-

den und dadurch das Verhältnis zwischen dem GWP der Herstellung und dem der Nutzung größer ist als das Verhältnis zwischen dem KEA_H und KEA_{Nj} . Daraus ergeben sich geringere Amortisationszeiten für das Treibhauspotenzial der untersuchten Systeme. Dies bedeutet für diese Untersuchung, dass sich eine Installation einer Solarthermieanlage in Bezug auf das Treibhauspotenzial schneller amortisiert als in Bezug auf die eingesetzte Primärenergie.

Tabelle 9-4 • Energetische und treibhausbasierte Amortisationszeit

Wärmebereitstellungssystem	EAZ_{VDI} [a]	THG-AZ _{VDI} [a]
STA 1 gegenüber Gasbrennwerttherme	3,7	3,4
STA 2 gegenüber Gasbrennwerttherme	3,7	3,4

9.6 • Zusammenfassung

In der hier vorgestellten Untersuchung wurden im Rahmen einer Ökobilanz zwei verschiedene Systeme zur Nutzwärmebereitstellung in Einfamilienhäusern unter ganzheitlichen Gesichtspunkten betrachtet. Dabei lag der Fokus auf einem System, das durch den Einsatz von Flachkollektoren die Solarenergie zur Heizwärme- und Brauchwarmwasserbereitstellung nutzt, um den fossilen Energiebedarf einer Gasbrennwerttherme zu reduzieren. Zum Vergleich wurde ein Referenzsystem betrachtet, bei dem die Nutzwärmebereitstellung allein durch ein Gasbrennwertgerät umgesetzt wird. Darüber hinaus wurden zwei verschiedene Gebäudetypen mit unterschiedlichem Dämmstandard in die Untersuchung aufgenommen, um die Auswirkungen eines höheren Wärmebedarfs mit zu betrachten. Ziel dabei war es zu untersuchen, ob sich über den Lebenszyklus betrachtet die materialbedingten Mehraufwände der Installation der Solaranlage gegenüber dem reduzierten fossilen Energiebedarf aus energetischer und treibhausbezogener Sicht amortisieren.

Die Datengrundlage der Untersuchung stellte sich aus Daten zum Nutzenergiebedarf, welcher durch /CORR-01 13/ ermittelt wurde, an Materialaufwendungen zur Herstellung der Solarthermieanlage, welche durch einen Anbieter von Solarthermie-Systemen bereitgestellt wurden und aggregierten Prozessdatensätzen, welche vornehmlich aus der ecoinvent-Datenbank des „Swiss Centre for Life Cycle Inventories“ verwendet wurden, dar. Die für eine Ökobilanz typische Betrachtung der Entsorgung der untersuchten Komponenten des betrachteten Systems wurde in dieser Untersuchung vernachlässigt, da davon ausgegangen wurde, dass die anfallenden Aufwendungen gegenüber denen in der Herstellung und Nutzung des Systems keinen signifikanten Anteil darstellen und die hier betrachteten Systeme sich in der Entsorgung ihrer Komponenten wegen ihrer Ähnlichkeit nicht sonderlich unterscheiden.

Die Ergebnisse der Ökobilanz zeigen, dass durch die Nutzung einer Solarthermieanlage zur Unterstützung der Nutzwärmebereitstellung in Einfamilienhäusern über den kompletten Lebenszyklus betrachtet weniger Primärenergie benötigt wird und auch weniger Treibhausgasemissionen auftreten als in einem Referenzsystem mit Gasbrennwerttherme. Um beide Vorteile zu nutzen, müssen die untersuchten Systeme mit solarer Unterstützung jedoch mindestens 3,7 Jahre betrieben werden, was sich aus der Berechnung der energetischen und treibhausbezogenen Amortisationszeit ergibt. Dies liegt darin begründet, dass die zusätzlichen Aufwendungen für die Herstellung der Solarthermieanlage gegenüber denen einer Gasbrennwerttherme überwiegen und die durch die Nutzung der Solarenergie eingesparten fossilen Energieaufwendungen diese Aufwendungen erst nach den ermittelten 3,7 Jahren ausgleichen. Auch im Vergleich der beiden untersuchten Gebäudetypen mit hohem und geringerem Dämmstandard zeigten sich primärenergetisch und treibhausbezogen Vorteile der Systeme mit Solarthermieanlage.

Die Ergebnisse der Ökobilanz ergeben, dass sich der Einsatz einer Solarthermieanlage auf Grundlage der untersuchten Systeme aus primärenergetischer und treibhausbezogener Sicht gegenüber einer Gasbrennwerttherme als Referenzsystem lohnt. Die durchgeführte Rechnung stellt auch eher einen konservativen Vergleich auf, da für die untersuchte Solarthermieanlage detailliertere Daten zur Verfügung standen als für die Gasbrennwerttherme, wo auf aggregierte Prozessketten zurückgegriffen wurde. Dies führt durch die vorhandene Detailtiefe zu einem eher nachteiligen Ergebnis für die Solarthermieanlage, als wenn für das Referenzsystem auch detaillierte Daten zur Verfügung gestanden hätten. Andererseits liefert die durchgeführte Ökobilanz nur den Blick auf einen spezifischen Versorgungsfall an einem ausgewählten Referenzstandort. Für eine allgemeine Aussage müssten mehrere Anlagentypen für mehrere unterschiedliche Wärmebedarfsfälle untersucht werden. Die Untersuchung zeigt allerdings, dass für die betrachteten Systeme der Trend eindeutig für einen Einsatz solarthermischer Anlagen zur Unterstützung der Nutzwärmebereitstellung in Einfamilienhäusern spricht.

B. Literaturverzeichnis Kapitel 9

- CORR-01 13 Corradini, R: Regional differenzierte Solarthermie-Potenziale für Gebäude mit einer Wohneinheit – Dissertation an der Fakultät für Maschinenbau der Ruhr-Universität Bochum. Herausgegeben durch die Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), München 2013; ISBN 978-3-941802-26-1; ISBN-A 10.978.3941802/261. URL: <http://dx.doi.org/10.978.3941802/261>
- DIN-14040 06 Norm DIN EN ISO 14040 10.2006: Umweltmanagement – Ökobilanz – Grundsätze und Rahmenbedingungen. Berlin, Beuth Verlag, 2006
- DIN-14044 06 Norm DIN EN ISO 14044 10.2006: Umweltmanagement – Ökobilanz – Anforderungen und Anleitungen. Berlin, Beuth Verlag, 2006
- ECO-01 12 ECOINVENT CENTRE, SWISS CENTRE FOR LIFE CYCLE INVENTORIES: Ecoinvent Datenbank V. 2.2 URL: <http://www.ecoinvent.org/database/ecoinvent-version-2/> (Aufruf: 15.10.2013)
- GEM-01 13 UMWELTBUNDESAMT (HRSG.): Gemis 4.8. Globales Emissions-Modell integrierter Systeme (Gemis) Version 4.8, 2013 URL: <http://www.iinas.org/gemis-de.html> (Aufruf: 15.10.2013)
- GUI-01 02 GUINÉE, J.B.; et al.: Life cycle assessment – An operational guide to the ISO standards. I: LCA in perspective. IIa: Guide. IIb: Operational annex. III: Scientific background. Kluwer academic publishers, Dordrecht, 2002, ISBN: 1-4020-0228-9
- SIR-01 07 SIRAKI, K.: Bewertung von Wohngebäuden unter Lebenszyklusaspekten. Bochum, Ruhr-Universität Bochum, Fakultät für Maschinenbau, Dissertation, 2007, ISBN 978-3-934951-19-8
- ULÓ-01 13 UREÑA LÓPEZ, J.: Umweltökonomische Bewertung von solar unterstützten Energieversorgungssystemen in hochwärmedämmten Einfamilienhäusern. Bochum, Ruhr-Universität Bochum, Fakultät für Maschinenbau, Dissertation, LIT Verlag, 2013, ISBN: 978-3-643-12259-9
- VDI-4600 12 VDI-RICHTLINIE 4600 01/2012: Kumulierter Energieaufwand – Begriffe, Definitionen, Berechnungsmethoden. Düsseldorf, Beuth Verlag, 2012
- VDI-4661 03 VDI-RICHTLINIE 4661 09/2003: Energiekenngrößen Definitionen – Begriffe – Methodik. Düsseldorf, Beuth Verlag, 2003

10 | Zusammenfassung und Fazit

10.1 • Motivation

Im Zuge der angestrebten Energiewende Deutschlands soll der Wärmebedarf der Gebäude bis 2020 um 20 Prozent und bis 2050 um 80 Prozent gesenkt werden. In den Jahren 2010 bis 2012 betragen die regenerativen Anteile im Wärmesektor konstant 11,4 Prozent – ohne sichtbaren weiteren Anstieg. Daher sind die formulierten Ziele nur mit einem intensiven Umbau der Energieversorgung für Wärmeanwendungen erreichbar. Diese „Wärmewende“ erfordert bei den derzeitigen Neubau- und Modernisierungsquoten für Wohngebäude unter 1 Prozent pro Jahr, neben Maßnahmen zur Reduktion des Wärmebedarfs der Gebäude (z. B. Dämmmaßnahmen oder Austausch der Fenster), auch Modernisierungen der eigentlichen Wärmeerzeugers bzw. Erweiterungen um regenerative Energie lieferanten. Die Solarthermie, als eine der möglichen regenerativen Energiequellen im Gebäudesektor, kann hierzu einen erheblichen Beitrag leisten.

Ende 2012 waren in Deutschland 1,8 Mio. Solarthermie-Anlagen mit einer Kollektorfläche von 16,5 Mio. m² installiert. Die Wärmebereitstellung dieser Anlagen trägt bisher mit rund 22 PJ pro Jahr nur einen Anteil von rund 1 Prozent des Endenergieverbrauchs für Raumwärme und Warmwasser. Es kann gezeigt werden, dass hier noch erhebliche Potenziale zur solarthermischen Wärmebereitstellung vorhanden sind.

Im Bereich der Einfamilien- und Reihenhäuser sowie Doppelhaushälften wird die Entscheidung zur Modernisierung der Heizungsanlage üblicherweise vom Eigentümer und damit auch vom Bewohner des Gebäudes getroffen. Fachplaner, die im Mehrfamilienhaus-Bereich Heizungsanlagen betreuen und nach wirtschaftlichen Kriterien optimieren, kommen in Gebäuden mit einer Wohneinheit üblicherweise nicht zum Einsatz. Somit obliegt die Entscheidung zur Modernisierung der Heizungsanlage häufig dem technisch interessierten Laien, der auf Selbstinformation angewiesen ist und bestenfalls über einen lokalen Heizungsfachbetrieb beraten wird. Ein signifikanter wirtschaftlicher Anreiz wird über die aktuelle Förderung durch das Marktanzreizprogramm nicht ausgelöst, da die Förderquote zu gering und vor allem zu volatil ist.

10.2 • Effiziente Systeme

Solarthermieranlagen umfassen mehrere Einzelkomponenten. Eine grundlegende Voraussetzung für einen effizienten Systembetrieb ist daher die Abstimmung der Komponenten aufeinander. Um für jeden Anwendungsfall die optimale Anlagenkonfiguration zu finden, soll dieses Buch dem interessierten Leser notwendiges Hintergrundwissen vermitteln. Anhand zahlreicher Erklärungen, Abbildungen und Beispielrechnungen werden die wesentlichen technischen Zusammenhänge erläutert. Dabei erfolgt eine Unterteilung in die drei Phasen „Planung einer Anlage und Auswahl der Komponenten“, „Installation einer Solarthermieranlage“ und „Betrieb und Wartung“. Die Beschreibungen sind dabei möglichst einfach und nachvollziehbar gehalten. Es werden unter anderem die Themenfelder „Auswahl und Ausrichtung der Kollektoren“, „Druckausgleichsmechanismen“, „Wärmeübertragung“, „Minimierung von thermischen Verlusten“, „Umgang mit Stagnation“ sowie „Schutz und Wartung der Anlage“ abgedeckt.

Das vermittelte Wissen über den korrekten Aufbau einer Solarthermieranlage soll helfen, Fehler zu vermeiden und zu beseitigen, um schließlich durch eine optimale Energieausbeute Kosten für Aufbau, Betrieb und Wartung zu reduzieren.

10.3 • Potenziale

Ein im Rahmen einer Dissertation entwickeltes Modell ermöglicht es die technischen solarthermischen Potenziale für die Gebäudeklassen der Einfamilien-, Doppel- und Reihenhäuser regional differenziert auszuweisen. Bestehende Studien zur Ermittlung von solarthermischen Potenzialen basieren meist auf Fortschreibung historischer Trends bzw. auf Basis von Dachflächenpotenzialen mit Standardfaktoren für den flächenspezifischen solaren Ertrag. Nun ist es möglich, den lokalen Gebäudebestand, dessen wärmetechnische Qualität, die lokalen klimatischen Bedingungen sowie die solare Einstrahlung bei der Potenzialermittlung zu berücksichtigen. Ausgehend von einem hieraus ermittelten, gemeindespezifisch differenzierten Wärmebedarf der Gebäude für Raumwärme und Warmwasser wurden über solarthermische Simulationen inkl. einer flächendeckenden Analyse von Dachflächen-Orientierungen des Gebäudebestands drei belastbare Solarthermie-Ausbauszenarien entwickelt. Hierüber können – differenziert nach allen Gemeinden in Deutschland – Aussagen zum technischen Potenzial der Solarthermie getroffen werden. Aufgrund der Vielzahl der sich hieraus ergebenden Ergebnisse sind diese im Web-Portal www.solarthermiepotenziale.de dargestellt.

Die Analyse liefert für Gebäude mit einer Wohneinheit je nach Gemeinde und betrachtetem Szenario ein technisches Potenzial zur Substitution von Endenergie von 28 bis 52 kWh je m² Wohnfläche und Jahr. Summiert über das gesamte Bundesgebiet wird ein solarthermisches Endenergie-Substitutions-Potenzial von 203 bis 280 PJ pro Jahr ausgewiesen. Bezogen auf den Endenergieverbrauch von Gebäuden mit einer Wohneinheit für Raumwärme und Warmwasser von 1.144 PJ für das Jahr 2011 entspricht dies für die definierten Szenarien einem substituierbaren Endenergieanteil von bis zu 25 Prozent. Das Primärenergie-Vermeidungspotenzial ergibt sich je nach Szenario zu 227 bis 312 PJ pro Jahr. Das CO₂-Vermeidungspotenzial beträgt zwischen 14,6 und 20,1 Mio. t CO₂ pro Jahr.

Durch Einschränkung des technischen Potenzials ergibt sich über einen konservativen Ansatz ein praktisches Potenzial, bei dem vermietete oder bereits mit einer Solarthermie- oder Photovoltaik-Anlage ausgestattete Gebäude ausgeschlossen werden. Die Anzahl der zubaubaren Solarthermie-Anlagen auf Gebäuden mit einer Wohneinheit reduziert sich von 16,7 auf rund 10,5 Mio. Anlagen. Für das gesamte Bundesgebiet reduziert sich das oben dargestellte Potenzial um knapp 38 Prozent auf 127 bis 174 PJ pro Jahr. Der Anteil der solarthermisch substituierbaren fossilen Endenergiemenge für Raumwärme und Warmwasser sinkt auf 15 Prozent. Die praktischen Vermeidungspotenziale für Primärenergie betragen je nach Szenario 141 bis 194 PJ und für CO₂ zwischen 9,1 und 12,5 Mio. Tonnen pro Jahr.

Anschließend werden unterschiedliche Treiber und Hemmnisse für den Zubau der Solarthermie beleuchtet. Als der am stärksten Einfluss nehmende Faktor wird das bestehende Förderinstrument – das Marktanreizprogramm – identifiziert, welches eine Investitionsförderung für Solarthermieanlagen bereitstellt. Dieses Programm unterliegt jedoch erheblicher Volatilität, so dass es häufig als Hemmnis statt als Treiber für den Zubau wirkte. Innerhalb von zwölf Jahren wurden die Bedingungen 20 mal verändert – kurz- oder längerfristig angekündigt resultierten hieraus Anpassungen der Fördersätze im Bereich zwischen 45 und 167 € pro m² Kollektorfläche. Vorübergehende oder auf unbestimmte Zeit ausgesprochene Förderstopps verhinderten in Summe über zwölf Monate eine Förderung gänzlich. Ab 2009 wurde die Förderung für Warmwasser-Anlagen vollständig und für Kombianlagen auf ab 2009 erbauten Gebäuden eingestellt. Die Reaktionen auf den Zubau durch Verunsicherung und abwartende Haltung von Solarthermie-Interessenten waren gleichermaßen volatil. Im Vergleich zu alternativen Instrumenten mit beispielsweise ertragsabhängigen Vergütungen, kann das derzeitige Förderinstrument (Marktanreizprogramm) nur als unzureichend eingestuft werden, einen verstärkten, nachhaltigen und stetigen Zubau von Solarthermie-Anlagen herbeizuführen.

Identifizierter Treiber für den Zubau ist ein allgemeiner Wertewandel der Gesellschaft hin zu nachhaltigeren Verhalten, geprägt von Umweltschutzgedanken und Energierationalität. Der Solarthermie wird allgemein ein positives Image zugesprochen. Energie auf dem eigenen Dach zu erzeugen und anschließend in Form von Raumwärme oder Warmwasser auch direkt selbst wieder zu verbrauchen, generiert positive Emotionen. Gestärkt werden kann diese Wahrnehmung durch Visualisierungssysteme für die solar erzeugten oder eingesparten fossilen Energiemengen über Web-gestützte Systeme oder Apps für Tablet-Computer und Smartphones.

10.4 • Hohe solare Deckung

Sowohl im Gebäudebestand als auch im Bereich der Neubauten lässt sich Solarthermie gewinnbringend einsetzen. Die Anlagenbesitzer profitieren dabei von reduzierten Kostenaufwendungen für die Wärmebereitstellung, reduzierter Abhängigkeit von alternativen Brennstoffen sowie einer deutlich verbesserten Umweltbilanz ihres Gebäudes.

Solarthermieranlagen üblicher Größe können zu einer Endenergieeinsparung von etwa 20 bis 40 Prozent beitragen. Sehr hohe Deckungsraten werden durch deutlich größere Solarthermieranlagen erzielt. Beim sogenannten „Sonnenhaus“-Konzept werden mindestens 50 Prozent des Jahresenergiebedarfs für Heizung und Warmwasser durch eine Solarthermieranlage gedeckt. Höhere Werte sind umsetzbar – ein optimales Kosten-Nutzen Verhältnis wird bei 60 bis 70 Prozent erreicht. Zusätzlich zur Solarthermieranlage verfügen die Sonnenhäuser über eine Photovoltaikanlage, die einen erheblichen Teil des Elektrizitätsbedarfs bereitstellt. Durch dieses Konzept, bei dem die solaren Anlagen in optimaler Weise auf den Wärme- und Strombedarf eines Gebäudes abgestimmt werden, zählen die „Sonnenhäusern“ zu den sparsamsten und effizientesten Wohngebäuden bei gleichzeitig ausgewogenen Kosten.

10.5 • Ökobilanzielle Sicht

Es wurde eine Ökobilanz einer kombinierten Solarthermieranlage zur Warmwasserbereitstellung sowie Heizungsunterstützung in zwei Einfamilienhäusern unterschiedlicher Baualterklassen durchgeführt. Als Referenzsystem diente eine Gasbrennwerttherme. Die Gasheizung weist zwar einen geringeren Materialaufwand als eine Solarthermieranlage auf, für ihren Betrieb wird jedoch – sofern kein Biogas eingesetzt wird – ausschließlich fossiler Brennstoff eingesetzt. Somit gewährleistet eine ganzheitliche Betrachtung des gesamten Lebenszyklus – im Hinblick auf energetischen Aufwand und Treibhausgasemissionen – einen fairen Vergleich zwischen unterschiedlichen Wärmebereitstellungstechniken.

Für diesen Vergleich wurden vor- und nachgelagerte Prozesse berücksichtigt. Es konnte gezeigt werden, dass der kumulierte Energieaufwand einer Solarthermieranlage, als Indikator des Energieressourcenverbrauchs, etwa 20 Prozent niedriger als bei einer reinen Gasbrennwerttherme ausfällt. Über das „Global Warming Potential“ werden alle Treibhausgase zusammenfasst und bewertet. Auch bei diesem Indikator zeigte sich ein Vorteil für die Solarthermieranlage.

10.6 • Fazit

Die solarthermischen Potenziale wurden lokal differenziert aufgezeigt und können – selbst bei maßvollem Ausbau – bis zu 25 Prozent des Endenergieverbrauchs für Gebäude mit einer Wohneinheit decken. Die durchgeführte Potenzialermittlung beschränkte sich aus methodischen Gründen auf Gebäude mit einer Wohneinheit sowie auf eine maximale Kollektorfläche von 20 m² und einem Verzicht auf eine gleichzeitige wärmetechnische Verbesserung der Gebäudehülle. In der Praxis können thermische Sanierungen der Gebäude durch den Bau einer Solarthermieanlage ergänzt und bei entsprechendem Bedarf auch größere Kollektorflächen errichtet werden – die Potenziale würden ggü. den hier ausgewiesenen noch weiter ansteigen.

Die Ökobilanz zeigt, dass der Primärenergieaufwand und die CO₂-Emissionen für die Herstellung und den Betrieb der Solarthermieanlagen deutlich unter den Werten des Vergleichssystems, einer Gas-Brennwerttherme, liegen. Energetische Amortisationszeiten von unter vier Jahren bestätigen die Solarthermie als „echte“ regenerative Energiequelle. Sie kann als eine der Schlüsseltechnologien für die Bereitstellung von dezentraler Wärme im Gebäudebestand einen erheblichen Beitrag zur Energiewende leisten. Die Potenziale sind nun für jede einzelne Gemeinde aufgezeigt und warten darauf gehoben zu werden. Geringe Anpassungen der Förderinstrumente, mit einer zwingend notwendigen Verstetigung, können in Verbindung mit dem positiven Image der Energie-Eigenerzeugung dazu führen, deutliche Anteile der identifizierten Potenziale zu realisieren.

Letztlich entscheidet allein der politische Wille, ob das Projekt der „deutschen Energiewende“ alle Energieanwendungssektoren Strom, Verkehr und Wärme umfassen wird und so eine Vorbildfunktion für Europa darstellen kann. Der Wärmesektor mit seinem Anteil von über 50 Prozent darf für ein Gelingen dieses Projekts nicht vergessen werden.

Der vorliegende Band beschäftigt sich mit der Technik, den Potenzialen, der Wirtschaftlichkeit und der Ökobilanz solarthermischer Systeme in Einfamilienhäusern. Er ist das Ergebnis eines Forschungsprojekts der Wüstenrot Stiftung und der Forschungsstelle Energiewirtschaft und zeigt auf, wie der Endenergieverbrauch von Einfamilienhäusern – lokal differenziert – signifikant und gleichzeitig ökologisch durch Solarthermie gedeckt werden kann.

Interessierte Bürger und politische Entscheidungsträger sollen damit über effiziente Solarthermie-Anlagen und deren Potenziale informiert werden und erkennen, welchen Beitrag die Solarthermie als Schlüsseltechnologie zur Energiewende für die Bereitstellung dezentraler Wärme in Einfamilienhäusern leisten kann und welche Maßnahmen erforderlich sind, um beim Gebäudebestand deutliche Effizienzsteigerungen zu erreichen.