Innovative Lösungs- und Entwicklungskonzepte zur Marktbereitung für solare Wärmenetze in der Wohnungswirtschaft

HIR Hamburg Institut Research gGmbH

Innovative Lösungs- und Entwicklungskonzepte zur Marktbereitung für solare Wärmenetze in der Wohnungswirtschaft

Autoren:
Dr. Matthias Sandrock, Dr. Nikolai Strodel, Christian Maaß, Dr. Alexandra Purkus, Dr. Hilmar Westholm, Jonathan Claas-Reuther, Felix Landsberg, Eva Augsten

HIR Hamburg Institut Research gGmbH
Paul-Nevermann-Platz 5
22765 Hamburg
www.hamburg-institut.com

Hamburg, 2020

Wir bedanken uns für die Unterstützung aus der Wohnungswirtschaft durch:

GdW Bundesverband deutscher Wohnungs- und Immobilienunternehmen e. V.

VNW Verband norddeutscher Wohnungsunternehmen e.V.

WGH Wohnungsbaugenossenschaft Halberstadt eG

Dieser Bericht wurde im Rahmen des Vorhabens:
„Solnet 4.0 - Innovative Lösungs- und Entwicklungskonzepte zur Marktbereitung für solare Wärmenetze“ erstellt.
Förderkennzeichen: 03EGB0002A, 03EGB0002B, 03EGB0002C
Laufzeit des Vorhabens: 1.8.2017 - 30.9.2020

Gefördert durch:

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

Haftungsausschluss: Das dieser Publikation zugrundeliegende Vorhaben wird mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie unter dem Förderkennzeichen 03EGB0002A gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieses Dokuments liegt bei den AutorInnen. Weder der Fördermittelgeber noch die AutorInnen übernehmen Verantwortung für jegliche Verwendung der darin enthaltenen Informationen.

Inhalt

A Bedeutung der Solarthermie für den Klimaschutz im Gebäudesektor 5

1. Potenzial und Nutzungseigenschaften 5
2. Derzeitiger Marktstatus 8
3. Entwicklungsperspektiven 12
4. Rolle der Wohnungswirtschaft 14

B Anwendungsoptionen der Solarthermie im Wohnungsbau 16

1. Gebäudeorientierte Nutzung 16
   1.1. Warmwasserbereitung 17
   1.2. Heizungsunterstützung 17
   1.3. Solarhäuser 18
2. Solarthermisch unterstützte Wärmenetze 19
   2.1. Wärmenetze für Trinkwarmwasser 20
   2.2. Wärmenetze für Raumheizung und Trinkwarmwasser 21
   2.3. Wärmenetze mit saisonaler Speicherung 22

C Kosten und Wirtschaftlichkeit 24

1. Investitionskosten 24
2. Betriebskosten 25
3. Wärmegestehungskosten 25
4. Förderung 26

D Rechtlicher Rahmen 29

1. Europäischer Regelungsrahmen 29
   1.1. Europäisches Klimagesetz 29
   1.2. Europäische Klimaschutzverordnung 30
   1.3. Europäische Governance-Verordnung 30
   1.4. Europäische Gebäudeeffizienzrichtlinie 31
   1.5. Europäische Erneuerbare-Energien-Richtlinie 31
   1.6. Europäische Effizienz-Richtlinie 32
   1.7. Europäische Emissionshandelsrichtlinie 32
2. Nationaler Regelungsrahmen 33
   2.1. Bundes-Klimaschutzgesetz 33
   2.2. Gebäudeenergiegesetz 33
   2.3. Brennstoff-Emissionshandelsgesetz 35
   2.4. Wärmelieferverordnung 35
   2.5. AVBFernwärmeverordnung 36
   2.6. Bauordnungsrecht für gebäudeorientierte Solaranlagen 37
   2.7. Planungs- und Genehmigungsrecht für solare Freiflächenanlagen 37

E Hemmnisse 39
1. Bekanntheit und Image 39
2. Rechtliche Hemmnisse 40
3. Flächenverfügbarkeit 42
4. Technische Herausforderungen 43
5. Wirtschaftliche Hemmnisse 44
F Technische Lösungsansätze 45
1. Saisonale Wärmespeicherung im Quartier 45
2. Dezentrale Einspeisung in das Fernwärmenetz 48
3. Sektorkopplung mit dem Stromsystem 50
4. Multikodierte Flächennutzung 52
G Organisatorische und rechtliche Lösungsansätze 58
1. Wärmenetze in eigener Verantwortung der Wohnungswirtschaft 58
2. Contracting und Betreibermodelle 59
3. Warmmieten-Modelle 61
4. Bivalente Netzversorgung mit Solarthermie 62
5. Geschäftsmodelle zur Netznutzung 66
6. Herkunftsnachweise und Bilanzierung von Wärme 68
H Fallbeispiele 73
1. Freiburg: Neue Energie für alte Mauern 73
2. Hamburg-Harburg: Sonnenernte für den Winter einfrieren 75
3. Rostock-Brinckmannshöhe: Solarwärme aus dem Untergrund 79
4. Frankfurt-Unterliederbach: Sozialer und solarer Wohnungsbau 81
5. Düsseldorf: Optimierung der dezentralen Solareinspeisung 83
6. Hamburg-Wilhelmsburg: Einspeisetarif für Solarwärme 85
7. Berlin-Adlershof: Das Wärmenetz als Speicher nutzen 87
8. Cottbus-Sandow: Sonnenhäuser mit Energie-Flatrate 89
9. Graz-Waltendorf: Solarcontracting am Berliner Ring 92
I Literaturverzeichnis 94

A Bedeutung der Solarthermie für den Klimaschutz im Gebäudesektor

1. Potenzial und Nutzungseigenschaften

Die Solarthermie wird als Baustein der Energiewende im Wärmebereich in der öffentlichen Wahrnehmung oft unterschätzt. Das theoretische Energiepotenzial der Solarstrahlung ist immens groß und flächendeckend verfügbar. Die während nur einer Stunde auf die Erdoberfläche eingestrahlte Solarstrahlung entspricht etwa dem globalen Energiebedarf eines ganzen Jahres.

Das Potenzial der Solarenergie übersteigt den Wärmebedarf um ein Vielfaches

In Deutschland beträgt die jährliche Solarstrahlung etwa 1.000 kWh je m² Landfläche, daraus ergibt sich ein – theoretisches – Potenzial von 357.000 TWh. Zum Vergleich: die jährlich notwendige Wärmemenge für Heizung und Warmwasser in den Wohngebäuden beträgt etwa 500 TWh. Im Süden Deutschlands scheint die Sonne mehr und kräftiger als im Norden. Jedoch sind diese Unterschiede nicht so gravierend, wie es die Darstellung in den üblichen Strahlungskarten vermuten läßt. Auch im Norden ist eine wirtschaftliche Nutzung der Solarthermie möglich.

Die Nutzung der Solarthermie ist möglich über dezentrale (gebäudebezogene) Anwendungen oder über die Einspeisung der Solarwärme in Nah- und Fernwärmesysteme (zentrale Anwendung). Das technisch nutzbare Potenzial der dezentralen Solarthermie wird in verschiedenen wissenschaftlichen Studien mit Werten in einem Korridor zwischen 78 und 120 TWh jährlich beziffert. (Corradini, 2013) (Jochum, et al., 2017). Für die zentrale Anwendung der Solarthermie wurden im BMWi-Projekt AIRE etwa 92 TWh ermittelt (IFEU, 2020).

Das wirtschaftlich nutzbare Potenzial hängt stark von den energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen ab

Gegenüber dem technischen Potenzial hängt das wirtschaftlich erschließbare Potenzial der Solarthermie von vielen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen ab, wie etwa den Referenzkosten einer fossilen Energieversorgung, der Förderkulisse oder der (künftigen) Bepreisung von CO_2-Emissionen.

Auch die jeweilige Kombination der Solarthermieanlage mit anderen Erzeugungstechniken beeinflußt das wirtschaftliche Potenzial. Beispielhaft kann durch eine Kombination von Wärmepumpen mit Solarthermie die Wärmequelle der Wärmepumpe regeneriert werden und so ein Zusatznutzen generiert werden.

Bei der zentralen Anwendung der Solarthermie in Wärmenetzen sind weitere Kriterien wie etwa die Konkurrenz durch andere Wärmequellen (z.B. Müllverbrennungsanlagen) zu berücksichtigen. Für die Abschätzung künftiger Ausbaupotenziale ergeben sich somit große Unsicherheiten.

Ein großer Teil des heutigen Wärmebedarfs im Gebäudebereich könnte solar gedeckt werden.

Das wirtschaftliche Potenzial der Solarthermie kann für den dezentralen Sektor mit Werten zwischen 18 und 33 TWh jährlich abeschätzt werden (Sterchele, et al., 2020). Für den Bereich der zentralen Solarthermieanwendung mit Einbindung in Wärmenetze ergeben sich je nach zugrunde gelegtem Szenario Potenzialwerte von 6 bis zu 55 TWh jährlich (Gerhardt, et al., 2019) (Gerbert, et al., 2018). Hieraus wird deutlich, dass ein großer Teil des heutigen Wärmebedarfs im Gebäudesektor über die Energiequelle Solarthermie abgedeckt werden könnte.

Im Gegensatz zur Verwendung fossiler Brennstoffe ist die Nutzung der Solarstrahlung mit nahezu keinen umweltschädlichen Wirkungen verbunden. Es enstehen keine Emissionen, keine Risiken und keine Altlasten.

Die Nutzung hat nahezu keine schädlichen Umweltauswirkungen.

Solarkollektoren werden in verschiedenen Bauarten für die Energiegewinnung eingesetzt. Entscheidend ist hier das erforderliche Nutztemperaturniveau. Unverglaste Absorber können bei sehr niedrigem Temperaturniveau eingesetzt werden (Freibäder) oder in Verbindung mit Wärmepumpen (Luftkollektoren). Flachkollektoren sind die üblichste Bauform für Raumheizung und Warmwasser. Für höhere Temperaturen können Vakuumröhrenkollektoren eingesetzt werden. Konzentrierende Kollektoren kommen bei sehr hohen Temperaturen zum Einsatz (industrielle Prozesswärme).

Der Wirkungsgrad der Solarkollektoren für die Umwandlung der Solarstrahlung in nutzbare Wärme beträgt etwa 30 – 50%. Dabei sind der Kollektortyp und die Nutztemperatur entscheidend. Niedrige Nutztemperaturen begünstigen den Wirkungsgrad der Kollektoren.

Die eingestrahlte Solarenergie konzentriert sich zu etwa ¾ auf das Sommerhalbjahr. Der Gebäude-Wärmebedarf ist jedoch in der Heizperiode am größten, im Sommer hauptsächlich auf Warmwasserbereitung beschränkt. Dieses gegenläufige Verhältnis zwischen Energiedargebot und -bedarf beschränkt die Nutzung der Solarthermie bzw. erfordert speziell angepasste Techniken.

Etwa ¾ der Solar-strahlung entfällt auf das Sommerhalbjahr

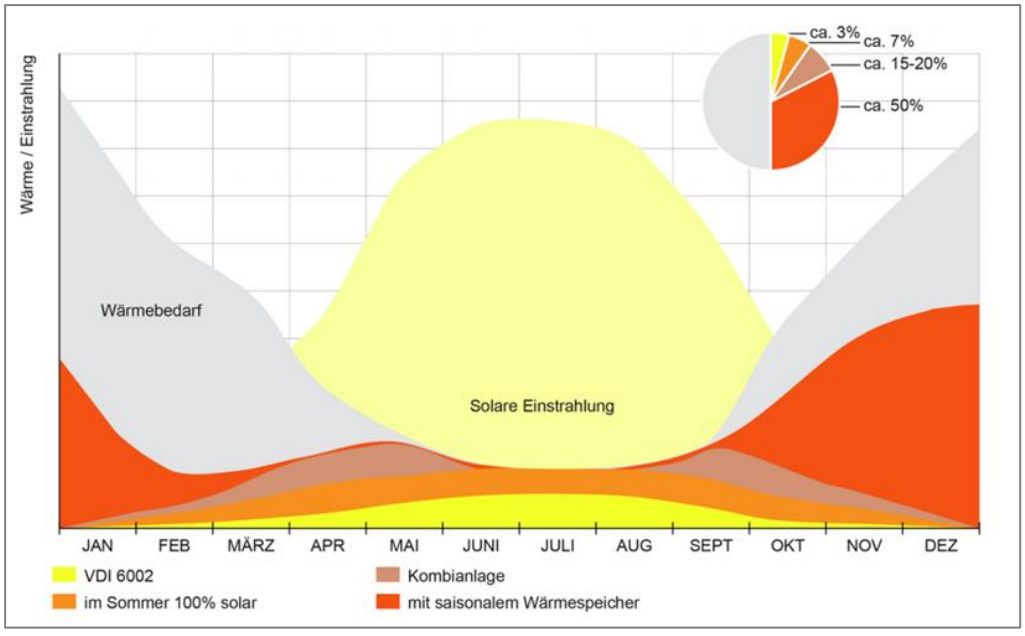

Abbildung 1: Solare Einstrahlung und Nutzungsmöglichkeiten im Gebäudebestand (Bildquelle: Solites)

Die Auslegung einer dezentralen Solarthermieanlage zur Warmwasserbereitung nach der VDI-Richtlinie 6002 (Solare Trinkwassererwärmung) führt im Gebäudebestand[1] zu einem sehr geringen solaren Deckungsgrad am gesamten gebäudebezogenen Wärmebedarf von nur etwa 3%. Üblicherweise wird jedoch eine derartige

[1] Bei neu errichteten Gebäuden hat durch den verbesserten baulichen Wärmeschutz der Energiebedarf für Warmwasser gegenüber der Raumheizung einen wesentlich höheren Anteil. Entsprechend erhöhen sich dadurch auch die möglichen solaren Anteile am gebäudebezogenen Wärmebedarf.

Solarthermieanlage so ausgelegt, dass im Sommer der Warmwasserbedarf komplett durch die Anlage abgedeckt wird. Mit einer solchen Anlagenkonfiguration können etwa 7 % des Gebäudewärmebedarfs gedeckt werden. Mit größeren Kollektorflächen und Nutzung der Solarwärme auch für die Raumheizung kann dieser Wert auf etwa 15-20 % erhöht werden.

Mit saisonaler Speicherung können solare Anteile am Wärmebedarf von mehr als 50% erreicht werden

Werden noch höhere Anteile der Solarthermie am Wärmebedarf gewünscht, muss die eingestrahlte Solarwärme bis zur Nutzung in der Heizperiode gespeichert werden. Mit dem Einsatz saisonaler Wärmespeicher bei solarthermisch unterstützten Wärmenetzen können solare Anteile von mehr als 50 % erreicht werden. Hier stehen verschiedene Bauarten saisonaler Speicher zur Verfügung.

2. Derzeitiger Marktstatus

Generell hat sich die Solarthermie in Deutschland als Technologie zur Warmwasserbereitung und Unterstützung der Raumheizung in Wohngebäuden mit großer Verbreitung bewährt. Thermische Sonnenkollektoren und die zugehörigen Systemlösungen haben einen hohen technischen Standard erreicht.

In Deutschland sind derzeit thermische Solaranlagen mit einer kumulierten Gesamtkollektorfläche von etwa 19,3 Mio. Quadratmetern installiert und leisten einen Beitrag zur Wärmeversorgung von etwa 8,5 TWh jährlich (Stand 12/2019).[2]

Solarthermie liefert etwa 5 % des Anteils an erneuerbaren Energien im Wärmesektor

Insgesamt stellen die erneuerbare Energien im Wärmesektor mit einer Energiemenge von etwa 176 TWh im Jahr 2019 einen Anteil von etwa 14,5 % des gesamten Endenergieverbrauchs an Wärme und Kälte. Die Solarthermie liefert davon einen Anteil von etwa 5 %.

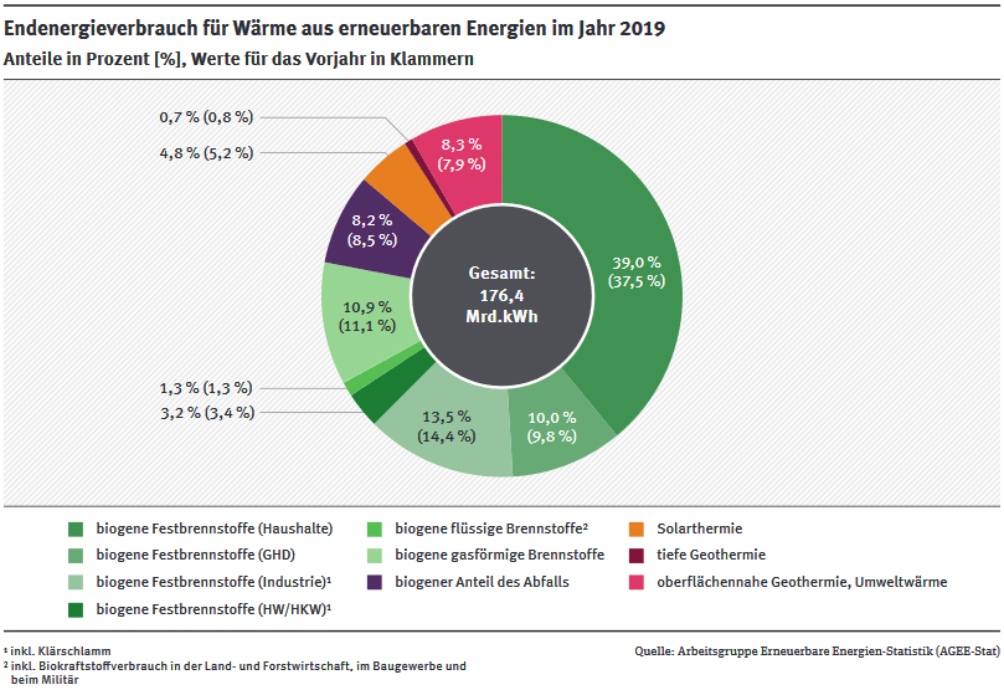

Abbildung 2: Endenergieverbrauch an Wärme aus erneuerbaren Energien im Jahr 2019, Quelle: Umweltbundesamt

Auf den gesamten Energiebedarf an Wärme bezogen liegt der Anteil der Solarthermie nur bei etwa 1 %. Jedoch steht der Strukturwandel im Wärmesektor zu erneuerbaren Energien noch am Anfang und es wird vor dem Hintergrund der Zielsetzung eines künftig klimaneutralen Gebäudebestands ein deutliches Marktwachstum in den nächsten Jahren erwartet (s. Kapitel A3).

[2] Diese Zahlen beziehen sich auf die amtliche Statistik der AGEE-Stat (Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik). Die Werte sind geringer als die der Branchenstatistik des BSW (Bundesverband Solarwirtschaft), da die AGEEStat im Gegensatz zum BSW einen Rückbau von Anlagen nach einer Lebensdauer von 20 Jahren voraussetzt.

Entwicklungen in den letzten Jahren

Der Solarthermiemarkt ist in Deutschland seit etwa 10 Jahren rückläufig

Deutschland war in den 1990er und Anfang der 2000er Jahre mit großem Abstand der größte Solarthermiemarkt Europas. Dieser Rang konnte zumindest in absoluten Zahlen bislang noch gehalten werden, jedoch ist der jährliche Ausbau seit dem Rekordjahr 2008 bis einschließlich 2019 fast stetig zurückgegangen.

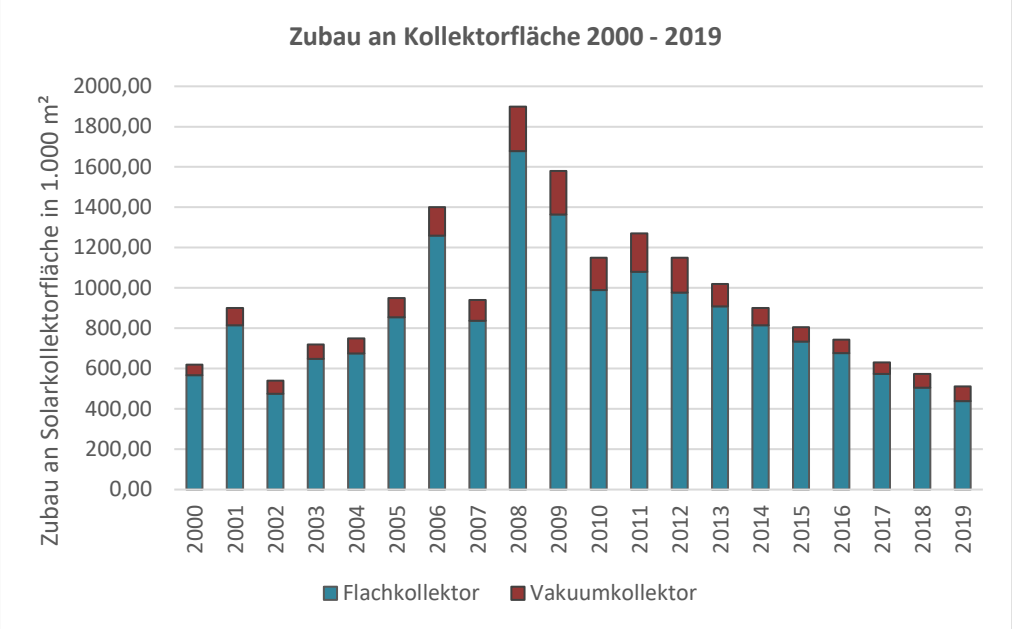

Abbildung 3: Eigene Darstellung auf der Grundlage der Verbandsstatistik BSW/BDH Stand: 03/2020

Etwa 95 % des Marktes entfallen auf kleine Anlagen im Ein- und Zweifamilienhaus-bereich

Der weitaus größte Teil des Solarthermiemarktes in Deutschland entfällt auf relativ kleine Dachanlagen im Bereich der von den Eigentümern selbst genutzten Ein- und Zweifamilienhäuser. Genaue statistische Daten liegen hierzu nicht vor. Von verschiedenen Marktexperten wird jedoch der Anteil dieser Kleinanlagen auf mehr als 95 % des Marktes geschätzt. Andere Solarthermie-Anwendungen wie etwa im Bereich des Mietwohnungsbaus oder im Bereich Industrie und Gewerbe stehen demgegenüber deutlich zurück.

Marktsituation im Mietwohnungsbau

Auch für den hier im Fokus stehenden Bereich der Mietwohngebäude stehen nur wenig belastbare Daten zur Verfügung. Eine Unterstützung des Projekts erfolgte freundlicherweise durch den GdW Bundesverband deutscher Wohnungs- und Immobilienunternehmen e.V. Nach eigener Aussage repräsentiert der GdW rund 3.000 kommunale, genossenschaftliche, kirchliche, privatwirtschaftliche, landes- und bundeseigene Wohnungsunternehmen. Insgesamt bewirtschaften diese Unternehmen etwa 30 % aller Mietwohnungen in Deutschland.

Nach einer internen Statistik[3] des GdW waren im Jahr 2016 etwa 3.480 Solarkollektoranlagen mit ingesamt etwa 106.000 m² Kollektorfläche bei den Mitgliedsunternehmen installiert. Dies entspräche einem Anteil von etwa 0,6 % der insgesamt installierten Kollektorfläche.

[3] Persönliche Mitteilung des GdW

Wird vorausgesetzt, dass der GdW-Anteil am Mietwohnungsmarkt in Deutschland etwa 1/3 beträgt und auch im restlichen Mietwohnungsmarkt eine ähnliche Verbreitung von Solarthermieanlagen zu finden ist, kann der Anteil am gesamten Solarthermiemarkt mit etwa 1,5 - 2 % abgeschätzt werden. Vor dem Hintergrund, dass etwa 57% der Haushalte in Deutschland zur Miete wohnen[4], ist dieser Marktanteil sehr gering.

Obwohl mehr als 50 % der Haushalte in Mietwohnungen wohnen, beträgt der Anteil am Solarthermiemarkt nur etwa 2 %

Aufschlussreich ist auch die Entwicklung der installierten Solaranlagen im Bereich der GdW-Mitgliedsunternehmen aufgeteilt nach Solarthermie-Anlagen und Fotovoltaik-Anlagen zur Stromerzeugung.

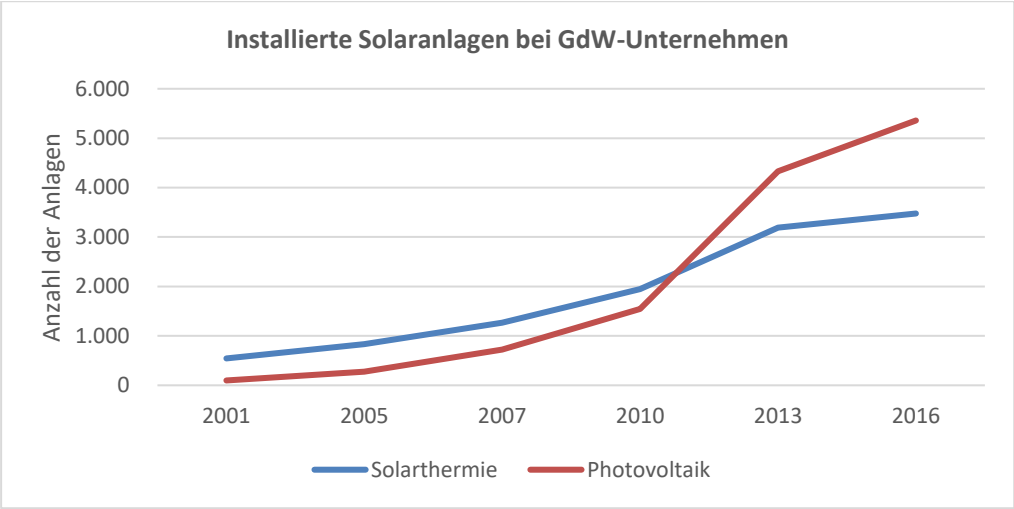

Abbildung 4: Installierte Solaranlagen bei GdW-Unternehmen (Daten: GdW)

Während in den Jahren bis 2010 zahlenmäßig noch mehr Solarthermie-Anlagen als Photovoltaik- Anlagen in Betrieb waren, hat sich das Verhältnis seitdem umgekehrt. Diese Entwicklung dürfte sich in den letzten Jahren seit 2016 weiter zugunsten der Photovoltaik fortgesetzt haben.

Solarthermisch unterstützte Wärmenetze

Im Gegensatz zu dem insgesamt rückläufigen Solarthermiemarkt in Deutschland zeigt sich in den letzten Jahren eine positive Marktentwicklung im Bereich großflächiger Solaranlagen mit Einbindung in Nah- und Fernwärmenetze. Sehr oft werden diese Anlage nicht auf Gebäudedächern, sondern als Freiflächenanlagen errichtet.

Eine positive Marktentwicklung zeigt sich im Bereich der solaren Wärmenetze.

Ende 2019 waren in Deutschland etwa 38 solarthermische Großanlagen mit einer einer Kollektorfläche von etwa 75.000 Quadratmetern in Wärmenetze eingebunden und in Betrieb. Die Kollektorfläche in diesem Marktsegment hat sich im Jahr 2019 gegenüber dem Vorjahr verdoppelt. Mitte des Jahres 2020 wurde die Schwelle von 100.000 Quadratmetern überschritten.

Auch für die kommenden Jahre ist nach dem Stand der in Bau und Planung befindlichen Projekte unter Berücksichtigung ihrer verschiedenen Realisierungswahrscheinlichkeiten eine deutliche Steigerung in diesem Marktsegement zu erwarten. Die prognostizierte Marktentwicklung bis 2025 geht von einer Verdopplung

[4] https://de.statista.com/statistik/daten/studie/237719/umfrage/verteilung-der-haushalte-in-deutschland-nach-miete-und-eigentum/

der Anlagenzahl auf mehr als 80 und einem Ausbau auf gut 300.000 Quadratmeter Kollektorfläche aus. [5]

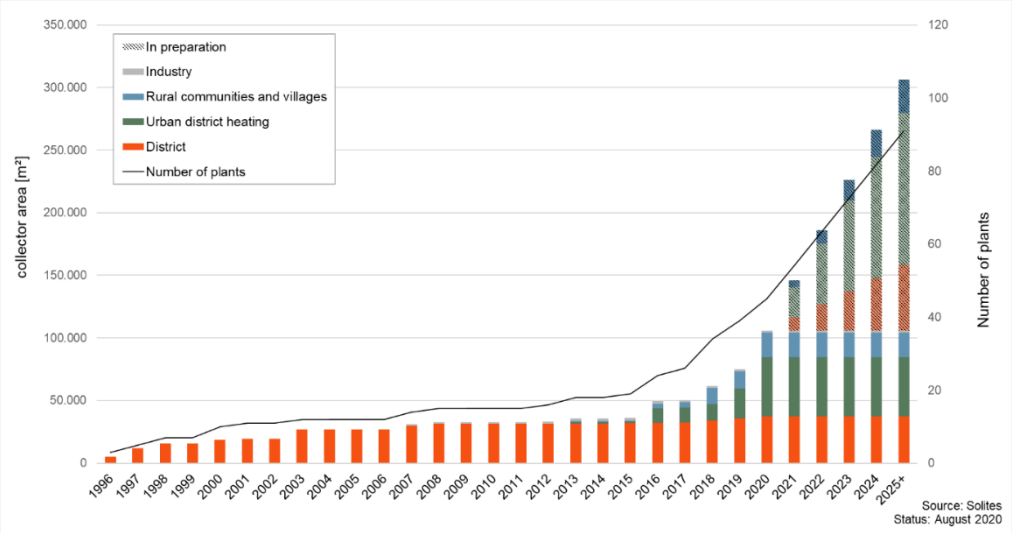

Abbildung 5: Reale und prognostizierte Marktentwicklung bei solarthermischen Großanlagen mit Einbindung in Wärmenetze (Quelle: Solites)

Ursächlich für diesen Trend sind vor allem die deutlich geringeren Wärmegestehungskosten der solaren Großanlagen gegenüber den kleinen Anlagen auf Ein- und Zweifamilienhäusern (s. Kap. C).

Welchen Einfluß das Segment der Wärmenetze bei geeigneten energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen auf den Solarmarkt insgesamt haben kann, zeigt die Entwicklung im Nachbarland Dänemark. Dort nimmt die Solarthermie als Erzeugungsoption für Wärmenetze mittlerweise einen wichtige Rolle im Mix der verschiedenen erneuerbaren Energien ein.

In Dänemark sind große Freiflächenanlagen weit verbreitet

Mehr als 150 Großanlagen mit mehr als 1,3 Mio. Quadratmetern Kollektorfläche sind in Dänemark bereits installiert. Dies hat dazu geführt, dass die pro Kopf installierte Kollektorfläche in Dänemark in den letzten Jahren eine rasante Marktentwicklung zeigt und weit über den anderen europäischen Ländern liegt.

[5] Solites (2020): Solare Nah- und Fernwärme in Deutschland. Online verfügbar unter https://www.solar-district-heating.eu/de/aktuelles/medien/

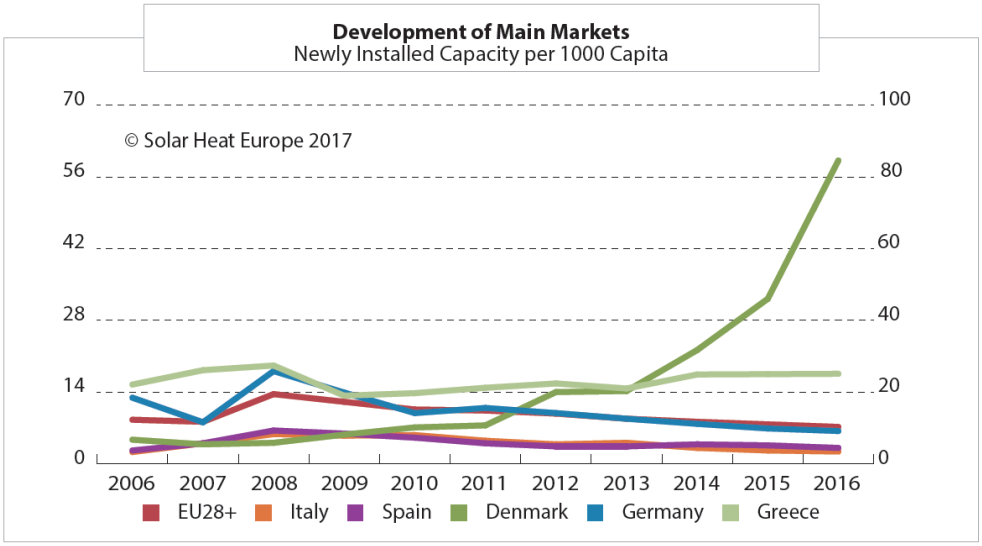

Abbildung 6: Entwicklung des Solarthermiemarkts pro Einwohner in Europa (Quelle: Solar Heat Europe)

3. Entwicklungsperspektiven

Auch wenn derzeit die Solarthermie mit weniger als 1 % Anteil noch einen vergleichsweise geringen Beitrag zur Deckung des gesamtem Wärmebedarfs beiträgt, so ist doch davon auszugehen, dass dieser Anteil in Zukunft deutlich ansteigen wird.

Für das Ziel eines langfristig klimaneutralen Gebäudebestandes ist neben der energetischen Modernisierung der Gebäude die Transfomation der Wärmeversorgung zur Nutzung erneuerbaren Energien und unvermeidbarer Abwärme der wichtigste Hebel.

Es ist weder realistisch noch kosteneffizient, die Klimaschutzziele im Gebäudesektor ausschließlich über Effizienzmaßnahmen anzustreben. Ohne eine dynamische Zunahme der erneuerbaren Energien im Wärmesektor würden die Kosten für die dann zusätzlich erforderlichen Effizienzmaßnahmen erheblich steigen.

Verschiedene volkswirtschaftliche Studien wie auch die Leitszenarien der Bundesregierung deuten hierbei auch auf eine steigende Bedeutung der Solarthermie für den Wärmemarkt hin. Zwar ist die Solarthermie angesichts konkurrierender Technologien wie Wärmepumpen und Biomasse nicht alternativlos, dürfte aber doch in einem überwiegend auf erneuerbaren Energien beruhenden Energiemix für den Wärmebereich weitaus größere Bedeutung als bisher gewinnen.

Die Bedeutung der Solarthermie im künftigen Energiemix wird stark ansteigen

Nach der im Jahr 2015 veröffentlichten Energieeffizienzstrategie Gebäude der Bundesregierung steigt im Zielszenario „Erneuerbare Energien“ (36 % Endenergieeinsparung, 69 % erneuerbare Energien) der Anteil der Solarthermie am Energiebedarf für Raumwärme und Warmwasser im Jahr 2050 auf einen Wert von etwa 18 %. Nach den Ergebnissen dieses Szenarios werden etwa 93 TWh jährlich über die Solarthermie erzeugt, davon 11 TWh zentral über Wärmenetze. (BMWi, 2015)

Die BDI-Studie „Klimapfade für Deutschland“ (Gerbert, et al., 2018) aus dem Jahr 2018 geht in ihrem Szenario mit 95 % Treibhausgasemission davon aus, dass im Jahr 2050 ein Anteil von 16 % des Wärmebedarfs für Gebäude über Solarthermie gedeckt wird. Bei einem dort zugrunde gelegten Wärmebedarf von insgesamt 383 TWh werden

nach diesem Szenario 41 TWh über dezentrale Solarthermie erbracht und 20 TWh zentral über die Einspeisung in Wärmenetze.

Nach dem Szenario der 2020 erschienenen Studie „Klimaneutrales Deutschland“ (Prognos; Öko-Institut; Wuppertal Institut, 2020) werden im Jahr 2050 etwa 45 TWh über Solarthermie erzeugt, davon 13 TWh zentral über Wärmenetze. Insgesamt deckt die Solarthermie nach diesem Szenario etwa 7 % des Wärmebedarfs im Gebäudesektor.

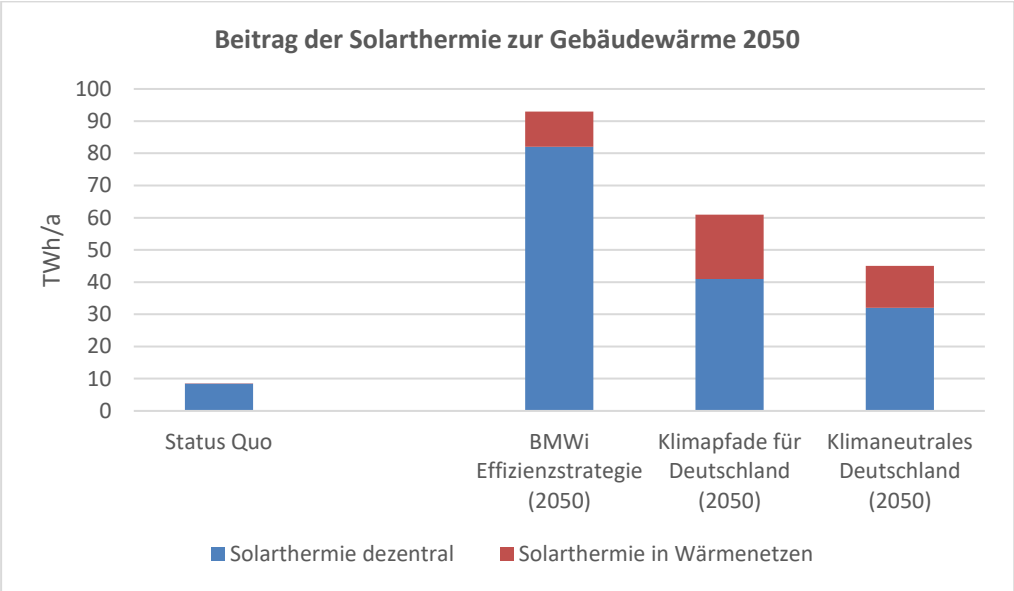

Abbildung 7: Möglicher Beitrag der Solarthermie zur Deckung des gebäudebezogenen Wärmebedarfs in 2050

Der Blick auf das Jahr 2050 ist naturgemäß mit vielen Unsicherheiten in Bezug auf die künftigen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen behaftet. Allen betrachteten Szenarien ist jedoch gemeinsam, dass

- der Beitrag der Solarthermie zum Wärmebedarf im Gebäudesektor gegenüber dem status quo sehr deutlich anwachsen wird und
- ein wesentlicher Anteil der solaren Wärme zentral über Wärmenetze bereit gestellt werden wird.

Der künftige Wachstumspfad der Solarthermie im Bereich der zentralen Erzeugung hängt stark vom Ausbau der Fernwärme-Infrastruktur in Deutschland und der Transformation der Fernwärmeerzeugung zu erneuerbaren Energien und Abwärme ab. Mit einem starken Ausbau der Fernwärme-Infrastruktur in Deutschland gewinnt auch die Option der Solarthermie über die Integration in die Wärmenetze eine stärkere Bedeutung.

4. Rolle der Wohnungswirtschaft

Die Wohnungswirtschaft hat mehrere Rollen bei der künftigen Entwicklung solarer Wärmenetze

Die Wohnungswirtschaft hat in diesem Themenkreis mehrere Rollen. Einerseits nimmt der Mietwohnungsbau die Rolle des größten Abnehmers von Fernwärme in Deutschland ein und andererseits betreibt die Wohnungwirtschaft zahlreiche Quartiers-Wärmenetze in eigener Verantwortung.

Insgesamt werden knapp die Hälfte des im GdW vetretenen Wohnungsbestandes über Fernwärme versorgt. Die Unterschiede zwischen den alten und den neuen Bundesländern sind dabei beträchtlich: Während in den alten Bundesländern etwa 29 % über Fernwärme versorgt werden, sind dies in den neuen Bundesländern etwa 71 %. (Viering, 2015)

Grundsätzlich ist die Wohnungswirtschaft an einer Wärmeversorgung durch Dritte sehr interessiert. Gerade vor dem Hintergund, dass die energetische Gebäude-sanierung in der Wohnungswirtschaft erkennbar an Grenzen stößt, kann die zunehmende Integration erneuerbarer Wärme in die Fernwärmeversorgung eine gute Perspektive für sozialverträgliche Wärmepreise auf dem Weg zur Klimaneutralität im Gebäudebestand darstellen.

Für Axel Gedaschko (Präsident des GdW Bundesverband deutscher Wohnungs- und Immobilienunternehmen) *„kommt dem letztlich bezahlbaren Umbau der Fernwärme-systeme eine herausragende Bedeutung für einen sozial vertretbaren Pfad zur Erreichung der Klimaziele zu, denn es zeige sich immer deutlicher, dass trotz aller Investitionen in die Energieeffizienz weder der Energieverbrauch, noch der CO_2-Footprint der Wohnungen wie eigentlich erwartet absinken“.* (Gedaschko, 2020)

Ein größerer Anteil der Solarthermie bei der Erzeugung von Fernwärme sowie der zu erwartende Ausbau der Fernwärme führen dazu, dass die Mieter künftig einen Teil ihres Wärmebedarfs über solarthermisch erzeugte Fernwärme decken können.

Ein anderer (und bisher wenig beachteter) Aspekt ist die Rolle der Wohnungswirtschaft als Eigentümer und Betreiber von Wärmenetzen. Insbesondere zur Wärmeversorgung von Wohnquartieren werden Wärmenetze nicht nur von der klassischen Fernwärmewirtschaft oder Contractoren betrieben, sondern auch von den Wohnungsunternehmen selbst. Bei diesen Wärmenetzen können die Wohnungsunternehmen selbst und direkt Einfluß nehmen auf den Erzeugungsmix.

Die bisherigen Erfahrungen mit dem Einsatz von Solarthermie in der Wohnungswirtschaft, die Hemmnisse gegenüber einer stärkeren Verbreitung und mögliche Lösungsansätze für eine stärkere Marktverbreitung wurden am 29. Oktober 2018 in einem Workshop beim Verband norddeutscher Wohnungsunternehmen in Hamburg diskutiert. Sie sind mit eingeflossen in diesen Fachbericht.

Abbildung 8: Workshop zu solaren Wärmenetzen in der Wohnungswirtschaft am 29.10.2018 in Hamburg (Foto: Hamburg Institut)

B Anwendungsoptionen der Solarthermie im Wohnungsbau

Die Solarthermie kann auf unterschiedliche Art und Weise zur anteiligen Deckung des Wärmebedarfs im Wohnungsbau eingesetzt werden. Die Nutzung kann dabei dezentral (gebäudeorientiert) oder zentral über Wärmenetze erfolgen.

Bisher dominiert die gebäudeorientierte Nutzung der Solarthermie

In den meisten Ländern wird Solarwärme vor allem dezentral am jeweiligen Gebäude gewonnen und genutzt. Die größte Ausnahme ist Dänemark, hier wird der Solarmarkt durch großflächige Kollektoranlagen in Freilandaufstellung dominiert, die Wärme in Nah- und Fernwärmenetze einspeisen.

1. Gebäudeorientierte Nutzung

Bei der gebäudeorientierten Nutzung werden die Sonnenkollektoren meist auf Dachflächen montiert, seltener an der Fassade. Wesentlich für die technische Machbarkeit und Wirtschaftlichkeit sind daher vor allem die Einstrahlung auf das Dach, die Dachstatik, die Koordinierung mit bevorstehenden Dachsanierungen, die Leitungsführung vom Dach in den Heizungsraum sowie genügend Platz für einen Wärmespeicher.

Je nach Nutzungsart und – umfang kann die gebäudeorientierte Solarthermienutzung in verschiedene Kategorien eingeteilt werden: von der reinen Warmwasserbereitung, bei der nur ein vergleichsweise geringer Anteil der Wärme durch Solarthermie erzeugt wird bis hin zu den sogenannten Solarhäusern, deren Wärmebedarf überwiegend solar gedeckt wird.

Abbildung 9: Arten der gebäudeorientierten Nutzung von Solarthermie

Bei allen Nutzungsarten hängt der spezifische Solarertrag (in kWh pro Quadratmeter Kollektorfläche) und damit auch die Wirtschaftlichkeit stark davon ab, dass im Sommer ein möglichst großer Anteil der verfügbaren Solarwärme genutzt wird. Erfolgt keine Wärmeabnahme bzw. ist der Wärmespeicher voll beladen, stoppt der Kollektorkreislauf – die Anlage geht in Stagnation. Die Temperatur im Kollektorkreis steigt dann stark an. Eine gut geplante und ausgeführte Solaranlage kann diesen Zustand verkraften, doch sowohl wegen der Belastung des Materials als auch im Sinne der Wirtschaftlichkeit ist eine möglichst hohe Wärmenutzung auch im Sommer erstrebenswert. Das ist bei Mehrfamilienhäusern leichter zu gewährleisten als bei Einfamilienhäusern, da die Abnahme gleichmäßiger ist.

1.1. Warmwasserbereitung

Warmwasserbereitung: der Klassiker in der Solarthermie

Die Warmwasserbereitung ist der Klassiker unter den Solarthermie-Nutzungsformen: In den Sonnenkollektoren wird ein Wärmeträgermedium (in der Regel Wasser mit Frostschutzmittel) erhitzt. Das heiße Fluid strömt durch den Kollektorkreislauf in den Heizungsraum und wird dort in der Regel über einen Wärmetauscher an den Warmwasserspeicher abgegeben.

Die Anlagen werden im Ein- und Zweifamilienhausbereich meist so dimensioniert, dass sie im Sommer den gesamten Warmwasserbedarf decken, im Jahresmittel etwa die Hälfte. Für die solare Warmwasserbereitung gilt als Faustformel eine Kollektorgröße von 1,2 bis 1,5 m² pro Person. Das Speichervolumen liegt bei etwa 80 bis 100 Litern pro Quadratmeter Kollektorfläche (bei Flachkollektoren).

Im Wohnungsbau hat die Wirtschaftlichkeit der Solaranlage im Regelfall eine hohe Bedeutung. Hier ist es erforderlich, möglichst hohe Systemnutzungsgrade und damit hohe spezifische Erträge zu erzielen. Aus diesem Grund werden die Anlagen hier oft mit geringerer Dimensionierung der Kollektorfläche je Person ausgelegt. Dies führt im Ergebnis zu höheren Wirkungsgraden, jedoch auch eines kleineren solaren Anteils am Warmwasser-Wärmebedarf.

Eine sehr wichtige Grundlage für die Auslegung der Anlage ist die Kenntnis des tatsächlichen Warmwasserverbrauchs. Dies kann bei bestehenden Gebäuden über die Warmwasserverbrauchmessungen erfolgen, im Neubau muss der Bedarf über Vergleichswerte abgeschätzt werden.

Grober Richtwert für die Warmwasser-Anlagen: 1 m² Kollektor je 50 Liter Warmwasserverbrauch

Ausgehend vom Warmwasserverbrauch im Gebäude können etwa 1 m² Flachkollektorfläche je 50 Liter Warmwasserverbrauch (60°C) pro Tag als Richtwert angesetzt werden. Hiermit läßt sich auf das Jahr bezogen eine mittlere solare Deckung von 35-45 % des Warmwasser-Energiebedarfs erzielen. Bei einem angenommen mittleren Warmwasserverbrauch von 70 Litern (60°C) pro Wohneinheit ergibt dies bei Flachkollektoren etwa 1,5 m² pro Wohneinheit.

Wichtig bei der Dimensionierung der Anlagen ist auch die Größe des Speichers. Im Bereich der solarthermischen Anlagen im Wohnungsbau haben sich Systeme durchgesetzt, bei denen der überwiegende Teil des notwendigen Wasservolumens in Pufferspeichern bevorratet und nur noch ein relativ kleiner Bereitschaftsspeicher mit Trinkwasser befüllt wird, oder das warme Trinkwasser im Durchflusssystem bereitgestellt wird. Ein Richtwert für die Größe des Pufferspeichers sind hier Speichergröße Pufferspeicher 50 Liter je m² Kollektorfläche.

Typische Erträge für die solare Warmwasserbereitung liegen bei 300 - 400 Kilowattstunden pro Quadratmeter Kollektorfläche. Mit der solaren Warmwasserbereitung können im Gebäudebestand etwa 5-10 % des gesamten Wärmebedarfs (Raumheizung + Warmwasser) solar bereitgestelt werden. Im Neubau lassen sich höhere Werte erzielen, da hier der Heizbedarf geringer ist.

1.2. Heizungsunterstützung

Für eine Heizungsunterstützung wird die Kollektorfläche größer ausgelegt. Die in der Literatur empfohlenen Kollektorflächen variieren stark. Für den Fall der solaren Heizungsunterstützung ist gegenüber der reinen Warmwasserbereitung eine Verdopplung der spezifischen Kollektorfläche und entsprechende Anpassung des Speichervolumens empfehlenswert. Diese Richtwerte geben eine erste Abschätzung, ersetzen jedoch nicht die objektspezifische Fachplanung.

Im Rahmen eines vom BMWi geförderten Forschungsprojekts „Solar unterstützte Wärmezentralen in Mehrfamilienhäusern“ wurden insbesondere die Potenziale einer verbesserten Systemintegration der Solarwärme das Heizsystem durch hydraulisch optimierte Übergabestationen untersucht. (Adam, Backes, Wirth, Eggert, & Helbig, 2018)

Ein Beispiel für eine an die besonderen Erfordernisse von Mehrfamilienhäusern angepasste technische Lösung ist der „Juri Energiemanager“ des Unternehmens Parabel Energiesysteme GmbH. Es handelt sich dabei um eine hydraulische Steuerungseinheit, die im Heizsystem die Solarwärme dort nutzt, wo der größten Einspareffekt zu erzielen ist. Das kann je nach Situation die Trinkwassererwärmung, die Heizungsunterstützung, der Heizungspuffer oder ein Spitzenlastspeicher sein. (Parabel Energiesysteme GmbH, 2020)

In der Praxis setzen vor allem bei Mehrfamilienhäusern sowohl die Dachfläche als auch der Platz im Heizungskeller oft Grenzen. Welchen Anteil des Heizwärmebedarfs die Solarwärme decken kann, hängt zudem stark von der energetischen Effizienz des Gebäudes ab. Im Gebäudebestand können etwa 15 – 20% des Wärmebedarfs ohne saisonale Speicherung solar gedeckt werden, im Neubau können aufgrund des geringeren Bedarfs an Heizwärme und im Verhältnis größeren Energiebedarfs für Trinkwarmwasser größere Anteile solar erzeugt werden.

1.3. Solarhäuser

Noch größere solare Anteile am gebäudebezogenen Wärmebedarf lassen sich erzielen, wenn das Gebäude selbst von vornherein auf die Nutzung der Solarenergie hin optimiert ist.

Ein Pionier für den Bau von Solarhäusern ist das Schweizer Unternehmen Jenni Energietechnik AG. Im Jahr 1989 errichtete Jenni in Oberburg das erste rein solar beheizte Haus Europas. Das erste rein solare Mehrfamilienhaus mit acht Wohneinheiten wurde 2007 errichtet, weitere Mehrfamilienhäuser folgten. (Jenni Energietechnik AG, 2020)

Die dabei eingesetzten Technologien sind im Wesentlichen am Markt verfügbar. Mittlerweile haben sich verschiedene Anbieter von Solarhäusern etabliert, die jeweils einen eigenen Fokus verfolgen. Bei einigen kann man Solarhäuser sogar schlüsselfertig erwerben.

Kennzeichnend für Solarhäuser: gute Wärmedämmung, große Kollektorflächen und ein saisonaler Wärmespeicher

Das Sonnenhaus-Institut in Freiberg hat den Begriff „Sonnenhaus“ geprägt (Sonnenhaus Institut e.V., 2014). Diese Bezeichnung bedeutet, dass mindestens die Hälfte der Energie für Warmwasser und Heizung von der Sonne bereitgestellt werden. Das ist deutlich leichter, wenn die starke Nutzung der Sonnenenergie bereits bei der Planung des Gebäudes berücksichtigt werden: steile, nach Süden gerichtete Dachflächen ohne Verschattung, Platz für einen großen Wärmespeicher, eine gut gedämmte Gebäudehülle, solare Gewinne durch südliche Fensterflächen. Möglich sind hohe solare Deckungsgrade aber sogar im denkmalgeschützten Altbau.

Eine aktive Lüftung mit Wärmerückgewinnung ist nicht zwingend erforderlich. Viele Solarhausfachleute lehnen diese sogar ausdrücklich ab. Zusätzlich wird bei den meisten Solarhäusern auch ein nennenswerter Teil des Strombedarfs solar gedeckt. Das „Sonnenhaus Autark“ legt den Fokus auf eine hohe Eigenversorgung und sieht entsprechend große Speicher für Wärme und Strom vor. Beim „Sonnenhaus Plus“ liegt der Schwerpunkt dagegen auf einer hohen Energieerzeugung – das Haus gewinnt

mehr Energie von der Sonne, als es selbst verbraucht, und speist die Überschüsse ins Stromnetz ein.

Während einerseits eine wachsende Bandbreite von Solarhäusern mit heutigen Standardtechnologien am Markt verfügbar ist, geht parallel die Forschung weiter: Beim „Solar Decathlon“ präsentieren Studierende aus aller Welt ihre Solarhäuser. Sie messen sich dabei in zehn Disziplinen, von „Energy Performance“ bis „Market Potential“. Im Jahr 2022 soll der Solar Decathlon Europe erstmals in Deutschland stattfinden und zwar in Wuppertal.

2. Solarthermisch unterstützte Wärmenetze

Wärmebedarf und Montageflächen beschränken die Nutzung der Solarenergie am Gebäude

Bei der gebäudebezogenen Nutzung von Solarthermie ist deren Anwendung in verschiedener Hinsicht beschränkt. Ein entscheidendes Kriterium für die Auslegung der Solaranlage ist der gebäudebezogene Wärmebedarf. Um sommerliche Überschüsse und Stagnation der Anlagen zu vermeiden, wird die Kollektorfläche am Wärmebedarf ausgerichtet, auch wenn möglicherweise ein Flächenangebot für eine größere Anlage vorhanden ist.

Aber auch die verfügbare Dach – oder Fassadenfläche des Gebäudes begrenzt die Anwendung der Solarthermie im Wohnungsbau. In vielen Fällen sind geeignete Flächen zur Installation der Kollektoren nicht in ausreichendem Maß vorhanden. Im Verhältnis zur Wohnfläche ist die Dachfläche im Geschoßwohnungsbau grundsätzlich kleiner als bei Ein- und Zweifamilienhäusern. Weitere begrenzende Faktoren sind die statische Eignung, die Ausrichtung der Flächen und mögliche Verschattungen. Dazu kommen oft noch Aufbauten für Schornsteine, Lüftungen oder Aufzugsanlagen, die die verfügbare Fläche weiter verringern.

Die wärmenetzbezogene Anwendung der Solarthermie eröffnet neue Perspektiven

Eine Lösung dieser Begrenzungen besteht darin, mehrere Gebäude in einem räumlichen Zusammenhang gemeinsam über Wärmeleitungen mit solarer Wärme zu versorgen. Die Kollektorflächen für diese Anlage können auf verschiedene gut geeignete Flächen verteilt werden oder in einer gemeinsamen Fläche zusammgefasst werden. Hierfür können Dächer, Fassaden oder Freiflächen genutzt werden. Gegenüber einer kleinteiligen Installation der Kollektorflächen auf jedem Gebäude mit dem entsprechenden Verrohrungsaufwand können hier Investitionskosten eingespart werden. Die solar erzeugte Wärme wird dann in ein Wärmenetz eingespeist (Fernwärme, Nahwärme) und die Gebäude werden mit Wärme aus diesem Netz versorgt.

Netzgebundene Lösungen von Solarthermie-Anlagen lassen sich nach der Nutzungart und dem damit verbundenen Solar-Anteil am Wärmebedarf klassifizieren: von der Wärmenetzlösung ausschließlich zur Deckung des Warmwasserbedarfs mit relativ geringen solaren Anteilen bis hin zu Wärmenetzen mit einer saisonalen Speicherung der Wärme.

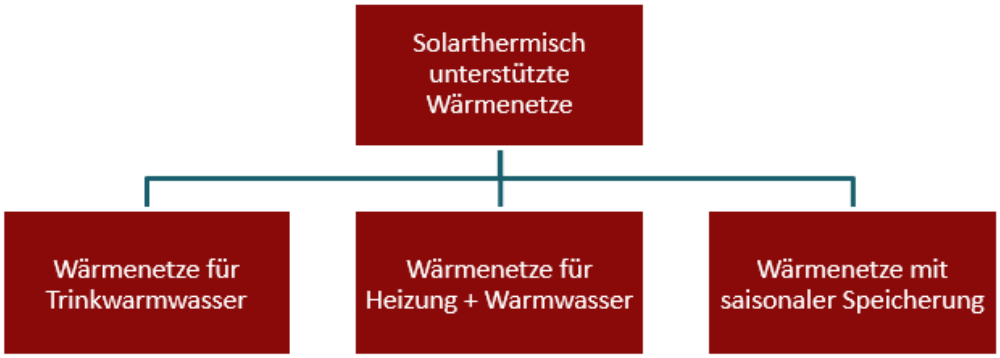

Abbildung 10: Arten solarthermisch unterstützter Wärmenetze

2.1. Wärmenetze für Trinkwarmwasser

Bei einer entsprechend hohen Wärmedichte im Quartier kann die Errichtung eines Wärmenetzes zur Deckung des Warmwasserbedarfs sinnvoll sein. Die Größe der Anlage wird üblicherweise so ausgelegt, dass der sommerliche Bedarf an Trainkwarmwasser möglichst komplett gedeckt wird, jedoch kaum Überschüsse entstehen und eine Stagnation der Anlage (keine Wärmeabnahme trotz solarem Angebot) möglichst vermieden wird.

Der Anteil der benötigten Wärmeenergie zur Deckung des Trinkwarmwasserbedarfs am gesamten gebäudebezogenen Wärmebedarf ist aufgrund des erhöhten baulichen Wärmeschutzes im Neubau bedeutend größer als im Gebäudebestand. Dadurch lassen sich im Bereich der Neubau-Quartiere deutlich höhere solare Deckungsanteile bei dieser Art Wärmenetzen erzielen.

2.1.1. Beispiel Hamburg Hafen-City

1.800 m² Solarkollektoren für die Trinkwassererwärmung

Ein Beispiel für ein solares Trinkwarmwasser-Wärmenetz bietet die Energieversorgung der westlichen Hafen-City in Hamburg. Hier sorgen insgesamt etwa 1.800 Quadratmeter Solarkollektorfläche zur anteiligen Deckung von etwa 35 % des Wärmebedarfs für Warmwasser im Quartier. Hier werden neben Eigentumswohnungen und Gewerbeimmobilien auch Bestände der Hamburger Wohnungswirtschaft (Gemeinnützige Baugenossenschaft Bergedorf-Bille eG) versorgt.

Die Solarkollektoren sind auf etwa 30 geeigneten Gebäuden im Quartier installiert, mehrheitlich wurden hier Vakuumröhrenkollektoren verwendet. Die angeschlossenen Gebäude verfügen über einen Fernwärmeanschluß für die Gebäudeheizung und die ggfls. erforderliche Nacherwärmung des Warmwassers.

Die Anlagen wurden im Auftrag der damaligen Vattenfall Wärme Hamburg parallel zur Entwicklung des Quartiers in den Jahren 2012 bis 2019 errichtet und wurden nach der Rekommunalisierung der Hamburger Fernwärme von der Wärme Hamburg GmbH übernommen. Über den Bebauungsplan hatte die Freie und Hansestadt Hamburg eine verbindliche Nutzung eines Mindestanteils von 30 % regenerativer Energie am Warmwasserbedarf festgelegt.

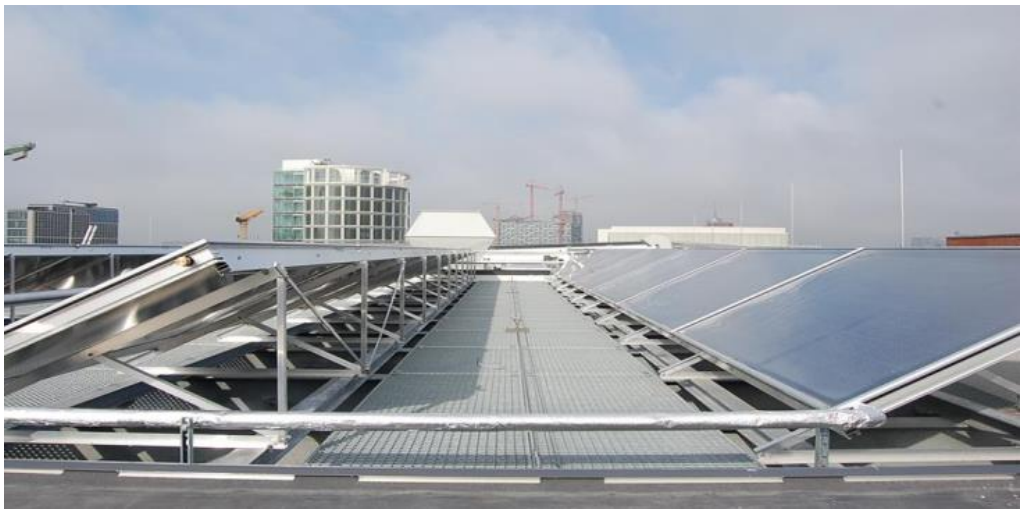

Abbildung 11: Solarthermiekollektoren zur Versorgung der Hamburger Hafen-City (Foto: Warmuth)

2.2. Wärmenetze für Raumheizung und Trinkwarmwasser

Mit einer Anlagenkonzeption, die als Ziel neben der anteiligen Deckung des Bedarfs an Trinkwarmwasser auch eine solare Unterstützung der Raumheizung verfolgt, lassen sich größere solare Anteile am Gesamt-Wärmebedarf der Gebäude erzielen. Hierzu ist jedoch auch die Installation einer größeren Kollektorfläche in Bezug auf die Quadratmeter Wohnfläche bzw. die Anzahl der Personen notwendig.

In der Regel werden die notwendigen Kollektorflächen auf den Dächern oder an den Fassaden der zu versorgenden Gebäude installiert. Für die Versorgung eines Quartiers reicht es normalerweise aus, wenn einzelne gut geeignete Gebäude mit den Kollektoren ausgestattet werden und die restlichen Gebäude über ein Verteilnetz versorgt werden.

Für die Sicherstellung der restlichen Wärmeversorgung kommen in der Regel Quartiers-Energiezentralen mit Kesseln, KWK-Anlagen oder aber ein Fernwärme-anschluß zum Einsatz.

2.2.1. Beispiel Ford-Siedlung Köln

In der sogenannten Ford-Siedlung in Köln-Niehl erfolgte durch die landeseigene Immobiliengesellschaft LEG[6] im Rahmen des Projekts „Solarsiedlungen NRW“ in 2008 eine umfassende architektonische und energetische Modernisierung der Bestandsgebäude aus den 50er Jahren. Im Rahmen des Projektes wurde die ursprünglich dezentrale Wärmeerzeugung auf eine gemeinschaftliche Wärmeversorgung über drei separate Nahwärmenetze mit Wärmeerzeugung durch Gas-Brennwertkessel in Verbindung mit Solarthermie umgesetzt.

[6] Seit dem Jahr 2016 erfolgt die Betreuung der Anlage über die Energiegesellschaft ESP EnergieServicePlus GmbH, an der die LEG Immobilien AG zu 51 % und die innogy SE zu 49 % beteiligt sind.

Abbildung 12: Modernisierte Ford-Siedlung mit den Solarkollektoren auf den Pultdächern (Grafik: EnergieServicePlus GmbH)

Die Solarkollektoren wurden vollflächig auf den Pultdächern von neu errichteten Aufstockungen in Form von Maisonette-Wohnungen installiert. So wurde zusätzlicher Wohnraum geschaffen und eine optimal ausgerichtete Installationsfläche für die Kollektoren bereit gestellt. (Schaefer, 2011)

Die Kollektoranlage mit insgesamt etwa 1.000 m² Kollektorfläche (Vakuumröhren) versorgt 345 Wohneinheiten im Quartier mit Wärme. Sie speist die Solarwärme in den Rücklauf der Heizkreise ein. Alternativ kann die solare Wärme in Pufferspeicher-Erdtanks mit je 15.000 Liter Volumen zwischengespeichert werden. Die Solarthermie deckt in der Siedlung etwa 60% des Warmwasserbedarfs ab und liefert einen signifikanten Beitrag zur Raumheizung.

Im Ergebnis: geringere Wohnkosten für die Mieter und hohe CO_2-Einsparung

Die Reduzierungen des Energiebedarfs und der CO_2-Emissionen durch die Modernisierungsmaßnahmen insgesamt sind beträchtlich: der spezifische Wärmebedarf konnte von 290 kWh je qm auf weniger als 90 kWh je qm gesenkt werden. Der CO_2-Ausstoß der gesamten Siedlung konnte um mehr als 90 % von etwa 3.000 t/a auf etwa 200 t/a vermindert werden. (Rühl, 2018)

Durch das realisierte Energiekonzept wurden die Heizkosten deutlich abgesenkt, im Ergebnis sind die Wohnkosten für die Mieter trotz höherer Kaltmiete geringer als vorher. (Warmbold, 2011)

2.3. Wärmenetze mit saisonaler Speicherung

Ohne eine groß dimensionierte Zwischenspeicherung der solar erzeugten Wärme ist ein solarthermischer Deckungsgrad am Wärmebedarf von etwa 15-20 % erreichbar. Ein größerer Anteil der Solarthermie am Wärmebedarf eines Quartiers lässt sich erreichen, wenn die Solarwärme in saisonalen Wärmespeichern über längere Zeiträume gespeichert wird. So kann die im Sommerhalbjahr erzeugte Wärme auch in der Heizperiode genutzt werden.

In der Praxis wurden bisher Versorgungssysteme mit einem solaren Anteil am Wärmebedarf bis zu 50 % realisiert. Zu bedenken ist jedoch, dass die saisonale Wärmespeicherung zusätzliche Investitionen erfordert und damit die

Wärmegestehungskosten erhöht. Aus wirtschaftlicher Sicht ist die direkte Nutzung der Wärme prioritär.

2.3.1. Beispiel Solarsiedlung Crailsheim

In der Stadt Crailsheim in Baden-Württemberg wurde auf der Konversionsfläche einer ehemaligen US-Kaserne das Baugebiet Hirtenwiesen entwickelt. Die Wärmeversorgung erfolgt über ein solar unterstütztes Nachwärmesystem mit saisonalem Wärmespeicher. Mit Abschluß des ersten Bauabschnittes im Jahr 2012 werden etwa rund 260 Wohneinheiten in Mehrfamilienhäusern, sowie eine Schule und eine Sporthalle mit Wärme versorgt. Die Anlage wurde durch die Stadtwerke Crailsheim errichtet.

Für die solare Wärmeversorgung wurden insgesamt ca. 7.500 m² Solarkollektoren installiert. Die Kollektorfläche verteilt sich auf mehrere Standorte. Etwa 2.300 m² wurden auf den Dächern der Mehrfamilienhäuser (umgebaute Kasernengebäude), der Schule und der Sporthalle installiert. Der Großteil der Kollektorfläche mit etwa 5.200 m² wurde jedoch als Freiflächenanlage auf dem angrenzenden Lärmschutzwall errichtet. Zwei Heisswasser-Pufferpeicher mit 100 bzw. 480 m³ Volumen und ein saisonaler Erdsonden-Wärmespeicher sowie eine Wärmepumpe ergänzen das System.

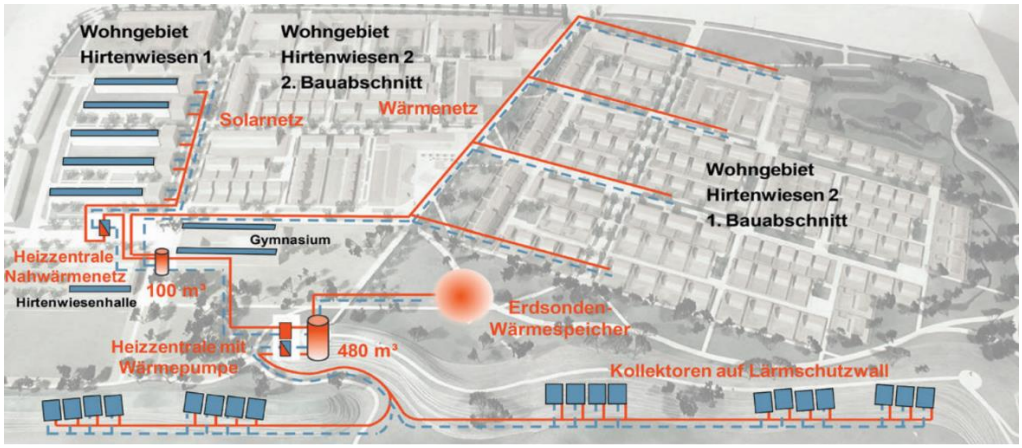

Abbildung 13: Prinzipskizze der solaren Nahwärmeversorgung in Crailsheim (Grafik: Solites)

Der sommerliche Überschuss an Wärme wird in dem Erdsondenspeicher für die Nutzung im Herbst und Winter zwischengelagert. Über 80 Erdwärmesonden wird die Wärme bis in eine Tiefe von 55 m abgegeben. Auf diese Weise können etwa 37.500 m³ im Untergrund anstehendes Gestein als Speichermedium genutzt werden.

Um eine effiziente Nutzung des Speichers zu ermöglichen, ist zusätzlich eine Wärmepumpe für dessen Auskühlung installiert. Im Ergebnis wird ein solarer Deckungsanteil von etwa 50 % am Gesamtwärmebedarf der Siedlung erreicht. Die restliche Wärmeversorgung erfolgt über einen Fernwärmeanschluß der Stadtwerke Crailsheim. (Solites Stuttgart, AGFW Frankfurt, Hamburg Institut, IER Stuttgart, 2016)

C Kosten und Wirtschaftlichkeit

Maßgeblich für die Wirtschaftlichkeit ist der Vergleich mit einem Referenzsystem

Die Wirtschaftlichkeit der Investition in eine großflächige thermische Solarlange ergibt sich wie bei allen Energieversorgungssystemen nicht aus finanziellen Erlösen der Anlage selbst, sondern aus dem Vergleich mit einem Referenzsystem und den dort entstehenden Wärmegestehungskosten.

Die Abschätzung der realen Wirtschaftlichkeit trifft hierbei auf die Herausforderung, dass für diesen Vergleich die gesamte künftige Lebensdauer der Anlage und das jeweilige Referenzsystem in den Blick genommen werden müssen.

Die Wirtschaftlichkeits-betrachtung erfordert ein Zukunftsbild der künftigen energie-wirtschaftlichen Rahmenbedingungen

Zur Bestimmung der Wirtschaftlichkeit muss daher auch ein Zukunftsbild der künftigen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen entwickelt werden. Entwicklungen auf dem Brennstoffmarkt, aber auch Technologieentwicklungen und Veränderungen der Kundenbedarfe müssen dabei berücksichtigt werden. In der Nachschau aus heutiger Erkenntnis betrachtet, waren frühere in die Zukunft gerichtetete Energiepreisprognosen auch namhafter Institute in vielen Fällen falsch.

An erster Stelle aber ist der künftige Energiemarkt durch die Energiepolitik geprägt. Veränderungen im Rechtsrahmen, der Energiebesteuerung oder der Förderung von Investitionen sind für die Wirtschaftlichkeit der Investitionen von entscheidender Bedeutung. Prognosen über den künftigen Energiemarkt sind daher in erster Linie Politikprognosen.

Durch die geringen Betriebskosten bietet die Solarthermie eine hohe Kostensicherheit

Vor dem Hintergrund dieser unsicheren Rahmenbedingungen bietet die Investition in großflächige Solaranlagen eine vergleichsweise hohe Sicherheit bei der Kalkulation der künftigen Kosten. Bei der Nutzung von Solarthermie fallen im Gegensatz zu fossilen Heizsystemen im Lauf der Lebensdauer der Anlage keine Brennstoffkosten an und auch die Betriebskosten der Anlagen sind sehr gering. Die solaren Wärmegestehungskosten resultieren zu sehr großen Anteilen aus der annuisierten Investition und sind damit auch langfristig gut kalkulierbar.

1. Investitionskosten

Eine umfassende Analyse der Wirtschaftlichkeit verschiedener solarthermischer Anlagensysteme im urbanen Umfeld findet sich in den Untersuchungen der Internationalen Energie Agentur IEA im Sektor SHC (Solar Heating and Cooling). Nach (Mauthner & Herkel, 2017) können für die Investionen in Solarkollektoranlagen abhängig von deren Größe und technischer Ausstattung folgende Werte angesetzt werden:

Anlagenart	Kollektorfläche [m²]	Spez. Kosten [€/m²]
Einfamilienhaus	5 - 10	801 – 1.050
Mehrfamilienhaus	30 - 300	520 – 800
Quartier	500 – 5.000	420 – 660
Quartier mit Saisonalspeicher	1.000 – 10.000	480 – 800
Solare Fernwärme	5.000 – 20.000	210 - 270

Tabelle 1: Investitionskosten solarthermischer Anlagen. Daten nach (Mauthner & Herkel, 2017)

In diesen Kosten sind alle erforderlichen Investionen für eine betriebsfertige Anlage zugrunde gelegt. Mehrwertsteuer und Fördermittel sind nicht berücksichtigt. Es zeigt sich, dass die spezifischen Investionen mt Größe der Anlage stark absinken. Gegenüber einer Anlage im Einfamilienhausbereich sind bei solarer Fernwärme 3 – 4 mal geringere Investitionen notwendig.

Bei allen Anlagen (mit Ausnahme der solaren Fernwärme) ist eine Dachflächen-montage vorausgesetzt.

2. Betriebskosten

Die Kosten im laufenden Betrieb sind bei solarthermischen Anlagen im Vergleich zu anderen Wärmeversorgungsoptionen äußerst gering. Brennstoffe sind nicht erforderlich. Nur die Umwälzpumpen im jeweiligen System benötigen elektrische Energie, die mit etwa 1,5 kWh je 100 kWh erzeugte Wärme abgeschätzt werden kann.

Für den Betrieb und die Instandhaltung der Anlagen können die in Tabelle 2 dargestellten Werte angesetzt werden.

Anlagenart	Betriebskosten, fix [€/m²]	Betriebskosten, var. [€/m²]
Einfamilienhaus	7,0	1,4
Mehrfamilienhaus	5,5	1,4
Quartier	3,5	1,4
Quartier mit Saisonalspeicher	4,0	1,1
Solare Fernwärme	1,7	1,5

Tabelle 2: Betriebskosten solarthermischer Anlagen. Daten nach (Mauthner & Herkel, 2017)

3. Wärmegestehungskosten

Die Wärmegestehungskosten der Anlagen (Levelized cost of heat, LCOH) ergeben sich aus den Investitionen, den darauf basierenden Kapitalkosten sowie den Betriebs- und Personalkosten im jeweiligen Verhältnis zu der erzeugten Wärme. Die Ergebnisse der Berechnungen sind in Tabelle 3 dargestellt. Auch hier ist zu beachten, dass etwaige Förderprogramme bei der Berechnung der Kosten nicht berücksichtigt sind.

Anlagenart	Wärmekosten [ct/kWh]	Wärmekosten, mittel [ct/kWh]
Einfamilienhaus	14,3 – 18,1	16,2
Mehrfamilienhaus	8,9 – 13,4	11,2
Quartier	7,3 - 11,2	9,2
Quartier mit Saisonalspeicher	10,6 – 17,4	14,0
Solare Fernwärme	3,7 – 4,6	4,1

Tabelle 3: Wärmegestehungskosten solarthermischer Anlagen netto, ohne Förderung. Daten nach (Mauthner & Herkel, 2017)

Im Mehrfamilienhaus liegen die Wärmegestehungskosten mit etwa 11,2 ct/kWh etwa 5 ct (ca. 30 %) geringer als im Bereich der Einfamilienhäuser, die heute noch den Markt dominieren.

Noch günstiger stellen sich mit 9,2 ct/kWh im Mittel die Wärmekosten einer Quartierslösung mit Solarthermie dar. Damit sind die Wärmekosten bei einer gemeinsamen solaren Quartierslösung nur etwa halb so hoch wie im Einfamilienhaus. Wird dort ein Saisonalspeicher einegesetzt, steigen zwar die Wärmegestehungskosten an, in diesem Fall kann jedoch auch der durch Solarenergie abgedeckte Anteil des Wärmebedarfs von etwa 20 % auf etwa 50 % deutlich erhöht werden.

Die mit Abstand günstigsten Wärmegestehungskosten werden beim Einsatz großflächiger Anlagen erzielt, die auf Freiflächen errichtet werden und in Wärmenetze einspeisen. Ein wesentlicher Grund dafür sind die deutlich geringeren Installationskosten. Im Ergebnis werden hier Wärmegestehungskosten erzielt, die mit 4,1 ct/kWh etwa 75 % geringer sind als im Ein- und Zweifamilienhausbereich.

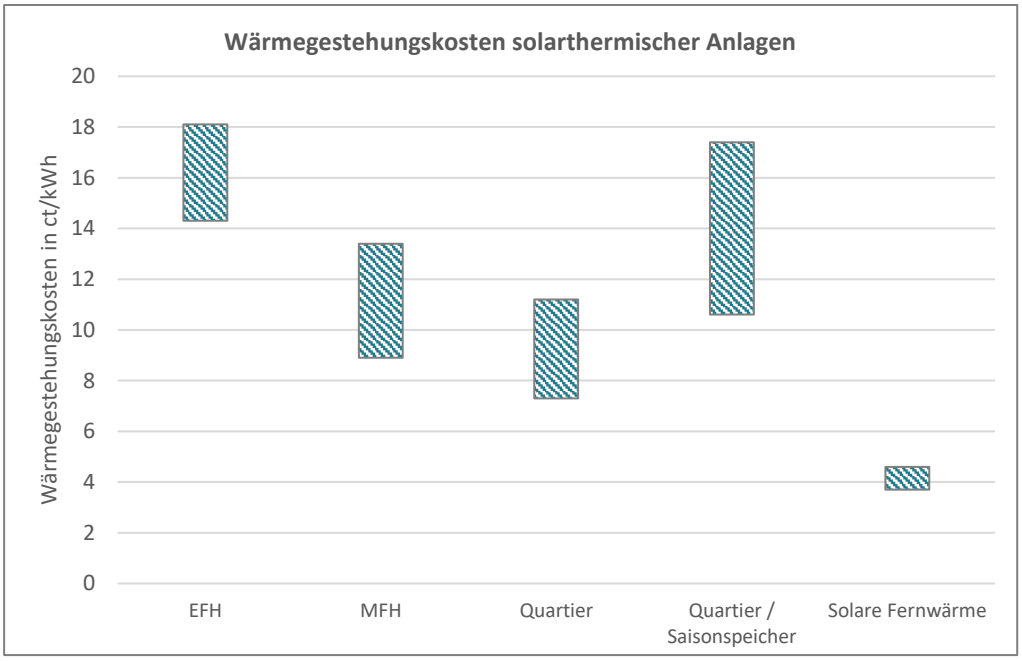

Abbildung 14: Wärmegestehungskosten solarthermischer Anlagen netto, ohne Förderung. Daten nach (Mauthner & Herkel, 2017)

4. Förderung

Die Installation solarthermischer Anlagen wird seit vielen Jahren staatlich gefördert. Im Gegensatz zur Photovoltaik, wo die Förderung über eine Einspeisevergütung des erzeugten Stroms stattfindet, basiert die Förderung der Solarthermie auf Investitionskostenzuschüssen und zinsgünstigen Krediten.

Die Ausgestaltung der Förderprogramme bezüglich der Fördersätze und einzuhaltenden Förderkriterien ist einem stetigen Wandel unterworfen. Hier empfiehlt es sich, bei der Planung von Projekten jeweils aktuelle Informationen einzuholen.

Mit Beginn des Jahres 2020 hat die Bundesregierung die Förderkulisse im Gebäudesektor für erneuerbare Energien und Energieeffizienz deutlich verbessert.

Die Förderung der gebäudeorientierten Anwendung der Solarthermie erfolgt ab dem Jahr 2021 über das neu aufgelegte Programm **Bundesförderung effiziente Gebäude BEG**. Dieses Programm fasst die frühere Förderung über das MAP (Marktanreizprogramm erneuerbare Energien) sowie die Effizienzhauspakete der KfW unter einem Förderdach zusammen. Die Abwicklung der Förderung erfolgt über die BAFA (Bundesanstalt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle) in Eschborn.[7]

30 -45 % der Investitionskosten für die Solarthermie werden gefördert

Der Einbau von Solarkollektoranlagen wird mit einem Investitionsszuschuss in Höhe von 30 % der förderfähigen Kosten unterstützt. Die Solaranlage kann aber auch Teil einer umfassenden Lösung, wie etwa beim Austausch einer bestehenden Ölheizung sein. In diesem Fall würden 45 % der Investitionskosten (inkl. Montage und Nebenkosten) gefördert. Flankierend dazu kann die gesamte Investition über zinsgünstige Kredite finanziert werden. Auch große Kollektoranlagen auf Sonnenhäusern (nach der Förderrichtlinie: „Solaraktivhaus“) erhalten weiterhin Investitionszuschüsse in Höhe von 30 %.

Neben der Einzelförderung von Investitionen in solarthermische Anlagen kann deren Installation durch die Integration erneuerbarer Energien in die Gesamtbilanz des Gebäudes auch wesentlich dazu beitragen, dass bestimmte KfW-Effizienzklassen für eine attraktive sytemische Förderung erreicht werden. Diese systemische Förderung in Neubau und Gebäudebestand beginnt ab dem 1. Juli 2021 und bietet ebenfalls attraktive Investitionsanreize.

Attraktive Förderung für Quartiers-Wärmenetze mit Solarthermie

Innerhalb des BEG ist auch der Anschluss an ein Wärmenetz förderfähig, wenn dieses Netz einen über einen Mindestanteil erneuerbarer Energien (EE) verfügt. Die Anschlusskosten an ein solches Netz werden ab einem EE-Anteil von 25 % mit 30 % der förderfähigen Kosten bezuschusst. Ab einem EE-Anteil von 55 % im Netz erhöht sich der Zuschuß auf 35 %. Das Wärmenetz kann hierbei ein klassisches Fernwärmenetz oder auch ein Gebäudenetz (z.B. der Wohnungswirtschaft) sein, das nur wenige Gebäude miteinander verbindet.

Auch für diesen Fall gilt: die Versorgung über ein Quartiersnetz mit einem hohen Anteil an erneuerbaren Energien kann für das Gebäude oder das gesamte Quartier das Erreichen von Effizienzstandards der KfW (z.B. KfW 55-EE, KfW 40-EE) ermöglichen, die im Ergebnis eine sehr attraktive systemische Förderung nach sich ziehen kann.

Ein neues Förder-programm für Wärme-netze mit erneuerbaren Energien ist avisiert.

Darüber hinaus wird derzeit von der Bundesregierung ein Förderprogramm erarbeitet, das sich speziell an den Anforderungen von Wärmenetzsystemen auf Basis erneuerbarer Energien ausgerichtet ist. Das **Bundesprogramm effiziente Wärmenetze BEW** soll die bestehenden Förderprogramme in diesem Sektor (Wärmenetze 4.0, MAP) ablösen. Das neu aufgelegte Förderprogramm BEW wird ab dem 2. Quartal 2021 erwartet. Neuerungen darin sind, dass neben neuen Wärmenetzen auch die Transformation bestehender Wärmenetze gefördert werden soll. Zudem sieht das neue BEW betriebliche Förderungen für Solarthermie (vsl. 2 ct/kWh) und Wärmepumpen vor. Die Details zu diesem Förderprogramm stehen allerdings noch nicht endgültig fest.

[7] https://www.bafa.de/DE/Energie/Effiziente_Gebaeude/effiziente_gebaeude_node.html

Im Bereich von Nah- und Fernwärmenetzen kommt für die Integration der Solarthermie als Förderinstrument auch das **Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz KWKG** in Betracht. Die Kombination von KWK-Anlagen mit Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien wird über den im novellierten Gesetz ab 2020 neu fixierten EE-Bonus und auch in Ausschreibungsverfahren über die sogenannte innovative KWK (iKWK) attraktiv gefördert.

D Rechtlicher Rahmen

Die energiepolitischen Rahmenbedingungen und Instrumente auf europäischer und nationaler Ebene (teilweise auch auf Landesebene) haben großen Einfluß auf das Marktgeschehen und die Wirtschaftlichkeit der Maßnahmen.

Auf der EU-Ebene ist eine deutliche Verschärfung der regulatorischen Rahmens zu erwarten

Die Entwicklung des regulatorischen Rahmens befindet sich derzeit in einer Phase tief greifender Veränderungen. So wurden in den letzten Jahren bereits eine ganze Reihe von Instrumenten eingeführt oder modifiziert, die eine maßgebliche Wirkung auf die energetische Gebäudesanierung und die Wärmeerzeugung entfalten. Vor dem Hintergrund der langfristigen Zielvorstellung eines klimaneutralen Gebäudebestands sind jedoch den nächsten Jahren weitere deutliche Verschärfungen im regulatorischen Rahmen zu erwarten, die die Transformation zu mehr Energieeffizienz und den Umstieg auf erneuerbare Energien flankieren sollen.

1. Europäischer Regelungsrahmen

Der Klimaschutz zählt zu den politischen Schwerpunkten der Europäischen Union. Auf dem Weg zu einer klimafreundlichen Wirtschaft setzt die Europäischen Union auf übergreifende Zielformulierungen, EU-weite Maßnahmen und verbindliche nationale Klimaschutzziele. Die Staats- und Regierungschefs der EU haben sich im Dezember 2019 zum Ziel der Klimaneutralität bis 2050 bekannt. Bis zum Jahr 2050 sollen also alle Treibhausgasemissionen in der Europäischen Union soweit als möglich vermieden werden.

Der European Green Deal ist das neue Schlüsselprojekt der EU

Das neue Schlüsselprojekt der EU-Kommission ist der sogenannte Europäische Grüne Deal (European Green Deal, EGD). Hierbei handelt es sich um eine umfassende Wachstumsstrategie für eine klimaneutrale und ressourcenschonende Wirtschaft. Übergeordnetes Ziel des EGD ist die EU-weite Treibhausgas-Neutralität bis zum Jahr 2050. Am 11. Dezember 2019 hat die EU-Kommission eine Mitteilung mit ihren Vorstellungen für den EGD und ein umfassendes Arbeitsprogramm zur Weiterentwicklung der EU-Politiken in diesem Sinne vorgestellt.

Neben dem EGD und den darauf basierenden Europäischen Klimaschutzgesetz sind für den Gebäudesektor auch die EU-Gebäudeeffizienzrichtlinie und die EU-Erneuerbare-Energien-Richtlinie (Renewable Energy Directive - RED II) von besonderer Bedeutung.

1.1. Europäisches Klimagesetz

Am 4. März 2020 hat die EU-Kommission ihren Vorschlag für ein Europäisches Klimagesetz als zentralen Bestandteil des European Green Deal vorgelegt[8]. Das Gesetz soll das Ziel der EU-weiten Treibhausgasneutralität bis 2050 verbindlich festschreiben und somit Behörden, Unternehmen sowie Bürgerinnen und Bürgern Planungs-sicherheit bieten.

Darüber hinaus soll im Rahmen des EU-Klimagesetzes auch ein ambitioniertes Klimaziel für 2030 rechtlich verankert werden. Das bisherige Ziel einer Absenkung der THG-Emissionen um 40 % bis 2030 soll im selben Zeitraum auf einen Wert von

[8] https://ec.europa.eu/clima/policies/eu-climate-action/law_de

mindestens 55 % Minderung erhöht werden. Das Europäische Parlament strebt sogar eine Minderung der Emissionen bis 2030 um 60 % an.

Die Verhandlungen zum EU-Klimagesetz zwischen Europäischen Parlament und den Mitgliedstaaten sollen im ersten Quartal 2021 abgeschlossen werden.

1.2. Europäische Klimaschutzverordnung

Die sogenannte EU-Klimaschutzverordnung ist eine zentrales EU-weit gültiges verbindliches Instrument zur Minderung von Treibhausgasemissionen. Die Klimaschutzverordnung[9] (auch Lastenteilungsverordnung oder Effort-Sharing-Regulation, ESR) aus dem Jahr 2018 gilt für Anwendungssektoren, die nicht dem EU-Emissionshandel unterfallen, also beispielsweise den Gebäudesektor, Verkehr, Landwirtschaft und Gewerbe).

In der Klimaschutzverordnung ist für den Zeitraum 2021-2030 fixiert, dass die THG-Emissionen in den relevanten Sektoren europaweit um 30 Prozent gegenüber 2005 sinken sollen. Vor dem Hintergrund der großen regionalen Unterschiede innerhalb der EU wurden die zu erreichenden spezifischen Ziele der Mitgliedsstaaten auf Basis der Pro-Kopf-Wirtschaftsleistung und der verschiedenen Potenziale zur Treibhausgas-minderung festgelegt. Für die Bundesrepublik Deutschland wurde eine Treibhausgas-reduktion von 38 Prozent bis 2030 gegenüber dem Jahr 2005 in den betroffenen Sektoren verbindlich fixiert.

Das Verfehlen der Klimaziele im Gebäudesektor wird künftig teuer für den Steuerzahler

Die Einhaltung der nationalen Zielverpflichtung wird jährlich überprüft. Falls die nationalen Ziele nicht erreicht werden, müssen bei anderen EU-Mitgliedern überschüssige Nicht-ETS-Emissionsrechte erworben werden, um die Unterdeckung auszugleichen. Hiermit entsteht ein großes Risiko für den Bundeshaushalt. Nach (Agora Energiewende, Agora Verkehrswende, 2018) könnten für den Steuerzahler Kosten bei Nichteinhaltung der Emissionsgrenzen von 6 bis 11 Milliarden Euro bis 2030 entstehen.

Aus diesen möglichen Kosten für Klimaschutzverfehlungen entsteht ein monetärer Druck auf die Bundesregierung, wirksame nationale Steuerungsinstrumente zu entwickeln, die eine Einhaltung der vereinbarten Klimaschutzziele sicherstellen.

1.3. Europäische Governance-Verordnung

Die Verordnung über die Governance der Energieunion ist ein Planungs- und Monitoringsystem für die Umsetzung der Ziele der europäischen Union, insbesondere hinsichtlich der EU-2030-Ziele für Energie und Klima. In der Verordnung ist fixiert, dass die Mitgliedstaaten einen integrierten Nationalen Energie- und Klimaplan (National Energy and Climate Plan – NECP) bis zum Jahr 2030 erstellen und zudem Langfriststrategien für die Minderung von Treibhausgasen bis zum Jahr 2050 erarbeiten müssen.

Die Mitgliedsstaaten mussten den Entwurf ihres NECP bis zum 31. Dezember 2018 an die EU-Kommission übermitteln. Die Bundesregierung hat den NECP-Entwurf seitdem konsultiert und weiterentwickelt. Die finale Fassung des NECP wurde am 10. Juni 2020

[9] https://ec.europa.eu/clima/policies/effort_de

durch das Bundeskabinett beschlossen und anschließend an die EU-Kommission übermittelt. [10]

1.4. Europäische Gebäudeeffizienzrichtlinie

Ab 2021 nur noch Neubauten in Niedrigstenergiebauweise

Die novellierte EU-Gebäudeeffizienzrichtlinie[11] trat am 9. Juli 2018 in Kraft. Sie löste die bisher gültige Richtlinie über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden ab und enthält Vorgaben für die energetische Effizienz von Neubauten sowie für Modernisierungsmaßnahmen im Gebäudebestand. Ab dem Jahr 2019 müssen öffentliche Neubauten und ab dem Jahr 2021 alle weiteren Gebäude nach den Vorgaben eines Niedrigstenergiegebäudes errichtet werden.

Alle Mitgliedsstaaten müssen eine langfristige auf das Jahr 2050 gerichtete Renovierungsstrategie vorlegen, die einen Überblick über den nationalen Gebäudebestand sowie Strategien und Maßnahmen zu kosteneffizienten Renovierungskonzepten beinhaltet. Ferner sollen die Mitgliedsstaaten Maßnahmen zur regelmäßigen Inspektion von Heizungs- und Klimaanlagen ergreifen. Bei Neubauten und Renovierungsvorhaben muss auch die Integration von E-Ladestationen berücksichtigt werden.

Die EU-Gebäudeeffizienzrichtlinie wird im deutschen Recht durch das Gebäudeenergiegesetz (GEG) umgesetzt.

1.5. Europäische Erneuerbare-Energien-Richtlinie

Ebenfalls sehr relevant für den Gebäudesektor ist die EU-Richtlinie zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen vom 11.12.2018 (Renewable Energy Directive - RED II)[12]. Sie ist eine Neufassung der bis dahin gültigen Richtlinie 2009/28/EG.

Ziel der Richtlinie ist die Förderung erneuerbarer Energien in der EU, um die Treibhausgasemissionen zu verringern. Bis zum Jahr 2030 soll der Anteil an erneuerbaren Energien auf mindestens 32 Prozent erhöht werden die Emissionen um mindestens 40 Prozent im Vergleich zu 1990 gesenkt werden. Die EU-Mitgliedstaaten müssen dies in ihren nationalen Klima- und Energieplänen entsprechend berücksichtigen. Eine Überprüfung der Zielerreichung soll bis zum Jahr 2023 stattfinden.

Die Richtlinie fordert den verpflichtenden Einsatz erneuerbarer Energien in Gebäuden

Die Mitgliedstaaten sollen im Wärme- und Kältesektor den Anteil an erneuerbaren Energien jährlich um 1,3 Prozent erhöhen. Die Richtlinie enthält zudem eine Regelung, die die Mitgliedstaaten verpflichtet, unter bestimmten Voraussetzungen die verpflichtende Nutzung von erneuerbaren Energien in neuen Gebäuden vorzusehen. Für bestehende Gebäude soll diese Pflicht bei größeren Renovierungen ebenfalls gelten. Diese Pflicht kann auch durch den Anschluss ein Fernwärmenetz erfüllt werden, wenn dieses in einem näher definierten Umfang mit erneuerbaren Energien betrieben wird.

Damit ist die Richtlinie ein direktes regulatives Instrument für die nachhaltige Wärmeerzeugung und Verbrauchsreduktion. In Deutschland gilt das Gebäudeenergiegesetz in vielen Bereichen als nationale Umsetzung der EU-EE-Richtlinie.

---

[10] https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Textsammlungen/Energie/necp.html

[11] https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32018L0844&from=DE

[12] https://ec.europa.eu/energy/topics/renewable-energy/renewable-energy-directive/overview_de

1.6. Europäische Effizienz-Richtlinie

Die novellierte EU-Richtlinie zur Energieeffizienz[13] (EED) stammt vom 11. Dezember 2018 und ersetzt eine frühere Fassung vom 25.Oktober 2012. Ziel der Richtlinie ist die Senkung des Primärenergieverbrauchs in den Mitgliedsstaaten um 20 Prozent bis zum Jahr 2020 und um 32,5 Prozent bis zum Jahr 2030.

Im Rahmen der Beschlussfassung wurden individuelle Energieeffizienzbeiträge für die Mitgliedstaaten festgelegt, die jährliche Einsparungen bis 2020 von mindestens 1,5 Prozent und von 2021 bis 2030 jährlich mindestens 0,8 Prozent umfassen. Seitens der EU-Kommission wird im Jahr 2023 eine Überprüfung mit Blick auf die Ziele bis 2030 und ggfls eine Anhebung der Ziele stattfinden. Nach der Energieeffizienz-Richtlinie sind die Mitgliedstaaten ferner verpflichtet, eine Potenzialbewertung für hocheffiziente KWK, Fernwärme- und Fernkälteversorgung durchführen.

Die EU-Energieeffizienz-Richtline wird auf nationaler Ebene über den Nationalen Aktionsplan Energieeffizienz (NAPE) umgesetzt.

1.7. Europäische Emissionshandelsrichtlinie

Der Emissionshandel ist für die Wohnungswirtschaft beim Bezug von Fernwärme relevant

Die im März 2018 novellierte EU-Emissionshandelsrichtlinie[14] stellt die rechtliche Grundlage des EU-Emissionshandelssystem (EU ETS) dar. Der Europäische Emissionshandel wurde 2005 zur Umsetzung des internationalen Klimaschutzabkommens von Kyoto eingeführt und ist das zentrale europäische Klimaschutzinstrument. Nach dem EU ETS müssen Kraftwerke und bestimmte energieintensive Industrieanlagen Zertifikate für Treibhausgasemissionen erwerben. Dies gilt auch für Anlagen zur Erzeugung von Fernwärme ab einer Leistungsgröße von 20 MW.

Das EU ETS arbeitet nach dem „Cap and Trade"-System. Eine Obergrenze (Cap) legt fest, wie viele Treibhausgas-Emissionen von den emissionshandelspflichtigen Anlagen insgesamt ausgestoßen werden dürfen. Die Mitgliedstaaten geben eine entsprechende Menge an Emissionsberechtigungen an die Anlagen aus (teils kostenlos, teils über Versteigerung). Diese Zertifikate können auf dem Markt frei gehandelt werden (Trade). Auf diese Weise bildet sich ein Preis für den Ausstoß von Treibhausgasen.

Während das EU ETS in den zurück liegenden Jahren seit 2005 nur eine geringe Steuerungswirkung entfaltet hat, sind die Zertifikatspreise in den letzten Jahren angestiegen. Mitte 2020 lag der Preis bei rund 23 Euro und hat bereits zu einer Änderung der Einsatzreihenfolge im deutschen Kraftwerkspark über den erhöhten Einsatz von Erdgas statt Kohle geführt.

Die Emissionshandelsrichtlinie wird rechtlich auf Bundesebene in Form des Treibhausgasemissionshandelsgesetzes (TEHG) umgesetzt. Sie ist für die energetischen Versorgung von Gebäuden der Wohnungswirtschaft bedeutsam, wenn diese über Fernwärme erfolgt. Teilweise berechnen die Fernwärmeversorger die Kosten für Zertifikate weiter an die Fernwärmekunden.

[13] https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/ALL/?uri=celex:32012L0027

[14] https://ec.europa.eu/clima/policies/ets_en

2. Nationaler Regelungsrahmen

Der Wärmesektor wird auf Bundesebene von verschiedenen regulatorischen und planerischen Instrumenten adressiert. Den übergeordneten Rahmen bilden hier unter anderem das Klimaschutzgesetz, das Klimaschutzprogramm 2030, der Klimaschutzplan 2050 und die Nationale Klimaschutzinitiative. Eine direkte Steuerung von Maßnahmen erfolgt über verschiedene Gesetze und Verordnungen wie etwa das Gebäudeenergiegesetz und das Brennstoffemissionshandelsgesetz.

Nachfolgend werden einige Instrumente näher beleuchtet, die für die Wohnungswirtschaft im Bereich Gebäudewärme besonders bedeutsam sind. Dies umfasst auch spezielle Regelungen für die leitungsgebundene Wärmeversorgung wie etwa die Wärmelieferverordnung oder die AVBFernwärmeverordnung.

2.1. Bundes-Klimaschutzgesetz

Das Bundes-Klimaschutzgesetz[15] ist am 18.12.2019 in Kraft getreten. Ziel des Gesetz ist die Sicherstellung der Einhaltung der europäischen und nationalen Klimaschutzziele auf nationaler Ebene.

Im Gebäudesektor sollen die Emissionen innerhalb von 10 Jahren um 40 % sinken

Im Gesetz ist eine Gesamt-Reduzierung der Treibhausgasemissionen Deutschlands bis 2030 um 55 Prozent sowie die Treibhausgasneutralität bis 2050 festgelegt. Darüber hinaus sind im Klimaschutzgesetz erstmals zulässige Jahresemissionsmengen für verschiedene Sektoren fixiert. Für den Sektor Gebäude ist eine Reduzierung von 118 Mio. Tonnen CO_2-Äquivalenten in 2020 auf 70 Mio. Tonnen CO_2-Äquivalente in 2030 festgelegt. Im Ergebnis entspricht das einer Reduzierung von etwa 40 % innerhalb eines Zeitraums von 10 Jahren. In der Energiewirtschaft müssen die Jahresemissionen von 280 Mio. Tonnen CO_2-Äquivalenten in 2020 auf 175 Mio. Tonnen CO_2-Äquivalente in 2030 sinken.

Werden diese Ziele in den jeweiligen Sektoren nicht erreicht, müssen die jeweiligen Bundesministerien innerhalb von drei Monaten ein Sofortprogramm erstellen. Zudem ist die Aktualisierung des Klimaschutzprogramms bei Fortschreibung des Klimaschutzplans verankert.

2.2. Gebäudeenergiegesetz

Nach jahrelangem Ringen hat der Bundestag im Sommer 2020 das „Gesetz zur Vereinheitlichung des Energieeinsparrechts für Gebäude und zur Änderung weiterer Gesetze“ beschlossen, kurz: das Gebäudeenergiegesetz (GEG).[16]

Das GEG fasst die EnEV und das EEWärmeG in einem gemeinsamen Gesetz zusammen

Das neue Gesetz fasst das Energieeinsparungsgesetz (EnEG) bzw. die Energieeinsparverordnung (EnEV) und das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG) in einem Gesetz zusammen. Anlass waren mehrere EU-Richtlinien, insbesondere die EU-Gebäudeeffizienz-Richtlinie, die einen schrittweise einzuführenden Niedrigstenergiestandard für Gebäude ab 2019 fordert. Das Gebäudeenergiegesetz gilt seit dem 1. November 2020. Die Änderungen gegenüber dem bisherigen gesetzlichen Rahmen sind für die Solarthermie jedoch überschaubar.

[15] https://www.bmu.de/gesetz/bundes-klimaschutzgesetz/

[16] https://www.bmi.bund.de/DE/themen/bauen-wohnen/bauen/energieeffizientes-bauen-sanieren/energieausweise/gebaeudeenergiegesetz-node.html

Wie bereits in der EnEV ist auch im GEG der Primärenergiebedarf im Vergleich zum sogenannten Referenzgebäude der zentrale Zielwert. Und wie das EEWärmeG fordert das GEG, bei Neubauten und umfassenden Sanierungen einen Mindestanteil des Wärme- und Kältebedarfs aus erneuerbaren Energien zu decken. Solarwärme wird mit einem Primärenergiefaktor von 0 bewertet und kann so die gesetzlich normierte Primärenergiebilanz des Hauses verbessern.

Ebenfalls wie im EEWärmeG ist bereits ein Anteil von 15 Prozent Solarwärme am Wärme- und Kältebedarf des Gebäudes ausreichend. Zum Vergleich: Beim Einsatz der verschiedenen Bioenergieformen wird mindestens ein Anteil von 50 Prozent gefordert. Wie ohne eine schrittweise Steigerung dieser Anforderungen perspektivisch klimaneutrale Neubauten erreicht werden sollen, bleibt weiterhin offen.

Die Anforderungen des GEG an die Solarthermie sind in der Regel problemlos umsetzbar.

Die Anforderungen des Gesetzes mit Hilfe von Sonnenkollektoren zu erfüllen, ist in Bezug auf verfügbare Dachflächen auch im Geschosswohnungsbau in aller Regel gut machbar. Die Bestimmung der nötigen Kollektorfläche ist vergleichsweise einfach: Bei Wohngebäuden mit mehr als zwei Wohnungen gilt die Anforderung mit einer Aperturfläche von 0,03 Quadratmetern pro Quadratmeter Nutzfläche als erfüllt.

Die Aperturfläche ist die Fläche, durch die Licht in den Kollektor einfällt – nicht zu verwechseln mit der Bruttokollektorfläche, die den Rahmen mitrechnet. Auch diese Systematik bestand allerdings bereits im EEWärmeG. Weiterhin fordert das GEG, dass die Kollektoren eine Zertifizierung nach dem „Solarkeymark“ besitzen. Das Label steht für unabhängige Testungen und qualitative Mindeststandards, ist in der Solarthermiebranche etabliert und wird seit vielen Jahren von vielen Gesetzen und Förderprogrammen verlangt.

Die im GEG zur Erfüllung der Anforderungen zugrunde gelegte Kollektorfläche ist vor dem Hintergrund der Klimaschutzziele vergleichsweise wenig ambitioniert. Es handelt sich um eine typische Anlagengröße für die Warmwasserbereitung (vgl. Kapitel B1). Da ein Großteil der Anlagenkosten durch die Planung, Verlegung der Rohrleitungen und Montage (je nach Gebäude z.B. mit Kraneinsatz verbunden) ohnehin anfällt, ist es empfehlenswert, eine größere Auslegung der Anlage für die Heizungsunterstützung zumindest zu prüfen.

Wer sich für eine solare Heizungsunterstützung (Kombianlage) entscheidet, kann im Vergleich zur reinen Trinkwassererwärmung beim Wärmeschutz sparen. Im „Vereinfachten Verfahren“ sinkt die Anforderung an die sogenannte Ausführungsvariante (A bis D) je nach Gebäudetyp um mindestens eine Stufe. Ein genauer Blick ist bei der Überprüfung der Voraussetzungen für das Vereinfachte Verfahren geboten: Hier wird nämlich statt der Aperturfläche doch wieder die Kollektorfläche angesetzt.

Die verschiedenen Technologien (z.B. Wärmepumpe, Photovoltaik, Bioenergie) können auch miteinander kombiniert werden, so lange sich in der Summe eine mindestens hundertprozentige Erfüllung der Anforderungen ergibt.

Der Quartiersgedanke wird im GEG gestärkt, es fehlen aber noch Praxiserfahrungen

Eine wichtiger Aspekt für die Solarthermie für den Sektor der Wohnungswirtschaft ist die Möglichkeit, statt einzelner Gebäude die Wärmeversorgung in einem Quartier bzw. mehrere Gebäude in „räumlichem Zusammenhang“ gemeinsam zu betrachten (§ 107 GEG). Hierfür müssen die jeweiligen Bauherren bzw. Eigentümer eine entsprechende Vereinbarung schließen. In der Summe müssen im Quartier die Quoten für erneuerbare Wärme erfüllt werden. Was genau unter räumlichem Zusammenhang oder Quartier zu verstehen ist, wird im Gesetz allerdings nicht

definiert. Der Begriff des „räumlichen Zusammenhangs“ sorgt auch im Rahmen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes für ausdauernde Diskussionen.

2.3. Brennstoff-Emissionshandelsgesetz

Als ein wichtiger Teil des Klimaschutzprogramms 2030 der Bundesregierung wurde mit dem Gesetz über einen nationalen Zertifikatehandel für Brennstoffemissionen (Brennstoffemissionshandelsgesetz – BEHG)[17] vom 19. Dezember 2019 eine CO_2-Bepreisung für den Wärme- und Verkehrssektor ab 2021 eingeführt.

Das BEHG soll die Transformation zu erneuerbaren Energien im Gebäudesektor befördern

Ziel des Gesetzes ist eine stärkere Orientierung der Brennstoffpreise an den CO_2-Emissionen und darauf aufbauend eine Steuerungswirkung von der Verwendung fossiler Energieträger hin zum Einsatz erneuerbarer Energien und Abwärme. Im Gesetz sind die Preise für die Emissionszertifikate und deren Veräußerung, sowie die Vorschriften zur Überwachung und Prüfung der Anforderungen festgelegt. Der Preispfad für die Emissionszertifikate ist nach einem Beschluß des Bundesregierung im Mai 2020 bis Ende des Jahres 2025 gesetzlich festgelegt.

Im Mai 2020 hat die Bundesregierung eine Anhebung der Preise für die Emissionszertifikate beschlossen. Gleichzeitig wurde eine Verordnung beschlossen, damit Einnahmen aus dem BEHG zur Entlastung der EEG-Umlage eingesetzt werden können. Beginnend ab dem Jahr 2021 steigt der Preis für die Zertifikate von 25 Euro bis auf 55 Euro im Jahr 2025. Ab dem Jahr 2026 wird der Zertifikatepreis durch Versteigerungen ermittelt, wobei für das Jahr 2026 ein Preiskorridor von 55 Euro bis 65 Euro pro Tonne CO_2 vorgegeben ist.

Ab 2027 wird mit einem starken Anstieg der CO2-Preise gerechnet

Für die Preise der Emissionszertifikate ab dem Jahr 2027 ist derzeit keine gesetzliche Begrenzung vorgesehen. Die Preise bilden sich ab diesem Zeitpunkt frei am Markt. Nach einer Szenarienanalyse für die Bundesregierung steigt der Preis für die Emissionszertifikate ab dem Jahr 2027 stark an. Für das Jahr 2030 wird ein nominaler CO_2-Preis von 180 Euro je Tonne unterstellt. Im Jahr 2040 würde danach der nominale CO_2-Preis sogar bei 346 Euro je Tonne liegen. (Prognos AG; Fraunhofer ISI; GWS; iinas, 2020). Unter diesen Voraussetzungen würde eine erhebliche Steuerungswirkung für den Verzicht auf den Einsatz fossiler Brennstoffe entstehen.

Die Kostentragung der CO_2-Bepreisung im Mietwohnbau ist noch nicht geklärt

Ebenfalls nicht geklärt ist die Frage, wer künftig die Kosten für die Emissionszertifikate tragen muss. Im Bereich der Wohnungswirtschaft sieht die derzeitige Rechtslage eine vollständige Umlagefähigkeit dieser Kosten auf die Mietenden vor. Dies wird jedoch in der energiepolitischen Diskussion kritisiert, da in der Regel die Mietenden keinen direkten Einfluß auf die Wahl des Energieträgers zur Wärmeversorgung besitzen. Für die künftige Kostentragung der CO_2-Bepreisung im Mietwohnungssektor werden verschiedene Modelle diskutiert. Diese reichen von einer Fortführung der derzeitigen Rechtslage über eine begrenzte Umlagefähigkeit in Abhängigkeit vom energetischen Niveau des Gebäudes bis hin zur vollständigen Kostentragung durch die Wohnungsunternehmen.

2.4. Wärmelieferverordnung

Mit der Mietrechtsnovelle 2013 wurden im Bürgerlichen Gesetzbuch einige Regelungen eingeführt, die eine Umstellung von Wärmeverbrauchern von einer dezentralen Heizung auf eine leitungsgebundene Wärmeversorgung erschweren. Eine

[17] http://www.gesetze-im-internet.de/behg/

der wesentlichen Hürden bei bei einer Erhöhung der Fernwärmeanschlußquote im Gebäudebestand ist die auf § 556c BGB basierende Wärmelieferverordnung (WärmeLV)[18].

Die derzeitige WärmelieferV hemmt den Umstieg auf Fernwärme

Wesentliches Ziel der Verordnung ist der Schutz der Mietenden vor überhöhten Kosten aus der Wärmeversorgung. So darf die Umstellung einer vom Vermieter betriebenen Heizung auf Fernwärme oder Contracting für die Mietenden keine höheren Wärmekosten verursachen als in den drei vorhergehenden Jahren. Da die Kalkulation der Fernwärmepreise auf einer Vollkostenrechnung basiert, in der die Investitionskosten mit einbezogen sind, schneidet die Fernwärme im Vergleich zu Gasheizungen in der Regel schlecht ab. Seit dem Inkrafttreten der WärmeLV ist der Neuanschluss von bestehenden Mietshäusern an die Fernwärme weitgehend zum Erliegen gekommen.

Die von den Wohnungsunternehmen bei einer Umstellung auf eine Wärmeversorgung durch Dritte zu beachtenden Regelungen hat der Brachenverband AGFW in einem rechtlichen Leitfaden zusammengefasst. (AGFW e.V., 2014)

Mit dem künftig zu erwartenden deutlichen Preisanstieg für fossile Brennstoffe aufgrund des BEHG verändern sich jedoch die Rahmenbedingungen. Mit fortschreitender Erhöhung der CO_2-Bepreisung könnte sich eine Wärmeversorgung auf der Basis fossiler Brennstoffen zur Kostenfalle für Wohnungsunternehmen und Mietende entwickeln.

Mit dem Blick auf den stattfindenen Strukturwandel im Wärmesektor zu erneuerbaren Energien wird hier auch ein grundsätzlicher Webfehler der WärmeLV deutlich: die allein retrospektive Ermittlung der Referenzkosten des bestehenden Wärmesystems. Derzeit sind jeweils die Kosten der letzten drei Abrechnungsjahre der bestehenden Wärmeversorgung maßgeblich – in denen fossile Brennstoffe extrem günstig waren.

Für den Preisvergleich bedarf es eines Perspektivwechsels mit dem Blick nach vorn

Der reine Blick „in den Rückspiegel“ verdeckt jedoch, dass innerhalb der Laufzeit einer Ersatzinvestition z. B. in eine neue Gasheizung von über 15 Jahren die Brennstoffkosten allein aufgrund der CO_2-Bepreisung deutlich steigen werden. Hier bedarf es eines Perspektivwechsels: Anstelle des Blickes zurück sollte sich der preisliche Vergleichswert an den Anforderungen einer künftig nachhaltigen Wärmeversorgung orientieren. (Hamburg Institut, Prognos AG, 2020)

2.5. AVBFernwärmeverordnung

Die Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Versorgung mit Fernwärme (AVB-FernwärmeV)[19] ist eine der wenigen speziell auf die Fernwärmeversorgung ausgerichteten ordnungsrechtlichen Normen. Die Verordnung wurde zuletzt am 25.07.2013 novelliert.

In der Verordnung werden die allgemeinen Bedingungen für Lieferverträge zwischen Fernwärmeanbietern und Endkunden geregelt. Sie beinhaltet unter anderem Regelungen für den Vertrag, die Haftung und zu den technischen Anschluss-bedingungen. Damit bildet sie auch den Rahmen für einen grundlegenden Verbraucherschutz.

[18] http://www.gesetze-im-internet.de/w_rmelv/

[19] https://www.gesetze-im-internet.de/avbfernw_rmev/

Die Herkunft der gelieferten Wärme geht über die Preisänderungsklausel nach § 24 Abs. 4 AVBFernwärmeV in die Preisstellung ein. In Bezug auf die Markterschließung solarer Fernwärme gehen derzeit von der AVBFernwärmeV keine wesentlichen Impulse aus. Lediglich solares Wärmecontracting wird durch § 3 Satz 3 AVBFernwärmeV begünstigt.

Die AVBFernwärmeV wird derzeit novelliert

Eine Novellierung der AVBFernwärmeV ist aufgrund der Anforderungen aus der Europäischen Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED II) sowie der Europäischen Effizienz-Richtlinie (EED) erforderlich. Diese Änderungen betreffen u.a. erweiterte Informationspflichten gegenüber den Fernwärmekunden. Um dies zu erreichen, sollen fernauslesbare Messeinrichtungen eingesetzt werden, die den eichrechtlichen Vorschriften entsprechen und den Verbrauch der Kunden präzise wiederspiegeln. Weiterhin sollen die jeweils eingesetzten Wärmeerzeugungstechnologien den Verbrauchern gegenüber detaillierter als bisher dargelegt werden.

2.6. Bauordnungsrecht für gebäudeorientierte Solaranlagen

Die rechtlichen Anforderungen zur Installation solarthermischer Anlagen auf oder an Gebäuden ist im Bauordnungsrecht geregelt. Dies ist Sache der Länder, die Umsetzung vor Ort erfolgt durch die kommunalen Bauämter. Für die Installation der Anlagen ist in der Regel nach den Landes-Bauordnungen keine eigene Baugenehmigung erforderlich. Gebäudeunabhängige Solarkollektoranlagen sind im Regelfall bis zu einer Höhe bis zu 3 m und einer Gesamtlänge bis zu 9 m genehmigungsfrei.

Bei denkmalgeschützten Gebäuden und Ensembles ist jedoch regelhaft eine denkmalschutzrechtliche Genehmigung oder Baugenehmigung erforderlich. Dies gilt auch für baukulturell besonders geschützte Quartiere wie etwa sog. Milieuschutzgebiete. Ob eine Solaranlage in diesen Fällen genehmigungsfähig ist, richtet sich nach dem jeweiligen Landes-Denkmalschutzgesetz und der Entscheidung der lokalen Denkmalschutzbehörde. Einen Überblick zu diesem Thema liefert (Sandrock & Maaß, 2014). Ein konkretes Projekt mit Umsetzung einer großflächen Kollektoranlage trotz Denkmalschutz zeigt das Fallbeispiel aus Freiburg (Kapitel H1).

Einige Kommunen und Bundesländer haben in letzter Zeit sogar eine Pflicht zu Installation von Solaranlagen (Solarpflicht) unter bestimmten Vorausetzungen erlassen. Im Regelfall ist diese Anforderung vor Ort auf den Bau von Photovoltaikanlagen gerichtet, kann aber auch durch den Bau solarthermischer Anlagen erfüllt werden.

2.7. Planungs- und Genehmigungsrecht für solare Freiflächenanlagen

Bei der Errichtung von großer Solarkollektoranlagen auf Freiflächen sind in Gegensatz zur gebäudeorientierten Anwendung zusätzliche rechtliche Anforderungen zu erfüllen. Diese ergeben sich aus dem Planungsrecht (Flächennutzungsplanung, Bauleitplanung), sowie aus dem Umwelt- und Naturschutzrecht.

Einen ersten Überblick zu den hier entstehenden Anforderungen liefert das im Projekt Solnet 4.0 entwickelte Infoblatt Solare Wärmenetze Nr. 11 "Planungs- und Genehmigungspraxis: Gut geplant ist halb genehmigt".[20]

[20] https://www.solar-district-heating.eu/wp-content/uploads/2020/12/InfoblattSolareWaeremenetzeNr11PlanungsGenehmigungsPraxis.pdf

Bisher wurden im Verantwortungsbereich und im Auftrag der Wohnungswirtschaft noch keine Freiflächen-Solarkollektoranlagen errichtet. Der hierbei zu beachtende rechtliche Rahmen ist in (Hamburg Institut, 2016) und (Maaß, Sandrock, & Weyland, 2015) detailliert aufgearbeitet.

E Hemmnisse

Grundsätzlich lassen sich die auf die Nutzung der Solarthermie in der Wohnungswirtschaft bezogenen Hemmnisse nach fünf übergeordneten Themen kategorisieren:

1. Bekanntheit und Image
2. Rechtliche Hemmnisse
3. Flächenverfügbarkeit
4. Technische Herausforderungen
5. Wirtschaftliche Hemmnisse

Nachfolgend werden die wesentlichen Aspekte der derzeit wirkenden Hemmnisse und Herausforderungen gegenüber einer stärkeren Marktdurchdringung groß-flächiger Solarthermieanlagen im Bereich der Wohnungswirtschaft anhand dieser Themen skizziert.

1. Bekanntheit und Image

Bekanntheit und Image

- Negative Erfahrungen aus früheren Jahren
- PV gilt als moderner und einfacher umzusetzen
- innovative Lösungen sind wenig bekannt

Ein wesentliches Hemmnis zur Nutzung von Solarthermie in größeren Dimensionen ist der ungenügende Bekanntheitsgrad und das Image ihrer Praxisanwendungen in der Wohnungswirtschaft. Dies betrifft sowohl die Abgrenzung zur Photovoltaik als auch die Unkenntnis großer solarthermischer Freiflächenanlagen oder anderer innovativer Lösungsansätze.

Teilweise wirken negative Praxiser-fahrungen aus frühen Anlagen nach

Teilweise wirken in der Wohnungswirtschaft negative Praxiserfahrungen früher Anlagen aus den 1990er Jahren noch nach, für die damals kein Monitoringkonzept erstellt wurde und wo oftmals technisch versiertes Fachpersonal für den Betrieb der Anlage nicht vorhanden war. Dadurch wurde in manchen Fällen ein möglicher Funktionsausfall der Anlage nicht erkannt. Im Regelfall wurde auch der Ertrag der Anlage nicht gemessen und somit konnte der Beitrag der Solarthermie zur gesamten Wärmeversorgung nicht valide bestimmt werden.

Zudem hat sich in den letzten Jahren die Einschätzung in großen Teilen der Wohnungswirtschaft verbreitet, dass im Bereich der Solarenergienutzung die Photovoltaik der Solarthermie vorzuziehen sei, da diese einfacher umzusetzen, innovativer und auch wirtschaftlicher sei. Die ggfls. vorhandenen Flächen werden somit für die solare Stromerzeugung genutzt und sind für eine solarthermische Nutzung nicht mehr verfügbar (vgl. Abbildung 4).

Kenntnisse über innovative Ansätze großflächiger solarthermischer Anlagen und deren deutlich verbesserter Wirtschaftlichkeit sind in der Wohnungswirtschaft bisher wenig verbreitet. Während Energieversorger und Projektierer auch in Deutschland bereits Freiflächenanlagen mit derzeit bis zu 15.000 qm Kollektorfläche und 5 GWh Wärmeerzeugung errichtet haben, sind es in der Wohnungswirtschaft hierzulande noch ausschließlich Dachanlagen mit maximal einigen hundert Quadratmetern Fläche.

Innovative Ansätze von solarthermischen Großanlagen sind in der Wohnungswirtschaft wenig bekannt.

2. Rechtliche Hemmnisse

Rechtliche Hemmnisse

- Gebäudeenergiegesetz
- Wärmelieferverordnung
- Vermarktung "grüner" Fernwärme

Der bestehende Rechtsrahmen bietet für die Wohnungswirtschaft bisher nur wenig Anreize zum Einsatz erneuerbarer Energien in der Wärmeversorgung, dies gilt insbesondere für den Gebäudebestand (siehe auch Kapitel D).

Bisher keine Verpflichtung zum Einsatz erneuerbarer Energien im Bestand

Während für den Bereich des Neubaus mit dem aktuelle Gebäudeenergiegesetz grundsätzlich eine anteilige Verpflichtung zum Einsatz erneuerbarer Energien besteht, ist dies mit Ausnahme des Landes Baden-Württemberg[21] für den Gebäudebestand bisher nicht der Fall. Nur über die staatlichen Förderprogramme werden entsprechende Anreize zur Investition in die Solarthermie gesetzt.

Gebäudeenergiegesetz ist nicht auf den Quartiersgedanken fokussiert

Ein planerisches Hemmnis resultiert aus der Genese des Gebäudeenergiegesetzes. Vom Grundsatz ist das Gebäudeenergiegesetz (wie auch seine Vorgänger EnEV und EEWärmeG) in seinem Anforderungsprofil auf das einzelne Gebäude ausgerichtet. Eine übergreifende quartiersbezogene Sicht, die oftmals technisch und wirtschaftlich vorteilhaftere Lösungen ermöglicht, stand bisher nicht im Fokus.

Der Quartiersgedanke wurde im neuen GEG mit dem § 107 („Wärmeversorgung im Quartier“) integriert und gegenüber den bisher geltenden Regelungen (z.B. § 6 EEWärmeG) deutlich erweitert. Hintergrund dafür war die Erkenntnis, dass sich nicht jedes Gebäude in gleicher Weise für die Umsetzung einer energetischen Optimierung eignet. Für die Anwendung dieser Regelungen in der Praxis müssen noch Erfahrungen gewonnen werden. Gleiches gilt für die Innovationsklausel (§ 103 GEG), die auch für zusammenhängende Quartiere eingesetzt werden kann.

Ein Hemmnis gegenüber der Investition in solarthermische Anlagen stellt auch die derzeitige Berechnungsmethodik des Primärenergiefaktors (PE-Faktor) für die Wärmeversorgung dar. Der Primärenergiefaktor der Wärmeversorgung ist für die Wohnungsunternehmen von besonderer Bedeutung.

Zielgröße für die energetische Qualität der Gebäude ist nach dem GEG (wie bisher nach EnEV) der Primärenergiebedarf. Liegt ein niedriger PE-Faktor vor (hohe Effizienz der Versorgung), kann der bauliche Wärmeschutz des Gebäudes mit einem

[21] Das Land Baden-Württemberg hat bereits im Jahr 2008 mit dem Erneuerbare-Wärme-Gesetz eine eigene landesrechtliche Regelung erlassen, die auch für den Gebäudebestand eine Verpflichtung zum Einsatz erneuerbarer Energien statuiert.

niedrigeren Standard ausgeführt werden. Dies verringert die Investitionskosten bei der Errichtung des Gebäudes.

Weiterhin ebnen niedrige Primärenergiefaktoren auf kostengünstige Weise den Weg zu Förderprogrammen der KfW im Bausektor. Mit einem niedrigen PE-Faktor können hohe Gebäude-Effizienzstandards für eine KfW-Förderung aus der Sicht des Bauherren kostengünstiger erreicht werden als durch baulichen Wärmeschutz.

Der Primärenergiefaktor ist derzeit ein zentrales Vermarktungs-instrument für den Anschluss an die Fernwärme

Während dezentrale Heizkessel meist einen Primärenergiefaktor von etwa 1,1 aufweisen, sind viele Fernwärmeversorgungen mit einem Primärenergiefaktor < 0,5 zertifiziert. Der Primärenergiefaktor ist somit ein zentrales Vermarktungsinstrument für den Anschluss von Gebäuden an die Fernwärme. Dies gilt insbesondere für den Neubau mit den dort geltenden gesetzlichen Anforderungen an den Primärenergiebedarf.

Das bisherige Berechnungsverfahren des Primärenergiefaktors basiert einerseits auf DIN Normen (DIN 4701-10, DIN 18599) und andererseits auf einer durch den Fernwärme-Branchenverband AGFW entwickelten Methodik (Arbeitsblatt FW 309-1).

Die derzeitige Berechnungsmethodik für den Primärenergie-faktor bevorteilt fossile KWK

Die in der FW 309 verwendete Stromgutschriftmethode führt bei der Anwendung von Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) in der Wärmeerzeugung auch auf der Basis fossiler Brennstoffe zu sehr niedrigen PE-Faktoren. Zum Erreichen eines niedrigen Primärenergiefaktors reicht nach der bisherigen Methodik der Einsatz fossiler KWK aus – ohne wesentlichen Anreiz zum Einsatz der Solarthermie.

Die WärmelieferV hemmt den Umstieg auf erneuerbare Fernwärme

Zu den wichtigen Hindernissen gegenüber einer Umstellung von dezentral beheizten Gebäuden auf eine (solare) Fernwärmeversorgung gehört die Wärmelieferverordnung, die ihrerseits auf § 556c BGB basiert. (siehe auch Kapitel D2.4). Hiernach darf die Umstellung einer vom Wohnungsunternehmen betriebenen Heizung auf eine Wärmelieferung durch Dritte für die Mietenden keine höheren Wärmekosten verursachen als in den drei vorhergehenden Jahren. Im Ergebnis bedeutet dies, dass neben den ggf. höheren Brennstoffkosten, auch die Investitionskosten für die neue Wärmeversorgung/den Wärmenetzanschluss nicht refinanziert werden können und damit die Umstellung nicht stattfindet.

Für die Vermarktung „grüner Fernwärme“ müssen geeignete Instrumente entwickelt werden

Auch bei der Vermarktung der eingespeisten Wärme aus Solarthermie als „grüner Wärme“ ist das bisher geltende System der Primärenergiefaktoren ein nicht unerheblicher Hemmschuh. Für jedes Gebäude, das an ein Fernwärmenetz angeschlossen wird, gibt es einen einheitlichen für das gesamte Fernwärmenetz berechneten Primärenergiefaktor. Der Primärenergiefaktor wird als Mittelwert aus allen Energiequellen, die in das Fernwärmenetz einspeisen, sowie deren jeweiligen Mengen ermittelt. Der Nachteil dieser Regelung ist, dass Wärme aus neu gebauten Anlagen zur Erzeugung von grüner Fernwärme in bestehenden großen Fernwärmenetzen faktisch nicht als solche gesondert vermarktet werden kann, weil diese Wärme im vorhandenen Energiemix aufgeht und dabei quasi stark verdünnt wird.

In fast allen größeren Wärmenetzen in Deutschland dominieren die bestehenden größeren mit fossilen Energieträgern betriebenen Heizkraftwerke den Wärmemix. Entschließt sich der Netzbetreiber unter diesen Umständen, eine kleinere mit erneuerbaren Energien betriebene Anlage an sein Netz anzuschließen, verändert dies den Primärenergiefaktor des Netzes kaum. Der ökologische Nutzen und Wert der erneuerbaren Wärme aus der neuen Anlage kann keinem Kunden zugeordnet bzw. verkauft werden. Die höhere Zahlungsbereitschaft von Fernwärmekunden für

ökologisch erzeugte Fernwärme gegenüber Fernwärme auf Basis fossiler Energieträger kann daher wirtschaftlich allenfalls sehr langfristig abgeschöpft werden.

Hier fehlen derzeit noch rechtssichere Modelle der Wärmebilanzierung wie z.B. ein Herkunftsnachweissystem, das beispielsweise eingespeiste Solarthermie berücksichtigen könnte (s. Kapitel G6).

3. Flächenverfügbarkeit

Flächenverfügbarkeit

- Nutzungskonkurrenz um Flächen
- Kleinteiligkeit und statische Anforderungen
- Stadt- und Landschaftsbild

Die Flächenverfügbarkeit ist bei der Realisierung großflächiger solarthermischer Anlagen ein wesentlicher Flaschenhals. In Bezug auf die grundsätzlich für die Solarthermie zur Verfügung stehenden Installationsflächen besteht oft eine starke Konkurrenz gegenüber anderweitigen Flächennutzungen.

Die Nutzungskonkurrenz um Flächen ist eine Herausforderung bei der Projektumsetzung

Bei Dachflächen steht in vielen Fällen eine Nutzung durch eine Photovoltaik-Anlage in Konkurrenz zur Solarthermie. In den letzten Jahren wurde in der Wohnungswirtschaft die Nutzung vorhandener Dachflächen für die Stromerzeugung (Photovoltaik) gegenüber der Wärmeerzeugung oft der Vorzug gegeben, beispielsweise auch über sog. Mieterstrom-Modelle. Im Fall von Flachdächern ist auch eine Nutzung als Dachgarten/Terasse eine wachsende Nutzungskonkurrenz. Auf Freiflächen in der näheren Umgebung von Wohnquartieren lastet ebenfalls eine hohe Nachfrage verschiedener Nutzungen.

Die im Mietwohnungsbau zur Verfügung stehenden Dachflächen sind durch die Gebäudekubatur gegenüber Ein- und Zweifamilienhäusern in der Regel deutlich kleiner in Bezug auf die Wohnfläche. Weitere begrenzende Faktoren sind die Ausrichtung der Dachflächen und deren statische Eignung für die Kollektormontage. Verschiedene Bauelemente wie etwa Gauben, Fenster oder Schornsteine mindern die verfügbare Fläche und hieraus resultieren oft nur kleinteilige Montageflächen, die zu hohen Installationskosten führen. Im Fall von Flachdächern kommen weitere Elemente wie etwa Lichtschächte, Lüftungs- oder Aufzugsanlagen dazu, die in der Regel eine zusammenhängende große Installationsfläche für die Kollektoren nicht ermöglichen.

Kleinteilige Dachflächen und statische Anforderungen mindern die Wirtschaftlicheit

Die Nutzung von Fassadenflächen ist ebenfalls grundsätzlich denkbar. Jedoch bestehen auch hier verschiedene Hindernisse. Der Solarertrag der Kollektoren ist auf vertikal ausgerichteten Flächen deutlich geringer als bei einer optimal ausgerichteten Anlage. Zudem sind gerade bei Südfassaden große zusammenhängende Fläche ohne Fenster eher eine Ausnahme. Dazu kommen hohe bautechnische Anforderungen an die Kollektoren, wenn diese als Fassadenelemente eingesetzt werden sollen.

Hohe bautechnische Anforderungen und geringere Erträge bei der Nutzung von Fassaden

Weitere technische Möglichkeiten für die Installation von Kollektoren bestehen in der Überdachung von Infrastrukturflächen (z.B. Parkplätzen) mittels geeigneter Aufständerungen. Hier entstehen jedoch durch diese Konstruktionen zusätzliche Kosten und es sind besondere sicherheitstechnische Anforderungen, z.B. an den Anfahrschutz einzuhalten. Dies beeinträchtigt die Wirtschaftlichkeit dieser Lösungen.

Besonders günstige Wärmegestehungskosten für die solare Wärme werden erzielt, wenn großflächige Kollektorfelder in Form einer Freilandaufstellung errichtet werden (s. Kapitel 0). Obwohl die Nutzung der Solarthermie im Vergleich zu anderen Optionen der Bereitstellung erneuerbarer Wärme nur sehr geringe Flächen in Anspruch nimmt, stellt die Bereitstellung von Freiflächen zur Installation von solarthermischen Freiflächenanlagen bei der Realisierung derartiger Projekte im Regelfall eine besondere Herausforderung dar.

Große Freiflächen für die Solarthermie sind im urbanen Umfeld schwer zu finden

Die Konkurrenz um die Nutzung von Flächen ist innerhalb der urbanen Siedlungsstrukturen durch den Bedarf an Flächen für Wohnungsbau, Gewerbe und Industrie besonders hoch. Dazu kommt, dass gerade in den Städten und deren näherer Umgebung existierende und noch nicht bebaute Areale zum Zweck der Naherholung und/oder für Landschafts- und Naturschutz freigehalten werden müssen. Dies erschwert die Bereitstellung von technisch geeigneten Freiflächen für die solare Wärmeerzeugung.

Im Rahmen der Projektentwicklung großer Solaranlagen manifestieren sich teilweise auch ästhetische Bedenken aus der Politik oder der Bevölkerung in Bezug auf das Stadt- oder Landschaftsbild. Dies betrifft sowohl große Anlagen an oder auf Gebäuden, wie auch Freiflächenanlagen. Solare Freiflächenanlagen treffen auch in den Reihen städtischer Grün- und Landschaftsplanerinnen und -planer oft auf wenig Akzeptanz.

Ästhetische Bedenken in Bezug auf Stadt- und Landschaftsbild

4. Technische Herausforderungen

Technische Herausforderungen

- wenig Erfahrung bei Planern und Handwerk
- volatile und saisonale Solarstrahlung
- Integration in das übergeordnete Heizssystem

Auch in technischer Hinsicht sind bei der Realisierung großflächiger Solarthermieanlagen verschiedene Herausforderungen zu bewältigen.

Aufgrund der noch vergleichsweise geringen Marktdurchdringung sind erfahrene Planungsbüros vor Ort für die Konzeptionierung der Anlagen nicht immer leicht zu finden. Gleiches gilt für ausführende Firmen beim Bau der Anlagen.

Bei der Planung und Ausführung der Anlagen muss das im Zeitverlauf stark volatile Strahlungsangebot in der Hydraulik des Systems berücksichtigt werden. Zudem fällt der überwiegende Teil der Solarstrahlung in das Sommerhalbjahr, in dem in der Regel nur ein geringer Bedarf an Wärme besteht. Dies muss in der Anlagenauslegung berücksichtigt werden. Ein sommerlicher Wärmeüberschuss, der nicht genutzt oder abgeführt werden kann, belastet die Anlage in technischer Sicht.

Das volatile und saisonale Strahlungsangebot muss technisch berücksichtigt werden

Die solarthermische Anlage ist in aller Regel mit einem weiteren Heizsystem zu koppeln, um zu jedem Zeitpunkt die erforderliche Wärme für die Nutzer bereit zu stellen. Bei einer dezentralen gebeäudeorientierten Versorgung ist dies in aller Regel ein Heizkessel oder BHKW. Im Fall eine quartiersbezogenen Versorgung muss die Anlage mit dem Wärmenetz gekoppelt und in das dort vorhandene Erzeugungsportfolio integriert werden.

Die effiziente Integration der solaren Wärme in das Gesamtsystem benötigt somit in der Regel auf den Einzelfall angepasste technische Lösungen. In der Praxis finden sich hier oft komplexe Systeme, die erfahrene Planer und Handwerker benötigen.

5. Wirtschaftliche Hemmnisse

Wirtschaftliche Hemmnisse

- niedrige fossile Energiepreise
- attraktive Förderung fossiler KWK
- Umlagefähigkeit der Investition

Wie bei allen Energieversorgungssystemen ist die Installation einer thermischen Solaranlage nicht aus sich heraus wirtschaftlich, sondern die Beurteilung ihrer Wirtschaftlichkeit ergibt sich aus dem Vergleich mit einem Referenzsystem und den dort entstehenden Wärmegestehungskosten.

Die fossilen Brennstoffpreise und der CO_2-Preis sind derzeit noch niedrig

Durch die derzeit geringen Brennstoffpreise fossiler Energieträger (z.B. Erdgas) ist die Wirtschaftlichkeit einer Wärmeversorgung auf der Basis erneuerbarer Energieträger im Regelfall nur durch die Inanspruchnahme von Förderprogrammen zu erzielen. Dies gilt auch für die Solarthermie. Der Steuerungsimpuls durch die kürzlich eingeführte Bepreisung von CO_2-Emissionen über das Brennstoffemissionshandelsgesetz (Kapitel D2.3) kann die wirtschaftliche Lücke derzeit noch nicht schließen.

Die Förderkulisse für fossile KWK ist für Investoren sehr attraktiv

Bei der Abwägung von Investitionen in neue Anlagen zur Wärmeerzeugung muss sich die Solarthermie im Vergleich zu anderen Optionen durchsetzen. Insbesondere im Bereich der Quartiersversorgung steht die Solarthermie hier in einer besonderen Konkurrenz zu KWK-Lösungen. Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung (z.B. Erdgas-BHKWs) erhalten eine betriebliche Förderung über die Zuschläge auf den eingespeisten Strom. Im Ergebnis ist hierdurch die Förderquote bezogen auf die Investition wesentlich größer als bei der Investitionsförderung der Solarthermie. Aufgrund der attraktiven Förderkulisse für die KWK erhält diese bei der Investition oft den Vorzug gegenüber der Solarthermie.

Modernisierungsumlage kann am Markt nicht immer umgesetzt werden.

Ein wichtiges Kriterium für die Beurteilung der Wirtschaftlichkeit einer Solarthermieanlage aus Sicht des Wohnungsunternehmens ist die Möglichkeit, die Investition angemessen auf die Nutzer umzulegen. Im Fall des klassischen Vermieter-Mieter-Verhältnisses trägt im Regelfall der Vermieter die Investition, während die Kosteneinsparungen auf der Nutzerseite liegen. Um Anreize für Modernisierungen zu schaffen, wurde vom Gesetzgeber die Modernisierungsumlage eingeführt, die erlaubt, die Kosten einer Modernisierung durch eine anteilige Erhöhung der Kaltmiete auf den Mieter umzulegen. Auch wenn eine angemessene finanzielle Beteiligung der Mieter über die Modernisierungsumlage nach dem BGB für die Investition in Solarthermie grundsätzlich möglich ist, kann dieses Instrument in der Praxis vor dem Hintergrund hoher Mietpreise nicht immer am Markt umgesetzt werden.

F Technische Lösungsansätze

1. Saisonale Wärmespeicherung im Quartier

Eine große Herausforderung bei der Nutzung der Solarthermie ist der bereits beschriebene gegensätzliche Verlauf von Energieangebot über die solare Einstrahlung und dem auf die Heizperiode fokussierten Wärmebedarf des Gebäudes.

Mit saisonalen Speichern können solare Deckungsraten am Wärmebedarf von mehr als 50 % erreicht werden

Die Einbindung saisonaler Speicher führt zu einer deutlichen Steigerung des solar abdeckbaren Anteils am Wärmebedarf in Quartieren. Während ohne saisonale Speicher etwa 10-20 % des Wärmebedarfs solar gedeckt werden können, kann dieser Anteil mit Speicher auf 50 % und mehr angehoben werden. Durch die Einbindung der Speicher steigen zwar die solaren Wärmegestehungskosten an, in der Gesamtschau kann diese Lösung jedoch für die Unternehmen wirtschaftlich attraktiv sein.

In der Praxis haben sich verschiedene Bauarten von Saisonalspeichern etabliert. Allen gemeinsam ist, dass die Speicher im Erdreich angeordnet sind, oder das Erdreich selbst zur Wärmespeicherung genutzt wird. Auf diese Weise übernimmt das Erdreich auch eine statische Funktion, die bei einer rein oberirischen Bauweise und den sehr großen Volumina zu hohen Kosten führen würde.

Gleichermaßen sind auch die jeweils im Erdreich vorliegenden Standortbedingungen wichtige Kriterien für die Realisierbarkeit eines Speicherkonzeptes. Nicht an jedem Standort ist jeder Speichertyp umsetzbar.

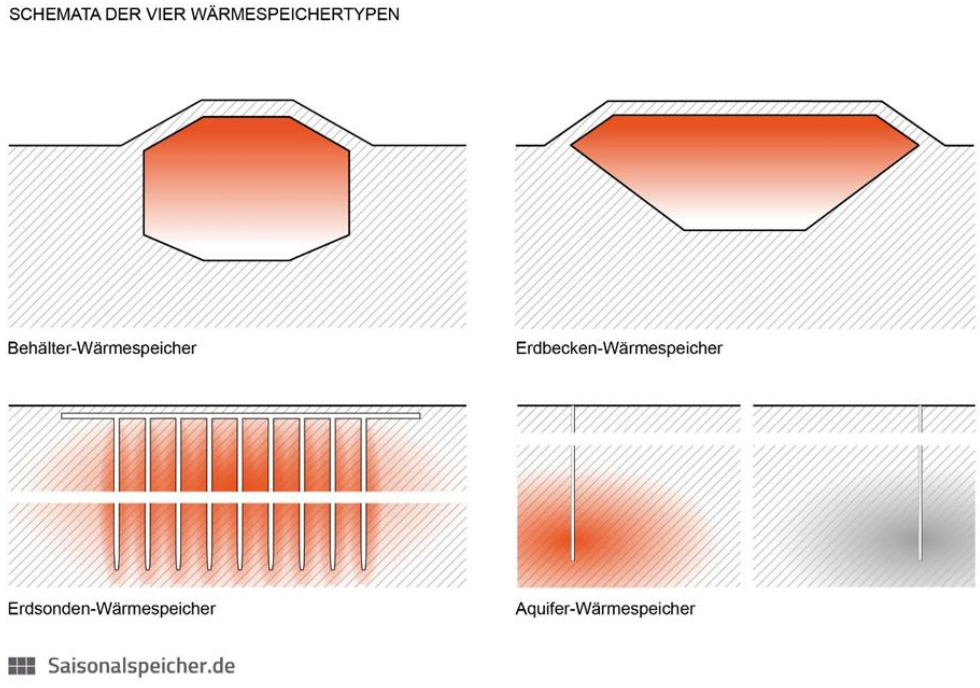

Abbildung 15: Bauarten typischer Saisonalspeicher. Grafik: Solites

Behälter-Wärmespeicher (TTES) bestehen meist aus einem Stahlbetonbehälter, der außen wärmegedämmt und im Inneren meist mit Edelstahlblech wasser(dampf)dicht ausgekleidet ist. Der Behälter wird mit Wasser gefüllt, das bis ca 98 °C erwärmt werden kann.

Erdbecken-Wärmespeicher (PTES) entstehen, in dem eine Baugrube (je nach Bauart mit oder ohne Wärmedämmung) mit Kunststoffbahnen abgedichtet und mit Wasser gefüllt wird. Dieser Teich wird durch einen schwimmenden oder freitragenden Deckel geschlossen. Alternativ liegt der Deckel auf einer wassergesättigten Kiesfüllung der Speichergrube auf.

Erdsonden-Wärmespeicher (BTES) nutzen das Gestein im Untergrund zur Wärmespeicherung. Durch Wasser durchflossene Erdwärmesonden, die in vertikale Bohrlöcher eingegossen werden, wird das Gestein erwärmt und wieder abgekühlt.

Aquifer-Wärmespeicher (ATES) werden durch Brunnen erschlossen, die aus unterirdischen, Wasser führenden Gesteinsschichten (Aquiferen) Wasser an die Erdoberfläche pumpen, dieses erwärmen und wieder in den Untergrund einspeichern. Durch eine Umkehr des Pumpvorganges kann die gespeicherte Wärme genutzt werden.

In Tabelle 4 werden die charakteristischen Eigenschaften der verschiedenen Typen von Saisonalspeichern vergleichend gegenübergestellt.

	Vorteile	Nachteile
Tank	• Einfach skalierbare Kapazität • Geringe Wärmeverluste und hoher Wirkungsgrad auch bei kurzen Zyklen • Hohe Energiedichte • Hohes Wärmequalitätsniveau • Hohe Lade- und Entladeleistung	• Vergleichsweise hoher spezifischer Installations-Preis • Nachteilige ästhetische Effekte auf die Landschaft
Erdbecken	• Einfach skalierbare Kapazität • Geringe Wärmeverluste und hoher Wirkungsgrad auch bei kurzen Zyklen • Hohe Energiedichte • Hohes Wärmequalitätsniveau • Hohe Lade- und Entladeleistung • Geringere nachteilige ästhetische Effekte	• Nicht an jedem Ort einsetzbar (Größe der Hülle und notwendige Bodenbeschaffenheit), insbesondere in dicht besiedelten Gebieten mitunter schwierig
Erdsonden	• Ab einem Volumen von ca. 10 000 m^3 preisgünstiger als Tank und Erdbecken • Große realisierbare Kapazität • Relativ geringe nachteilige ästhetische Effekte auf die Landschaft • Erhöhung der Kapazität durch einfache zusätzliche Bohrungen möglich	• Vergleichsweise hohe Wärmeverluste • Niedrigere Energiedichte (typischerweise um den Faktor 3 geringer als bei wasserführenden Systemen) • Geringere Auf- und Entladeleistung • Risiko der Grundwasserbeeinträchtigung • Einsetzbarkeit abhängig von geologischen Gegebenheiten • Stetig abnehmendes Temperaturniveau während der Entladephase und damit geringer Wirkungsgrad
Aquifer	• Vergleichsweise niedriger spezifischer Installationspreis bei großen Speichervolumina • Große realisierbare Kapazitäten • Gut geeignet für gleichzeitige Wärme- und Kältespeicherung • Keine nachteiligen ästhetischen Effekte	• Vergleichsweise hohe Wärmeverluste • Risiko der Grundwasserbeeinträchtigung • Einsetzbarkeit abhängig von seltenen geologischen Gegebenheiten (Verfügbarkeit einer wasserführenden und abgedichteten Schicht) • Lokale biologische Auswirkungen durch Erwärmung kalter geologischer Schichten

Tabelle 4: Vor- und Nachteile verschiedener Bauarten von Saisonalspeichern

Die Kosten von saisonalen Wärmespeichern sind sehr stark von deren Größe und der jeweiligen Bauart abhängig. Abbildung 16 zeigt die üblichen Kostenkorridore als Investitionskosten bezogen auf das Speichervolumen von realisierten saisonalen Speichern.

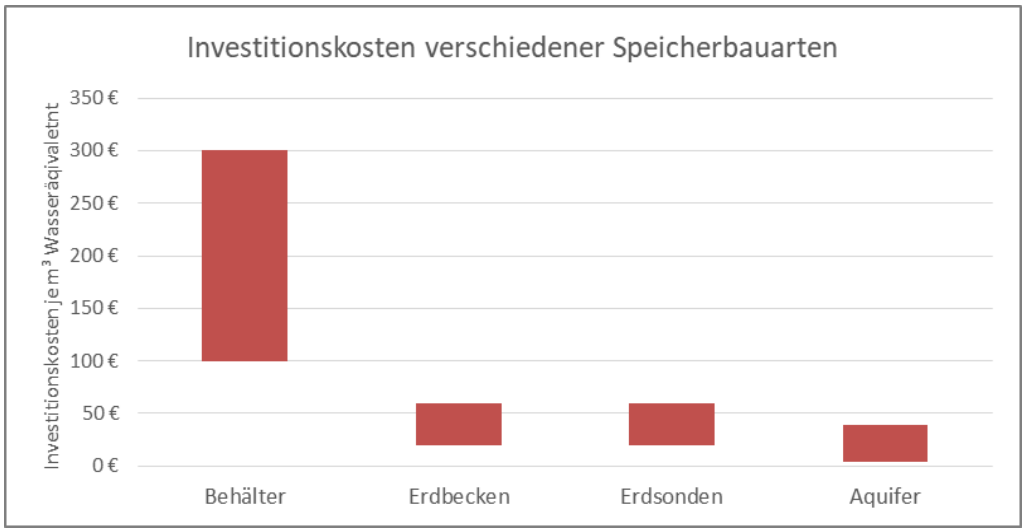

Abbildung 16: Investitionskosten realisierter Saisonalspeicher. Daten nach (Sörensen & Sandrock, 2018)

Bei großen Speichern mit Volumina ab 10.000 m³ können sehr geringe Baukosten zwischen 20 und 60 €/m³ Wasseräquivalent erreicht werden. Unter günstigen geologischen Voraussetzungen sind bei Aquifer-Speichern auch noch geringere Baukosten möglich. Behälter-Wärmespeicher sind in diesem Segment aufgrund ihrer deutlich höheren Investitionskosten von 100 – 300 € je m³ Wasseräquivalent keine wettbewerbsfähige Option.

In Deutschland wurden Saisonalspeicher verschiedener Bauart in Verbindung mit großen thermischen Solaranlagen über Forschungsprogramme der Bundesregierung errichtet, etwa in Hamburg, Hannover, München, Rostock, Crailsheim und Neckarsulm.

Realisierte Beispiele für große Erdbecken-Wärmespeicher gibt es insbesondere in Dänemark. Hier wurden diese Speicher mit schwimmender Abdeckung seit dem Jahr 1993 konsequent weiterentwickelt. Beginnend mit dem ersten Speicher in Ottrupgård (1.500 m³) im Jahr 1993 über Marstal 1 (10.000 m³), Marstal 2 (75.000 m³) und Dronninglund (62.000 m³) bis zum 2015 fertiggestellten saisonalen Speicher in Vojens mit einem Speichervolumen von über 200.000 m³. Gegenüber Behälterspeichern oder Erdbeckenspeichern mit freitragenden Decken haben sie aufgrund ihrer einfachen Konstruktion erhebliche Kostenvorteile. Nachteilig sind die höheren Wärmeverluste, da Boden und Wände der dänischen Speicher nicht wärmegedämmt sind, der vergleichsweise große Flächenbedarf sowie die mechanisch nur begrenzt belastbare schwimmende Abdeckung.

In Quartiersnetzen kommen auch Eisspeicher in Betracht.

In kleineren Wärmenetzen zur Versorgung von Wohnquartieren kommen neben den oben beschriebenen Bauarten von Saisonalspeichern auch andere technische Lösungen in Betracht. In den letzten Jahren wurden vermehrt saisonale Speicher auf Quartiersebene errichtet, die zur Energeispeicherung die latente Wärme beim Phasenübergang von flüssigem zu gefrierendem Wasser nutzen.

Derartige Eisspeicher bestehen in der Regel aus Betonzisternen, die im Erdboden vergraben sind (siehe Abbildung 17). Im Inneren des Behälters sind Leitungen verlegt,

durch die eine frostsichere Flüssigkeit zirkuliert und dem Wasser im Speicher über eine Wärmepumpe Wärme entzieht. Selbst bei Unterschreitung des Gefrierpunktes kann das System weiter Energie gewinnen.

Abbildung 17: Eisspeicher in einem Wohnquartier in Hamburg (Foto: BZE Ökoplan / Schwarzfeld)

Während des Gefrierprozesses kann die latente Wärme aus dem Phasenübergang (die Kristallisationswärme) genutzt werden. Diese Wärmemenge ist nicht unerheblich. Die Kristallisationsenergie entspricht etwa der gleichen Energiemenge, die erforderlich ist, um die gleiche Menge Wasser von 0 auf 80°C zu erhitzen.

Zur Regenerierung des Wärmereservoirs im Eisspeicher bietet sich neben dem Wärmestrom aus dem umgebenden Erdreich die Kombination mit einer großflächigen solarthermischen Anlage an.

Im Abschnitt H sind mehrere Fallbeispiele dargestellt, die einen Eisspeicher in ein Wärmeversorgungssystem in Kombination mit Solarthermie einbinden, etwa in Hamburg-Harburg (H2) oder Frankfurt-Unterliederbach (H4).

2. Dezentrale Einspeisung in das Fernwärmenetz

Ein weiterer interessanter Ansatz ist die dezentrale Einspeisung von Solarwärme in das vorgelagerte Fernwärmenetz. Durch die Option der Wärmeübertragung in das Fernwärmenetz besteht die Möglichkeit, eine großflächige solarthermische Anlage zu installieren, deren Wärmeerzeugung den Bedarf im Quartier übersteigt.

Die Anlagen sind durch den Verzicht auf Speicherung relativ günstig in der Investition

Solarer Wärmeüberschuss wird an das Netz abgegeben. Besteht im Quartier Wärmebedarf, der nicht über die Solaranlage gedeckt werden kann, so wird über eine Übergabestation Wärme aus dem Fernwärmenetz bezogen. Im Ergebnis kann so das Fernwärmenetz als Speicher benutzt werden und die Auslegung der Anlage ist nicht mehr an die vorhandene Wärmelast im Sommer gebunden, um Stagnationsverluste zu vermeiden. Diese Anlagen sind vergleichsweise kostengünstig zu realisieren, da auf größere Speicher im Gebäude/Quartier verzichtet werden kann. Diese Speicherfunktion wird statt dessen vom Fernwärmenetz übernommen.

Vorreiter für die dezentrale Einspeisung von solarthermisch erzeugter Wärme in Fernwärmenetze sind in Schweden zu finden. Der Anstoß dazu kam insbesondere von schwedischen Wohnungsgesellschaften, die thermische Solaranlagen auf ihren Gebäuden installieren und Überschüsse in das Fernwärmenetz einspeisen wollten.

Nach (Dalenbäck, 2014) existieren in Schweden etwa 30 solarthermische Anlagen mit unterschiedlichen Kollektorgrößen, die solar erzeugte Wärme dezentral in Fernwärmenetze einspeisen. Hiervon wurden 22 Anlagen mit Unterstützung des schwedischen Fernwärmeverbands evaluiert.

Ein Beispiel für eine solche Anlage findet sich in Göteborg, wo an der Einspeisestelle Gårdsten Solarwärme direkt in das Fernwärmenetz des städtischen Versorgers Göteborg Energi eingespeist wird. Die Solaranlage mit 150 m² Kollektorfläche ist auf dem Flachdach eines Mehrfamilienhauses der Wohnungsbaugesellschaft Gårdstenbostäder AB installiert und wird auch von dem Wohnungsunternehmen betrieben. Diese Anlage ist seit dem Jahr 2010 in Betrieb. (Schlegel, 2014).

Abbildung 18: Solaranlage der Wohnungsgesellschaft Gårdstenbostäder AB in Göteborg (Foto: Solites)

Um die technischen Anforderungen der Integration in das vorgelagerte Fernwärmenetz zu erfüllen, wurde vom Systemkomponentenhersteller Armatec eine vorgefertigte Übergabestation zur Abgabe der Solarwärme an das Wärmenetz entwickelt. Der Wärmebezug für das Gebäude erfolgt über eine separate Standard-Übergabestation.

Es erfolgt eine vertragliche Vergütung der eingespeisten Solarwärme durch den Netzbetreiber

Im Rahmen des Projektes wurde zwischen der Wohnungsbaugesellschaft und dem Betreiber des Wärmenetzes ein „Net-Metering“-Vertrag zur Vergütung der eingespeisten Solarwärme geschlossen. Die eingespeiste Wärme wird über einen Vergleichstarif mit der aus dem Fernwärmenetz entnommenen Wärme verrechnet und entsprechend rückvergütet. Die Vergütung der eingespeisten Wärme durch den Netzbetreiber beträgt etwa 80 % des üblichen Wärmebezugspreises. (Solites Stuttgart, AGFW Frankfurt, Hamburg Institut, IER Stuttgart, 2016)

Für die hydraulische Einbindung der Solarwärme in das vorgelagerte Fernwärmesystem und das regelungstechnische Konzept stehen verschiedene Optionen zur Verfügung. Hierbei sind die vor Ort vorhandenen technischen Rahmenbedingungen zu beachten, etwa die Temperaturen und Drücke im Fernwärmesystem. In Abbildung 19 sind drei häufige Varianten der hydraulischen Einbindung von Solarwärme in Fernwärmenetze dargestellt.

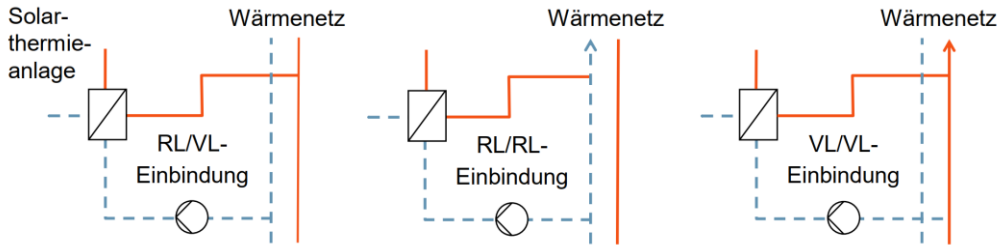

Abbildung 19: Prinzipschemata zur Einspeisung von Solarwärme in ein Fernwärmenetz[22] (Grafik: Solites)

Im Fall einer Rücklauf/Vorlauf-Einbindung (RL/VL) wird das Wärmeträgermedium aus dem Rücklauf entnommen und nach der solaren Erwärmung im Vorlauf eingespeist. Bei der Einspeisung muss das erforderliche Temperaturnievau je nach Anforderungen des Wärmenetzbetreibers erreicht werden. Zudem muss der notwendige Differenzdruck durch den Einspeiser aufgebracht werden, der in dieser Variante besonders groß ist. Im Regelfall wird der an der Einspeisestation geförderte Volumenstrom in Abhängigkeit vom solaren Leistungseintrag und den Einspeisebedingungen variiert.

Bei Entnahme aus dem Rücklauf und Einspeisung in den Rücklauf (RL/RL) muss ebenfalls die von Wärmenetzbetreiber vorgegebene Temperaturdifferenz aufgebracht werden. In dieser Variante sind die Anforderungen bezüglich Temperatur und aufzubringendem Differenzdruck weniger anspruchsvoll.

In der dritten Varianten (VL/VL) wird dem Vorlauf das Wärmeträgermedium entnommen und nach solarer Erwärmung auch wieder in den Vorlauf eingespeist. Die Anforderungen an die Einspeisetemperatur sind höher als in der Rücklauf-Variante, der aufzubringende Differenzdruck ist vergleichsweise gering.

Bei der Auswahl der technischen Variante zur Einspeisung sollte ein fairer Interessenausgleich zwischen den Beteiligten erfolgen

Bei der Wahl einer technischen Lösung zur Einspeisung sollte ein fairer Interessenausgleich zwischen den beteiligten Partnern gefunden werden. So können beispielsweise bei einer Einspeisung in den Rücklauf des Fernwärmenetzes wegen der hier vorhandenen niedrigeren Temperaturen höhere Solarerträge erzielt werden. Dies liegt natürlich im Interesse des einspeisenden Wohnungsunternehmens. Für den Fernwärmeversorger ist diese Art der Einbindung jedoch in der Regel unvorteilhaft, da durch die Erhöhung der Netzrücklauftemperatur die primären Erzeugungsanlagen beeinflusst werden. (Schlegel, 2014)

Bei einer Übertragung auf den deutschen Markt sind neben den technisch-wirtschaftlichen Herausforderungen bei dieser Lösung auch verschiedene regulatorischen Hürden zu beachten (siehe Kapitel G5).

3. Sektorkopplung mit dem Stromsystem

Die vermehrte Sektorkopplung mit dem Stromsystem ist ebenfalls ein wichtiger Ansatz für künftige Projekte. Mit dem steigenden Angebot an erneuerbarem Strom gewinnt die Sektorkopplung zunehmend Bedeutung für den Wärmemarkt. Wärmepumpen in Kombination mit Solarthermie und Wärmespeichern bieten hierfür geeignete technische Lösungsoptionen.

[22] RL = Rücklauf, VL = Vorlauf

Gegenüber einer direkt-elektrischen Nutzung von Strom zur Wärmeerzeugung, die einen Umwandlungsfaktor von < 1 besitzt, kann über den Einsatz von Wärmepumpen ein Mehrfaches des eingesetzten Stroms effizient in Wärme umgewandelt werden. Überlich Systemwirkungsgarde von Wärmepumen weisen eine Jahres-Arbeitsszahl von > 3 aus. Somit kann mehr als das Dreifache des Stroms als Wärme zur Verfügung gestellt werden.

Wärmepumpen sind besonders effizient bei bei niedrigen Systemtemperaturen. Je geringer der Temperaturunterschied zwischen Wärmequelle (z.B. Umweltenergie) und der Vorlauftemperatur des Heizsystems ausfällt, desto weniger elektrische Antriebsenergie wird für die Wärmepumpe benötigt.

Effiziente Kombination von Solarthermie, Wärmepumpe und Wärmespeicher

Eine Kombination von Solarwärme und Wärmepumpe kann das Gesamtsystem energetisch deutlich verbessern und eine hohe energetische Effizienz der Wärmepumpe sicherstellen. Die Solarwärme kann dabei über verschiedene technische Konzepte in das System integriert werden. Sie kann direkt in den Heizkreislauf oder aber indirekt über einen großvolumigen Wärmespeicher eingebunden werden.

Ein Beispiel für eine Anlagenkombination von Solarthermie und Wärmepumpe liefert das Quartier Berlin-Lichterfelde Süd der Wohnungsbaugenossenschaft Märkische Scholle eG. Das Wohnquartier stammt aus den Jahren 1939 und 1960. Es wurde im Jahr 2014 energetisch modernisiert.

Als Bestandteil der energetischen Modernisierung wurden 5 Mehrfamiliengebäude über ein Quartiers-Wärmenetz miteinander vernetzt. Die Wärmeversorgung erfolgt über Wärmepumpen in Kombination mit Solarthermie und speziell ausgebildeten Erdspeichern[23], die gleichzeitig als geothermische Wärmequelle fungieren. Die Erdspeicher wurden direkt neben den Gebäuden etwa 80 Zentimeter unter der Erdoberfläche eingelassen.

Die Speicher sind nach unten zum angrenzenden Erdreich offen. Im darunter befindlichen Erdreich sind bis zu einer Tiefe von ca. 1,5 m Polyethylen-Leitungen verlegt, die einen Wärmeaustausch ermöglichen. Auf diese Weise können Solar- und Erdwärme ein- und per Wärmepumpe auch wieder ausgespeichert werden.

[23] Die Erdspeicher wurden von dem Berliner Büro ezeit-Ingenieure unter dem Namen e-Tank entwickelt.

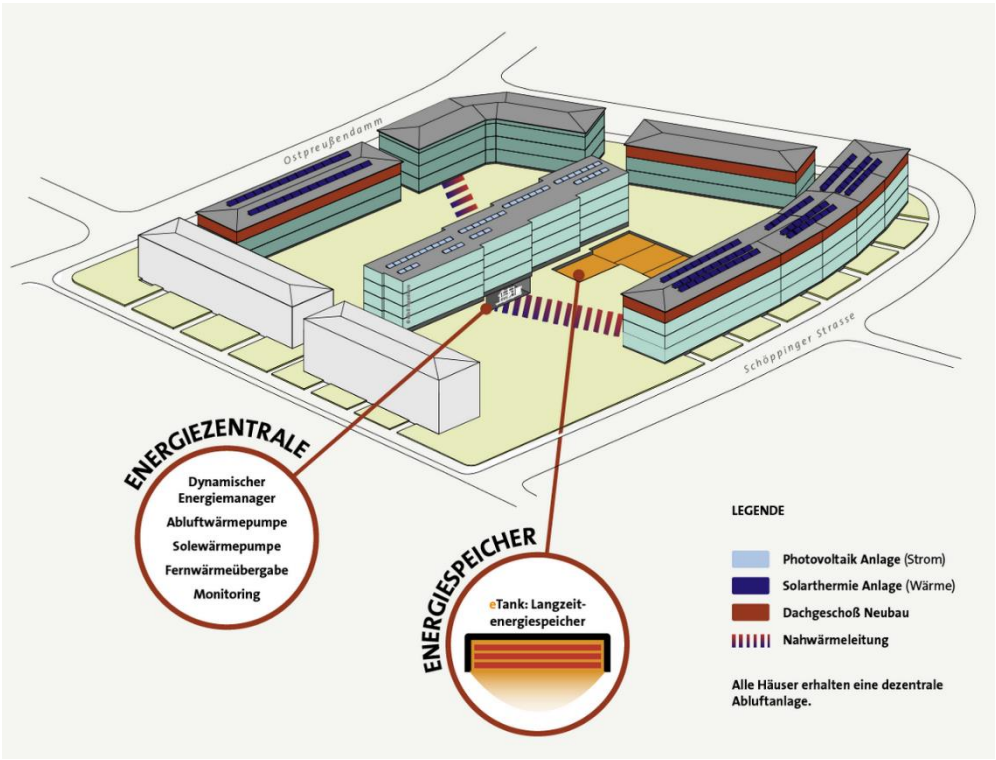

Abbildung 20: Prinzipskizze Wohnquartier Berlin-Lichterfelde (Grafik: ezeit-Ingenieure)

Überschüssige Energie von den Solarkollektoren auf den Dächern wird im Erdspeicher gespeichert und dient gemeinsam mit der Umgebundenergie aus den oberflächennahen Erdschichten als Wärmequelle zur Deckung des Gebäude-wärmebedarfs. Durch die solare Sole-Anhebung erreicht die Wärmepumpe eine Systemjahresarbeitszahl von 6,0. (Bundesverband Wärmepumpe e.V., 2017)

Eine weiteres Beispiel für eine systemische Anwendung von Solarthermie und Wärmepumpe in Hamburg-Harburg ist im Abschnitt Fallbeispiele unter H2 näher erläutert. Hier kommt als Speichertechnologie ein Eisspeicher zum Einsatz.

4. Multikodierte Flächennutzung

Ein Ansatz für die Lösung der in Kapitel E 3 dargestellten Flächenproblematik ist eine multikodierte Flächennutzung. Dieses Thema ist neben diesem Fachbericht auch im Info-Blatt Solare Wärmenetze Nr. 9 "Flächen einfach mehrfach nutzen: Wie Multi-codierung zur Lösung der Solarthermie-Flächenkonflikte beiträgt" aufgearbeitet.

Die bei Wärmenetzlösungen von Wohnquartieren bereits heute vorherrschende Installation der Kollektoranlagen auf den Gebäudedächern stellt bereits eine Doppelnutzung der vorhandenen Flächen dar. Für kleinere Anlagen kann die Integration der Kollektoren in die Dachebene eine sinnvolle Option sein. Der Kollektor übernimmt dabei gleichzeitig auch die primäre Funktion der Dachhaut. Es können hier auch bauästhetisch ansprechende Lösungen gefunden werden. Ein Beispiel für eine solche Lösung zeigt Abbildung 21.

Abbildung 21: Dachintegrierte Solarkollektoranlage (Foto: STEG Hamburg GmbH)

Bei größeren Anlagen – insbesondere im Fall von Neubauvorhaben – bietet sich im Fall von Schrägdächen die Verwendung von vorgefertigten großflächigen Kollektoren an, die nicht in das Dach integriert werden, sondern die gesamte Dachfunktion als Gebäudebauteil komplett übernehmen. Ein solches „Solar Roof“ bei einer Reihenhaus-Anlage in Hamburg ist in Abbildung 22 zu sehen.

Abbildung 22: Solarkollektoranlage als „Solar-Roof“ in Hamburg (Foto: Hamburg Institut)

Bei den heute im Neubau von Mietwohngebäuden vorherrschenden Flachdächern können großflächige Kollektoranlagen über eine Aufständerung aus mit einem Traggerüst aus Metallprofilen installiert werden, die einerseits die statischen Lasten berücksichtigen und andererseits die Kollektorflächen für eine optimierten

Solarertrag nach der Sonneneinstrahlung ausrichten. Ein Beispiel für eine derartige Installation findet sich in Abbildung 23.

Abbildung 23: Kollektoranlage mit Flachdachaufständerung in Berlin (Foto: Hamburg Institut)

Neben der Nutzung von Gebäudedächern sind weitere Optionen zur Installation der Kollektorflächen möglich, wie etwa die Nutzung von Gebäudefassaden, die Überdachung von Parkplätzen oder die Nutzung von Nachbarschafts-Gewächshäusern.

In Gebäudefassaden integrierte Solarkollektoranlagen sind bereits in verschiedenen Prohjekten umgesetzt worden. Gegenüber der heute üblichen Nutzung von Dachflächen ist jedoch diese Installationsart in der Praxis mit verschiedenen Herausforderungen verbunden.

Zusammenhängende opake Fassadenflächen, die in südlicher Richtung ausgerichtet sind, finden sich eher selten. Dazu kommt, dass bei einer vertikalen Installation der Kollektorflächen der solare Energieertrag deutlich geringer ausfällt als bei einer optimalen zu Sonne geneigten Ausrichtung. Ferner sind auch die bau- und sicherheitstechnischen Anforderungen bei Einsatz von verglasten Kollektoren in der Fassade nicht unerheblich.

Bislang noch wenig genutzt wird die Option der Installation von großflächigen Solaranlagen vor einer vorhandenen opaken Fassade auf einem eigenen Traggerüst. Hier sind keine Einschränkungen aus der Gebäudestatik vorhanden und es sind keine Dachdurchdringungen erforderlich. Zudem können die Kollektoren (anders als bei der fassadenintegrierten Lösung) in einem geigneten Neigungswinkel zur Sonne hin installiert werden.

Eine derartige Installation könnte auch bei Nebengebäuden erfolgen. Abbildung 24 zeigt die Installation einer solchen Anlage mit 210 m² Kollektorfläche an einem Gewächshaus in den Niederlanden.

Abbildung 24: Installation einer Kollektoranlage auf Traggerüst vor einer Fassade (Foto: GREENoneTEC/HRsolar)

Eine Option zur Installation ist die Überdachung von Parkplätzen

Eine ebenfalls noch wenig genutzte Option ist die Überbauung von Parkplätzen mit Solarkollektoranlagen. Diese Option könnte vor allem bei einer Quartiersversorgung zum Einsatz kommen. Abbildung 25 zeigt eine Kollektoralange in Neckarsulm, die auf einem Traggerüst oberhalb von Parkflächen angeordnet ist.

Abbildung 25: Überdachung einer Parkplatzanlage mit Solarthermie in Neckarsulm (Foto: Solites)

Auch bei der Freiflächenmontage von Kollektoren kommt eine multifunktionale Flächennutzung in Betracht, die auch die Akzeptanz der Flächenbereitstellung befördern kann. So kann beispielsweise die energetische Nutzung mit einer landwirtschaftlichen Nutzung der Fläche kombiniert werden. Bereits heute wird bei zahlreichen Anlagen in Dänemark die Freiflächensolarthermie mit Beweidung der Freiflächen durch Schafe, Ziegen, Pferde oder Rinder realisiert. Gegenüber einer intensiven landwirtschaftlichen Nutzung ist diese Grünlandnutzung mit ökologischen Vorteilen verbunden.

Abbildung 26: Schafbeweidung im Kollektorfeld (Foto: Hamburg Institut)

Einen Schritt weiter geht das vom Hamburg Institut entwickelte Konzept der solaren Nachbarschafts-Gewächshäuser. Dieses Urban-Gardening-Konzept kombiniert die solare Wärmeerzeugung mit der Möglichkeit, gemeinschaftliche und nachhaltige Selbstversorgung mit frischen Lebensmitteln zu ermöglichen. Es kann so einen zusätzlichen Mehrwert für die Bürgerinnen und Bürger generieren und den Weg zur Errichtung der solarthermischen Anlagen ebnen.

Die Solarkollektoren werden in diesem Konzept bautechnisch mit eigens dafür konstruierten Gewächshäusern verknüpft. Neben der solarthermisch erzeugten Wärme bietet es einen weiteren Mehrwert, indem Nachbarschaften zur nachhaltigen Nahrungsmittelproduktion aktiviert werden und der gesellschaftliche Zusammenhalt in urbanen Räumen gestärkt wird. Treibhausgasemissionen werden somit bei diesem Konzept nicht nur bei der Energie-, sondern auch bei der Lebensmittelproduktion eingespart.

Abbildung 27: Solare Nachbarschaft-Gewächshäuser (© Hamburg Institut, Visualisierung bloomimages)

Das Nachbarschafts-Gewächshaus kombiniert Solarthermie mit urban gardening

Das Nachbarschafts-Gewächshaus zielt nicht primär auf eine Maximierung der professionellen Lebensmittelproduktion, sondern auf eine kostengünstige Produktion von erneuerbarer Wärme bei gleichzeitiger Möglichkeit der Umsetzung von Urban Gardening. Es sollen daher in Serie produzierte, kostengünstige Solarkollektoren zum Einsatz kommen. Die geringere Gewächshaus-Nutzfläche und die leicht erhöhte Verschattung sind für den nicht gewerblichen Gewächshausbetrieb irrelevant. Die Gewächshäuser selbst werden nicht beheizt.

Gegenüber einer üblichen Freiflächenmontage können bei Verwendung der Solar-Gewächshäuser weniger Quadratmeter Kollektorfläche je Landfläche errichtet werden. Hier ist mit einer Einbuße von etwa 15-20 % zu rechnen. Zudem ist die Montageart kostenaufwändiger. Dem gegenüber stehen mögliche Pachteinnahmen für die landwirtschaftliche Nutzung und die höhere Akzeptanz bei der Flächenbereitstellung.

Das Konzept könnte insbesondere für Wohnquartiere in Stadtrandlage Anwendung finden, wo für die Mietenden ein Angebot für gemeinschaftliches Urban Gardening geschaffen werden soll. Dies könnte auch den sozialen Zusammenhalt im Quartier befördern. Eine Umsetzung der Projektidee ist bisher noch nicht erfolgt.

G Organisatorische und rechtliche Lösungsansätze

1. Wärmenetze in eigener Verantwortung der Wohnungswirtschaft

Bereits heute werden viele Wärmenetze zur Versorgung von Wohnquartieren von den Wohnungsunternehmen selbst in eigener Verantwortung betrieben. Die genaue Anzahl dieser Wärmenetze kann derzeit nur geschätzt werden, das bisher keine gesicherten statistischen Daten dazu vorliegen.

Nach einer projekt-internen Abfrage existieren zahlreiche eigene Wärmenetze in der Wohnungswirtschaft

Im Rahmen des Projektes wurde im Jahr 2018 über den GdW Gesamtverband der Wohnungswirtschaft eine freiwillige Umfrage unter den Mitgliedsunternehmen durchgeführt, um die Anzahl der Wärmenetze in der Wohnungswirtschaft abzuschätzen. Die Umfrage wurde an etwa 300 Unternehmen gerichtet, dies umfasst etwa 10 % der im Verband organisierten Unternehmen. Auf die Umfrage haben 130 Unternehmen geantwortet. Dies entspricht einer Rücklaufquote von 43 %.

Im Ergebnis betreiben von den 130 Unternehmen, die auf die Umfrage geantwortet haben, insgesamt 30 Wohnungsunternehmen eigene Wärmenetze. Dies entspricht einer Quote von 23 %. Die Anzahl der von diesen 30 Unternehmen betriebenen Wärmenetze liegt bei etwa 500. Diese Wärmenetze versorgen etwa 90.000 Wohnungen mit Wärmeabgabe von insgesamt etwa 700 GWh pro Jahr. Die durchschnittliche Wärmeabgabe je Netz liegt (mit großen Schwankungen) bei 1.400 GWh jährlich.

Vermutlich betreibt die Wohnungswirtschaft mehr als 3.000 Quartiers-Wärmenetze

Aus diesen Daten wird deutlich, dass der Marktanteil der von der Wohnungswirtschaft in eigener Verantwortung betriebenen Wärmenetze nicht unerheblich ist. Hochgerechnet auf des gesamten Wohnungsbestand der im GdW organisierten Unternehmen dürften nach konserativen Schätzungen mehr als 3.000 Quartiers-Wärmenetze vorhanden sein und eine jährlichen Wärmebedarf von 5-10 TWh abdecken.

Wenn die Wohnungsunternehmen Quartierswärmenetze in eigener Verantwortung betreiben, können sie direkt Einfluss auf den Erzeugungsmix nehmen und besitzen auch die Kontrolle über die Wärmepreise. Beispiele für Quartiers-Wärmenetze, die von den Wohnungsunternehmen in eigener Verantwortung betrieben werden, finden sich unter den Fallbeispielen im Abschnitt H (z.B. Rostock oder Hamburg-Harburg.)

Bei eigenen Wärme-netzen der Wohnungs-wirtschaft greift die Wärmelieferverordnung nicht

Auch eine Umrüstung von dezentraler Versorgung auf eine gemeinschaftliche Wärmeversorgung über ein Quartiersnetz, das das Wohnungsunternehmen in eigener verantwortung betreibt, ist möglich. In diesem Fall greifen die in Kapitel E2 beschriebenen rechtlichen Hemmnisse aus der Wärmelieferverordnung und dem § 556c BGB nicht. Ein wichtiges Merkmal des § 556c BGB ist, dass der Vermieter das Heizsystem von einer Eigenversorgung auf eine Wärmelieferung durch Dritte umstellt. Dies ist nicht der Fall, wenn die Wärmelieferung nach der Umstellung weiterhin durch den Vermieter selbst erfolgt. Die in der Verordnung fixierte Warmmietenneutralität für die Mietenden bei der Umstellung muss also in diesem Fall nicht eingehalten werden.

Mit der neu eingeführten Bundesförderung effiziente Gebäude (siehe Kapitel C 4) wird die Rolle von Quartiers-Wärmenetzen in der Wohnungswirtschaft gestärkt. Hier heißt es:

Die neue BEG-Förderung stärkt die Rolle der Quartiers-Wärmenetze

„Gefördert wird die Errichtung oder Erweiterung eines nicht-öffentlichen Wärmenetzes („Gebäudenetz“) zur ausschließlichen Eigenversorgung von mindestens zwei Gebäuden auf einem Grundstück oder mehreren Gebäuden eines Eigentümers, bestehend aus folgenden Komponenten: Wärmeerzeugung, gegebenenfalls Wärmespeicherung, Wärmeverteilung, Steuer-, Mess- und Regelungstechnik, sowie Wärmeübergabestationen. Förderfähig ist das Gebäudenetz sowie sämtliche seiner Komponenten einschließlich der Kosten der Installation, Inbetriebnahme und notwendiger Umfeldmaßnahmen (z. B. Baustelleneinrichtung, Deinstallation und Entsorgung von Altanlagen in den Gebäuden, Optimierung des Heizungsverteilsystems in den Gebäuden) wenn es die in der Anlage zu dieser Richtlinie festgelegten technischen Mindestanforderungen erfüllt, insbesondere die Wärmeerzeugung mit der das Gebäudenetz gespeist wird zu mindestens 25 Prozent durch erneuerbare Energien erfolgt und kein Öl als Brennstoff eingesetzt wird.“[24]

Auch in Verbindung mit der systemischen Förderung nach den neuen Energieeffizienzklassen KfW 55-EE und KfW 40-EE können Quartiers-Wärmenetze einen entscheidenden Beitrag leisten. Die hier erforderlichen Quoten der Anteile an erneuerbaren Energien von 25 bzw. 55 % können über Quartiers-Wärmenetze deutlich einfacher erreichet werden als bei großen städtischen Fernwärmenetzen.

2. Contracting und Betreibermodelle

Aus organisatorischer Sicht können seitens der Wohnungsunternehmen auch verschiedene Contracting- oder Betreibermodelle zum Zug kommen. Während konventionelle Wärme-Contracting Lösungen etwa über Kesselanlagen und KWK durchaus etabliert sind, trifft dies für Contracting im Bereich der Solarthermie nicht zu.

Ein wesentliches Erfolgskriterium für die planmäßige Funktion der Anlage und damit auch für das Eintreten der gewünschten Energieeinsparung ist eine effektive Überwachung der Anlage. Ohne dieses Monitoring werden Ausfälle und Fehlfunktionen der Anlage nicht zeitnah erkannt, da in der Regel das konventionelle Heizungssystem die Wärmebereitstellung vollständig übernimmt.

Falls im Unternehmen selbst das erforderliche fachkundige Personal für diese Tätigkeiten nicht vorhanden ist, können derartige Aufgaben an Dritte ausgelagert werden. Art und Umfang der auszulagernden Aufgaben sind hierbei in einem weiten Spektrum möglich. Dieses reicht von einem Wartungs- und Optimierungsvertrag für die Anlage über die Betriebsführung bis hin zum Anlagen-Contracting, wo auch die Investitionen in die Anlage selbst an Dritte ausgelagert sind.

Ist das Wärmenetz im Besitz des Wohnungsunternehmens, kann die Versorgung auch ausgeschrieben werden

In einigen Fällen ist auch das Wärmenetz selbst im Besitz des Wohnungsunternehmens, während die Wärmeerzeugung und die Wärmeversorgung an die Mietenden vom Wohnungsunternehmen am Markt im Wettbewerb für eine befristete Laufzeit ausgeschrieben wird. Auf diese Weise kann das Wohnungsunternehmen über die Ausschreibung auch Ziele für den gewünschten

[24] https://www.bundesanzeiger.de/pub/de/amtliche-veroeffentlichung?1

Erzeugungsmix setzen und hat über die zu vereinbarenden Preisgleitklauseln einen indirekten Einfluß auf die Wärmepreise der Mietenden.

Grundsätzlich ist es auch möglich, Errichtung und Betrieb der Anlage komplett einem fachkundigen Dritten (Contractor) zu überlassen, der die Anlageninvestition dann über die Wärmeerlöse refinanziert. In diesem Fall erfolgen notwendigen Schritte zur Bereitstellung solarer Wärme durch den Contractor.

In der Praxis kommt für die Bereitstellung solarer Wärme unter den üblichen Contracting-Varianten insbesondere das Energieliefer-Contracting in Betracht. Dies umfasst die Planung, Finanzierung, Errichtung, Betriebsführung und Instandhaltung der Anlage durch den Contractor.

Das Betriebsrisiko ist auf den Contractor ausgelagert

Im Vergleich zur eigenen Investition durch das Wohnungsunternehmen liegt ein wesentlicher Vorteil des solaren Wärme-Contractings in der Minimierung des technischen und finanziellen Risikos. Das Betriebsrisiko ist auf den Contractor ausgelagert. Aus diesem Grund hat der Contractor auch ein hohes Interesse am effizienten Betrieb der Anlage, denn mit jeder erzeugten und verkauften Kilowattstunde Wärme steigen Umsatz und Erlös.

Die Kalkulation des Wärmepreises durch den Contractor muss so erfolgen, dass die Investition sowie die geplanten Gewinnmargen über die Laufzeit des Projektes über die kundenseitigen Erlöse gedeckt werden können. Gleichzeitig wird der Contractingvertrag nur dann zustande kommen, wenn der Wärmepreis für das Wohnungsunternehmen von der Höhe her angemessen ist. (Heinzen & Zaß, 2014)

Die WärmelieferV ist bei Contracting einzuhalten

Bei einer Umstellung von vormals dezentraler Eigenversorgung der Gebäude auf eine Wärmelieferung durch den Contractor sind darüber hinaus die Anforderungen der Wärmelieferverordnung einzuhalten (siehe auch Kapitel D2.4).

Bei der Vertragsgestaltung für ein solarthermisches Wärme-Contracting müssen einige Besonderheiten berücksichtigt werden, die sich von einem herkömmlichen Wärme-Contracting unterscheiden:

- Das solare Wärme-Contracting deckt in der Regel nur einen Teil des benötigten Wärmebedarfs ab. Eine zusätzliche Heizanlage ist parallel immer notwendig. Hier muss festgelegt werden, ob auch die konventionelle Heizanlage über einen Contracting-Vertrag abgedeckt sein soll.
- Über das solare Wärme-Contracting steht keine gesicherte Leistung zur Verfügung. Der Contractor liefert Wärme „nach Können und Vermögen“, denn die Wärmelieferung ist abhängig von der solaren Einstrahlung. Dies sollte im Vertrag entsprechend berücksichtigt werden.
- Gleichzeitig sollte im Vertrag eine vorrangige Abnahme der solaren vor der konventionellen Wärme festgeschrieben werden. Das Geschäftsmodell des solaren Wärme-Contractings erfordert eine möglichst effiziente Nutzung der solarthermische Wärme zu den Zeiten, in denen diese zur Verfügung steht.
- Auch die Laufzeit des Contracting-Vertrages sollte an die besonderen Bedingungen angepasst werden. Nach AVBFernwärmeV (siehe Kapitel D2.5) ist die Vertragslaufzeit eines Wärmelieferungsvertrages im Normalfall auf höchstens 10 Jahre beschränkt. Die spezielle Kostenstruktur bei solarthermischen Anlagen (hohe Investition, jedoch geringe bis vernachlässigbare Betriebskosten) erfordert eine längere Vertragslaufzeit zur Refinanzierung. Diese sollte sich an der technischen Lebensdauer der Anlagen orientieren (25 Jahre). Im gemeinsamen Einvernehmen zwischen Contractor und Wohnungs-

unternehmen können längere Vertragslaufzeiten vereinbart werden, als in der AVBFernwärmeV vorgesehen.

- Schließlich sollten im Vertrag auch die Zutrittsrechte des Contractors zu den Anlagen geregelt werden, sowie eine möglichst genaue Definition der eigentumsrechtlichen Schnittstellen. Bei der Installation von Kollektoranlagen betrifft dies beispielsweise auch haftungsrechtliche Fragen bei nachträglichen Durchdringungen der Dachhaut.

Die Anzahl der bisher realisierten Contracting-Projekte ist gering

Das Marktpotenzial für solarthermisches Wärme-Contracting wurde in einer Strategie-Studie des Bundesverbandes Solarwirtschaft aus dem Jahr 2012 als hoch eingschätzt, insbesondere im Bereich Gewerbe und Industrie (BSW Bundesverband Solarwirtschaft e.V., 2012). Tatsächlich ist die Anzahl der bisher realisierten Contracting-Projekte im Bereich Solarwärme jedoch sehr gering.

Im Kapitel der Fallbeispiele ist unter H9 ein Projekt in Graz dargestellt, das über Contracting umgesetzt wurde.

3. Warmmieten-Modelle

Wie bereits in Kapitel E5 ausgeführt, stellt das bekannte „Investor-Nutzer-Dilemma“ ein Hemmnis gegenüber einer Investition in eine solarthermische Anlage zur Wärmeerzeugung dar. Im Regelfall trägt das Wohnungsunternehmen die Investition, während die Kosteneinsparungen auf der Seite der Mietenden liegen.

Auch wenn nach den Regelungen im BGB eine angemessene finanzielle Beteiligung der Mietenden über die Modernisierungsumlage für die Investition in Solarthermie grundsätzlich möglich ist, kann dieses Instrument auch vor dem Hintergrund hoher Mietpreise in der Praxis nicht immer am Markt umgesetzt werden. (BSW Bundesverband Solarwirtschaft e.V., 2007)

Warmmieten-Modelle können das Investor-Nutzer-Dilemma auflösen

Um dieses Hemmnis auszuräumen, könnten Warmmieten-Modelle eine gangbare Lösung sein. Im Warmmieten-Modell profitieren sowohl Wohnungsunternehmen als auch Mietende von einer energetischen Modernisierung der Gebäude oder einer Umstellung auf erneuerbare Energien. Derartige Modelle sehen vor, dass die Wohnungsunternehmen mit den Mietenden einen monatlichen Preis vereinbaren, in dem die sowohl die Kosten für die Miete als auch die Wärmeversorgung bereits enthalten sind.

Eine Weiterentwicklung dieses Modells wird in einem aktuellen Gutachten von Agoare Energiewende und Universität Kassel „Wie passen Mieterschutz und Klimaschutz unter einen Hut?“ vorgeschlagen. (Agora Energiewende und Universität Kassel, 2020)

Nach diesem Modell mit „Temperatur-Feedback“ wird wird mit den Mietenden neben der Vereinbarung der monatlichen Warmmiete gleichzeitig eine Vereinbarung über die Raumtemperatur getroffen, deren Einhaltung in der Heizperiode garantiert wird. Über eine kalibrierte Messung der Raumtemperatur bei normalem Heizverhalten wird daraufhin ein Referenzbedarf ermittelt.

Liegt der tatsächliche Verbrauch der Mietenden während der Heizperiode höher als der Referenzwert, ist eine Nachzahlung erforderlich. Ist der Verbrauch durch energiesparendes Verhalten geringer, bekommen sie eine Rückzahlung.

Im Rahmen einer energetischen Modernisierung der Wohnung wird der Referenzverbrauch gesenkt, da weniger Energie erforderlich ist, um vereinbarte Mindest-

Temperatur zu erreichen. Der Preis für die vereinbarte Raumtemperatur bleibt hingegen gleich. Somit profitiert der Vermieter von den gesparten Heizkosten und kann damit auch die erforderlichen Investitionskosten refinanzieren.

Durch die Ermittlung der realen Verbräuche gegenüber dem Referenzbedarf mit Rück- und Nachzahlung ist das Energiesparen weiterhin im Interesse der Mietenden. Damit werden auch die Wohnungsunternehmen vor verschwenderischem Heizverhalten mit offenem Fenster geschützt.

In Schweden hat sich das Warmmieten-Modell bewährt

Das Warmmieten-Modell wird in Schweden bereits seit 2000 angewendet und hat dort in Kombination mit der dortigen CO_2-Bepreisung zu erheblichen Minderungen der durch Wärmeverbrauch in Mietgebäuden induzierten CO_2-Emissionen geführt. (Agora Energiewende und Universität Kassel, 2020)

Die rechtlichen Voraussetzungen für eine Anwendung des Modells in Deutschland vor dem Hintergrund der Europäischen Effizienzrichtlinie wurden in einem weiteren Gutachten aufgearbeitet. (Becker Büttner Held, 2020)

Ein Beispiel für die Anwendung eines Warmmieten-Modells mit Berücksichtigung von Wärme aus Solarthermieanlagen findet sich bei den Fallbeispielen im Abschnitt H. Bei dem Projekt in Cottbus-Sandow (H8) sind alle Wärmekosten einschließlich der Solarwärme in der Miete inkludiert.

4. Bivalente Netzversorgung mit Solarthermie

Eine bivalente Wärmeversorgung ist bei der Nutzung von Solarthermie üblich. Neben der Kollektoranlagen, die nur bei Sonneneinstrahlung Energie liefert, ist im Regelfall eine weitere Heizanlage installiert, die die Wärmeversorgung zu jeder Zeit sicherstellt.

Falls jedoch ein Wohnquartier über Fernwärme versorgt wird, ist eine zusätzliche Installation von Solarkollektoranlagen eher unüblich, wenngleich diese durch die Regelung in der AVBFernwärmeV vorgesehen ist.

In § 3 AVBFernwärmeV heißt es: *Das Fernwärmeversorgungsunternehmen hat dem Kunden im Rahmen des wirtschaftlich Zumutbaren die Möglichkeit einzuräumen, den Bezug auf den von ihm gewünschten Verbrauchszweck oder auf einen Teilbedarf zu beschränken. Der Kunde ist verpflichtet, seinen Wärmebedarf im vereinbarten Umfange aus dem Verteilungsnetz des Fernwärmeversorgungsunternehmens zu decken. Er ist berechtigt, Vertragsanpassung zu verlangen, soweit er den Wärmebedarf unter Nutzung regenerativer Energiequellen decken will; Holz ist eine regenerative Energiequelle im Sinne dieser Bestimmung.*

Eine Installation von Solarkollektoren auf den mit Fernwärme versorgten Gebäude zur (teilweisen) Deckung des Gebäudewärmebedarf ist damit zulässig. Das Wohnungsunternehmen kann in diesem Fall nach § 3 AVBFernwärmeV eine Vertragsanpassung verlangen.

Eine weitere mögliche Option stellt der Aufbau einer eigenen netzgebundenen Wärmeversorgung mit Solarwärme durch das Wohnungsunternehmen als zusätzliche Wärmequelle innerhalb des fernwärmeversorgten Quartiers dar. Die Solarwärme würde in diesem Fall wie bei der gebäudebezogenen Installation einen Teil des Wärmebedarfs abdecken, der Rest erfolgt über die Fernwärmeversorgung.

Ist ein eigenes Solarwärmenetz trotz Fernwärme-Zwang möglich?

Im nachfolgenden Beispiel wird diese Option aus rechtlicher Perspektive anhand eines konkreten Falls analysiert. Hierbei wird auch der als konservativ anzunehmende Fall betrachtet, in dem das versorgte Wohnquartier innerhalb eines Fernwärmegebietes mit Anschluß- und Benutzungszwang auf der Grundlage einer kommunalen Satzung liegt. Im Beispiel handelt es sich um die Stadt Halberstadt in Sachsen-Anhalt.

Ausgangsfragen:

- Inwieweit könnte eine Wohnungsgesellschaft, die über Fernwärme versorgt wird, eigene Solaranlagen installieren (nicht nur auf den Dächern, sondern über ein von der Wohnungsgesellschaft errichtetes „Solarnetz“ für ein Quartier) und damit einen Teil der gelieferten Fernwärme gemäß §3 AVBFernwärmeV durch eigene EE-Versorgung ersetzen?
- Könnte der Fernwärmeversorger als Reaktion den Leistungspreis gegenüber dem Arbeitspreis stark erhöhen?
- Wie wirkt sich der Anschluss- und Benutzungszwang einer kommunalen Satzung auf die Ersetzungsmöglichkeit aus?

Grundsätzliche Bewertung nach AVBFernwärmeV:

<u>Anschlussleistung</u>

Die AVBFernwärmeV enthält in ihrem § 3 Satz 2 die Pflicht des Kunden, seinen Wärmebedarf während der Vertragslaufzeit im vereinbarten Umfang aus dem Netz des Lieferanten zu decken. Nur bei Vertragsschluss hat der Lieferant dem Kunden nach § 3 Satz 1 im Rahmen des wirtschaftlich Zumutbaren die Möglichkeit einzuräumen, den Bezug auf den von ihm gewünschten Verbrauchszweck oder auf einen Teilbedarf zu beschränken.

Diese Regelungen dienen der längerfristigen Kalkulierbarkeit der Investitionskosten des Lieferanten. Der Lieferant übernimmt in der Regel sämtliche für die Belieferung des Kunden und die Herstellung des Kundenanschlusses nötigen Investitionen. Hierfür stellt er dem Kunden in der Regel zusätzlich zu dem rein verbrauchsabhängigen Preis (Arbeitspreis) einen Preis zur Abgeltung der Anlagenvorhaltung in Rechnung (Grundpreis).

Die Vorhaltekosten bestimmen sich allgemein im Wesentlichen nach der vor Vertragsbeginn entsprechend dem Kundenbedarf bestimmten Dimensionierung der zu errichtenden Anlagen für Erzeugung und Transport. Die bestimmten Bedarfe fließen in die Kalkulation des Lieferanten ein und werden als Abrechnungsgrundlage Vertragsbestandteil.

Keine Verpflichtung des Versorgers auf Leistungsanpassung während der Vertragslaufzeit

Eine Verpflichtung des Lieferanten, auf Wunsch des Kunden während der Vertragslaufzeit die Anschlussleistung und damit einhergehend den Grundpreis abzusenken, gibt es nicht. Der Lieferant muss nach der Rechtsprechung zwar eine nachträgliche Verminderung der abgenommenen Wärmemenge hinnehmen, die sich etwa infolge von Maßnahmen des Kunden zur Gebäudedämmung ergibt. Eine nachträgliche Reduzierung von Anschlussleistung und Grundpreis wird angesichts der

zum Zeitpunkt des Vertragsschlusses auf Basis der Bedarfe und Investitionskosten erfolgten Kalkulation hingegen als wirtschaftlich unzumutbar angesehen.[25]

Abnahmeleistung

Anspruch des Kunden auf anteilige Deckung des Wärmebedarfs durch erneuerbare Energien

Anders als im Falle der Reduktion der Anschlussleistung gibt es im Bereich der Reduktion der Abnahmeleistung den klar geregelten Fall, dass der Kunde trotz der grundsätzlichen Bedarfsdeckungspflicht während der Vertragslaufzeit berechtigt ist, seinen Wärmebedarf unter Nutzung regenerativer Energiequellen zu decken und er insoweit einen Anspruch auf Vertragsanpassung hat, § 3 Satz 3 AVBFernwärmeV.

Nach der amtlichen Begründung soll durch die Regelung sichergestellt werden, dass der Einsatz anderer energiesparender Technologien wie Wärmepumpen oder Solarkollektoren nicht behindert wird durch die langfristige Bindung an die Fernwärme.[26] In diesen Fällen hat der Lieferant eine aus der Reduktion der Abnahmemenge resultierende Einbuße grundsätzlich hinzunehmen.

Eine Pflicht zur entsprechenden Absenkung von Anschlussleistung und Grundpreis gibt es allerdings auch in diesen Fällen nicht.[27] Denn auch hier greift zur Begründung, dass Anschlussleistung und Grundpreis zum Zeitpunkt des Vertragsschlusses kalkuliert und bestimmt sind und spätere Änderungen dem Lieferanten wirtschaftlich unzumutbar sind (s.o.). Die wirtschaftliche Zumutbarkeit dürfte den Lieferanten allerdings in Grenzfällen zu einer angemessenen Erhöhung des Arbeitspreises pro Abrechnungseinheit berechtigen, nämlich dann, wenn die gelieferte Restmenge wegen zu geringer Anlagenauslastung zu dem vereinbarten Arbeitspreis nicht mehr wirtschaftlich erzeugt werden kann.[28]

Eine Beschränkung der EE-Eigenversorgungsbefugnis, etwa bezüglich der Größe der zur Eigenversorgung eingesetzten EE-Anlage oder bezogen auf einen maximal zulässigen Ersetzungsanteil, ergibt sich aus dem Wortlaut der Vorschrift nicht.[29]

Die Wörter „unter Nutzung“ sind hier nicht dahingehend zu verstehen, dass die regenerative Energiequelle nur neben die Fernwärme treten dürfen soll, anderenfalls die Wörter „durch Nutzung“ gewählt worden wären. Die Wörter „unter Nutzung“ sind hier im Zusammenhang mit dem Wort „soweit“ zu lesen und verdeutlichen damit, dass der Vertragsanpassungsanspruch des Kunden soweit reicht, wie er seinen Wärmebedarf unter Nutzung regenerativer Quellen decken will, sich der Anspruchsumfang hier also nach dem Ersetzungswillen des Kunden richtet und eine vollständige Ersetzung dem Wortsinn nach nicht ausschließt.

Eine mengenmäßige Begrenzung lässt sich angesichts der Zielsetzung der Regelung, keine Hindernisse für den Einsatz erneuerbarer Energien in der Wärmeversorgung zu errichten, auch nicht aus dem Sinn und Zweck der Vorschrift herauslesen.

---

[25] Hack, Energie-Contracting, 3. Auflage 2015, S. 59.

[26] Amtlicher Begründungstext abgedruckt in Danner/Theobald, Energierecht, Stand: 74 EL 2012, IV G AVBFernwärmeV-Begründung zu § 3.

[27] Hack, Energie-Contracting, 3. Auflage 2015, S. 61.

[28] Hack, Energie-Contracting, 3. Auflage 2015, S. 61.

[29] Anders: LG Wiesbaden, Urteil vom 29.07.2008, 1 O 306/07.

§ 3 Satz 3 AVBFernwärmeV und Anschluss- und Benutzungszwang

Soweit in einem Gebiet ein öffentlich-rechtlicher Anschluss- und Benutzungszwang besteht, so richtet sich das Ob des Vertragsanpassungsanspruchs des Kunden nach den Bestimmungen der den Anschluss- und Benutzungszwang begründenden Satzung.[30] Für die Ausgangsfragen ist daher die Klimasatzung der Stadt Halberstadt zur öffentlichen Bereitstellung von Wärme zu betrachten.[31]

Nach dieser Satzung dient die Fernwärmeversorgung in Umsetzung des Klimaschutzprogrammes 2020 des Landes Sachsen-Anhalt sowohl dem Schutz der Luft vor verunreinigenden Schadstoffen als auch dem Schutz des Klimas vor klimaschädlichen Treibhausgasen (§ 1 der Satzung). Hierzu soll durch Einsatz hocheffizienter Kraft-Wärme Kopplung und durch Verwirklichung eines möglichst hohen Versorgungsgrads ein Beitrag geleistet werden. Jeder Eigentümer eines im Satzungsgebiet liegenden Grundstücks, für das Wärmebedarf besteht, ist nach der Satzung grundsätzlich verpflichtet, sein Grundstück an die Fernwärmeversorgung anschließen zu lassen und seinen Wärmebedarf aus der durch die Fernwärmeversorgung bereitgestellten Wärme zu decken.

Nach § 10 Absatz 1 Nr. 1 der Satzung wird auf Antrag vollständige oder teilweise Befreiung vom Anschluss- und Benutzungszwang dann erteilt, wenn der Verpflichtete durch den Betrieb einer eigenen Wärmeerzeugungsanlage die Ziele der Satzung genauso gut erfüllen kann. § 10 Absatz 2 bestimmt, dass solarthermische Wärmeerzeugungsanlagen für die von ihnen erzeugte Wärmemenge die Ziele der Satzung erfüllen. Zusätzlich fordert die Satzung, dass die eigene Wärmeversorgungsanlage den Wärmebedarf des Verpflichteten vollständig deckt und der Antrag auf Befreiung innerhalb eines Monats nach Aufforderung zum Anschluss an die Fernwärmeversorgung zu stellen ist.

Dem Wortlaut nach wäre eine anfängliche Teilersetzung oder später als einen Monat nach Aufforderung beantragte Ersetzung oder Teilersetzung der Fernwärmeversorgung durch regenerative Eigenversorgung nicht möglich. Dem Zweck der Satzung nach mit Blick auf Klimaschutz und Luftreinhaltung sollte auch für dieses Fälle eine (Teil-)Befreiung möglich sein. Hierfür spricht nicht nur der Satzungszweck selbst sondern auch der Gedanke des § 3 Satz 3 AVBFernwärmeV in Verbindung mit § 35 Absatz 1 AVBFernwärmeV. Danach soll auch in öffentlich-rechtlichen Versorgungsverhältnissen dem Kunden im Interesse der Energieeinsparung die teilweise Nutzung regenerativer Energiequellen nicht verwehrt werden. Das soll auch bei Anschluss- und Benutzungszwang gelten.[32]

Die Satzung ist in ihrer ursprünglichen Form gestützt auf § 8 Nr. 2und § 44 Absatz 3 Nr. 2 der Gemeindeordnung für das Land Sachsen-Anhalt in Verbindung mit § 16 EEWärmeG, der es Gemeinden ermöglicht, auch zum Zwecke des Klima- und Ressourcenschutzes von ihren landesrechtlichen Ermächtigung zur Begründung eines Anschluss- und Benutzungszwangs gebrauch zu machen.

In der Zusammenschau mit dem Gesetzeszweck des EEWärmeG, im Interesse des Klima- und Ressourcenschutzes und zur Verringerung der Abhängigkeit von

---

[30] Wollschläger in Danner/Theobald, Energierecht, Stand: 74 EL 2012, IV B5 § 3, Rn. 11.

[31] https://www.halberstadt.de/de/datei/anzeigen/id/41524,1032/2012_10_05_amtsblatt_nr_9.pdf.

[32] Amtlicher Begründungstext abgedruckt in Danner/Theobald, Energierecht, Stand: 74 EL 2012, IV G AVBFernwärmeV-Begründung zu § 35.

Energieimporten eine nachhaltige Energieversorgung zu ermöglichen, sollte die Satzung in ihrer konkreten Handhabung daher im Sinne ihrer Ermächtigungsgrundlage auch eine anfängliche oder spätere (Teil-)Befreiung ermöglichen. Hierfür spricht auf übergeordneter Ebene auch die Wertung der erneuerbaren Energien Richtlinie (EU) 2018/2001, nach deren Artikel 24 Absatz 2 und 3 die Mitgliedstaaten Kunden von Fernwärmesystemen zukünftig die Kündigung bzw. Änderung ihres Vertrages ermöglichen sollen, um selbst Wärme aus erneuerbaren Quellen zu produzieren, wenn es sich nicht um effiziente Fernwärmesysteme im Sinne der Richtlinie handelt oder solchen, die sich bis 2025 zu solchen entwickeln.

Effiziente Fernwärmesysteme definiert die Richtlinie in Verbindung mit Artikel 2 Nr. 41 der Richtlinie (EU) 2012/27 als Fernwärmenetze, die mindestens 50 % erneuerbare Energien, 50 % Abwärme, 75 % KWK-Wärme oder 50 % einer Kombination dieser Energien und dieser Wärme nutzen. Die Fernwärmeversorgung der Halberstadtwerke GmbH wird zu etwas mehr als 50 % aus Kraft-Wärme-Kopplung erzeugt unter Einsatz einer Biogasanlage und eines Blockheizkraftwerks und ist damit (noch) kein effizientes Fernwärmesystem im Sinne dieser Vorschrift.

Insgesamt ergibt sich damit, dass eine Teilersetzung des Fernwärmebedarfs durch erneuerbare Eigenerzeugung ohne Erhöhung des Grundpreises auch im Geltungsbereich der kommunalen Satzung mit Anschluss- und Benutzungszwang möglich sein sollte.

Die Option der Installation eines eigenen Solarwärmenetzes parallel zur dem vorhandenen Fernwärmenetz ist somit gegeben. Die Wirtschaftlichkeit der Maßnahme hängt hierbei auch ab von den vor Ort gültigen Fernwärmetarifen.

5. Geschäftsmodelle zur Netznutzung

Die Einspeisung von Wärme aus einer von Dritten betriebenen Anlage in ein Wärmenetz ist für Fernwärmeversorger grundsätzlich eine seit Jahren geübte Praxis. In vielen Städten wird die Wärme aus Müllverbrennungsanlagen in die örtlichen Wärmenetze eingespeist. Auch die Einspeisung industrieller Abwärme in bestehende Wärmenetze wird auf diese Art realisiert. (Sandrock, Maaß, & Schaeffer, 2015)

Jedoch ist das Zustandekommen einer solchen Wärmelieferung bisher rechtlich ungeregelt und basiert nur auf der Kooperationsbereitschaft der beteiligten Geschäftspartner. Soweit der Wärmeproduzent Wärme in ein von Dritten betriebenes Netz einspeist, hat er keinen Anspruch auf eine Abnahme der Wärme durch den Fernwärmeversorger oder auf eine angemessene Vergütung. Das deutsche Recht kennt somit im Wärmesektor keine Verpflichtungen von Wärmenetzbetreibern zur Abnahme und Vergütung von Wärme aus klimafreundlicher Produktion, wie es etwa das EEG im Stromsektor vorsieht.

Die Einspeisung von solaren Überschüssen in das Fernwärmenetz und damit die Nutzung des Wärmenetzes als Speicher stellt jedoch (wie bereits in Kapitel F2 dargelegt) eine interessante Option für die weitere Marktentwicklung im Bereich großflächiger Solarthermie dar.

Erfahrungen mit den technischen Anforderungen einer solchen dezentralen Einspeisung von Wärme in Fernwärmenetze wurden bereits anhand verschiedener Projekte gewonnen. Neben einigen Anlagen in Deutschland mit solarer Langzeitspeicherung aus dem Förderprogramm Solarthermie 2000 sind hier

insbesondere die Anlagen in Schweden mit Netzeinspeisung zu nennen (beispielsweise Gårdsten in Kapitel F2).

„Solares Netznutzungs-modell“ von Hansewerk Natur bereits 2011

Ein Vorreiterunternehmen bei der Entwicklung eines Geschäftsmodells für die Einspeisung von Solarwärme in das Netz durch Prosumer ist der Energieversorger Hansewerk Natur GmbH aus Hamburg. Das Unternehmen entwickelte im Jahr 2011 (damals firmierte das Unternehmen noch als e.on Hanse Wärme GmbH) ein „Solares Netznutzungsmodell“, das speziell auf die Wohnungswirtschaft als Geschäftspartner ausgerichtet war.

Im Modell war vorgesehen, dass Wohnungsunternehmen überschüssige Solarwärme in das Wärmenetz einspeisen, dort speichern und gegen ein angemessenes Entgelt zu einem späteren Zeitpunkt (Heizperiode) wieder entnehmen können. Die Wärmespeicherung im Netz sollte durch einen vorhandenen 4.500 m³ großen Saisonalspeicher unterstützt werden. Der Aufwand auf Seiten des Wärmeversorgers sollte der Aufwand durch ein pauschaliertes Systementgelt abgegolten werden, der Verrechnungspreis für eingespeiste und entnommene Wärme sollte gleich sein.

Auf Seiten des Wohnungsunternehmens konnte nach diesem Modell auf eine eigene Wärmespeicherung im Gebäude oder Quartier verzichtet werden, da das Wärmenetz des Versorgers diese Aufgabe übernehmen sollte. In der Nachschau gelang es jedoch nicht, die Wohnungsunternehmen für eine Teilnahme an diesem Projekt zu gewinnen. Es wurde lediglich eine 200 m² große Solarkollektoranlage auf einem eigenen Heizhaus des Unternehmens installiert, um die technischen Herausforderungen bei der dezentralen Einspeicherung der Solarwärme in der Praxis zu untersuchen.

Das Bilanzierungsmodell mit individueller Zuordnung von Wärmemengen erfüllt bisher nicht die gesetzlichen Anforderungen.

Ein wesentlicher Grund für die fehlende Nachfrage dürfte darin gelegen haben, dass nach dem damals geltenden Erneuerbare-Wärme-Gesetz (EEWärmeG) aus dem Jahr 2009 dieses Modell für die Einhaltung der gesetzlichen Anforderungen nicht geeignet war. Konkret konnten nach Auslegung des damaligen EEWärmeG mit einer Einspeisung von Solarwärme in ein größeres Wärmennetz, das über eine quartiersbezogene Gemeinschaftslösung hinaus geht, die Anforderungen der §§ 3 und 5 EEWärmeG nicht erfüllt werden. Insbesondere wurde auch die vom Energieversorger geplante Erfassung der eingespeisten Wärmemengen in einem eigenen Bilanzkreis und die Zuordnung dieser Wärmemengen auf den individuellen Primärenergiebedarf der netzversorgten Gebäude vom Gesetz nicht abgedeckt. Diese Situation hat sich auch mit dem nun geltenden Gebäudeenergiegesetz nicht geändert.

In den darauf folgenden Jahren hat der Energieversorger Hansewerk Natur dieses Modell weiter entwickelt und bietet es als sogenanntes „Hybridmodell“ vor allem gewerblichen Betreibern von BHKWs an. Auf diese Weise können die Unternehmen ihre BHKWs am eigenen Strombedarf orientiert fahren. Überschüssige Wärme wird in das Netz eingespeist und mit der Wärmeentnahme in der Heizperiode verrechnet. Nach (Marake, 2016) waren im Jahr 2016 bereits 12 derartige Projekte mit Betreibern von BHKWs realisiert, die als „Prosumer“ Wärme in das Wärmenetz einspeisen und wieder entnehmen.

In den letzten Jahren wurden in Deutschland etliche weitere Projekte mit dezentraler Einspeisung von Solarwärme in Fernwärmesysteme umgesetzt. Hiervon sind einige im Kapitel H näher dargestellt, wie etwa die Projekte in Frankfurt (H4), Düsseldorf (H5), Berlin (H7) und Hamburg (H6).

Woran es bisher fehlt, sind jedoch vor allem rechtlich abgesicherte Geschäftsmodelle zur Netznutzung, um die Solarwärme eigenständig bilanzieren und vermarkten zu können. Hieraus können sich monetäre Vorteile für die Wohnungswirtschaft, aber auch für den Fernwärmeversorger ergeben.

Es fehlt ein rechtlich abgesichertes Geschäftsmodell zur Netznutzung

Die Herausforderungen an Fernwärmeversorger und Wohnungsunternehmen in der Praxis macht Herr Andreas Reinholz vom Berliner Fernwärmeversorger BTB anhand des Projektes Berlin-Adlershof (H8) deutlich: „Wir stellen im Rahmen dieses Modellprojekts unser Fernwärmenetz quasi als Saisonalspeicher zur Verfügung: Die Mehrerträge der Solarthermieanlage im Sommer werden in unsere Fernwärmeleitungen eingespeist und der Hausgemeinschaft gutgeschrieben. Diese Menge an Fernwärme steht ihr dann im Herbst und Winter ohne Berechnung zu."

Für einen Einsatz im größeren Stil sei dieses Vergütungsmodell allerdings nicht geeignet und müsste dafür deutlich differenzierter ausgestaltet werden, betont Reinholz. „Hier wird praktisch der komplette Arbeitspreis vergütet, das ist als Versorger nicht wirtschaftlich darstellbar".

Zudem muss das Problem der Anrechnung auf die Primärenergiefaktoren des Netzes gelöst werden. Bisland werden bei den realisierten Projekten Einspeisungen aus den Solaranlagen bei der Primärenergiefaktor-Berechnung des vorgelagerten Netzes nicht angerechnet.

Zwar sind derzeit die hier in Rede stehenden Energiemengen noch gering und würden noch keine wesentliche Änderung des Gesamt-Primärenergiefaktors bewirken. Es scheint jedoch angezeigt, für diese noch im Pilotbetrieb laufenden Anlagenkonfigurationen einen rechtlich abgesicherten Rahmen zu schaffen, der auch für eine Marktausweitung geeignet ist.

Das Modell der Herkunftsnachweise für erneuerbare Fernwärme (siehe nächstes Kapitel) könnte für die Umsetzung derartiger Ansätze ein sehr hilfreiches Instrument darstellen.

6. Herkunftsnachweise und Bilanzierung von Wärme

Die Einführung von Herkunftsnachweisen für grüne Wärme und deren Bilanzierung kann neue Ansätze für eine Marktausweitung solarer Wärmenetze mit sich bringen. Insbesondere für Neubauvorhaben im Bereich der Wohnungswirtschaft könnte von Fernwärmeversorgern ein bilanziell 100 % grünes Fernwärmeprodukt auf der Basis von Herkunftsnachweisen angeboten werden, mit dem die gesetzlichen Anforderungen an die anteilige Versorgung mit erneuerbarer Wärme ermöglicht wird und gleichzeitig Anreize zum Bau der Anlagen gesetzt werden.

Mit einer gezielten Nachfrage nach grüner Fernwärme könnten Bauherren und Gebäudeeigentümer wichtige Impulse dafür geben, verstärkt Solarthermie und andere erneuerbare Energien in Fernwärmenetze zu integrieren. Aus Sicht der Wohnungswirtschaft werden bei Neubauvorhaben und im Gebäudebestand unterschiedliche Anforderungen an die Qualität und den Preis von Fernwärmeprodukten gestellt:

Die Wohnungswirtschaft stellt in Neubau und Bestand unterschiedliche Anforderungen an die Fernwärme

- Im Gebäudebestand ist für den Anschluß von bisher denzentral versorgten Gebäuden an eine leitungsgebundene Versorgung der Wärmepreis das wichtigste Kriterium. Nur mit einem vergleichsweise günstigen Wärmepreis können bei einer Versorgung durch Dritte die Anforderungen aus der WärmelieferV eingehalten werden (siehe Kapitel D2.4).

- Für den Neubau sind andere Kriterien wie der Primärenergiefaktor oder der Anteil erneuerbarer Energien des jeweiligen Wärmeproduktes maßgeblich, um die gesetzlichen Anforderungen (GEG) oder Förderkriterien (BEG) einhalten zu können. Der Wärmepreis kann hier grundsätzlich auch höher liegen, weil über die ökologischen Eigenschaften der Wärme attraktive Förderkonditionen erzielt und Investitionskosten in baulichen Wärmeschutz eingespart werden können.

Vor diesem Hintergrund wäre es sinnvoll, wenn Fernwärme mit bestimmten Eigenschaften (ökologische Qualität, Preis) anahnd von Herkunftsnachweisen gezielt einzelnen Gebäuden oder Quartieren zugeordnet werden könnte, um die jeweiligen spezifischen Anforderungen erfüllen zu können.

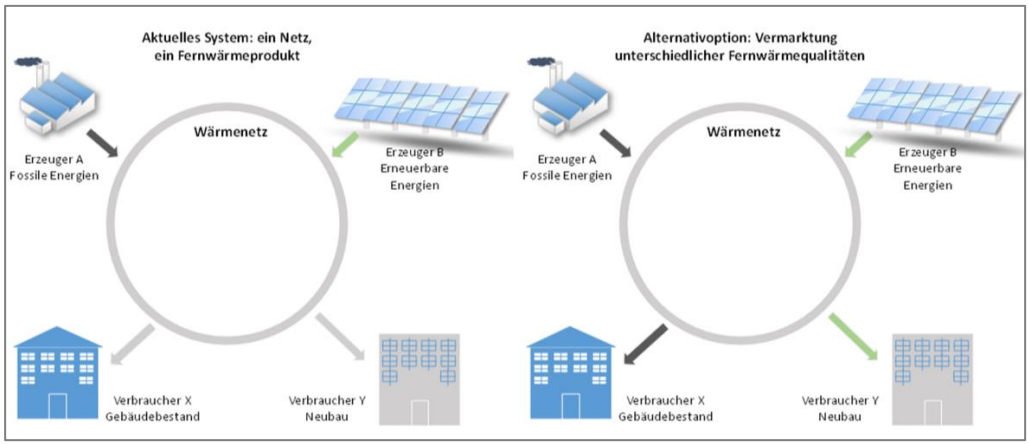

Abbildung 28: Funktionsweise von Wärme-Herkunftsnachweisen (Grafik: Hamburg Institut)

Das prinzipielle Vorgehen bei einer solchen Zurordnung von Wärme ist in Abbildung 28) dargestellt. Die Wärmemengen aus einer neu erstellten Anlage auf Basis erneuerbarer Energien werden über das Fernwärmenetz direkt einem Neubaugebäude zugeordnet.

Nach der derzeit üblichen Herangehensweise gilt jedoch für jedes Gebäude, das an ein Fernwärmenetz angeschlossen wird, ein einheitlicher für das gesamte Fernwärmenetz berechneter Primärenergiefaktor. Der Primärenergiefaktor wird als Mittelwert aus allen Energiequellen, die in das Fernwärmenetz einspeisen, sowie deren jeweiligen Mengen ermittelt. Der Nachteil dieser Regelung ist, dass Wärme aus neu gebauten Anlagen zur Erzeugung von grüner Fernwärme in bestehenden großen Fernwärmenetzen faktisch nicht als solche gesondert vermarktet werden kann, weil diese Wärme im vorhandenen Energiemix aufgeht.

Bieher nur geringe Produkttransparenz im Fernwärmesektor

Eine weitere Herausforderung besteht darin, dass die Produkttransparenz bei der Fernwärmeversorgung aktuell deutlich geringer ausfällt als im Stromsektor, wo der Bezug von Ökostrom eine etablierte Option für Haushalte und Unternehmen darstellt. Stromversorger sind nach § 42 des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) verpflichtet, Letztverbrauchern im Rahmen der Stromkennzeichnung Auskunft über die Zusammensetzung des Energieträgermixes des Unternehmens sowie des gelieferten Stromprodukts zu geben. Mit Ausnahme von EEG-Strom werden Herkunftsnachweise (HKN) eingesetzt, um zu belegen, dass vermarktete Strommengen aus erneuerbaren Energien stammen. (Maaß, Werner, Häseler, Mundt, & Güldenberg, 2019)

Für den Wärmebereich sind hingegen bislang weder ein Herkunftsnachweissystem noch Anforderungen an die Wärmekennzeichnung etabliert. Dies wird sich durch die Umsetzung der neugefassten Erneuerbare-Energien-Richtlinie 2018/2001/EU (Recast

Renewable Energy Directive, kurz RED II) ändern, die den Anwendungsbereich von HKN-Systemen von Strom auf Wärme, Kälte und Gase ausdehnt.

Im Folgenden wird dargestellt, welche Perspektiven sich hieraus für eine transparente und rechtssichere Vermarktung grüner Fernwärme ergeben. Nachfrageimpulse aus der Wohnungswirtschaft wären insbesondere dann zu erwarten, wenn HKN für eine gebäudescharfe Berechnung von Primärenergiefaktoren genutzt werden könnten.

6.1. Herkunftsnachweise als Verbraucherschutzinstrument

Auch wenn derzeit vereinzelt grüne Fernwärmetarife angeboten werden, stellt die rechtssichere Nachverfolgung der erneuerbaren Eigenschaft von Wärme eine Herausforderung dar. (Maaß & Sandrock, 2015)

Herkunftsnachweise für grüne Fernwärme können auch Doppelvermarktung verhindern

Bei einer netzgebundenen Versorgung lässt sich der Weg, den eine Energieeinheit vom Ort ihrer Erzeugung aus nimmt, nicht in Richtung eines bestimmten Konsumenten steuern. Herkunftsnachweise dienen dazu, die „grüne“ Eigenschaft von Energie von der Erzeugung bis zum Verbrauch nachzuverfolgen und einzelnen Verbrauchern zuzuordnen. Dies erfolgt gesondert vom nicht nachzuvollziehenden physikalischen Weg der Energie. In Verbindung mit der Kennzeichnung von Energieprodukten ermöglichen es HKN, eine Doppelvermarktung der grünen Eigenschaft auszuschließen.

Artikel 19 der RED II etabliert HKN auch für den Wärmemarkt als zentrales Instrument, um gegenüber Endkunden den Anteil erneuerbarer Energien an gelieferten Energieprodukten sowie am Energiemix des Versorgers nachzuweisen. Mitgliedsstaaten müssen künftig dafür sorgen, dass Produzenten von erneuerbarer Energie auf Anfrage Herkunftsnachweise ausgestellt bekommen. Eine solche Anforderung galt nach der Erneuerbare-Energien-Richtlinie 2009/28/EG bislang nur für den Strombereich.

Für Strom-HKN ist in Deutschland das Herkunftsnachweisregister des Umweltbundesamts zuständig, das 2013 in Betrieb genommen wurde. Zur Umsetzung der RED II ist nunmehr die Einrichtung von HKN-Systemen auch für erneuerbare Wärme und Kälte sowie für Gase erforderlich, wobei es spezifische technische und marktliche Rahmenbedingungen zu beachten gilt. Zur Konkretisierung von Anforderungen verweist die RED II auf die europäische Norm CEN – EN 16325, die aktuell überarbeitet wird. Gerade im Wärme- und Kältebereich existieren jedoch nur wenige Erfahrungen – entsprechende HKN-Systeme sind bislang nur aus den Niederlanden und Flandern bekannt. (Verwimp, et al., 2020)

Im Rahmen des Energiewende-Reallabors „IW^3 – Integrierte WärmeWende Wilhelmsburg“ erstellt das Hamburg Institut daher ein regionales HKN-Register für Fernwärme, um theoretische Grundlagen für die Anwendung von HKN in diesem Bereich aufzuarbeiten und Praxiserfahrungen zu generieren, die in die Gestaltung eines nationalen Systems einfließen können. (Hamburg Institut, 2020)

Grundsätzlich funktionieren HKN-Systeme so, dass sich Betreiber erneuerbarer Energien-Anlagen für jede von ihnen erzeugte Megawattstunde einen Herkunftsnachweis ausstellen lassen können. In diesem sind zentrale Eigenschaften wie die Energiequelle, die eingesetzte Technologie und das Anlagenalter festgehalten. Der Nachweis kann innerhalb eines Jahres veräußert werden, wodurch neben Einnahmen aus dem Energieverkauf zusätzliche Erlöse erwirtschaftet werden, die zur

Refinanzierung von Investitionen beitragen.[33] Der HKN wird schließlich für den Verbrauch einer bestimmten MWh entwertet, wodurch eine Zuordnung der erneuerbaren Eigenschaft zu einzelnen Endverbrauchern stattfindet.

Fernwärmeversorger würden durch den Kauf von HKN die Möglichkeit erhalten, ihren Kunden rein grüne Fernwärmeprodukte anbieten zu können, wie es im Ökostrommarkt bereits der Fall ist. Kunden würden durch die Entwertung von HKN durch ihren Versorger Gewissheit erhalten, dass ihr Verbrauch durch die Erzeugung einer äquivalenten Menge an Wärme aus erneuerbaren Energien gedeckt wurde.

Um sicherzustellen, dass die grüne Eigenschaft jeder in das Netz eingespeisten MWh nur ein einziges Mal vermarktet wird, muss das HKN-System allerdings durch Vorgaben zur Wärmekennzeichnung ergänzt werden. Nach Vorgaben der RED II müssen Mitgliedsstaaten zukünftig sicherstellen, dass Endverbrauchern nicht nur Informationen zur Gesamtenergieeffizienz ihrer Fernwärme- und -kältesysteme, sondern auch zum Anteil erneuerbarer Energien zur Verfügung gestellt werden (Artikel 24 Abs. 1 RL 2018/2001/EU). Als Optionen hierfür werden verschiedene Beispiele genannt (auf Anbieterwebseiten, Jahresabrechnungen oder auf Anfrage). Um Transparenz sicherzustellen und eine Doppelvermarktung grüner Fernwärme effektiv auszuschließen, wären einheitliche Anforderungen an Fernwärmeversorger zumindest auf nationaler Ebene empfehlenswert.

Strukturelle Unterschiede zum Ökostrommarkt, die es bei der Gestaltung eines HKN-Systems für Fernwärme zu berücksichtigen gilt, ergeben sich zudem durch den lokalen Charakter von Wärmenetzen. Für die Handelbarkeit von Strom-HKN stellt der EU-Binnenmarkt die Systemgrenze dar. Verglichen mit überregionalen Strom- oder auch Gasnetzen kann bei lokalen, untereinander nicht verbundenen Wärmenetzen jedoch ein Glaubwürdigkeitsproblem eintreten, wenn die grüne Eigenschaft der gelieferten Wärme mittels HKN nachgewiesen wird, die für nicht an das eigene Netz angeschlossene Anlagen ausgestellt wurden. Für Wärme-HKN-Systeme kann daher eine Festlegung empfehlenswert sein, dass erneuerbare Energien-Anteile mittels HKN nachgewiesen werden müssen, die aus dem selben Netz stammen an das die Kunden angeschlossen sind. (Stein Callenfels, et al., 2020)

6.1. Herkunftsnachweise als regulatorisches Vollzugsinstrument

Neben der Aufgabe der Verbraucherinformation, die in der RED II angelegt ist, können Wärme-HKN prinzipiell weitere instrumentelle Rollen einnehmen. Im deutschen Kontext ist insbesondere zu klären, welche Rolle HKN beim Vollzug des Gebäudeenergiegesetzes (GEG) spielen sollten. Auch für Länderregelungen, die teils weitergehende Anforderungen an die Energieeffizienz oder den erneuerbaren Energien-Einsatz in Gebäuden stellen, könnten HKN perspektivisch relevant sein.[34]

Wie in Kapitel D2.2 ausgeführt, stellt das GEG Anforderungen an die energetische Qualität von Gebäuden und legt fest, dass bei Neubauten und umfassenden Sanierungen ein Mindestanteil des Wärme- und Kältebedarfs aus erneuerbaren Energien gedeckt werden muss. Bei der Bewertung des Primärenergiebedarfs von

[33] Nicht entwertete HKN verlieren nach 18 Monaten ihre Gültigkeit (Artikel 19 Abs. 3 RL 2018/2001/EU).

[34] So gilt in Baden-Württemberg und Hamburg auch bei Bestandsgebäuden eine anteilige Pflicht zur Nutzung erneuerbarer Energien bei der Wärmeversorgung, wenn Heizanlagen ausgetauscht oder nachträglich eingebaut werden (§ 4 EWärmeG; § 17 HmbKliSchG).

Neubauten werden sowohl der bauliche Wärmeschutz als auch die Effizienz der Energieversorgung berücksichtigt.

Bei einem Bezug von Fernwärme haben Bauherren daher ein Interesse an einem möglichst niedrigen Primärenergiefaktor (PEF) der Wärmeversorgung, wie er durch den Einsatz erneuerbarer Energien sichergestellt werden kann.[35] Bei einem hohen PEF müssten anspruchsvollere Anforderungen an die Gebäudedämmung erfüllt werden, was in der Regel mit höheren Baukosten verbunden ist. Gleichzeitig kann die zentrale Versorgung mit erneuerbaren Energien über ein Fernwärmenetz wirtschaftlicher sein als die Installation dezentraler Anlagen am Gebäude.

Für die Vermarktung grüner Fernwärme erweist es sich als problematisch, dass bislang für jedes Gebäude, das an ein Fernwärmenetz angeschlossen wird, ein einheitlich für das gesamte Netz berechneter Primärenergiefaktor gilt. In diesen gehen die PEF aller im Netz eingesetzten Energieträger ein (siehe Arbeitsblatt FW 309 Teil 1 der AGFW).

Solange bestehende, fossil befeuerte Kraftwerke den Wärmemix im Fernwärmenetz dominieren, verändert der Anschluss kleinerer Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien den Primärenergiefaktor kaum. Eine zusätzliche Zahlungsbereitschaft von Gebäudeeigentümern für grüne Fernwärme mit niedrigem PEF kann so nur sehr langfristig bei einem fortschreitenden Umbau des Wärmenetzes erschlossen werden.

Herkunftsnachweise ermöglichen es, den ökologischen Nutzen erneuerbarer Fernwärme einzelnen Kunden zuzuordnen

Herkunftsnachweise ermöglichen es, den ökologischen Nutzen erneuerbar erzeugter Fernwärme einzelnen Kunden zuzuordnen. Wenn Kunden zwischen unterschiedlichen Wärmeprodukten mit unterschiedlichen Anteilen erneuerbarer Energien und spezifischen Primärenergiefaktoren wählen könnten, ließe sich die zusätzliche Zahlungsbereitschaft für diesen Nutzen erschließen. Fernwärmeversorger hätten so einen unmittelbaren Anreiz zum Ausbau von erneuerbaren Erzeugungskapazitäten, um die insbesondere im Neubaubereich zu erwartende Nachfrage nach grünen Fernwärmeprodukten zu decken.

Allerdings wäre eine gesetzliche Klarstellung erforderlich, unter welchen Voraussetzungen die Verwendung produktspezifischer, gebäudescharfer PEF zulässig wäre. Eine solche Klarstellung würde auch dazu beitragen, Doppelvermarktung zu vermeiden: Durch die Entwertung von HKN wird die grüne Eigenschaft der Fernwärme an bestimmte Fernwärmekunden übertragen. Ein für das gesamte Wärmenetz gültiger PEF, in dessen Berechnung diese grüne Eigenschaft einfließt, kommt hingegen allen an das Netz angeschlossenen Kunden zugute.

[35] Auch der Einsatz von KWK-Anlagen mit hoher Stromkennzahl kann zu einem sehr niedrigen PEF führen, selbst wenn sie mit fossilen Brennstoffen befeuert werden (vgl. AGFW, Arbeitsblatt FW 309 Teil 1, 2014). Grund ist die eingesetzte Berechnungsmethodik, nach der in KWK erzeugte Fernwärme eine „Stromgutschrift“ für theoretisch verdrängte, fossile Stromproduktion erhält (siehe hierzu näher z. B. Maaß/Sandrock/Schaeffer, Fernwärme 3.0, 2015, S. 56 ff.). Eine Überprüfung der Berechnungsmethodik soll laut § 22 Abs. 5 GEG bis Ende 2025 erfolgen.

H Fallbeispiele

1. Freiburg: Neue Energie für alte Mauern

Denkmalschutz muss kein K.O.-Kriterium für Solarwärme sein. Das Gebäudeensemble in der Emmendinger Straße in Freiburg ist über 100 Jahre alt. Manche Wohnungen wurden noch immer von Einzelöfen beheizt. Jetzt sorgen ein zentrales Blockheizkraftwerk und Sonnenkollektoren auf den Dächern für Wärme. Die Steuerung wurde eigens für dieses Projekt programmiert.

Die Häuser in der Emmendinger Straße sind die ersten, die der Bauverein Breisgau eG überhaupt gebaut hat. Ihr Äußeres zu erhalten ist daher nicht nur eine Frage des Denkmalschutzes. Im Gebäudeinneren gab es natürlich einige Modernisierungen. Die Kellerdecke und der Speicherboden wurden gedämmt, ebenso wie die Mansardendächer. Die Energieversorgung war zu Beginn der Heizungs-modernisierung jedoch noch immer dezentral. Die meisten Wohnungen wurden mit Gasthermen beheizt, einige sogar noch mit Einzelöfen.

2015 entschloss sich die Genossenschaft zu einem Wechsel des Heizungssystems. Ein Blockheizkraftwerk und Sonnenkollektoren sollten künftig zentral die Wärme für den Altbau bereitstellen.

Abbildung 29: Anordnung der Solarkollektoren auf den Dachflächen (Foto: Stadt Freiburg/Graphikbüro Gebhard | Uhl)

Anhand der Gebäude- und Verbrauchsdaten wurde der Wärmebedarf für Heizung und Warmwasser auf gut 620 MWh geschätzt. Ein weiterer Knackpunkt in der Planung waren die alten Heizkörper. Die verfügbare Wärmetauscherfläche legte die nötige Vorlauftemperatur fest. In der Planung wurde diese zunächst mit 55°C kalkuliert, im Betrieb dann auf 60 °C erhöht. Die Wärme wird über Wohnungsübergabestationen verteilt. Das hat zwei Vorteile: Es ist nur ein Vor- und Rücklaufsystem nötig und

besteht keine Legionellengefahr, sodass niedrigere Temperaturen gewählt werden können als bei einer Trinkwasserzirkulation mit zentralem Trinkwasserspeicher.

Ein Mikrowärmenetz verbindet nun die in einem Karee angeordneten zehn Gebäude mit einer Ringleitung. Die Wärmequellen sind auf die Keller der Gebäude verteilt: In jedem Haus steht ein eigener Wärmespeicher. Auf drei Seiten des Karees sind zudem die Dächer mit Sonnenkollektoren bestückt. Die meisten davon weisen zur Hofseite hin. Im vierten Gebäudeblock sind das Blockheizkraftwerk und der Gasbrennwertkessel untergebracht. Alle Wärmespeicher sind mit der Steuerung der Heizzentrale verbunden.

Wann immer möglich, wird die Solarwärme direkt im jeweiligen Gebäudeteil genutzt. Wenn dort kein Wärmebedarf vorhanden ist und istauch der Speicher voll, fließt sie über die Ringleitung in andere Gebäudeteile. Das Steuerkonzept, das vom Planungsbüro und dem Fraunhofer ISE entwickelt wurde, war maßgeblich für die Funktion und Effizienz der Anlage. An sich ist die Vorrangschaltung für die Solarwärme nicht ungewöhnlich. Doch der Bauverein legte Wert darauf, dass die Steuerung in die Gebäudeleittechnik und somit auch in deren Visualisierung und Betriebsüberwachung eingebunden werden konnte. So lassen sich alle wichtigen Anlagendaten aus der Ferne überwachen und mögliche Fehler schnell entdecken. Da sich diese Lösung mit Standardsteuerungen nicht umsetzen ließ, beauftragte der Bauverein ein spezialisiertes Ingenieurbüro damit. Die Kosten für diesen Sonderwunsch waren mit 2 Prozent der Investitionssumme überschaubar.

Auch bei den Wärmeübergabestationen in den Wohnungen gab es noch ein spezielles Feintuning. Zusätzlich zur üblichen hydraulischen Mengenregelung ließ der Bauverein in den Rücklauf zum Primärkreis ein Thermostatventil mit Fernfühler im Warmwasseraustritt einbauen. Dieses sorgt dafür, dass die Rücklauftemperatur im Primärkreis auch dann niedrig bleibt, wenn nur sehr kurz heißes Wasser angefordert wird, wie z.B. beim Händewaschen. Die Rücklauftemperatur im Primärkreis liegt tatsächlich in en meisten Gebäuden bei rund 40 °C.

Das BHKW und die Solarthermie ergänzen sich nach Einschätzung des Bauvereins gut. Im Sommer der Gaskessel steht im Sommer weitestgehend still, während das BHKW auf mehr als 6.000 Betriebsstunden kommt. Die gesamte CO2-Einsparung gibt die Genossenschaft mit rund 20 Prozent des Ursprungswertes an. Technisch wären mit weiteren Sonnenkollektoren noch mehr möglich gewesen – doch das stieß beim Denkmalschutz an Grenzen.

Die begrenzte Solarfläche ist unter anderem deshalb kritisch, weil das Erneuerbare Wärme Gesetz (EEWärmeG) in Baden Württemberg eigentlich einen Mindestanteil von 15 % erneuerbaren Energien fordert. Dem Gesetz ist dennoch Genüge getan, da das BHKW eine weitere Erfüllungsoption darstellt. Mit einer Stromproduktion von 25 kWh/a*m^2 Wohnfläche liefert es sogar mehr als die gesetzlich vorgeschriebenen 15 kWh/m^2*a.

Die Wärmekosten seit der Sanierung gab die Genossenschaft in einer Broschüre von 2017 mit 12,75 €/m^2*a an. Das lag etwas unter dem im Heizspiegel angegebenen Durchschnittswert. Neben der Wärme produziert das BHKW natürlich auch Strom, der als Mieterstrom im Haus angeboten wird. Rund 70 Prozent der Mieter nutzten dieses Angebot. Gegenüber einem rein konventionellen Mikrowärmenetz verursachte das Konzept laut Bauverein Breisgau Mehrinvestitionen von 170.000 Euro. Auf der Plusseite kann die Genossenschaft Einsparungen bei den Gaskosten, Einnahmen

durch den Verkauf des BHKW-Stroms sowie Fördergelder des BAFA für die Solarthermieanlage verbuchen.

Wohnungsunternehmen	Bauverein Breisgau eG
Lage	Emmendinger Straße, Freiburg i.B.
Versorgte Gebäude	10 Mehrfamilienhäuser mit 92 Wohnungen und zwei Gewerbeeinheiten knapp 5.000 Quadratmeter Wohn- und Nutzfläche Baujahr 1903/04, denkmalgeschützt, Kellerdecke und Dächer gedämmt
Wärmebedarf	624 MWh (Heizung und Warmwasser)
Nahwärmenetz	Ringleitung durch das Gebäudeensemble Übergabestation in jeder Wohnung Vorlauf an Heizkörpern: 60 °C
Solaranlage	191 m2 Flachkollektoren 150 kWth
Einbindung der Solarthermie	Kollektoren auf X Dächern mit jeweils eigenem Speicher dezentrale Nutzung hat Vorrang, sonst Einspeisung in die Ringleitung.
Solarertrag	63 MWh/a
Jährlicher solarer Deckungsanteil	11 % im Jahresdurchschnitt 60 % im Sommer
Weitere Wärmeerzeuger	BHKW (Brennwertnutzung, 46,7 kWth, 20 kWel) → 46 % Gasbrennwertkessel, 450 kW → 43 %
Kosten	1,1 Mio € Mikrowärmenetz inkl. Übergabestationen, Kesselanlage, Steuerung) 115.000 Solaranlage inkl. Installation u. Einbindung 65.000 BHKW 125.000 Euro Umrüstung in den Wohnungen **1,4 Mio. € gesamt**
Speicher	10 Wärmespeicher (je 1.200 bis 1.700 Liter)
Sonstiges	Mieterstromlieferung aus BHKW

2. Hamburg-Harburg: Sonnenernte für den Winter einfrieren

Das lokale Wärmenetz des Eisenbahnbauvereins im Hamburger Bezirk Harburg ist in mehrerlei Hinsicht ungewöhnlich: Die Solarabsorber liefern auch nachts Wärme, die dann mit Hilfe eines riesigen Eisblocks bis in den Winter gespeichert wird. Alles in Allem senkt das die Heizkosten drastisch. Das klingt komisch, hat aber sowohl thermodynamisch als auch betriebswirtschaftlich Hand und Fuß.

Solarwärme eingefroren für den Winter

Was man im Sommer einfriert, kann man im Winter nutzen. So zumindest funktioniert es bei Lebensmitteln. Bei Solarwärme scheint das Prinzip irritierend. Tatsächlich beweisen aber mehrere Projekte, dass ein großer Eisblock durchaus ein geeignetes Medium ist, um Sonnenwärme saisonal zu speichern. Allein im Phasenübergang zwischen Eis und Wasser steckt so viel Wärme, wie bei einer Temperaturänderung des

Wassers um 80 Grad. Ein Eisspeicher spart daher nicht nur viel Platz, sondern hat auch praktisch kaum Wärmeverluste. Im Gegenteil, er nimmt sogar noch Wärme aus dem Erdreich auf.

Um diese Wärme zu nutzen, braucht man natürlich eine Wärmepumpe. Im Hamburger Bezirk Harburg versorgt eine solche Anlage bereits seit dem Jahr 2015 ein kleines Wärmenetz 500 Wohnungen in 28 Gebäude in drei Sanierungsabschnitten. Geplant wurde die Anlage vom Hamburger Ingenieurbüro Ökoplan, das mittlerweile weit über 50 Projekte dieser Art in ganz Europa ausgelegt hat. Der Speicher selbst stammt vom Unternehmen isocal HeizKühlsysteme GmbH aus Ludwigsburg.

Dezentrale Solarwärme im Zentrum der Planung

Die Bausteine Solarthermie und Gaskessel sind in jedem der drei Bauabschnitte vorhanden, jedes Gebäude besitzt zudem einen eigenen Pufferspeicher. Die dezentrale Gebäudetechnik ging im jeweiligen Jahr der Heizungssanierung in Betrieb – je nach Bauabschnitt zwischen 2013 und 2015. Der Eisspeicher folgte am Schluss in 2015. Einen Pufferspeicher gibt es in jedem der 28 Gebäude. Das wichtigste Element in der Wärmeversorgung sind dabei die Sonnenkollektoren. Deshalb ist die gesamte Planung darauf ausgerichtet, dass sie mit maximaler Effizienz arbeiten.

Die Solarwärme wird wann immer möglich direkt in den Wohnungen genutzt. Nur wenn das nicht möglich ist, wird sie im jeweils hauseigenen Pufferspeicher gespeichert. Reicht die von den Kollektoren gelieferte Temperatur nicht für die direkte Nutzung, wird im Vorlauf Heizwasser beigemischt. Dieses stammt entweder aus der gasbetriebenen Absorptionskältemaschine – die als Wärmepumpe arbeitet - oder aus dem zugehörigen Kessel. Der Pufferspeicher wird in der Regel nur bis knapp über 50 Grad aufgeheizt, um die Verluste zu minimieren. Wenn die Kollektoren ein höheres Angebot liefern können die Tempraturen im Speicher auch kurzfristig 80°C erreichen. Die Temperatur genügt nicht nur zum Heizen, sondern auch für die Trinkwasserbereitung. Diese erfolgt in dezentralen Wohnungsstationen, sodass kein Risiko für Legionellenbefall besteht. Die Technik ist dabei simpel gehalten, sodass sie pro Stück weniger als 600 Euro netto kosten.

Abbildung 30: Kollektorfächen auf den Mehrfamilienhäusern des EBV (Foto: BZE Ökoplan)

Die eingesetzten Kollektoren müssen besonderen Anforderungen genügen: Beim Umschalten vom Puffer auf den Eisspeicher müssen sie einen Temperaturschock verkraften. Wenn das eisige Wasser als Vorlauf in die Kollektoren fließt, bildet sich außerdem Kondensat, das abfließen muss. Zusätzlich zu den 500 m² Vakuumröhrenkollektoren sind auf den Nordseiten der Dächer 500 m² spezielle Kunststoffabsorber des Speicherherstellers Isocal montiert. Sie funktionieren wie die bekannten Schwimmbadabsorber und nehmen Wärme nicht nur aus der Sonnenstrahlung, sondern auch aus der Umgebungsluft auf. Da sie den Eisspeicher als Wärmesenke nutzen, können sie immer dann Energie liefern, wenn die Lufttemperatur um einige Grad über dem Gefrierpunkt liegt – oft also auch nachts.

Auch aus dem Erdreich selbst nimmt der Eisspeicher Wärme auf, denn er ist nicht gedämmt. Über den Sommer taut so der gigantische Eisblock langsam auf. Das Wasser erwärmt sich auf bis zu +20 °C. Von Oktober an entzieht die gasbetriebene Wärmepumpe dem Speicher dann wieder Energie. Das Wasser gefriert im Laufe des Winters. Etwa ab April hat sich im Speicher, von unten nach oben entstehend, ein großer monolitischer Eisblock bebildet. Im Frühsommer ist das Eis bis auf etwa einen Meter an die Speicherwände herangerückt. Nach oben hin lässt ein Luftpolster Platz für die Ausdehnung beim Gefrieren. Das Wasservolumen erhöht sich hierbei um 8%.

Wegen der vielen Besonderheiten des Projektes hat Ökoplan vorgesorgt, um Fehlerquellen zu minimieren: Die gesamte Hydraulik in den Zentralen wurde bereits industriell vormontiert, auf der Baustelle mussten nur noch Flansche zusammengesetzt und Stecker in die Dose gesteckt werden. Ein klassisches Problem hat das Projekt dennoch eingeholt: Die Rückläufe aus den Wohnungsstationen lagen in den ersten Jahren nicht wie geplant bei 40°C, sondern bei 45°C. Das drückte den COP der Wärmepumpe in den ersten Jahren und steigerte somit den Gasbedarf. Im Jahr 2018 wurde nachjustiert. Ökoplan hat gegenüber der Genossenschaft eine Kostenersparung garantiert, die 50 % ausmachen soll. Dieses Leistungsversprechen wurde mehr als eingehalten. Die realen Heizkosten liegen zwischen 4,0 und 6,6 €/m²*a. Auch die Genossenschaft hat den Mietern gegenüber die Zusage eingehalten, dass die Warmmieten durch die Sanierung deutlich sinken.

Die Heizkosten zu senken, ist beim Austausch von Nachtspeicheröfen kein Kunststück. Umso mehr schlagen bei einer solchen Umrüstung für das Wohnungsunternehmen bekanntlich die neuen Heizungsleitungen zu Buche. Hier punkten die Wohnungsstationen, denn so müssen im Rahmen der Konzeption nur zwei statt vier Leitungen in jede Wohnung verlegt werden. Und bei den Nahwärmeleitungen senkte die dezentrale Teilversorgung die Kosten: Da mindestens 80 % der erforderlichen Heizarbeit mit 30% der maximalen Heizleistung durch die Wärmepumpe erzeugt wird, konnten diese Nahwärmeleitungen mit maximal DN 150 schlank ausfallen. Insgesamt ließ sich die Genossenschaft das neue Heizungskonzept rund 8 Mio. € kosten, umgerechnet rund 266 € pro Quadratmeter Wohnfläche. Das sind trotz präziser Kalkulation 2,5 Mio. € mehr als eine Heizung mit einfachen Brennwert-Kesseln, aber zugleich deutlich weniger als für eine starke Dämmung der Gebäude anfallen würde. Rund 700.000 € schossen die Kreditanstalt für Wiederaufbau, die Hamburger Behörde für Stadtentwicklung und Umwelt und die Wohnungsbaukreditanstalt zu.

Unterm Strich hat der Eisspeicher den Bauverein überzeugt: Im Jahr 2018 ging nur wenige hundert Meter entfernt noch ein weiteres Projekt der selben Partner in Betrieb. Anstelle eines großen Eisspeichers gibt es dort vier kleinere Speicher, mit insgesamt 2.500 m³ – so lassen sie sich leichter zwischen den bestehenden Gebäuden unterbringen. Auch im zweiten Projekt sammeln Solarabsorber Niedertemperaturwärme, und auch hierbei verteilt ein lokales Wärmenetz die Energie an die Häuser. Die Wärmepumpe läuft allerdings elektrisch und richtet ihre Betriebszeiten daran aus, das Stromnetz bestmöglich zu entlasten. Die Eisspeicher nehmen Wärme aus Power to Heat Modulen auf, die einen Verbund als schaltbare Lastreserve darstellen und Teil eines Pools sind.

Wohnungsunternehmen	Eisenbahnbauverein Harburg eG
Lage	Roseggerstraße, Hamburg - Harburg
Planung	Ökoplan Büro für zeitgemäße Energieanwendung
Fernwärmenetz und Heizungsanlagen	500 Wohneinheiten in 28 Gebäuden dezentrale Einbindung von Solarwärme und Gaskessel über Pufferspeicher in Gebäude Verteilung im Haus über Wohnungsstationen Vorlauftemperatur (Wohnungsstation): 50°, Rücklauf aus Wohnungsstationen (Plan): 20 bis 30°, (real bis 40 °C, Modifizierung 2018).
Einbindung der Solarthermie	Dezentral und zentral (Vakuumröhren), zentral (Absorbermatten)
Größe und Nennleistung thermische Solaranlage, Ertrag	500 qm Röhren-Solarkollektoren 500 qm Spezial-Kunststoffabsorber Im Schnitt über die gesamte Solarfläche lag der Ertrag in den Jahren 2013 bis 2019 bei 493 kWh/m².
Jährlicher solarer Deckungsanteil	durchschnittlich ca. 17 % des zentralen Heizwärmebedarfs (über Gaswärmepumpe) Steigerung über Nachbesserung an Wärmepumpe (2018) zu erwarten, zzgl. dezentrale Direktnutzung ca. 10 %
Weitere Wärme-/Kälteerzeuger	- 600 kW Gaswärmepumpe, liefert 65 % des Gesamtwärmebedarfs; COP 1,2 (Plan: 1,5 bis 1,6, Nachbesserung 2018), - je ein Gaskessel pro Bauabschnitt (3 insgesamt)
Speicher	- 1.500 m³ Eisspeicher im Erdreich (20 m Durchmesser, 6 m lichte Höhe) - Pufferspeicher in jedem der 28 Gebäude

3. Rostock-Brinckmannshöhe: Solarwärme aus dem Untergrund

In Rostock blickt eine solarthermische Quartiersversorgung mit saisonaler Wärmespeicherung bereits auf eine 20-jährige Lebensdauer zurück. Im Mai 2000 ging sie als erste solar unterstützte Nahwärmeversorgung mit einem Aquiferspeicher in Deutschland in Betrieb – errichtet als Demonstrationsanlage im Rahmen des Bundesforschungsprogramms „Solarthermie-2000“.

Eine Solaranlage mit knapp 1.000 m² Absorberfläche versorgt ein Wohnquartier mit 108 Wohnungen und etwa 7.300 m² Wohnfläche mit Wärme für Raumheizung und Warmwasser. Die Kolllektoren wurden als sogenanntes „Solar Roof“ installiert und übernehmen damit als integriertes Gebäudebauteil alle üblichen Dachfunktionen. An sonnigen Tagen liefern die Kollektoren eine Wärmeleistung von mehr als 600 kW. Das übersteigt die im Winter erforderliche Heizleistung etwa um das 3-fache. Dies gilt erst recht im Sommerhalbjahr.

Die solaren Wärmeüberschüsse werden in einem saisonalen Wärmespeicher gespeichert. Die Speicherung erfolgt in Erdreich unter Nutzung des natürlichen Grundwasserleiters (Aquifer) unterhalb der Wohnanlage. Dieser Aquifer mit einer Mächtigkeit von 15 m ist nach oben und unten durch im wesentlichen wasserundurchlässige Geschiebemergelschichten begrenzt und konnte durch zwei 30 m tiefe Bohrungen erschlossen werden. Über diese Brunnen erfolgt die Be- und Entladung des Speichers. Die Einspeichertemperatur in den Aquifer wurde aus Gründen des Umweltschutzes und der Wasserchemie auf 50 °C begrenzt. Eine in das System eingebundene Wärmepumpe hebt die aus dem Aquiferspeicher entnommene Wärme dann auf das erforderliche Temperaturniveau an.

Der saisonale Wärmespeicher ist so ausgelegt, dass die Hälfte des jährlichen Wärmebedarfs für Raumheizung und Warmwasserbereitung durch Solarenergie gedeckt wird. Anfängliche Probleme im Anlagenbetrieb konnten behoben werden, so dass dieses Planungsziel mit einem solaren Deckungsanteil am Gesamtwärmebedarf von durchschnittlich 49 % erreicht wird.

Abbildung 31: Wohnanlage mit Solarkollektoren in Rostock (Foto: WIRO Rostock)

Solarthermie ist beim Betreiber der Anlage, der Rostocker WIRO Wohnungsgesellschaft, auch aktuell ein großes Thema. Um die Wärmeversorgung grundlegend zukunftsfähig auszurichten, hat das Unternehmen 2016 eine Energietochter gegründet: Die WIR Wärme in Rostocker Wohnanlagen GmbH erneuert in den nächsten 10 bis 15 Jahren sämtliche gasbetriebene Heizungsanlagen im Wohnungsbestand der WIRO.

„Insgesamt werden wir rund 6.000 Wohnungen mit innovativer Technik ausstatten", erläutert WIR-Geschäftsführer Ingolf Wenzel. „Dabei spielt der Einsatz Erneuerbarer Energien – darunter auch Solarthermie – eine wichtige Rolle." Seit 2017 wird dort, wo die Voraussetzungen wie etwa die Gebäudeausrichtung stimmen, Solarthermie als Ergänzung zur gasbetriebenen Heizungsanlage eingesetzt. „Für die in 2017 installierten Anlagen werten wir derzeit das erste volle Abrechnungsjahr aus und sind gespannt, inwieweit sich die Prognosen mit den realen Ergebnissen decken."

Auch in puncto innovative Speichertechnologien ist WIRO weiterhin aktiv. Zwischen 2020 und 2022 sind Großprojekte wie das Werftdreieck geplant, deren Energiekonzepte beispielsweise den Einsatz von Eisspeichern vorsehen. Ob Speicher oder Solarthermie: „Diese Anlagen brauchen für einen optimalen Betrieb ein konstantes Monitoring", betont Ingolf Wenzel. „Die Themen Energie und Effizienz werden immer wichtiger und erfordern somit mehr Aufmerksamkeit und Kapazitäten." WIRO sieht sich dafür mit seinem eigenen Energieunternehmen innerhalb der Wohnungsgesellschaft gut aufgestellt.

Wohnungsunternehmen	WIRO Rostock
Lage	Brinckmannshöhe
Eigentümer der Anlage	WIRO Rostock
Planung	GTN Geothermie Neubrandenburg
Fernwärmenetz	Eigenes Wärmenetze der WIRO
Einbindung der Solarthermie	zentral
Größe der thermischen Solaranlage, Ertrag	980 m² Kollektorfläche
Jährlicher solarer Deckungsanteil	Ca. 49 % vom Gesamt-Wärmebedarf Ca. 450 MWh/a
Weitere Wärme-/Kälteerzeuger	Wärmepumpe, Gaskessel
Speicher	Aquifer-Saisonalspeicher

4. Frankfurt-Unterliederbach: Sozialer und solarer Wohnungsbau

Im Neubaugebiet „Parkstadt“ im Westen von Frankfurt am Main werden 56 Wohnungen aus rein regenerativen Energiequellen versorgt. Ziel ist dabei die Nutzung erneuerbarer Energien bei gleichzeitig sozial ausgewogenen Wärmepreisen.

Beim Bau von sechs Mehrfamilien- und sechs Reihenhäusern mit 56 Wohnungen in Passivhaus-Bauweise kombinierte die Frankfurter KEG Konversions-Grundstücks-entwicklungsgesellschaft mbH eine Solarthermieanlage mit einem Saisonal-eisspeicher, der unter einem Kinderspielplatz in das Erdreich eingelassen wurde.

Abbildung 32: Wohnquartier mit Solarthermie in Unterliederbach (Foto: Hamburg Institut / H. Westholm)

Der Speicher wird über die Solarthermie im Sommerhalbjahr aufgeladen und das Eis zum Schmelzen gebracht. Im Winterhalbjahr entladen sechs mit Sole befüllte Helixsonden über vier Wärmepumpen das System und verlängern so deutlich die Ausnutzung der Solarthermie. Mehrere Kurzzeitspeicher puffern die Sonnenwärme tageweise. Der PV-Strom wird u.a. als Gemeinstrom, für die Wärmepumpen und zwei E-Auto-Ladestationen für eCar-Sharing genutzt.

Überschüssige Wärme wird zumeist im Spätsommer in den Rücklauf des Fernwärmeinselnetzes der Mainova eingespeist, mit dem derzeit weitere 350 Wohnungen mit Wärme versorgt werden. Hauptwärmequelle ist hier ein Holzpelletkessel. Mit diesem wurde ein niedriger Primärenergiefaktor erzielt und es konnte „mit überschaubarem Aufwand“ der Passiv- oder auch Plusenergiehausstandard erreicht werden.

Die Einspeisung aus der Solarthermieanlage ging nicht in die Berechnung des Primärenergiefaktors ein. Die Kosten der Solarkollektoranlagen und der Übergabestation mit Wärmetauschern in das Mainova-Inselnetz trug die KEG, die der Wärmezähler die Mainova. Neben dem Langzeit-Wärmespeicher ist somit auch die Nutzung des vorgelagerten Wärmenetzes ein innovatives Element dieses Projektes (s. Kapitel G5).

Es war Ziel dieses 2017 realisierten Bauprojektes, „einen Gebäudekomplex mit Vorbildcharakter hinsichtlich der Nutzung erneuerbarer Energiequellen und der CO_2-Minderung bei Wohngebäuden zu entwickeln,“ so der damalige Geschäftsführer der KEG, Rainer Wrenger. Zudem sollten im sozialen Wohnungsbau die Nebenkosten für

das Heizen und die Gebäudetechnik langfristig niedrig gehalten werden, indem Erneuerbare Energien genutzt werden: Die Wärme wird für 5,5 bis 6 Ct/kWh abgegeben, der Grundpreis beträgt 350 EUR/a. Im sozialen Wohnungsbau betragen die Kaltmieten 5,50 EUR/m^2, in den anderen Wohnungen 11 EUR/m^2, jeweils zzgl. 1 EUR/m^2 Nebenkosten. Die Baukosten betrugen 8 Mio. EUR, bei 4.100 qm also etwa 2.000 EUR/qm. Das Projekt wurde von der Wohnungsbauförderung des Landes Hessen sowie durch städtische Mittel unterstützt.

Wohnungsunternehmen	KEG (Konversions-Grundstücksentwicklungsgesellschaft mbH, Frankfurt)
Energieversorger	Mainova
Lage	Parkstadt Frankfurt-Unterliederbach, Kamelienstr.
Wärmeabgabe an Endkunden aus Gesamt-Inselnetz	Ca. 2.200-2.400 MWh/a (2018 bzw. 2019)
Fernwärmenetz	Leitungslänge: 1,5 km (Inselnetz), Druck: 3 bar 400 Wohneinheiten (kein Anschluss- und Benutzungs-zwang), davon 56 als Plusenergiehäuser (6 Mehrfamilien- und 6 Reihenhäuser) Vorlauftemperatur: 75°, Rücklauf 50-55°, wenn ST-Temperatur >60°, wird sie in Rücklauf eingespeist
Einbindung der Solarthermie	Dezentral
Größe und Nennleistung thermische Solaranlage, Ertrag	170 qm Röhren-Solarkollektoren zzgl. PV 120 kW_{th} 178 MWh/a
Jährlicher solarer Deckungsanteil	Plusenergiehäuser: 110% (bilanziell) Gesamtnetz: Ca. 8% (0,14% bei Bilanzraum ohne Plusenergiehäuser)
Weitere Wärme-/Kälteerzeuger	Plusenergiehäuser: - 4 Sole-Wasser-Wärmepumpen (je 30 kW_{th}) Rest-Netz: - Holzpelletkessel - (Vorhandener) Erdgaskessel als Notaggregat
Speicher	- 150 m^3 Eisspeicher im Erdreich (Zisterne mit Betonhülle; durch das Wasser führen spiralförmig mit Sole gefüllte Röhren – Zisterne nimmt aber auch Wärme des umgebenden Erdreiches auf) (unterhalb eines Spielplatzes) mit Sole-Wasser-Wärmepumpe - 52 m^3 Kurzzeitspeicher - 4 kleine Schichtenspeicher; - 12 m^3 bei Heizanlage

5. Düsseldorf: Optimierung der dezentralen Solareinspeisung

In Düsseldorf lag der Fokus auf der Untersuchung der technischen Möglichkeiten zur Integration von dezentraler solarer Wärme in ein bestehendes stadtweites Fernwärmenetz. Die Solarkollektoren mit 232 qm Kollektorfläche wurden auf einem Neubau der Rheinwohnungsbau GmbH errichtet, um in das Fernwärmenetz der Stadtwerke Düsseldorf AG einzuspeisen.

Das Projekt wurde mit dem Ziel, die technische und organisatorische Machbarkeit des Konzepts in einer realen Pilotumsetzung zu demonstrieren, wissenschaftlich begleitet. Neu und herausfordernd bei der Umsetzung ist die Anpassung der eingespeisten Wärme bezüglich Druck und Temperatur an die wechselnden Bedingungen des bestehenden Fernwärmesystems. Während des Betriebs sollte untersucht werden, wie sich verschiedenen Betriebskonzepte umsetzen und optimieren lassen. (Schramedei, et al., 2018)

Besondere Beachtung fand dabei die Fragestellung, ob die solare Wärmeerzeugung eine bestehende hocheffizeinte KWK-Wärmeerzeugung sinnvoll ergänzen und dabei Ressourcen und CO_2-Emissionen einsparen kann.

Um die bestmögliche Einbindung der dezentralen Wärmebereitstellung zu untersuchen, wurden insgesamt vier verschiedene hydraulische Konzepte in die Versuchsanlage eingebaut. Die Aggregate bestehen aus Pumpen, Ventilen, Bypässen und hydraulischen Weichen, die in unterschiedlicher Weise kombiniert werden können.

Abbildung 33: Solarkollektoranlage auf dem Dach der Rheinwohnungsbau (Foto: Solites)

Bei der Umsetzung kam es u.a. durch fehlende Pumpenleistung zu einigen Verzögerungen, weil die realen Rücklauftemperaturen im Netz im entsprechenden Nebenstrang mit 80-90°C deutlich über der erwarteten Temperatur von 60°C lagen. Da in dem Nebenstrang noch keine Anschlüsse vorlagen, konnte in dem Strang vor der Umsetzung keine Temperaturmessung durchgeführt werden. Der erforderliche Volumenstrom im Einspeisekreis musste daher nachträglich durch erweiterte Pumpkapazitäten erhöht werden.

Die bisherigen Erkenntnisse aus dem Testbetrieb beschränken sich durch die Verzögerungen auf ein hydraulisches Konzept mit Pumpe und Bypass-Ventil. Bei der Schaltung kann der eingespeiste Förderstrom angepasst werden, ohne den

Mindestvolumenstrom der Pumpe beachten zu müssen, da über den Bypass ein zirkulierender Förderstrom zur Pumpe geführt werden kann.

Im Sommer konnte Wärme auf dem Vorlauftemperaturniveau von rund 85°C eingespeist werden. An einem sonnigen Beispieltag im Winter wurde aus Effizienzgründen bei einer reduzierte Zieltemperatur von 75°C eingespeist. Verbesserungspotential wurde bei der Regelung des Einspeisekreises festgestellt. Der Einfluss auf das Druckprofil des Wärmenetzes könnte durch eine Verringerung der Einspeisezyklen pro Tag vermindert werden. Eine entsprechende Anpassung der Regelung und Erschließung weitere Verbesserungspotentiale erfolgt im Zuge des aktuell laufenden Folge-Forschungsprojekts.

Auf Basis der Kosten (exkl. messtechnischer Zusatzeinrichtungen und abzüglich Förderungen) wurden Wärmegestehungskosten von 61 €/MWh bzw. 44 €/MWh (bei einer Kollektorfläche von 2.000 m^2) bei mittleren solaren Erträgen (450 kWh/m^2a) ermittelt. Die dezentrale Einspeisung aus hochskalierten Anlagen kann damit konkurrenzfähig zu einem Gaskessel mit einem Vergleichspreis von 42 €/MWh sein.

Wohnungsunternehmen	Rheinwohnungsbau GmbH
Energieversorger	Stadtwerke Düsseldorf AG
Lage	Düsseldorf / „Rheinkilometer 740“
Wärmeabgabe an Endkunden aus Gesamt-Inselnetz	Ca. 900 GWh
Fernwärmenetz	Leitungslänge: 242 km (Innenstadt), Druck: 6-7 bar 6.000 Kunden Vorlauftemperatur: 70 bis 100 °C, Rücklauftemperatur: 60 °C
Einbindung der Solarthermie	Dezentral. Versuchsstand
Solarertrag	450 kWh/Tag (Winter) – 830 kWh/Tag (Sommer) bei 232m^2 Kollektorfläche
Jährlicher solarer Deckungsanteil	< 1% im Gesamtznetz
Weitere Wärme-/Kälteerzeuger	KWK und Abwärme 1x GuD (300 MW Fernwärme, inkl. 35.700 m^3 Wasserspeicher) 1x Müllverbrennung (100 MW Fernwärme) 2x Heißwasserkessel (je 50 MW) PEF 0,0 (bis 2023 bescheinigt)

6. Hamburg-Wilhelmsburg: Einspeisetarif für Solarwärme

Für die Photovoltaik brachte die Einspeisevergütung durch das Erneuerbare Energien Gesetz den Durchbruch. Bei Wärmenetzen sind solche Projekte noch immer die Ausnahme. Ein Beispiel ist der „Energieverbund Wilhelmsburg Mitte“ im Süden Hamburgs.

Zentral an der S-Bahn-Station Wilhelmsburg im Süden Hamburgs entstand im Zuge der Internationalen Bauausstellung zwischen 2011 und 2013 das neue Viertel „Wilhelmsburg Mitte“. Jedes Gebäude dort ist technisch und architektonisch ein Stück weit ein Ausstellungsstück: Das Haus „Smart ist Grün“ hat PV-Module als Balkonbrüstungen. Die Wärme aus den Sonnenkollektoren an der Oberkante der Fassade wird in Speichern mit Phasenwechselmaterialien (PCM) gespeichert. Das selbe Material ist auch in die Vorhänge eingebunden, um passive Wärmegewinne durch die Fenster aufzunehmen. Die fünf im Passivhausstandard gebauten „WaterHouses“ stehen dagegen in einem Bassin, das in einen kleinen Kanal mündet. Wer in einer der Maisonette-Wohnungen lebt, kann direkt von seiner Terrasse eine Kanutour starten. Wärme erzeugt es selbst mit Hilfe einer Wärmepumpe und Solarthermie-Elementen an der Fassade. Und in den vorgelagerten Fassadenelementen des Hauses „BIQ“ wird nicht nur Solarwärme gewonnen – in den Glaselementen wachsen auch Mikroalgen. Obendrein besitzt das BIQ auch eine Erdsondenwärmepumpe.

Abbildung 34: „WaterHouses“ mit Solarkollektoren an den Südfassaden (Foto: IBA Hamburg GmbH/ Martin Kunze)

Diese und viele weitere neue Gebäude sind an den Energieverbund Wilhelmsburg Mitte angeschlossen. Das neue Wärmenetz in den Händen des städtischen Energieversorgers Hamburg Energie liefert aber nicht nur Wärme, sondern nimmt sie auch auf. Für jede eingespeiste Kilowattstunde zahlt Hamburg Energie 4,5 Cent. Das entspricht den eigenen Wärmeerzeugungskosten.

Voraussetzung ist, dass die Wärme aus erneuerbaren Quellen stammt, an frostfreien Tagen eine Einspeisetemperatur von 75 °C Grad geliefert werden kann und dass eine zweite Wärmeübergabestation für die Einspeisung installiert wird. Die zentrale Wärmeerzeugung erfolgt vor allem über ein mit Biomethan betriebenes Blockheizkraftwerk (630 kWth/530 kWel) und über zwei mit Erdgas befeuerte Spitzenlastkessel (je 1,2 MWth).

Der Primärenergiefaktor des Netzes liegt aktuell bei 0,03. Bisher sind die drei oben genannten Gebäude allerdings die einzigen Einspeiser von Solarwärme und ebenso wie bei heutigen PV-Anlagen speisen sie nur den Teil der Wärme ein, den sie nicht selbst nutzen können. So liegt der Solaranteil im Wärmenetz noch unter einem Prozent. Hamburg Energie folgert daraus: Bei künftigen Projekten soll zwar weiter dezentral Wärme erzeugt werden, die Anlagen aber nicht durch einzelne Akteure, sondern vom Netzbetreiber selbst betrieben werden.

Wohnungsunternehmen	Eigentumswohnungen
Lage	Hamburg / Wilhelmsburger Mitte
Energieversorger	Hamburg Energie
Einspeisende Gebäude/Unternehmen	7 Gebäude (Smart ist Grün, BIQ, fünf WaterHouses)
Wärmeabgabe an Endkunden aus Gesamt-Inselnetz	Ca. 10.000 MWh
Fernwärmenetz	Leitungslänge: > 4 km (Inselnetz), Druck: 6 bar bis zu 2000 Wohneinheiten (aktuell angeschlossen: 1.650 WE – rechnerischer Wert, da auch Nichtwohngebäude angeschlossen sind) Vorlauftemperatur: 70 bis 90 °C, Rücklauftemperatur 40 °C
Einbindung der Solarthermie	Dezentral. Einspeisevergütung von 4,5 Ct/kWh
Solarertrag	< 10 MWh/a
Jährlicher solarer Deckungsanteil	<< 1% im Gesamtznetz
Weitere Wärme-/Kälteerzeuger	Biomethan-BHKW (630 kWth/530 kWel) (70 %) 3 x Erdgas-Spitzenlastkessel (je 2 x 1,0 MWth, 1 x 2,0 MWth) (30 %) PEF 0,03 (real), <0,3 (vertraglich garantiert) -
Speicher (falls vorhanden)	- 40 m³

Tabelle 5: Steckbrief Fallbeispiel Hamburg Wilhelmsburg

7. Berlin-Adlershof: Das Wärmenetz als Speicher nutzen

Der Bau großer Speicherkapazitäten war im neuen Wohnquartier am Berliner Forschungs- und Wissenschaftsstandort Adlershof nicht notwendig – diese Funktion übernimmt das dort bereits vorhandene Fernwärmenetz.

Andreas Reinholz vom lokalen Fernwärmeversorger BTB erklärt das Prinzip: „Wir stellen im Rahmen dieses Modellprojekts unser Fernwärmenetz quasi als Saisonalspeicher zur Verfügung: Die Mehrerträge der Solarthermieanlage im Sommer werden in unsere Fernwärmeleitungen eingespeist und der Hausgemeinschaft gutgeschrieben. Diese Menge an Fernwärme steht ihr dann im Herbst und Winter ohne Berechnung zu."

Für einen Einsatz im größeren Stil sei dieses Vergütungsmodell allerdings nicht geeignet und müsste dafür deutlich differenzierter ausgestaltet werden, betont Reinholz. „Hier wird praktisch der komplette Arbeitspreis vergütet, das ist als Versorger nicht wirtschaftlich darstellbar. Bei diesem Projekt ging es eher darum, an einem hochwertigen Neubaustandort die Umsetzbarkeit von erneuerbarer Energieerzeugung in Kombination mit Fernwärme zu demonstrieren und auch in der Verrechnung flexible Wege zu gehen."

Dadurch, dass die Fernwärme der BTB bereits einen KWK-Anteil von 90 % und einen sehr niedrigen Primärenergiefaktor von 0,24 hat, erreichen die Häuser dank zusätzlicher Solarthermie Passiv- oder sogar Plusenergiehaus-Standard.

2017 ging die erste Solarthermieanlage im rund 16 Hektar großen Quartier „Wohnen am Campus" in Betrieb. Das von einer Berliner Wohnungsbaugesellschaft HOWOGE realisierte Ensemble aus fünf Gebäuden mit insgesamt 128 Wohnungen nutzt zwei Dachflächen auf den Gebäuden Newtonstraße 8 für die Solarthermie (insgesmat 618 m² Kollektorfläche) und die restlichen Flächen für Stromerzeugung aus Photovoltaik.

Abbildung 35: Solaranlage Berlin-Adlershof (Foto: Ritter XL Solar / Rolf Meißner)

Die gewonnene Solarwärme wird vorrangig gebäudeintern genutzt. Solare Überschüsse werden in das Quartiers-Wärmenetz der BTB eingespeist. Hierbei wurde die technische Anlagenkonfiguration während der Bauphase geändert. Gegenüber

der ursprünglich geplanten Einspeisung der Solarthermie in den Rücklauf eines Niedertemperatur-Wärmenetzes erfolgt die Einspeisung von solaren Überschüssen in in den Vorlauf des Wärmenetzes innerhalb eines Temperaturkorridors von 92 – 100°C. Im Rahmen der Einspeisung in das Wärmenetz erfolgt eine Zwischenspeicherung der Solarwärme in fünf relativ kleinen Speichern im Kellerraum des Gebäudes Newtonstraße 8.

Geplant wurde die solarthermische Anlage vom Unternehmen Ritter XL Solar. Der Geschäftsführer Dr. Rolf Meißner freut sich „über die technische Leistungsfähigkeit der eingesetzten Komponenten, die auch bei der veränderten technischen Anforderung mit der Einspeisung in den heißen Vorlauf eine gute Kollektorausbeute realisieren konnten“. Er merkt jedoch an, dass „eine Anlagenkonzeption mit Solarwärmeeinspeisung direkt in das Netz ohne Zwischenspeicherung platzsparender, technisch einfacher und verlustärmer umzusetzen gewesen wäre“.

Die Bilanz einer Auswertung über einen 2-Jahreszeitraum von Juni 2017 bis Mai 2019 ergab eine erzeugte Jahresmenge an Solarwärme von 629 MWh. Bezogen auf die installierte Kollektorfläche ergibt sich damit ein spezifischer Kollektorertrag von 509 kWh/m².

Der Wärmebedarf des Gebäudes, auf dem die Kollektoren errichtet wurden, wird im Jahresmittel zu etwa ¾ über Solarwärme gedeckt. Mehr als die Hälfte der erzeugten Solarwärme wurde in das Quartiersnetz eingespeist.

Wohnungsunternehmen	HOWOGE Wohnungsbaugesellschaft mbH
Lage	Berlin Adlershof, Newtonsstraße
Wärmenetzbetreiber	BTB GmbH Berlin
Wärmenetz	Quartiers-Wärmenetz für 118 WE
Einbindung der Solarthermie	Einspeisung in Vorlauf bei 92 – 100 °C
Größe und Ertrag	618 m² CPC- Vakuumröhrenkollektor Ertrag Solarwärme ca. 315 MWh/a (6/2017 - 5/2019) Spezifischer Kollektorertrag: 509 kWh/m²
Jährlicher solarer Deckungsanteil	71 % vom Wärmebedarf (Newtonstraße 8)
Speicher	5 Speicher à 2 m³ in Heizzentrale
Weitere Wärme-/Kälteerzeuger	Fernwärme KWK

8. Cottbus-Sandow: Sonnenhäuser mit Energie-Flatrate

Im Herbst 2018 zogen die ersten Mieterinnen in die beiden neuen Sonnenhäuser im Cottbusser Stadtteil Sandow ein. Das Besondere: Die Sonne deckt sowohl den Strom- als auch den Wärmebedarf zu 60 bis 70 Prozent. Der gesamte Energiebezug ist in der Komplettmiete von 10,50 Euro pro Quadratmeter bereits enthalten. Die Energieflatrate ist auch für die Vermieter ein lukratives Geschäft.

Die beiden neuen Gebäude bestehen aus jeweils sieben Wohneinheiten mit Wohnflächen zwischen 50 und 130 Quadratmetern, in Summe 600 m2 beheizte Wohnfläche pro Haus. Der Energiestandard ist mit dem „KfW Effizienzhaus 55“ auf den ersten Blick nicht besonders ambitioniert. Beachtlich ist allerdings zweierlei: Erstens wurde dieser Standard nicht mit technischer Detailoptimierung von Lüftungs- und Heizungstechnik erreicht, sondern dadurch, dass die Gebäudehülle nahezu auf Passivhausstandard gedämmt wurde.

Und zweitens wird der verbleibende Energiebedarf zu 60 bis 70 Prozent solar gedeckt. Die Dachflächen zeigen nach Süden und sind mit 50 Grad Dachneigung optimal zur Wintersonne ausgerichtet. Auch die Südfassaden sind mit Modulen bestückt. Pro Haus sind 100 Quadratmeter thermische Sonnenkollektoren sowie PV-Module mit einer Leistung von knapp 30 kWp installiert. Die Lithium-Ionen-Akkus sind mit einer Kapazität von je 54 kWh als typischer Tagesspeicher ausgelegt. Zudem wurde eine Ladesäule für Elektroautos installiert. Überschüssiger Solarstrom wird gegen Einspeisevergütung ins Netz gespeist.

Abbildung 36: Sonnenhäuser in Cottbus (Foto: Helma)

Der zylindrische Wärmespeicher mit fast 25 m^3 Fassungsvermögen im Gebäudeinneren ist auch architektonisch ein typisches Merkmal der Sonnenhäuser: Anstatt einen runden Speicher in einen eckigen Heizungsraum zu stellen und so Platz zu verschenken, nehmen die Nachbarräume die runde Form auf, sodass einige Wände geschwungen verlaufen. Eine weitere Besonderheit des Cottbuser Projektes ist das lokale Solarwärmenetz. Es wurde eigens gebaut, um die nicht direkt in den beiden

Häusern verwendbare Solarwärme im Sommer zu den benachbarten Wohnblocks zu transportieren, die ebenfalls der Genossenschaft eG Wohnen gehören.

So wird nicht nur die sommerliche Stagnation der Solarwärmeanlage und die damit verbundenen Belastung für das Material vermieden, sondern auch der Solarertrag nahezu verdoppelt. Im Winter springt dagegen bei Bedarf ein Brennwertkessel an, um die Sonnenhäuser zu wärmen. Wie die Energiebilanz letztlich ausfällt, untersucht das Freiberg Institut im wissenschaftlichen Begleitprojekt „Eversol“, das im Juni 2018 anlief und noch bis Mai 2021 dauern wird.

Nicht die Solaranlage als Einzelkomponente steht im Fokus der Wirtschaftlichkeitsberechnung der Cottbuser Sonnenhäuser, sondern das gesamte Gebäude. Betrachtet man Strom und Wärme zusammen, liegen die Energiekosten um mehr als 50 % unter denen eines Passivhauses. Von dieser Ersparnis können sowohl Mieter als auch Vermieter profitieren. Durch das Einbeziehen der Energieversorgung in die Miete kann die Wohnungsgenossenschaft ihre Rendite im Vergleich zu herkömmlichen Mietwohnungen deutlich erhöhen. Diese Kalkulation ist wesentlicher Bestandteil des Konzeptes, das der Freiberger Experte für energieautarke Gebäude Timo Leukefeld entwickelt hat.

Auf der Ausgabenseite stehen für die Genossenschaft im Vergleich zu einem herkömmlichen Gebäude Mehrinvestitionen von etwa 380 Euro pro Quadratmeter. Staatliche Förderungen sind dabei noch nicht berücksichtigt. Als Einnahme kann der Vermieter dafür eine Warmmiete von 10,50 Euro verbuchen, die eine Flatrate für Strom und Wärme beinhaltet. Das bedeutet, dass die Energiekosten in der Nebenkostenabrechnung nicht auftauchen, sofern sie im haushaltsüblichen Maß bleiben. Zur Orientierung: Bei einem 3-Personen-Haushalt schließt der Mietvertrag bis zu 3.800 Kilowattstunden jährlichen Stromverbrauch ein. Der Durchschnittswert für eine Drei-Personen-Wohnung ohne elektrische Warmwasserbereitung liegt laut Stromspiegel bei 2.600 Kilowattstunden.

„Durch die im Neubau eingesetzten hocheffizienten Elektrogeräten bleibt sogar noch mehr Puffer. Die Mieter sollen nicht aufs Stromsparen achten müssen“, erklärt Timo Leukefeld. Mit dem Verbrauchsdeckel würde sich der Vermieter vor allem gegen Extremfälle absichern – eine Serverfarm oder eine Schlangenzucht zum Beispiel. Der vom Vermieter zugekaufte Reststrom ist übrigens per Vertrag Ökostrom. Noch kein einheitliches Geschäftsmodell gibt es dagegen für das Laden von Elektroautos. Denkbar sind verschiedene Leasing- oder Sharingmodelle mit Drittanbietern, ein zum Haus gehörendes Auto mit einem in der Miete enthaltenen Stundenkontingent für jeden Haushalt oder ein kostenloses Laden für private E-Mobile zu Überschusszeiten.

Auch wenn der Vermieter mit diesem Konzept seine Rendite steigert, scheint es auch bei Mietern gut anzukommen. Sowohl in Cottbus als auch bei einem ähnlichen Projekt in Wilhelmshaven überstieg die Zahl der Interessenten die Zahl der Wohnungen um ein Vielfaches, obwohl in diesen Orten der Wohnraum nicht allzu knapp ist. Die Warmmiete liegt dabei im ortsüblichen Bereich, versichern die Projektpartner, sofern man Gebäude mit ähnlichem hohem Standard und aktuellem Baujahr vergleiche. Die Höhe der Inklusivmiete wird langfristig festgeschrieben - in Cottbus für die nächsten fünf Jahre, in Wilhelmshaven für zehn Jahre. Die langfristigen Preisgarantien sorgen für eine lange Bindung der Mieter und senken somit auch den Aufwand für den Vermieter.

Damit die Rechnung aufgeht, gilt es noch auch einige rechtliche Kniffe zu beachten. Eigentlich schreibt die Heizkostenverordnung schließlich eine verbrauchsbezogene

Abrechnung vor. Allerdings erlaubt die Verordnung Ausnahmen, wenn das Gebäude „überwiegend“ mit Wärme aus einer Solaranlage beheizt wird. Die so ermöglichte Inklusivmiete verhindert auch, dass der Vermieter im rechtlichen Sinne zum Energieversorger wird, da die Energie weder gemessen noch abgerechnet wird. Unbenommen bleibt in der Theorie natürlich das Recht der Mieter, ihren Stromversorger selbst zu wählen. Praktisch wird dieses durch die Inklusivmiete uninteressant: Da Strom und Wärme Bestandteil der Miete sind, bekäme der Mieter hierfür ebenso wenig eine Erstattung wie für einen ungenutzten Tiefgaragenplatz. Er müsste also einen Stromvertrag zusätzlich zu der ohnehin vorhandenen Flatrate abschließen. Wenngleich dies unwahrscheinlich ist, muss der Vermieter bei entsprechendem Interesse die technischen Voraussetzungen bereitstellen.

Wohnungsunternehmen	Genossenschaft eG Wohnen 1902
Lage	Cottbus, Stadtteil Sandow
Daten zum Wärmenetz	- eigens gebautes Solarwärmenetz, um sommerliche Überschüsse zu nutzen - 32 MWh bereitgestellte Wärmemenge über das Netz: Testphase - Länge 55 m, Vorlauftemperatur /Rücklauftemperatur 70° VL/ 60° RL Begrenzung wegen Rohralterung
Einbindung der Solarthermie	Dezentral – Fokus ist die Eigenversorgung der Gebäude
Größe und Nennleistung	200 m² Kollektor (100 m² pro Haus) dezentral genutzter Ertrag: 85 MWh gesamt genutzter Ertrag (inkl. Wärmenetz): 117 MWh
Jährlicher solarer Deckungsanteil	65 % Wärmebedarf (Solarhäuser) 60 bis 70 % Gesamtenergiebedarf (Solarhäuser) (Testphase keine Daten) des Warmwasserbedarfs (angeschlossene Bestandsgebäude)
Weitere Wärme-/Kälteerzeuger	Dezentraler Brennwertkessel 48 kW
Speicher	25 m³ pro Gebäude (architektonisch integriert)

9. Graz-Waltendorf: Solarcontracting am Berliner Ring

Graz in der österreichischen Steiermark: Im Bezirk Waltendorf entstand in den 1960er Jahren mit dem Berliner Ring eine der größten Wohnsiedlungen der Stadt. Im Zuge einer umfangreichen Dach- und energetischen Sanierung Anfang der 2000er Jahre wurde die Versorgung über einen zentralen Ölkessel ersetzt durch den Anschluss an das Fernwärmesystem, kombiniert mit dem Bau einer Solaranlage im Contracting-Modell.

Die gesamte Wohnsiedlung des Wohnquartiers Berliner Ring in der österreichischen Großstadt Graz besteht aus 27 Gebäuden mit etwa 750 Wohnungen. Die Wärmeversorgung erfolgt über Fernwärme.

Im ersten Schrit wurden die Gebäude energetisch modernisiert und die Wärmeversorgung wurde umgestellt. Bis zum Winter 2002/2003 erfolgte die Wärmeversorgung der Siedlung über Heizöl. Der Gesamtverbrauch belief sich auf ca. 1 Mio. Liter Heizöl pro Jahr. Im Sommer 2003 erfolgte der Anschluß der Siedlung an das Fernwärmenetz der Energie Graz. Im Ergebnis konnten die Energiekosten je Quadrameter Nutzfläche halbiert werden von 12 – 13,20 bis auf 6 bis 7 Euro.

Im zweiten Schritt erfolgte dann die Einbindung großflächiger Solarthermie in die Quartiers-Wärmeversorgung. Ziel: eine vollständige Eigenversorgung durch die Solarthermie in Sommer. Dazu wurden auf den Dächern von sechs Gebäuden Solarkollektoren errichtet. Die gesamte Kollektorfläche beträgt rund 2.400 Quadratmeter. Da nur etwa bei einem Viertel der Gebäude Anlagen installiert wurden und dort die Dachflächen maximal ausgenutzt wurden, konnten Kosten eingespart werden. Die Installationskosten lagen damals (im Jahr 2004) bei etwa 510 Euro je Quadratmeter Kollektorfläche.

Die Solarwärme wird zunächst direkt in das Netz der Häuser, auf denen die Anlage montiert ist, eingespeist, und dann über das Hausnetz an die umliegenden Gebäude weitergegeben. Überschüsse landen in zwei Pufferspeichern mit einem Gesamtvolumen von 60 m^3. Bei ihrer Errichtung im Jahr 2004 war die Solaranlage die größte ihrer Art in Europa.

Abbildung 37: Solarkollektoranlagen am Berliner Ring in Graz (Foto: SOLID)

„Der Berliner Ring ist ein gutes Beispiel dafür, wie in einer dicht bebauten Siedlung mit relativ wenig Dachfläche ein hoher Wärmeertrag generiert werden kann“, sagt Moritz Schubert, zuständig für Projektentwicklung bei SOLID.

Das Unternehmen SOLID errichtete die Solaranlage und betreut sie technisch. Eigentümer und Betreiber ist solar.nahwaerme.at, ein Unternehmen der SOLID-Gruppe. Im Rahmen eines Contractingmodells liefert sie die Solarwärme an den Betreiber des örtlichen Wärmenetzes, der sie wiederum an die Bewohner am Berliner Ring vertreibt.

„In diesem Fall haben nicht die Haus- bzw. Wohnungseigentümer in die Anlage investiert, sondern die Solar-Contractingfirma“, so Schubert. Und die Performance? „Die Leistung der Anlage ist auch 15 Jahre nach Inbetriebnahme noch immer zufriedenstellend und erfüllt mit einem Solarertrag von circa 1.000 MWh pro Jahr die Erwartungen.“

Wohnungsunternehmen	Eigentumswohnungen
Lage	Berliner Ring, Graz
Eigentümer der Anlage	solar.nahwärme.at
Contractor	SOLID Gesellschaft für Solarinstallation und Design
Energieversorger	Energie Graz (Fernwärme)
Fernwärmenetz	Sekundär-Wärmenetz, das über Wärmetauscher mit dem städtische Fernwärmenetz verbunden ist. Beides im Eigentum der Energie Graz.
Einbindung der Solarthermie	dezentral
Größe der thermischen Solaranlage, Ertrag	2.417 m² Kollektorfläche Ertrag ca. 900 – 1.000 MWh/a
Jährlicher solarer Deckungsanteil	Ca. 13 % vom Gesamt-Wärmebedarf
Weitere Wärme-/Kälteerzeuger	Fernwärme
Speicher	60 m³ Heißwasser-Pufferspeicher

I Literaturverzeichnis

Adam, M., Backes, K., Wirth, H., Eggert, D., & Helbig, S. (2018). *Solar unterstützte Wärmezentralen in Mehrfamilienhäusern.*

AGFW e.V. (2014). *Rechtlicher Leitfaden zur Umrüstung von Mietshäusern auf Fernwärme.*

Agora Energiewende und Universität Kassel. (2020). *Wie passen Mieterschutz und Klimaschutz unter einen Hut?*

Agora Energiewende, Agora Verkehrswende. (2018). *Die Kosten von unterlassenem Klimaschutz für den Bundeshaushalt. Die Klimaschutzverpflichtungen Deutschlands bei Verkehr, Gebäuden und Landwirtschaft nach der EU-Effort-Sharing- Entscheidung und der EU-Climate- Action-Verordnung.*

Becker Büttner Held. (2020). *Vereinbarkeit des „Referenztemperatur-Modells" mit den Vorgaben der Energieeffizienzrichtlinie (EED).*

BMWi. (2015). *Energieeffizienzstrategie Gebäude. Wege zu einem nahezu klimaneutralen Gebäudebestand.* Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie.

BSW Bundesverband Solarwirtschaft e.V. (2007). *GroSol. Studie zu großen Solarwärmeanlagen.*

BSW Bundesverband Solarwirtschaft e.V. (2012). *Fahrplan Solarwärme. Strategien und Maßnahmen der Solarwärme-Branche für ein beschleunigtes Marktwachstum bis 2030.*

Bundesverband Wärmepumpe e.V. (2017). *Siedlungsprojekte und Quartierslösungen mit Wärmepumpe.*

Corradini, R. (2013). *Regional differenzierte Solarthermie-Potenziale für Gebäude mit einer Wohneinheit.* Bochum: Ruhr Universität.

Dalenbäck, J. O. (2014). *Guideline for end-user feed-in of solar heat.* SDHplus Solar District Heating in Europe.

Gedaschko, A. (2020). *Studie: Perspektive der Fernwärme*. Von IM Immobilienmanager, 27.11.2020: https://www.immobilienmanager.de/studie-perspektive-fernwaerme-agfw-hamburg-institut-prognos/150/80776/ abgerufen

Gerbert, P., Herhold, P., Burchardt, J., Schönberger, S., Rechenmacher, F., Kirchner, A., . . . Wünsch, M. (2018). *Klimapfade für Deutschland.*

Gerhardt, N., Ganal, I., Jentsch, M., Rodriguez, J., Stroh, K., & Buchmann, K. (2019). *Entwicklung der Gebäudewärme und Rückkopplung mit dem Energiesystem in -95 % THG-Klimaszenarien.* Fraunhofer IEE Kassel. Im Rahmen des Projektes Transformationspfade im Wärmesektor.

Hamburg Institut. (2016). *Planungs- und Genehmigungsleitfaden für Freiflächen-Solarthermie.* Von https://www.hamburg-institut.com/images/pdf/forschungsberichte/160721_Planungsleitfaden_2%20%20Auflage.pdf abgerufen

Hamburg Institut. (2020). *"Grüne Fernwärme" im Reallabor IW3.* Von https://www.hamburg-institut.com/index.php/unser-angebot/herkunftsnachweise. abgerufen

Hamburg Institut, Prognos AG. (2020). *Perspektive der Fernwärme. Maßnahmenprogramm 2030. Aus- und Umbau städtischer Fernwärme als Beitrag einer sozial-ökologischen Wärmepolitik.*

Heinzen, R., & Zaß, K. (2014). Solares Wärme-Contracting für Mehrfamilienhäuder und Industrie. *IHKS-Fachjournal*.

IFEU. (2020). *Szenarienbasierte Analyse der Anforderungen an die Infrastrukturen im Rahmen der Energiewende und Auswirkungen auf deren Finanzierung und Planung*. Von https://www.ifeu.de/projekt/aire/ abgerufen

Jenni Energietechnik AG. (2020). *100% Solarmehrfamilienhaus in Oberburg*. Von https://jenni.ch/jenni-mehrfamilienhaus.html abgerufen

Jochum, P., Lempik, J., Böttcher, S., Stelter, D., Krenz, T. M., Pehnt, M., . . . Hertle, H. (2017). *Ableitung eines Korridors für den Ausbau der erneuerbaen Wärme im Gebäudebereich.* Beuth Hochschule für Technik Berlin und ifeu - Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH.

Maaß, C., & Pehnt, M. (2019). *Neue politische Instrumente zur Dekarbonisierung der Fernwärme, in Agora Energiewende (Hrsg.), Wie werden Wärmenetze grün? Dokumentation zur Diskussionsveranstaltung am 21. Mai 2019 auf den Berliner Energietagen.*

Maaß, C., & Sandrock, M. (2015). *Rechtsfragen zur bilanziellen Wärmeversorgung mit Erneuerbaren Energien im Baugebiet „Mitte Altona“.*

Maaß, C., Sandrock, M., & Weyland, R. (2015). *Fernwärme und Verbraucherschutz.*

Maaß, C., Sandrock, M., & Weyland, R. (2015). Solare Fernwärme im Planungs- und Umweltrecht. *ZUR 2/2015*, S. 78 ff.

Maaß, C., Werner, R., Häseler, S., Mundt, J., & Güldenberg, J. (2019). *Ökostrommarkt 2025. Wie eine intelligente Steuerung des Ökostrommarktes die Energiewende beschleunigt.*

Marake, A. (2016). *Energielösungen für Gemeinden und Kommunen. 8. Klimakonferenz des Schleswig-Holsteinischen Gemeindetages.*

Mauthner, F., & Herkel, S. (2017). *Classification and benchmarking of solar thermal systems in urban environments.* IEA Internationale Energie Agentur. SHC Solar Heating and Cooling. Von https://task52.iea-shc.org/Data/Sites/1/publications/IEA-SHC-Task52-STC1-Classification-and-Benchmarking_v02.pdf abgerufen

Parabel Energiesysteme GmbH. (2020). *Juri Energiemanager - Effiziente Systemlösung für Energiemanagement im Neubau und in der Sanierung*. Von https://www.parabel-energiesysteme.de/wp-content/uploads/2017/11/Parabel-Brosch%c3%bcre.pdf abgerufen

Prognos AG; Fraunhofer ISI; GWS; iinas. (2020). *Energiewirtschaftliche Projektionen und Folgeabschätzungen 2030/2050.*

Prognos; Öko-Institut; Wuppertal Institut. (2020). *Klimaneutrales Deutschland. Studie im Auftrag von Agora Energiewende, Agora Verkehrswende und Stiftung Klimaneutralitä.*

Rühl, S. (29. 10 2018). Solare Wärmenetze in der Wohnungswirtschaft - Vortrag der EnergieServicePlus GmbH. *Fachkonferenz im Rahmen des Projektes Solnet 4.0 am 29.10.2018.* Hamburg.

Sandrock, M., & Maaß, C. (2014). *Handlungsoptionen der kommunalen Energiepolitik zur Förderung der Solarthermie unter besonderer Berücksichtigung des Denkmalschutzes im Mehrfamilienhausbereich.*

Sandrock, M., Maaß, C., & Schaeffer, R. (2015). *Fernwärme 3.0. Strategien für eine zukunftsorientierte Fernwärmepolitik.*

Schaefer, I. (5 2011). Der Sonne entgegen. Sanierung der Ford-Siedlung Köln-Niehl. *Deutsche Bau Zeitschrift*.

Schlegel, F. (2014). *Technisch-ökonomische Analyse und Bewertung von Anlagen zur dezentralen Einspeisung von Solarwärme in Fernwärmenetze. Masterarbeit am Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung der Universität Stuttgart.* Stuttgart.

Schramedei, R., Schwudtke, R., Seier, M., Huther, H., Schäfer, K., Schmid, T., & Hincke, R. (2018). *SWD.SOL - Dezentrale Einbindung von Wärme aus erneuerbaren Energien in das KWK-Fernwärmesystem der Stadtwerke Düsseldorf AG.*

Solites Stuttgart, AGFW Frankfurt, Hamburg Institut, IER Stuttgart. (2016). *SolnetBW - Solare Wärmenetze für Baden-Württemberg.*

Sonnenhaus Institut e.V. (2014). *Neufestlegung der Sonnenhauskriterien für Wohngebäude*. Von http://www.sonnenhaus-institut.de/wp-content/uploads/1-Sonnenhauskriterien-2014.pdf abgerufen

Sörensen, P., & Sandrock, M. (2018). The role of thermal storages and solar thermal in transition to CO2-neutral hybrid heating and cooling systems in cities. . *Proceedings of 5th Solar District Heating Conference in Graz 2018.*

Stein Callenfels, R. V., Verwimp, K., Moody, P., White, A., Klimscheffskij, M., & Matosic, M. (2020). *Developing technical requirements for the extended coverage of GO. Task 2.3: Takeaways from a consultation on text proposals for a revised CEN – EN 16325 standard on guarantees of origin. FaStGO report for the European Commission.*

Sterchele, P., Brandes, J., Heilig, J., Wrede, D., Kost, C., Schlegl, T., . . . Henning, H. (2020). *Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem.* Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE Freiburg.

Verwimp, K., Moody, P., Stein Callenfels, R. V., Kovacs, A., Vanhoudt, W., Barth, F., . . . White, A. (2020). *Mapping of the currently existing standardisation frameworks. Task 1.3: Identification of the main challenges which currently exist in the management of guarantee of origin system. FaStGO report for the European Commission.*

Viering, F. (2015). *Energieversorgung des Gebäudebestands. Vortrag auf der Veranstaltungsreihe der Forschungsinitiative Zukunft Bau.*

Warmbold, A. (6 2011). Dezentrales Nahwärme-Konzept. *Bundesbaublatt*, S. 14-15.