

SolnetBW

Solare Wärmenetze für Baden-Württemberg
Grundlagen | Potenziale | Strategien

SolnetBW ist ein Verbundvorhaben zum Thema solare Wärmenetze, das im Rahmen des Förderprogramms BWPLUS mit Mitteln des Landes Baden-Württemberg, Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft durch den beim Karlsruher Institut für Technologie eingerichteten Projektträger gefördert wird.

Förderkennzeichen: BWE13030
 Förderzeitraum: 01.11.2013 – 30.04.2016
 Gefördert durch:



Baden-Württemberg

MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT

Projektkoordinator:



Solites - Steinbeis Forschungsinstitut für solare und zukunftsfähige thermische Energiesysteme

Projektpartner:



AGFW | Projektgesellschaft für Rationalisierung, Information und Standardisierung mbH



Hamburg Institut Research gemeinnützige GmbH (HIR)



Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER)



Klimaschutz- und Energieagentur Baden-Württemberg GmbH (KEA)
 [im Unterauftrag von Solites]

Haftungsausschluss:

Die alleinige Verantwortung für den Inhalt dieser Publikation liegt bei den AutorInnen. Sie gibt nicht unbedingt die Meinung der Fördermittelgeber wieder. Weder die Fördermittelgeber noch die AutorInnen übernehmen Verantwortung für jegliche Verwendung der darin enthaltenen Informationen.

Juni 2015

Vorwort



Das Land Baden-Württemberg verfolgt bei der Energiewende ehrgeizige Ziele: Bis 2050 wollen wir gegenüber 2010 50 % des Energieverbrauchs einsparen, 80 % der Energie aus erneuerbaren Quellen gewinnen und die energiebedingten Treibhausgasemissionen um 90 % senken. Dabei ist auch weiterhin eine sichere und wirtschaftliche Energieversorgung zu gewährleisten.

Die Energiewende wird dabei nicht ohne eine Wärmewende zu leisten sein, denn in Baden-Württemberg wird annähernd so viel Energie für die Wärmebereitstellung verbraucht wie für Kraftstoff und

Strom zusammen. Am gesamten Endenergieverbrauch hat der Wärmesektor einen Anteil von 47 %. Daher steckt in der richtigen Wärmegewinnung und -versorgung ein enormes Potenzial.

Insbesondere Wärmenetze bieten eine Verteilstruktur, die flexibel an zukünftige Erzeugungstechnologien anpassbar ist und auch erneuerbare Wärme – wie Solarthermie, Erdwärme oder industrielle Abwärme – in Quartiere, Gemeinden und urbane Zentren bringen kann. In zahlreichen Kommunen in Baden-Württemberg sind Wärmenetze bereits vorhanden. Wo immer auf Grund der Bebauungsstruktur eine ausreichende Wärmeabnahme vorliegt, sollte die Errichtung von Wärmenetzen geprüft werden.

Eine für Baden-Württemberg aussichtsreiche Option stellen solarthermische Großanlagen in Verbindung mit Wärmenetzen dar. Dänemark ist Vorreiter bei dieser Technik. Dort kommen solche Anlagen bereits vielerorts zum Einsatz und liefern erneuerbare und emissionsfreie Wärme für die kommunale Versorgung zu konkurrenzfähigen Kosten. Ebenso wegweisend ist in Dänemark die Teilhabe der Bürger an der örtlichen Wärmeversorgung. Aber auch in Baden-Württemberg wurde hier schon Vorbildliches geleistet: Vier von elf bundesdeutschen Pilotanlagen zur solaren Nahwärmeversorgung mit saisonalem Wärmespeicher wurden in Baden-Württemberg mit Unterstützung des Landes und des Bundes errichtet. Institute und Akteure aus Baden-Württemberg sind führende Know-how-Träger auf diesem Gebiet. Dies sind beste Voraussetzungen, um solare Wärmenetze auch hier in der Breite einzuführen und zur Spitze aufzuschließen.

Die vorliegende Studie wurde im Rahmen des vom Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft geförderten Projekts SolnetBW erarbeitet. Die Studie präsentiert die vielfältigen Möglichkeiten zur Integration der Solarthermie in Nah- und Fernwärmesysteme. Sie liefert Grundlagen, zeigt Potenziale und Handlungsstrategien auf und bietet hiermit allen beteiligten Akteuren bei der Entwicklung neuer Projekte und Aktivitäten Unterstützung.

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'F. Untersteller'.

Franz Untersteller MdL

Minister für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft des Landes Baden-Württemberg

Inhaltsverzeichnis

1	Kurzfassung	3
2	Einführung.....	6
3	Analyse der Ausgangssituation	9
3.1	Stand der Technik und der Markteinführung.....	9
3.2	Integrationsoptionen für Solarthermie in der Fernwärmeversorgung	13
3.2.1	Typen von Solarthermieanlagen in Fernwärmesystemen	15
3.2.2	Technische Eignung von Fernwärmesystemen für die Einbindung solarthermischer Großanlagen als Erzeugungstechnologie.....	29
3.3	Wirtschaftlichkeit der Solarthermie in der Fernwärmeversorgung.....	34
3.3.1	Kostenannahmen	34
3.3.2	Fördermöglichkeiten.....	35
3.3.3	Wirtschaftlichkeitsbetrachtung.....	36
3.3.4	Beispielrechnung.....	37
3.3.5	Überblick Wärmegestehungskosten für Solarthermieanlagen in Fernwärmesystemen.....	37
3.4	Rechtliche Rahmenbedingungen	40
3.4.1	Der europäische Rechtsrahmen.....	40
3.4.2	Der nationale Rechtsrahmen.....	43
3.4.3	Regelungsrahmen auf Landesebene	53
3.4.4	Kommunale Planungsinstrumente.....	56
3.4.5	Eigentümerstrukturen und Bürgerbeteiligung	62
3.4.6	Zusammenfassung.....	69
4	Wärmebedarf und Fernwärmeversorgung in Baden-Württemberg	71
4.1	Einflussfaktoren auf den Wärmebedarf und die Fernwärmeversorgung	71
4.1.1	Gemeinden in Baden-Württemberg.....	71
4.1.2	Bevölkerung und Beschäftigte in Baden-Württemberg	72
4.1.3	Gebäudebestand und Gebäudeentwicklung.....	74
4.2	Analyse und Entwicklung des Wärmebedarfs der Haushalte und des Sektor Gewerbe Handel Dienstleistung in Baden-Württemberg.....	80
4.2.1	Wärmebedarf – IST-Zustand.....	80
4.2.2	Entwicklung des Wärmebedarfs.....	81
4.3	Fernwärmeversorgung in Baden-Württemberg – IST-Zustand	84
4.4	Potenziale der Fernwärmeversorgung in Baden-Württemberg	86
4.5	Potenziale der Solarthermie in der Fernwärmeversorgung in Baden-Württemberg	91
4.6	Zusammenfassung Wärmebedarfsentwicklung, Fernwärmepotenziale und technische Potenziale der Integration der Solarthermie	96

5	Konkrete Fallstudien zur Nahwärmeversorgung	97
5.1	Einbindung solarthermischer Großanlagen – Beispiel Neuhengstett	97
5.1.1	Beschreibung des Versorgungsgebiets	97
5.1.2	Entwurf des Nahwärmenetzes	100
5.1.3	Anlagentechnik und Auslegung	102
5.1.4	Wirtschaftlichkeitsrechnung	106
5.1.5	Zwischenfazit	117
5.2	Einbindung Solarthermischer Großanlagen – Beispiel Scharenstetten	118
5.2.1	Ausgangssituation	118
5.2.2	Entwurf des Nahwärmenetzes	120
5.2.3	Auslegung	122
5.2.4	Wirtschaftlichkeitsrechnung	124
5.2.5	Zwischenfazit	131
5.3	Wärmekosten in Abhängigkeit zunehmender Wärmedämmung	132
5.4	Langfristiger Einfluss der Wärmedämmung	134
5.4.1	Szenario 2050 – Beispiel Scharenstetten	134
5.4.2	Einfluss der Wärmedämmung auf die Netzauslegung	138
5.5	Schlussfolgerungen aus den Fallstudien	142
5.6	Bestehende Biomasse-Heizwerke in Baden-Württemberg	144
6	Strategieentwicklung	146
6.1	Entwicklungsansätze zur Markteinführung solarer Wärmenetze	146
6.1.1	Durchführung landesweiter Informations- und Beratungsaktivitäten zu solaren Wärmenetzen	147
6.1.2	Anbahnung konkreter Projekte für neue Wärmenetze mit Anteil Solarthermie	147
6.1.3	Anbahnung konkreter Projekte zur Integration von Solarthermie in bestehende Wärmenetze	149
6.1.4	Abbau von Hemmnissen durch Stärkung der Bürgerbeteiligung	149
6.1.5	Entwicklung von Geschäftsmodellen für solare Wärmelieferung	150
6.1.6	Verbesserung des Rechts- und Förderrahmens für solare Wärmenetze	151
6.2	Ausbau und Optimierung der Fernwärmeversorgung in Baden-Württemberg	151
	Anhang Anlagensteckbriefe	153
	Quellenverzeichnis	178
	Abbildungsverzeichnis	182
	Tabellenverzeichnis	185

1 Kurzfassung

Vor dem Hintergrund des Integrierten Energie- und Klimaschutzkonzepts (IEKK) der Landesregierung Baden-Württemberg beleuchtet diese Studie die Möglichkeiten und Erfordernisse einer vermehrten Nutzung solarer Wärmenetze in Baden-Württemberg. Hierzu werden die bestehenden technischen und wirtschaftlichen sowie rechtlichen und politischen Rahmenbedingungen analysiert, Potenziale ermittelt und darauf basierend konkrete Strategien und Handlungsempfehlungen für eine verstärkte Ausbaudynamik und Markteinführung dieser Technologie aufgezeigt.

Solare Wärmenetze beruhen auf dem Einsatz solarthermischer Großanlagen, die in Nah- oder Fernwärmenetze eingebunden sind und auf diese Weise zur zentralen Wärmeversorgung von Quartieren, Wohngebieten, Dörfern oder Städten beitragen. Je nach Einbindung werden sie daher auch als solare Nahwärme oder solare Fernwärme bezeichnet. Die erforderlichen großen Kollektorfelder werden auf Freiflächen installiert oder in Gebäudedachflächen integriert. Es kommen dabei meist Flachkollektoren oder Vakuumröhrenkollektoren zum Einsatz. Zahlreiche Großanlagen im Leistungsbereich bis maximal $50 \text{ MW}_{\text{th}}$, werden inzwischen vor allem in den Ländern Dänemark, Schweden, Österreich aber auch in Deutschland und in Baden-Württemberg in Wärmenetzen betrieben.

In diesen Ländern wurden aufgrund unterschiedlicher Rahmenbedingungen, verschiedene Typen und Varianten solarer Nah- und Fernwärmesysteme realisiert. Die wesentlichen Unterscheidungsmerkmale sind:

- die Art der Einbindung der thermischen Solaranlage (z.B. eine zentrale Einbindung am Heizwerk oder eine dezentrale Einbindung an einem beliebigen Ort im Fernwärmenetz)
- die Größe des Wärmenetzes, in welches die Solarthermieanlage eingebunden ist. Die Bandbreite reicht hier von Nahwärmesystemen zur Versorgung von Neubaugebieten und Quartieren (Beispiele Stuttgart Burgholzhof, 1.700 m^2 Kollektorfläche und Crailsheim, 7.300 m^2 Kollektorfläche) über Systeme zur Versorgung von Energiedörfern (Beispiel Büsingen, 1.090 m^2 Kollektorfläche) bis hin zur Einbindung in große städtische Fernwärmesysteme (Beispiel Wels in Österreich, 3.400 m^2 Kollektorfläche).

Die Vielfalt dieser Anlagentypen ist bei der Technologiebewertung und bei der Entwicklung von Maßnahmen zu berücksichtigen, da sich die spezifischen Randbedingungen und auch die beteiligten Akteure deutlich unterscheiden.

Die Wirtschaftlichkeit von solarthermischen Großanlagen hängt ebenso vom Anlagentyp ab. Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung erfolgt in der Regel anhand der Wärmegegestehungskosten. Bei den untersuchten Anlagentypen wurden in günstigen Fällen Wärmegegestehungskosten ohne Förderung bis minimal 50 €/MWh sowie mit öffentlicher Förderung bis minimal 30 €/MWh ermittelt, womit die Solarthermie in zahlreichen Anwendungen eine wirtschaftlich konkurrenzfähige Erzeugungsoption ist. Die wesentlichen Voraussetzungen für günstige Wärmegegestehungskosten sind eine ausreichende Anlagengröße ($> 1 \text{ MW}_{\text{th}}$), eine einfache Anlagentechnik (z.B. Freilandaufstellung), solare Deckungsanteile an der Gesamt-Wärmeerzeugung bis 20% sowie niedrige Netztemperaturen. Einen wesentlichen Anteil der Wärmegegestehungskosten stellen bei Solarthermieanlagen die Kapitalkosten dar, wohingegen die Betriebskosten eine untergeordnete Rolle spielen. Dies führt zu einer langfristigen Kalkulierbarkeit, Planungssicherheit und Stabilität der Wärmegegestehungskosten. Praktische Beispielrechnungen, bei denen solarthermische Großanlagen

in zwei bereits durchgeführte Machbarkeitsstudien zu Wärmenetzen integriert wurden, zeigen exemplarisch, dass die Solarthermie kostenneutral mit Biomasse-Heizwerken kombiniert werden kann und dies sich langfristig positiv auf die Endkundenwärmepreise auswirken kann.

Der rechtlich-politische Rahmen für solare Nah- und Fernwärme umfasst einerseits den Rechtsrahmen für die klassische leitungsgebundene Wärmeversorgung sowie andererseits die Errichtung von solarthermischen Großanlagen. Die Analyse fokussiert insbesondere auf die Fragestellung, welche Instrumente die Nutzung der Solarthermie in bestehenden und neuen Wärmenetzen fördern könnten. Die Studie zeigt jedoch, dass beim derzeit bestehenden Rechtsrahmen (EnEV, EEWärmeG, KWKG und EWärmeG Baden-Württemberg) kein wirksamer Treiber die Integration erneuerbarer Wärme wie z.B. der Solarthermie in die leitungsgebundene Wärmeversorgung effektiv fördert. Lediglich die Investitionsförderung durch die Förderprogramme des Bundes und des Landes Baden-Württemberg sind als Treiber zu nennen. Um die Markteinführung der solaren Nah- und Fernwärme einzuleiten, wäre es daher sinnvoll, auch den rechtlichen Rahmen weiterzuentwickeln. Kernelemente sind hier, die Effizienztechnologie KWK und die Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien möglichst harmonisch in ein Gesamtsystem zu integrieren (in dem die Vorzüge beider Technologien zur Geltung kommen) sowie mittelfristig steigende Anteile erneuerbarer Wärme auch im Fernwärmebereich zu ermöglichen.

Auch auf der Ebene der Landespolitik und des kommunalen Planungsrechts kann der Rechtsrahmen weiterentwickelt und optimiert werden, um vor Ort die Umsetzung von Projekten zu fördern. Dies betrifft z.B. die Stärkung der Handlungsoptionen der Kommunen im Bauplanungsrecht durch eine entsprechende landesrechtliche Kompetenzzuweisung und eine stärkere Berücksichtigung der solaren Nah- und Fernwärme im EWärmeG Baden-Württemberg.

Darüber hinaus sollte auch ein veränderter Rahmen für die Beteiligung der Bürgerinnen und Bürger entwickelt werden. Dabei geht es nicht nur darum, Akzeptanz in der Bevölkerung für neue Infrastrukturprojekte zu erreichen. Immer mehr Bürgerinnen und Bürger beteiligen sich auch finanziell mit konkreten Projekten an der Energiewende. Auch aus rein wirtschaftlichen Gründen kann die Mobilisierung privaten Kapitals vorteilhaft sein.

Ausgehend von bestehenden Analysen der Fernwärmeversorgung in Baden-Württemberg wurde unter Berücksichtigung der hierbei ermittelten Netzdaten eine Potenzialanalyse der Solarthermie in der Fernwärmeversorgung in Baden-Württemberg durchgeführt. Es wurden vier unterschiedliche Szenarien untersucht. Neben dem solaren Deckungsbeitrag wurden auch die Potenziale für solare Deckungsbeiträge in Abhängigkeit der Gemeindegröße bzw. der gesamten Wärmenetzeinspeisung eines Fernwärmesystems ermittelt.

Entsprechend den angenommenen Szenarien könnten zwischen 3,5 PJ und 10 PJ der Fernwärmenetzeinspeisung in Baden-Württemberg (entsprechend 8,7 % bis 25 %) durch Solarthermie gedeckt werden. Insgesamt wäre hierfür eine Kollektorfläche von 3,5 Mio. m² bis 10,9 Mio. m² Flachkollektoren bzw. 2,1 Mio. m² bis 6,1 Mio. m² Vakuumröhrenkollektoren erforderlich. Es würden sich durchschnittliche Anlagengrößen zwischen 6.000 m² und 18.600 m² bei Flachkollektoren bzw. zwischen 4.300 m² und 12.800 m² bei der Verwendung von Vakuumröhrenkollektoren ergeben.

Bei der weiterführenden Marktbearbeitung sollte auf Anlagentypen fokussiert werden, die sowohl eine gute Wirtschaftlichkeit als auch ein hohes Umsetzungspotenzial aufweisen. Vorrangig sind dies:

- Großflächige Freilandanlagen mit einer thermischen Leistung über 1 MW und solaren Deckungsanteilen von 10 – 20 % in neu entstehenden, kleineren Wärmenetzen, wie sie in den letzten Jahren vielfach in sogenannten ‚Energiedörfern‘ realisiert wurden.
- Großflächige Solarthermieanlagen mit einer thermischen Leistung über 1 MW und solaren Deckungsanteilen bis 15 % in Bestandsnetzen (auch in größeren städtischen Fernwärmenetzen). Die Umsetzbarkeit hängt hier im Wesentlichen von einer stimmigen Integration des Wärmeerzeugers Solarthermie in das Gesamtsystem ab, die zu einer Steigerung der Gesamteffizienz führt.

Darüber hinaus bestehen günstige Umsetzungsmöglichkeiten im Bereich von Quartiers- und Siedlungskonzepten sowie bei Projekten der Wohnungswirtschaft.

Vorteile entstehen bei der Integration der Solarthermie in Nah- und Fernwärmesysteme insbesondere durch die langfristige Planungssicherheit bezüglich der Wärmegestehungskosten, die Nutzung erneuerbarer und emissionsfreier Wärme, das damit verbundene positive Image und die hohe Akzeptanz in der Bevölkerung sowie durch den einfachen technischen Betrieb solcher Anlagen.

Hemmende Faktoren sind oft fehlende Kenntnisse bzw. mangelndes Vertrauen in Bezug auf die solare Wärmeerzeugung seitens der Wärmeversorger sowie die Verfügbarkeit geeigneter Flächen. Technische Hemmnisse für eine Realisierung bestehen nur in wenigen Fällen.

Auf der Basis der oben beschriebenen Ergebnisse werden die Entwicklung und Umsetzung folgender Handlungsansätze und Aktionen empfohlen, die unmittelbar auf die Markteinführung solarer Nah- und Fernwärme und die Umsetzung konkreter Projekte in Baden-Württemberg zielen:

- Projektanbahnung neuer Wärmenetze mit einem Anteil solarthermischer Erzeugung
- Projektanbahnung für die Integration von Solarthermie in bestehende Wärmenetze
- Informations- und Beratungsaktivitäten
- Stärkung der Bürgerbeteiligung
- Entwicklung von Geschäftsmodellen für solare Wärmelieferung
- Verbesserung des Rechts- und Förderrahmens für solare Nah- und Fernwärme

Darüber hinaus ist die Entwicklung und Umsetzung übergeordneter Ansätze erforderlich, die einen zukunftsorientierten Ausbau und die Optimierung der leitungsgebundenen Wärmeversorgung insgesamt zum Ziel haben. Der Ausbau der Fernwärmeinfrastruktur in Baden-Württemberg, verbunden mit einer technisch-ökologischen Optimierung und der Berücksichtigung sozio-ökonomischer und verbraucherorientierter Aspekte, würde mittelbar auch die grundlegenden Entwicklungschancen für die solare Nah- und Fernwärme verbessern.

2 Einführung

Der Umbau der Energieversorgung mit dem Ziel, den Anteil erneuerbarer Energien deutlich zu erhöhen und sie in wenigen Jahrzehnten zur tragenden Säule des Energiesystems zu machen, erfolgt bislang mit einem starken Fokus auf die Stromversorgung, während der Wärmesektor in vielen Belangen zurückbleibt. Dies wird der hohen Bedeutung der Wärmeversorgung für die Energieversorgung und den Klimaschutz in keiner Weise gerecht. Mehr als die Hälfte des Endenergiebedarfs in Deutschland wird in Form von Wärme benötigt.

Auch bei der mit großer Vehemenz geführten Debatte um die Kosten der Energiewende liegt der Fokus bisher vor allem auf den gestiegenen Strompreisen. Verdrängt wird dabei, dass die Kosten eines Haushaltes für Raumwärme und Warmwasser im Durchschnitt etwa doppelt so hoch sind wie die Stromkosten. Auch ist die Preissteigerung in den letzten zwanzig Jahren bei den Wärmekosten deutlich höher gewesen als bei den Stromkosten. Die soziale Bedeutung der Wärmeversorgung wird damit für die Haushalte, die Wirtschaft und für die Kommunen zunehmend wichtiger.

Ohne eine ambitionierte Wärmewende kann somit die Energiewende nicht erfolgreich sein. Dies erfordert die Erschließung der Potenziale bei der Energieeffizienz und gleichzeitig die langfristige Umstellung der Wärmeversorgung auf erneuerbare Energieträger. Neben dem Klimaschutz und der Kostenstabilität trägt dies auch maßgeblich zur Versorgungssicherheit bei, denn der Einsatz erneuerbarer Energien vermindert die Abhängigkeit von fossilen Energieimporten.

Anders als bei der Strom- und Gasversorgung sind in der Wärmeversorgung die Erzeugung, die Verteilung und der Verbrauch lokal bzw. regional verortet. Somit ist die Wärmeversorgung vor allem eine lokale Aufgabe und auch im Verantwortungsbereich der Kommunen angesiedelt. Sie stehen vor der großen Herausforderung – im Einklang mit den nationalen und europäischen Klimaschutzzielen – die lokale Wärmeversorgung langfristig klimaneutral zu gestalten. Die bisherigen Strategien in Deutschland setzen dabei vor allem auf eine kontinuierliche Reduzierung des Energiebedarfs der bestehenden Gebäude. Es ist jedoch erkennbar, dass die bisherigen Sanierungsraten des Gebäudebestandes bei weitem nicht ausreichen, um die ambitionierten Klimaschutzziele im Wärmesektor erreichen zu können. Es ergibt sich die Aufgabe auch für die kommunale Wärmepolitik, ein volkswirtschaftliches Optimum zwischen Gebäudeeffizienz und dem Einsatz erneuerbarer Energien in der Wärmeversorgung zu finden.

Im Vergleich zum Stromsektor ist jedoch die Integration erneuerbarer Energien in der Wärmeversorgung weit weniger fortgeschritten. Der Anteil erneuerbarer Energien liegt derzeit bei etwa 11 % und ist damit nur etwa halb so groß wie im Strombereich. Neben dem geringen Anteil erneuerbarer Energien am Wärmemarkt ist auch die Art der Energieträger problematisch. Mehr als 90 % der erneuerbaren Wärme basiert auf Biomasse. Die Hälfte davon wird in Kleinanlagen (z.B. Kaminöfen) mit geringen Wirkungsgraden und hohen Schadgasemissionen verbrannt. Weiter kann die Biomasse auf lange Sicht aufgrund von Nutzungskonkurrenzen nur einen begrenzten Beitrag leisten. Die tiefe Geothermie ist nur an geeigneten Standorten nutzbar.

Aus diesen Gründen räumt das Integrierte Energie- und Klimaschutzkonzept (IEKK) der Landesregierung Baden-Württemberg der Solarthermie und speziell den solaren Wärmenetzen einen hohen Stellenwert ein: Die Solarthermie weist eine hohe Verfügbarkeit auf und die Verteilung über Wärmenetze an die Verbraucher ist in vielen Fällen, z.B. aus Gründen der Effizienz oder der Kostendegression, vorteilhaft gegenüber einer Wandlung in einer Vielzahl von Einzelanlagen.

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, die den Einsatz der Solarthermie auch in kälterem Klima und für höhere Anwendungstemperaturen bis 120 °C ermöglicht. In Deutschland sind thermische Solaranlagen mit einer Gesamtleistung von 12,3 GW_{th} entsprechend einer Gesamtkollektorfläche von 17,5 Mio. m² installiert. In Baden-Württemberg liegt die Nutzung der Solarthermie dabei rund 50 % über dem Bundesdurchschnitt. Über 90 % dieser Anlagen sind jedoch auch hier Kleinanlagen (< 20 m²) im Ein- und Zweifamilienhausbereich.



Abbildung 1: Solarthermische Großanlage in Ulsted, Dänemark (Quelle: Arcon)

Zur kostengünstigen und großtechnischen Integration der Solarthermie bietet sich die Nutzung von Wärmenetz-Infrastrukturen in besonderem Maß an. Solare Wärmenetze, oftmals auch als solare Nahwärme oder solare Fernwärme bezeichnet, beruhen auf dem Einsatz solarthermischer Großanlagen, die in Wärmenetze eingebunden sind und auf diese Weise zur Versorgung von Quartieren, Wohngebieten, Dörfern oder Städten beitragen. Die erforderlichen großen Kollektorfelder werden hierbei auf Freiflächen installiert oder in Gebäudedachflächen integriert. Es kommen dabei beide Kollektorarten, Flachkollektoren und Vakuumröhrenkollektoren, zum Einsatz und die Kollektorfeldgrößen reichen von ca. 500 m² bis zu 50.000 m² bei den derzeit größten auf internationaler Ebene realisierten Anlagen. Solarthermische Großanlagen decken meist 10 – 20 % des Gesamtwärmebedarfs des Versorgungsgebiets. In Kombination mit großvolumigen Langzeit-Wärmespeichern wurden bereits Anlagen mit einem solaren Deckungsanteil von 50 % realisiert.

Zahlreiche großflächige Solarthermieanlagen im Leistungsbereich bis 50 MW_{th} werden inzwischen vor allem im Nachbarland Dänemark, aber auch in Deutschland und in Baden-Württemberg in Wärmenetzen betrieben. Sie erzeugen Wärme zu wettbewerbsfähigen Gestehungskosten von unter 50 Euro je MWh und somit wesentlich kostengünstiger, als dies mit dezentralen Lösungen in Gebäuden möglich ist.

Das Ziel des vorliegenden Berichts ist die Beschreibung der Marktsituation sowie der Potenziale und möglichen Entwicklungsstrategien für solare Wärmenetze in Baden-Württemberg. Hierzu werden die bestehenden rechtlichen, politischen sowie technischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen analysiert und darauf aufbauend Empfehlungen zur Verbesserung der

genannten Rahmenbedingungen ausgearbeitet sowie konkrete Vorschläge für rechtliche Vereinfachungen, Geschäftsmodelle und genossenschaftliche Organisationsformen entwickelt.

Hierzu erfolgt in Kapitel 3 eine Analyse der Ausgangssituation für solare Wärmenetze in Baden-Württemberg. Diese umfasst den Stand der Technik und der Markteinführung, eine Beschreibung der Integrationsoptionen und der Wirtschaftlichkeit für Solarthermie in der Fernwärmeversorgung sowie eine Untersuchung der rechtlichen Rahmenbedingungen und der Möglichkeiten der Bürgerbeteiligung.

Darauf aufbauend erfolgt in Kapitel 4 eine Potenzialermittlung. Hierzu werden die Gemeindegrößen und -klassen in Baden-Württemberg analysiert und der bestehende Wärmebedarf beurteilt. Über die Entwicklung des Gebäudebestands werden anschließend die Potenziale der Fernwärmeversorgung in Baden-Württemberg diskutiert und die Potenziale der Solarthermie in der Fernwärmeversorgung abgeschätzt. Das Kapitel schließt mit einer Prognose der zukünftigen Entwicklung des Wärmebedarfs.

In Kapitel 5 werden anhand konkreter Fallstudien zur Nahwärmeversorgung Berechnungen für die Integration von solarthermischen Großanlagen einschließlich einer Wirtschaftlichkeitsbetrachtung durchgeführt.

Im Anschluss werden in Kapitel 6 basierend auf den Grundlagen und Analysen der vorangegangenen Kapitel Handlungsempfehlungen für eine weitere Markteinführung ausgesprochen.

Abschließend finden sich im Anhang Anlagensteckbriefe zu in Deutschland und Europa bereits umgesetzten Anlagenbeispielen.

Das Vorhaben SolnetBW – Solare Wärmenetze Baden-Württemberg

Das Verbundvorhaben SolnetBW wird im Rahmen des Förderprogramms BWPLUS durch das Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft gefördert.

Vor dem Hintergrund des Integrierten Energie- und Klimaschutzkonzepts der Landesregierung setzt sich SolnetBW eine Marktbereitstellung und erhöhte Ausbaudynamik bei solaren Wärmenetzen in Baden-Württemberg zum Ziel. Um dies zu erreichen, werden im Rahmen des Vorhabens die bestehenden rechtlichen, politischen sowie technischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen analysiert und darauf aufbauend Empfehlungen zur Verbesserung der genannten Rahmenbedingungen ausgearbeitet und konkrete Vorschläge für rechtliche Vereinfachungen, Geschäftsmodelle und genossenschaftliche Organisationsformen entwickelt. Dieses erweiterte Wissen zu solaren Wärmenetzen soll dann an kommunale Entscheidungsträger, Marktakteure und Bürger herangetragen werden. Die Einbeziehung bürgerschaftlichen Engagements ist erforderlich, um den Umstrukturierungsprozess auf eine gesellschaftlich breite Basis zu stellen. Neben der erhöhten Akzeptanz von Infrastrukturinvestitionen kann über geeignete Modelle der Bürgerbeteiligung auch privates Kapital zur Umsetzung mobilisiert werden. Bürgerinformation und Bürgerbeteiligungsmodelle werden daher als wichtiges Element zur Technologieverbreitung angesehen.

Die Partner des Vorhabens adressieren daher mit Veranstaltungen aber auch mit konkreten Informations- und Beratungsangeboten direkt die Kommunen, Wärmeversorger, Energiegenossenschaften und lokale Energieinitiativen, welche Interesse an der Realisierung von Projekten haben.

3 Analyse der Ausgangssituation

Die Analyse der Ausgangssituation für solare Wärmenetze in Baden-Württemberg umfasst die Beschreibung des Stands der Technik und der Markteinführung. Darauf aufbauend werden die unterschiedlichen Integrationsoptionen für Solarthermie in der Fernwärmeversorgung erläutert. Diese unterscheiden sich nach der Art der Einbindung, Größe des Wärmenetzes und Größe der Solaranlage. Vervollständigt wird die Betrachtung durch die Analyse der Wirtschaftlichkeit der Solarthermie in der Fernwärmeversorgung. Den Abschluss des Kapitels bildet die Beschreibung der relevanten rechtlichen Rahmenbedingungen sowie der Möglichkeiten der Bürgerbeteiligung.

3.1 Stand der Technik und der Markteinführung

Solarthermische Großanlagen mit einer Einbindung in Fernwärmenetze wurden erstmals in den späten 1970er-Jahren errichtet. Erste Demonstrationsprojekte wurden in Schweden, den Niederlanden und Dänemark realisiert. Mitte der 1990er Jahre folgten Projekte in Deutschland und Österreich. Bis heute wurden europaweit ca. 216 Anlagen mit einer Nennleistung über 350 kW_{th} und ca. 82 Anlagen mit einer Nennleistung über 1 MW_{th} realisiert (vgl. Abbildung 2). Die insgesamt europaweit installierte Leistung an solarthermischen Großanlagen beträgt derzeit 433 MW_{th}. Der Zubau im Jahr 2013 betrug 31,6 %. Obwohl gerade bei solarthermischen Großanlagen konkurrenzfähige Wärmekosten von unter 50 €/MWh erzielt werden, ist deren Verbreitung noch relativ gering.

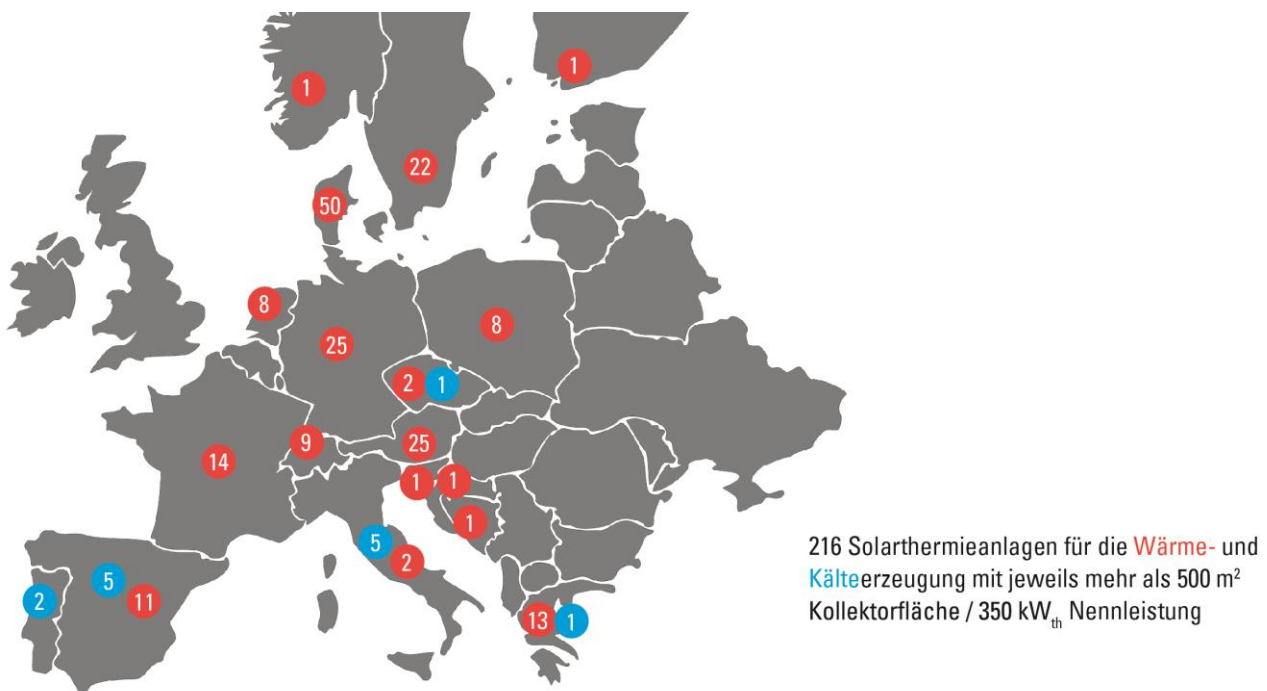


Abbildung 2: Solare Fernwärme – Marktstatus Europa, Mai 2014 (Quelle: CIT Energy Management AB, Solites)¹

¹ Dalenbäck: Market for Solar District Heating, CIT Energy Management AB, Göteborg, SE, www.solar-district-heating.eu, August 2012

Ein Blick über die Grenzen zeigt das Potenzial der Technologie: Dänemark schreibt derzeit eine Erfolgsgeschichte in Bezug auf solare Fernwärme. In den Jahren 2010 bis Mitte 2014 wurden 35 Anlagen mit einer Gesamtnennleistung von 264 MW_{th} errichtet. Die meisten dieser Anlagen werden in Kombination mit KWK betrieben und wurden ohne Förderung realisiert. Insgesamt sind in Dänemark 328 MW_{th} an Großanlagen installiert; Anlagen mit weiteren 250 MW_{th} sind in Planung. So wird demnächst im dänischen Vojens mit dem Bau der dann weltweit größten thermischen Solaranlage begonnen, die eine Kollektorfläche von 52.491 m² bzw. eine Leistung von 36,7 MW_{th} haben wird.

Ein wesentlicher Erfolgsfaktor für die Entwicklung in Dänemark sind flexible Gesamtsysteme zur Strom- und Wärmeerzeugung, mit denen die lokalen, meist genossenschaftlich organisierten Energieversorger an einem sich stark wandelnden Stromhandelsmarkt teilnehmen. Ein Beispiel hierfür ist das neue Demonstrationsprojekt Sunstore 4 auf der Insel Aero in Dänemark (vgl. Abbildung 3)². Der dänische Verband strebt bis 2030 eine Kollektorfläche von 8 Mio. m² in Fernwärmesystemen an.

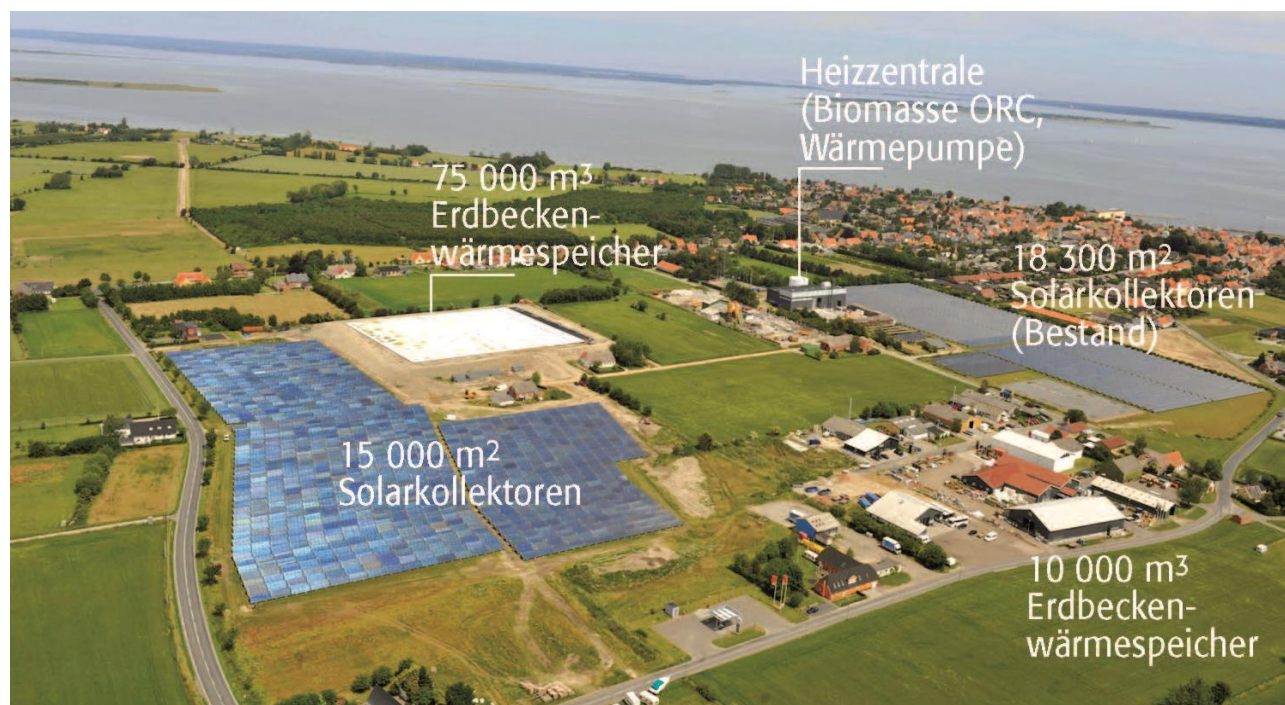


Abbildung 3: Gesamtsystem zur Strom- und Wärmeerzeugung in Marstal auf der dänischen Insel Aero (Quelle: Marstal Fjernvarme)

In Deutschland wurden zwischen 1995 und 2009 elf Großanlagen als Pilotprojekte zur solaren Nahwärmeversorgung mit saisonalem Wärmespeicher realisiert. Ziel war die Demonstration und Weiterentwicklung dieses Wärmeversorgungskonzepts meist für Wohngebiete und mit einem hohen solaren Deckungsanteil von 30 bis 50 % am jährlichen Gesamtwärmebedarf für Trinkwassererwärmung und Raumheizung (vgl. F&E-Programme Solarthermie-2000 und Solarthermie2000plus)³⁴.

² Pauschinger, Schmidt: Sunstore 4 - Solar unterstützte Kraft-Wärme-Kopplung mit saisonalem Wärmespeicher, EuroHeat&Power, Mai 2013

³ Solarthermie2000: Langzeitverhalten von thermischen Solaranlagen im bundeseigenen Bereich, Solarthermie2000 Teilprogramm 1, www.solarthermie2000.de

⁴ Solarthermie2000plus: Solarthermische Pilot- sowie Forschungs- und Demonstrationsanlagen zur Teildeckung des Wärmebedarfs unterschiedlicher Verbraucher im Niedertemperaturbereich, www.solarthermie2000plus.de

Vier dieser elf Pilotanlagen wurden in Baden-Württemberg errichtet. Deutschlands größte Solarthermieanlage mit einer Kollektorfläche von 7.200 m² bzw. einer Nennleistung zur Wärmeerzeugung von 5,1 MW_{th} wird in Crailsheim von den örtlichen Stadtwerken betrieben. Eine wesentliche Komponente dieser Programme war die Entwicklung von großen oder saisonalen Wärmespeichern (> 1.000 m³). Hierbei sind vier Speichertechnologien entstanden, die jeweils in mindestens einer Pilotanlage umgesetzt und betrieben wurden. Die Wärmespeicher sind hierbei als erdvergrabene saisonale Wärmespeicher in solar unterstützte Nahwärmeversorgungen größerer Gebäudekomplexe oder ganzer Siedlungen integriert.

In neueren Projekten, wie z.B. in Hamburg⁵ werden große Wärmespeicher vermehrt auch zur Optimierung des KWK-Betriebs von Wärmenetzen eingesetzt, um sowohl Schwankungen in der Wärmeleistungsanforderung auszugleichen, als auch die Strom- und Wärmebereitstellung zu entkoppeln. Gleichzeitig bieten die Wärmeversorger E.ON Hanse Wärme GmbH und Hamburg Energie GmbH in Hamburg ein Modell zur dezentralen Einbindung solarer Wärme in ihre Fernwärmenetze an.

Ein wichtiger Schritt in Richtung einer breiteren Umsetzung der Technologie im Bereich der Energiedörfer wurde im Jahr 2013 in Büsingen im Süden Baden-Württembergs umgesetzt. Der regionale Energieversorger Solarcomplex AG realisierte dort Deutschlands erste große solarthermische Freilandanlage mit einer Kollektorfläche von 1.090 m², die in Kombination mit einem Biomasse-Heizwerk und einem neu verlegten Wärmenetz die lokale Wärmeversorgung darstellt (vgl. Abbildung 4). Weitere Anlagen sind in Planung und folgen in den kommenden Jahren.



Abbildung 4: Heizwerk des Bioenergiedorfs Büsingen mit 1.090 m² Vakuumröhrenkollektoren und einem Biomassekessel (Quelle: Ritter XL Solar GmbH)

In Schweden werden derzeit Erfahrungen mit dezentraler Wärmerückspeisung von größeren bei Endkunden installierten Solaranlagen in Fernwärmenetze gesammelt. Weiter wurden in Österreich vier solarthermische Großanlagen in der Stadt Graz und eine Anlage in der Stadt Wels realisiert, die ihre Wärme dezentral in das städtische Fernwärmenetz einbinden.

Im Rahmen des Vorhabens SDHplus werden die Aktivitäten zur Marktbereitung auf zwölf europäische Länder ausgeweitet. Bemerkenswerte Entwicklungen in ‚Einsteiger-Ländern‘ sind die Realisierung erster netzgekoppelter Großanlagen in Norwegen (9 MW_{th}) und in Frankreich (350 kW_{th}) sowie eine in Realisierung befindliche Anlage in Italien (700 kW_{th}).

⁵ Schmidt, Mangold: Der Multifunktions-Wärmespeicher in Hamburg-Bramfeld – innovative Erweiterung der ältesten deutschen Siedlung, OTTI - 20. Symposium Thermische Solarenergie, Bad Staffelstein, 2010

Die bisherigen Erfahrungen haben gezeigt, dass für solare Fernwärmesysteme insbesondere für folgende Situationen oder Ansätze gute Marktchancen bestehen:

- die Ergänzung reiner Heizwerke mit Solarthermie
- die Kombination mit KWK-Anlagen, bei denen aufgrund höherer Anteile von Strom aus Windenergie und Photovoltaik im Netz andere Fahrweisen erforderlich werden
- die Entwicklung neuer Geschäftsmodelle und Vermarktungsansätze für Fernwärme in Kombination mit Solarwärme

Nachfolgend werden diese Ansätze detailliert erläutert.

3.2 Integrationsoptionen für Solarthermie in der Fernwärmeversorgung

Im folgenden Kapitel werden aufbauend auf dem Stand der Technik und der Markteinführung die Integrationsoptionen für die Solarthermie in der Fernwärmeversorgung erläutert. In den unterschiedlichen Ländern wurden dabei aufgrund der unterschiedlichen Rahmenbedingungen, verschiedene Konzepte solarer Nah- und Fernwärmesysteme verfolgt. Die wesentlichen Unterscheidungsmerkmale sind:

- die Art der Einbindung der thermischen Solaranlage (zentrale vs. dezentrale Einbindung).
- die Größe des Wärmenetzes, in welches solare Wärme eingespeist wird. Die Bandbreite reicht hier von Nahwärmesystemen zur Versorgung mehrerer Gebäude (Beispiel Stuttgart Burgholzhof, 1.700 m² Kollektorfläche) über Systeme zur Versorgung von Neubaugebieten (Beispiel Crailsheim, 7.300 m² Kollektorfläche) oder Bioenergiedörfern (Beispiel Büsingen, 1.090 m² Kollektorfläche) bis hin zur Einbindung in große städtische Fernwärmesysteme (Beispiel Wels in Österreich, 3.400 m² Kollektorfläche).
- die Größe und Auslegung der thermischen Solaranlage. Diese spiegeln sich im erzielten solaren Deckungsanteil am Gesamtwärmebedarf wider. So kann eine Solaranlage zur Vorwärmung mit Deckungsanteilen von etwa 5 % genutzt werden. Eine Volldeckung durch die Solaranlage in den Sommermonaten wird typischerweise bei Deckungsanteilen zwischen 10 und 20 % erreicht. Hohe Deckungsanteile von 20 bis über 50 % sind in Kombination mit Langzeitwärmespeichern möglich.

Die unterschiedliche Art der Einbindung, d.h. einerseits die zentrale Einbindung und andererseits die dezentrale Einbindung, wird im Folgenden anhand zweier Grafiken genauer erläutert (vgl. Abbildung 5 und Abbildung 6)⁶.

⁶ Pauschinger et. al: SDH-Guidelines, www.solar-district-heating.eu, Juni 2012, letzter Zugriff: 23.10.2014

Zentrale Einbindung

Die thermische Solaranlage wird zentral am Standort des Heizwerks oder Heizkraftwerks eingebunden, oftmals in Kombination mit einem großen saisonalen Wärmespeicher. Bei weiter entfernten, z.B. gebäudeintegrierten Kollektorfeldern, kann die Solarwärme über ein Solarnetz zur Heizzentrale gebracht werden, damit dort ebenfalls eine zentrale Einbindung in das Wärmenetz erfolgen kann. Die meisten solarthermischen Großanlagen wurden bisher aufgrund der einfacheren technischen Handhabung zentral in ein Wärmenetz eingebunden.

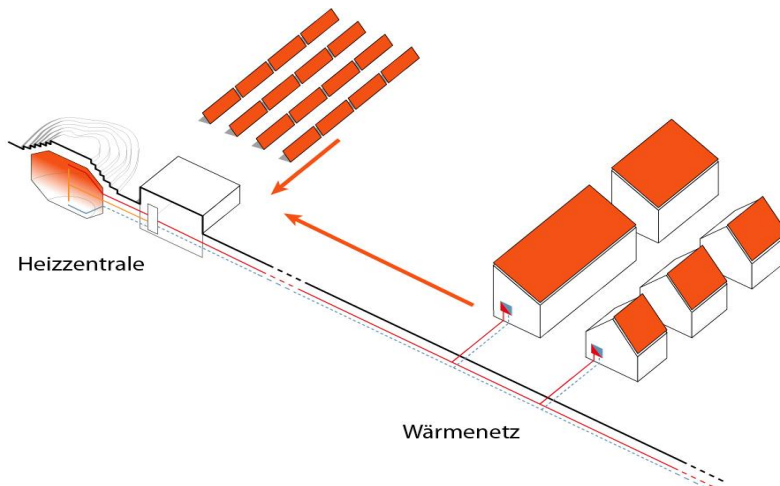


Abbildung 5: Zentrale Einbindung in Nah- und Fernwärmenetze (Quelle: Solites)

Dezentrale Einbindung

Die thermische Solaranlage wird dezentral an einem geeigneten Ort in das Fernwärmenetz eingebunden. Die Solaranlage verfügt dabei oftmals über keinen eigenen Wärmespeicher und gibt ihre Wärme direkt an das Netz ab. Dies ist möglich wenn entweder an der Einbindungsstelle stets eine ausreichende Wärmelast vorliegt oder eine Speicherung über das Wärmenetz erfolgen kann (z.B. durch an anderer Stelle im Wärmenetz angeschlossene Speicherkapazitäten oder eine Temperaturerhöhung des Wärmenetzes).

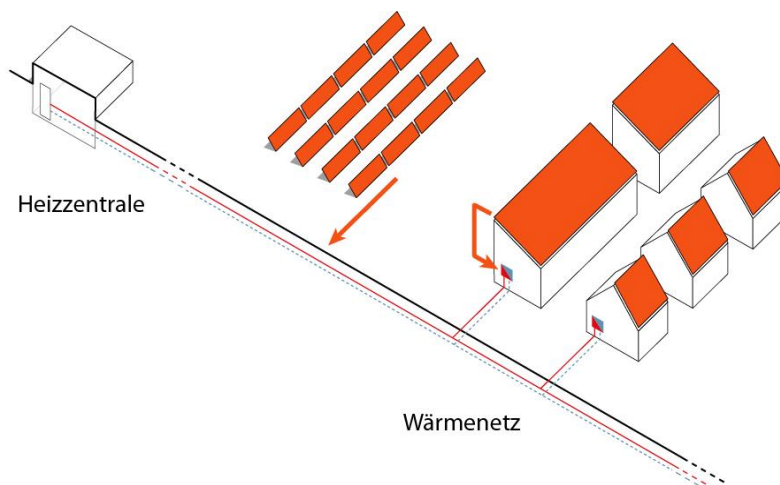


Abbildung 6: Dezentrale Einbindung in Nah- und Fernwärmenetze (Quelle: Solites)

3.2.1 Typen von Solarthermieanlagen in Fernwärmesystemen

Im Folgenden werden verschiedene Typen von Solarthermieanlagen in Fernwärmesystemen beschrieben, die sich bezüglich der Art und Größe der Solarthermieanlage, der Größe des Fernwärmesystems und somit auch hinsichtlich organisatorischer Aspekte unterscheiden. Insgesamt werden hierbei sieben Anlagentypen differenziert:

Typ 1: Solare Wärmenetze zur Quartiersversorgung

Typ 2: Solare Wärmenetze mit Langzeitwärmespeicher und hohen solaren Deckungsanteilen für Wohngebiete und Quartiere

Typ 3: Dezentral eingebundene Solaranlagen in Quartieren

Typ 4: Solare Wärmenetze für Dörfer und kleinere Städte

Typ 5: Solare Fernwärmesysteme mit gekoppelter Strom- und Wärmeerzeugung
„Smart District Heating“

Typ 6: Dezentral in städtische Fernwärmesysteme eingebundene solarthermische Großanlagen

Typ 7: Zentral in städtische Fernwärmesysteme eingebundene solarthermische Großanlagen

In aufsteigender Reihenfolge nimmt tendenziell die Größe des Wärmenetzes zu, beginnend mit Lösungen für Quartiere und Wohngebiete, oft auch als Nahwärmesysteme bezeichnet, bis hin zu Einbindungen in große städtische Fernwärmeversorgungen. Die verschiedenen Anlagentypen werden in den nachfolgenden Kapiteln näher beschrieben.

Typ 1: Solare Wärmenetze zur Quartiersversorgung

Sowohl bei der Sanierung als auch beim Neubau urbaner Quartiere oder Wohnsiedlungen bieten sich lokale Wärmenetze, oftmals als Nahwärmesysteme bezeichnet, als eine Option zur Wärmeversorgung an (vgl. Abbildung 7). Aufgrund der lokalen Begrenzung und je nach Gebäudetyp und Haustechnik können solche Wärmenetze mit niedrigen oder mittleren Netztemperaturen betrieben werden, wodurch sie sich für die Einbindung einer thermischen Solaranlage besonders eignen. Der jährliche solare Deckungsanteil am Gesamtwärmebedarf beträgt bei den realisierten Projekten bis zu 20 % und wird durch die Einbindung eines Kurzzeitspeichers in der Heizzentrale erreicht. Der Hauptteil des Wärmebedarfs wird meistens über Heizkessel oder einen Anschluss an ein größeres Wärmenetz an der Heizzentrale bereitgestellt.



Abbildung 7: Dachintegrierte Solarkollektoren auf Mehrfamilienhäusern (linkes Bild, Quelle: Solites); Solare Nahwärme Stuttgart Burgholzof (rechtes Bild, Quelle: EnBW Energie Baden-Württemberg AG)

In der folgenden Tabelle werden typische Kenngrößen und Eigenschaften bei der Realisierung von solaren Wärmenetzen zur Quartiersversorgung aufgelistet.

Tabelle 1: Typische Kenngrößen und Eigenschaften bei der Realisierung von solaren Wärmenetzen zur Quartiersversorgung

Wärmeabgabe gesamtes Netz	0,5 – 10 GWh/a
Einbindung der Solaranlage	zentral
Nennleistung der Solaranlage	0,2 – 2 MW _{th}
Solarer Deckungsanteil	10 – 20 % der Wärmenetzeinspeisung

Technik

Aufgrund der beschränkten Flächenverfügbarkeit in Quartieren, werden die Kollektorflächen oftmals in die Dächer umliegender Gebäude integriert. Seitens der Anbieter stehen hierfür geeignete Systemlösungen mit Großflächenkollektoren zur Verfügung (z.B. Solarroof). Bei zahlreichen Projekten hat es sich als wirtschaftlich erwiesen, die Wärme von den verteilten Kollektorfeldern zur Heizzentrale zurückzuführen und dort zentral über einen Pufferspeicher einzubinden. Dieser ermöglicht eine bedarfsgerechte Bereitstellung der erzeugten Solarwärme. Durch größere Kollektorflächen und tageweise Speicherung der Solarwärme werden solare Deckungsanteile am Gesamtwärmebedarf von bis zu 20 % erreicht. Der Hauptteil des Wärmebedarfs wird meistens über Heizkessel oder einen Anschluss an ein größeres Wärmenetz an der Heizzentrale bereitgestellt.

Organisatorisches

Bei der Realisierung einer solar unterstützten Nahwärmeversorgung ist die frühzeitige Zusammenarbeit von Anlagenplanern, Anlagenbetreibern, Bauherren und Architekten von entscheidender Bedeutung. Dabei muss eine exakte Abstimmung von Wärmenetz, Solarkollektoren und der entsprechenden Wärmenachfrage erfolgen.

Nahwärmenetze werden in der Regel von Kontraktoren oder Stadtwerken betrieben. Daher kommt der Kommune bei der Schaffung geeigneter Rahmenbedingungen für solche Projekte eine wichtige Rolle zu. Diese hat durchaus Möglichkeiten, insbesondere die rechtlichen Rahmenbedingungen zu verbessern. Darauf wird in Kapitel 3.4 (Rechtliche Rahmenbedingungen) genauer eingegangen.

Wirtschaftlichkeit

Bei der durchgeführten Wirtschaftlichkeitsuntersuchung (siehe Kapitel 3.3) ergaben sich für diesen Anlagentyp solare Wärmegegestehungskosten im Bereich von 55 bis 106 €/MWh (netto ohne Förderung) bzw. von 37 bis 73 €/MWh (netto mit Förderung).

Ein entscheidender Faktor für die Wirtschaftlichkeit derartiger Anlagen sind die Mehrkosten für die Realisierung der verteilten Kollektorfelder auf den Gebäuden, insbesondere für die Dachintegration und die Wärmerückführung zur Heizzentrale. Durch eine kostengünstige Ausführung der Kollektorfelder in unmittelbarer Nähe der Heizzentrale können die Wärmegegestehungskosten deutlich reduziert werden. Günstigere Wärmegegestehungskosten können auch bei eher moderaten solaren Deckungsanteilen am Gesamtwärmebedarf durch die damit verbundenen hohen spezifischen Solarerträge erzielt werden.

Besonderheiten

Bei Neubausiedlungen ist, infolge steigender Anforderungen an die Gebäudehülle durch die EnEV, genau und individuell zu prüfen, ob ein Wärmenetz aufgrund des geringeren verbleibenden Wärmebedarfs rentabel realisierbar ist. Falls dies der Fall ist, profitiert davon insbesondere die Solaranlage, da die niedrigen Rücklauftemperaturen im Wärmenetz entscheidend für möglichst hohe Solarerträge sind.

Bei dem heutzutage wesentlicher häufiger auftretenden Fall eines Sanierungsgebiets, ist die Wärmebedarfsdichte im Vergleich zur Neubausiedlung in der Regel höher, was der Wirtschaftlichkeit von Wärmenetzlösungen zuträglich ist. Die im Wärmenetz vorherrschenden höheren Temperaturen stellen zudem kein Hindernis für die Einbindung von Solarthermie dar, da mit heutigen Solarkollektoren ein entsprechendes Temperaturniveau erreicht werden kann.

Ausgewählte Anlagenbeispiele

Im Anhang wird exemplarisch die solare Nahwärme Stuttgart Burgholzof vorgestellt. Weitere Anlagen befinden sich auch im europäischen Ausland, wie z.B. in Schweden (Vallda Heberg)⁷.

Weiterführende Informationen

Weiterführende Informationen finden sich in [Milles 2005]⁸ sowie in [Solarthermie2000]⁹.

⁷ Dalenbäck: Vallda Heberg – Initial experiences, SDH conference, Hamburg, 3rd June 2014

⁸ Milles: Solare Nahwärme in neuen Wohnsiedlungen, BINE Projektinfo 01/2005

⁹ Solarthermie2000: Langzeitverhalten von thermischen Solaranlagen im bundeseigenen Bereich, Solarthermie2000 Teilprogramm 1, www.solarthermie2000.de

Typ 2: Solare Wärmenetze mit Langzeitwärmespeicher und hohen solaren Deckungsanteilen für Wohngebiete und Quartiere

Bei Wohngebieten und Quartieren kann der im vorangegangenen Abschnitt beschriebene Anlagentyp durch einen Langzeitwärmespeicher ergänzt werden, so dass höhere solare Deckungsanteile von bis zu 50 % erzielt werden. Der Wärmespeicher dient dabei zur saisonalen Speicherung der Solarwärme vom Sommer bis in die Heizperiode. In Deutschland wurden seit 1996 insgesamt elf solarthermische Großanlagen mit saisonaler Wärmespeicherung realisiert. Vier dieser elf Pilotanlagen wurden in Baden-Württemberg (Friedrichshafen, Neckarsulm, Crailsheim (vgl. Abbildung 8) und Eggenstein-Leopoldshafen) errichtet.

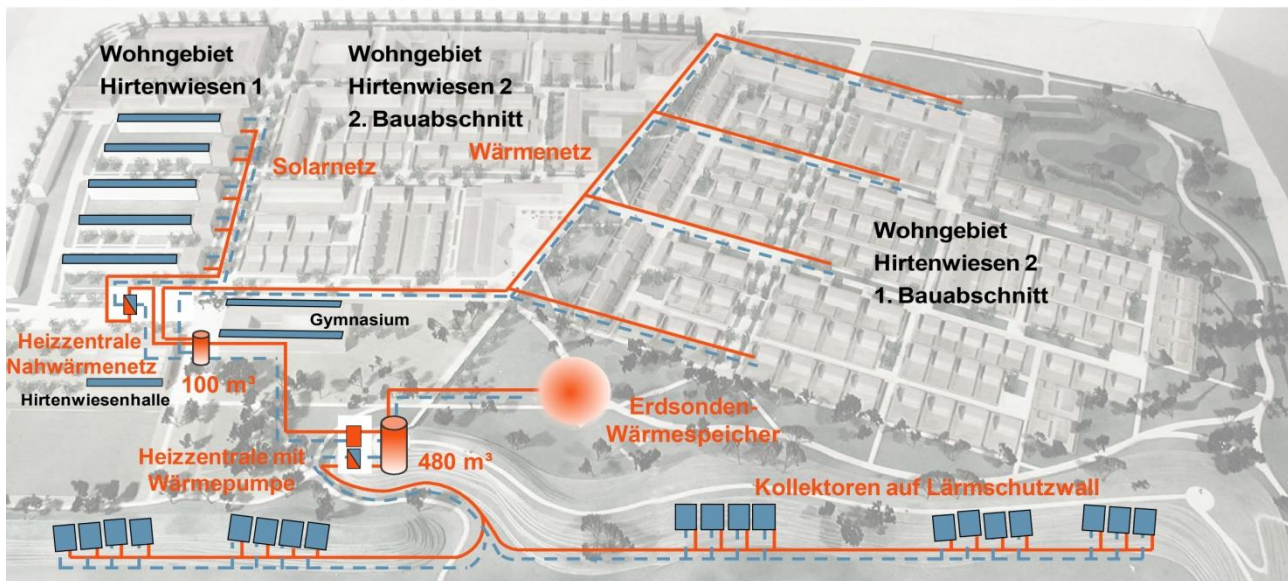


Abbildung 8: Solare Nahwärme Hirtenwiesen in Crailsheim, Deutschlands größte Solarthermieanlage mit einer Kollektorfläche von 7.300 m² (Nennleistung zur Wärmeerzeugung: 5,1 MW_{th}) (Quelle: Solites)

In der folgenden Tabelle werden typische Kenngrößen und Eigenschaften bei der Realisierung von solaren Wärmenetzen mit Langzeitwärmespeicher und hohen solaren Deckungsanteilen für Wohngebiete und Quartiere aufgelistet.

Tabelle 2: Typische Kenngrößen und Eigenschaften bei der Realisierung von solaren Wärmenetzen mit Langzeitwärmespeicher und hohen solaren Deckungsanteilen für Wohngebiete und Quartiere

Wärmeabgabe gesamtes Netz	2 – 10 GWh/a
Einbindung der Solaranlage	zentral
Nennleistung der Solaranlage	2 – 20 MW _{th}
Solarer Deckungsanteil	20 – 50 % der Wärmenetzeinspeisung

Technik

Das zentrale Element eines solchen Systems bildet der Langzeitwärmespeicher, der einen Großteil der in den Sommermonaten erzeugten Solarwärme aufnimmt und bis in die Heizperiode speichert. Nur über eine derartige saisonale Wärmespeicherung lassen sich solare Deckungsanteile am Gesamtwärmebedarf von 50 % und mehr erreichen. In Deutschland wird die Entwicklung saisonaler Wärmespeicher seit Mitte der 90er Jahre gefördert. Im Rahmen von Forschungsvorhaben wurden vier Speichertechnologien entwickelt (Behälter-, Erdbecken-, Erdsonden- und Aquifer-

Wärmespeicher), die jeweils in mindestens einer Pilotanlage praktisch demonstriert und betrieben wurden. Saisonale Wärmespeicher sind erst ab einer Größe von ca. 1.000 m³ technisch und wirtschaftlich machbar und erfordern daher eine Mindestgröße des Nahwärmesystems.

Organisatorisches

Derart komplexe Systeme werden in der Regel von Stadtwerken oder größeren Unternehmen der Versorgungswirtschaft realisiert und betrieben. Damit solche umfassenden Systeme erfolgreich umgesetzt werden können, muss die Systemplanung mit der Entwicklung des Gebiets und der Bauplanung einhergehen, insbesondere wenn es sich um mehrphasige Bauvorhaben handelt.

Wirtschaftlichkeit

Bei der durchgeführten Wirtschaftlichkeitsuntersuchung (siehe Kapitel 3.3) ergaben sich für diesen Anlagentyp solare Wärmegestehungskosten im Bereich von 73 bis 154 €/MWh (netto ohne Förderung) bzw. von 48 bis 102 €/MWh (netto mit Förderung).

Im Vergleich zu Anlagentyp 1 ergeben sich höhere Wärmegestehungskosten. Dies liegt daran, dass bei diesen Systemen auch sehr hohe solare Deckungsanteile am Gesamtwärmebedarf von 50 % erreicht werden können und für die damit verbundene saisonale Wärmespeicherung großvolumige Wärmespeicher benötigt werden, deren Investitionskosten vollständig der solaren Wärmeerzeugung zugeordnet werden.

Besonderheiten

Das Ziel derzeitiger Forschungs- und Entwicklungsarbeiten zu saisonalen Wärmespeichern ist, die Technologien bis zum Jahr 2020 zur Marktbereitschaft zu führen.

Eine Verbesserung der Wirtschaftlichkeit von solaren Nahwärmesystemen mit Langzeitwärmespeicher kann durch eine Mehrfachnutzung des Wärmespeichers mit sogenannten Multifunktions-Wärmespeichern erreicht werden. Diese werden auch für die Speicherung industrieller Abwärme, KWK-Optimierung und Power-to-heat-Anwendungen verwendet.

Ausgewählte Anlagenbeispiele

Im Anhang wird exemplarisch die solare Nahwärme Hirtenwiesen in Crailsheim vorgestellt. Weitere Anlagen in Baden-Württemberg befinden sich in Neckarsulm, Friedrichshafen und Eggenstein-Leopoldshafen.

Weiterführende Informationen

Weiterführende Informationen finden sich in [Schneider 2013]¹⁰, [Mangold et al. 2012]¹¹ sowie in [Saisonalspeicher.de]¹².

¹⁰ Schneider: Sonnenenergie in der Erde speichern, BINE Projektinfo 01/2013

¹¹ Mangold et al.: Forschungsbericht zum BMU-Vorhaben "Technisch-wirtschaftliche Analyse und Weiterentwicklung der solaren Langzeit-Wärmespeicherung" (Dez. 2007 bis Feb. 2011), Solites, 2012

¹² Saisonalspeicher.de: Wissensportal für saisonale Wärmespeicherung, www.saisonalspeicher.de, letzter Zugriff: 24.10.2014

Typ 3: Dezentral eingebundene Solaranlagen für Quartiere

Bei mit Fernwärme versorgten Quartieren kann eine thermische Solaranlage auch dezentral in das Wärmenetz eingebunden werden. Dadurch haben beispielsweise Wohnungsgesellschaften die Möglichkeit, eine etwas größer dimensionierte Solaranlage zu installieren, deren Wärmeerzeugung über dem Wärmebedarf des Quartiers liegt, da die erzeugte Solarwärme vollständig an das Fernwärmenetz abgegeben wird (vgl. Abbildung 9). Bei Wärmebedarf wird über eine Standardübergabestation Wärme aus dem Fernwärmenetz bezogen. Auf diese Weise wird das Wärmenetz als Speicher genutzt. Ein hausinterner Pufferspeicher entfällt, sodass solche Anlagen einfach und kostengünstig realisiert werden können.



Abbildung 9: Dezentral eingebundene Solaranlage in Gardsten (SE) (linkes Bild); Übergabestation zur Wärmeabgabe an das Netz des Herstellers Armatec (rechtes Bild, Quelle: Armatec/Solites)

In der folgenden Tabelle werden typische Kenngrößen und Eigenschaften bei der Realisierung von dezentral eingebundenen Solaranlagen in Quartieren aufgelistet.

Tabelle 3: Typische Kenngrößen und Eigenschaften bei der Realisierung von dezentral eingebundenen Solaranlagen in Quartieren

Wärmeabgabe gesamtes Netz	20 – 5.000 GWh/a
Einbindung der Solaranlage	dezentral
Nennleistung der Solaranlage	0,2 – 2 MWth
Solarer Deckungsanteil	bis zu 100 % des Wärmebedarfs des Quartiers, geringe Anteile an der gesamten Wärmenetzeinspeisung

Technik

Die Solarkollektoren geben über eine Übergabestation zur Wärmeabgabe (siehe Abbildung 9, rechtes Bild) die erzeugte Wärme an den netzseitigen Vorlauf der Hausanschlussleitung ab. Übersteigt die Wärmeerzeugung den momentanen Eigenverbrauch des Gebäudes, wird die Solarwärme dem Fernwärmenetz zugeführt. Andernfalls wird die Solarwärme über eine Standardübergabestation zum Wärmebezug an das Gebäude geliefert. Somit wird bei diesem System kein zusätzlicher Pufferspeicher benötigt. Jedoch muss die Leistung der thermischen Solaranlage im Verhältnis zur Größe des Wärmenetzes klein sein. Diese Systeme eignen sich insbesondere für Wärmenetze oder Wärmenetzbereiche, die im Sommer auf niedrigeren Temperaturen, z.B. zwischen 60°C und 80°C, betrieben werden.

Organisatorisches

Bei diesem Modell befinden sich die Solaranlagen meist im Eigentum von Wohnungsgesellschaften. Der Betrieb erfolgt ebenfalls durch diese oder durch lokale Versorger. Aktuelle Auswertungen haben ergeben, dass beim professionellen Betrieb durch Unternehmen der Versorgungswirtschaft wesentlich bessere Betriebsergebnisse erzielt werden. Eine Abrechnung erfolgt zwischen den Wohnungsgesellschaften und dem Wärmenetzbetreiber. Dabei wird die vom Wärmemengenzähler erfasste solare zugeführte Wärme, ähnlich wie bei der PV-Stromeinspeisung, vergütet. Der Wärmebezug erfolgt hingegen über Standardverträge. Generell hat sich gezeigt, dass die Standardisierung und getrennte Behandlung von Abgabe und Bezug hinsichtlich Kosten und Abwicklung am günstigsten sind.

Wirtschaftlichkeit

Bei der durchgeführten Wirtschaftlichkeitsuntersuchung (siehe Kapitel 3.3) ergaben sich für diesen Anlagentyp solare Wärmegegostehungskosten im Bereich von 55 bis 74 €/MWh (netto ohne Förderung) bzw. von 36 bis 48 €/MWh (netto mit Förderung).

Die relativ geringeren Wärmegegostehungskosten resultieren daher, dass die Solaranlage meistens einfach und kostengünstig realisiert werden kann, da kein zusätzlicher Pufferspeicher installiert werden muss und die spezifischen Solarerträge je nach Temperaturniveau im Wärmenetz sehr hoch sein können.

Besonderheiten

In Schweden wurde dieser Anlagentyp bereits mehrfach realisiert. Insbesondere Wohnungsgesellschaften äußerten dort den Wunsch, thermische Solaranlagen auf ihren Gebäuden zu installieren. Daher wurde ein Geschäftsmodell entwickelt, welches das Einbringen von Solarwärme in das Fernwärmenetz ermöglicht. Vom Systemkomponentenhersteller Armatec wurde für diese Art der Systemeinbindung eine vorgefertigte Übergabestation zur Abgabe der Solarwärme an das Wärmenetz entwickelt. Der Wärmebezug für das Gebäude erfolgt über eine separate Standardübergabestation.

Ausgewählte Anlagenbeispiele

Im Anhang wird exemplarisch die dezentrale Einbindung Gardsten in Göteborg (SE) vorgestellt. Weitere Anlagen befinden sich in Malmö (SE) (Propellern 2 und Augustenborg), Skive (DK) (Hoeslev School) und in Hillerod (DK) (Elmegarden).

Weiterführende Informationen

Weiterführende Informationen finden sich in [Dalenbäck 2010]¹³, [Dalenbäck 2012a]¹⁴, [Dalenbäck 2012b]¹⁵ sowie in [Schlegel 2014]¹⁶.

¹³ Dalenbäck: Success factors in Solar District Heating, www.solar-district-heating.eu, CIT Energy Management AB, Göteborg, SE, Dezember 2010

¹⁴ Dalenbäck: Boundary conditions and market obstacles for Solar District Heating, www.solar-district-heating.eu, CIT Energy Management AB, Göteborg, SE, Juli 2012

¹⁵ Dalenbäck: Market for Solar District Heating, www.solar-district-heating.eu, CIT Energy Management AB, Göteborg, SE, August 2012

¹⁶ Schlegel: Technisch-ökonomische Analyse und Bewertung von Anlagen zur dezentralen Einspeisung von Solarwärme in Fernwärmenetze, Masterarbeit, Solites / Universität Stuttgart, März 2014

Typ 4: Solare Wärmenetze für Dörfer und kleinere Städte

In Deutschland, Österreich, Dänemark und Schweden werden Wärmenetze vielfach zur Wärmeversorgung von Dörfern und kleineren Städten im ländlichen Raum genutzt. Einen besonderen Fall stellen in Deutschland Bioenergiedörfer dar, die ihren Strom- und Wärmebedarf aus heimischen Rohstoffen und erneuerbaren Energiequellen decken, bisher meist in Verbindungen mit Biogasanlagen. Eine alternative Erzeugungsvariante stellt die Kombination aus einer solarthermischen Großanlage in Verbindung mit einem Biomassekessel dar. Die Solarthermieanlage deckt hierbei die Last in den Sommermonaten ab, so dass der ungünstige Teillastbetrieb des Biomassekessels (abnehmende Wirkungsgrade und steigende Emissionen) vermieden werden kann (vgl. Abbildung 10).

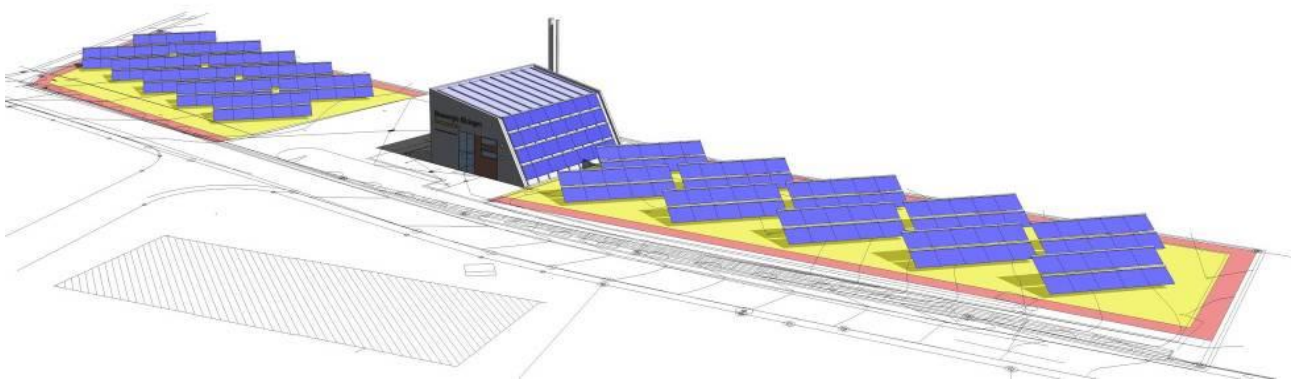


Abbildung 10: Heizwerk des Bioenergiedorfs Büsingen mit einem Biomassekessel und 1.090 m² Vakuumröhrenkollektoren (Quelle: Ritter XL Solar GmbH)

In der folgenden Tabelle werden typische Kenngrößen und Eigenschaften bei der Realisierung von solaren Wärmenetzen für Dörfer und kleinere Städte aufgelistet.

Tabelle 4: Typische Kenngrößen und Eigenschaften bei der Realisierung von solaren Wärmenetzen für Dörfer und kleinere Städte

Wärmeabgabe gesamtes Netz	2 – 100 GWh/a
Einbindung der Solaranlage	zentral
Nennleistung der Solaranlage	0,5 – 50 MW _{th}
Solarer Deckungsanteil	10 – 20 % der Wärmenetzeinspeisung, Voldeckung in den Sommermonaten

Technik

Im ländlichen Raum können die Kollektorflächen der thermischen Solaranlage oft auf Freiflächen in Nähe der Heizzentrale installiert werden, was zu sehr günstigen spezifischen Anlagenkosten führt. Zur Dimensionierung der Solaranlage wird die maximale Sommerlast im Wärmenetz angesetzt, welche sich aus dem sommerlichen Wärmebedarf (meist zur Trinkwassererwärmung) und den Wärmeverlusten des Netzes zusammensetzt. In der Regel ergeben sich solare Deckungsanteile von 10 bis 20 % des Gesamtwärmebedarfs.

Organisatorisches

Derartige Anlagen werden oftmals durch die Initiative von engagierten Bürgern vor Ort auf den Weg gebracht. Die Realisierung und der Betrieb erfolgt dann entweder durch eine eigens gegründete Genossenschaft oder durch einen lokalen Versorger. Ein wesentlicher Erfolgsfaktor bei der Umsetzung stellt die Einbindung und konkrete Beteiligung der Bürger dar. Durch eine gemeinschaftliche Durchführung erhöht sich bei den Anwohnern in der Regel auch die Akzeptanz und die Bereitschaft sich an das Wärmenetz anzuschließen. Bei der Umsetzung durch eine Genossenschaft stellt insbesondere die dauerhaft geforderte Professionalität bei der Realisierung, dem Betrieb und der Kundenbetreuung eine Herausforderung dar. Weitere Voraussetzung für eine erfolgreiche Umsetzung ist die Zusammenarbeit mit einem kompetenten Planer im Bereich Wärmenetze und erneuerbare Energien.

Wirtschaftlichkeit

Bei der durchgeführten Wirtschaftlichkeitsuntersuchung (siehe Kapitel 3.3) ergaben sich für diesen Anlagentyp solare Wärmegegostehungskosten im Bereich von 55 bis 99 €/MWh (netto ohne Förderung) bzw. von 36 bis 66 €/MWh (netto mit Förderung).

Durch den Anspruch einer Energiegenossenschaft, eine langfristig preisstabile und auf erneuerbaren Energien basierende Wärmeversorgung sicherzustellen, die nicht auf Profitmaximierung abzielt, sind meist moderate Wärmepreise realisierbar. Im spezifischen Fall einer thermischen Solaranlage kommt dazu, dass diese in den Sommermonaten vorrangig die Energieversorgung übernimmt und in der Übergangszeit den Biomasseheizkessel unterstützt. Auf diese Weise werden die Betriebskosten des Biomasseheizkessels gesenkt und dessen Lebensdauer deutlich verlängert, da der Kessel nicht durchgehend in Betrieb ist. Günstige Wärmegegostehungskosten sind jedoch erst für größere Solaranlagen größer 1 MW_{th} und solare Deckungsanteile bis 20 % möglich. Die langfristige Stabilität der Wärmegegostehungskosten von Solaranlagen ermöglicht es, einen Teil der Wärmegegostehungskosten der Fernwärmeversorgung zu fixieren.

Besonderheiten

Die geringen Wärmedichten im ländlichen Raum stellen besondere Herausforderungen bezüglich einer kostengünstigen Realisierung des Gesamtsystems und insbesondere des Wärmenetzes dar.

Ausgewählte Anlagenbeispiele

Im Anhang wird exemplarisch das Bioenergiedorf Büsingen vorgestellt. Weitere Anlagen befinden sich in Dänemark (z.B. Rise, Aero) und Österreich (z.B. Nahwärme Eibiswald).

Typ 5: Solare Fernwärmesysteme mit gekoppelter Strom- und Wärmeerzeugung „Smart District Heating“

Eine Weiterentwicklung des vorherigen Typs stellen solare Fernwärmesysteme dar, bei denen solarthermische Großanlagen mit weiteren Technologien zur Strom- und Wärmeerzeugung sowie mit großen Wärmespeichern kombiniert werden. Die Funktionsweise der dabei entstehenden ganzheitlichen Energieversorgungssysteme wurde durch drei Pilotanlagen in Dänemark demonstriert und dort mit dem Begriff „Smart District Heating“ bezeichnet (vgl. Abbildung 11).



Abbildung 11: 18.000 m² Kollektorfläche des Systems in Braedstrup (DK) (Quelle: Solites, Braedstrup Fjernvarme)

In der folgenden Tabelle werden typische Kenngrößen und Eigenschaften bei der Realisierung von solaren Fernwärmesystemen mit gekoppelter Strom- und Wärmeerzeugung aufgelistet.

Tabelle 5: Typische Kenngrößen und Eigenschaften bei der Realisierung von solaren Fernwärmesystemen mit gekoppelter Strom- und Wärmeerzeugung „Smart District Heating“

Wärmeabgabe gesamtes Netz	2 – 100 GWh/a
Einbindung der Solaranlage	zentral
Nennleistung der Solaranlage	0,5 – 50 MW _{th}
Solarer Deckungsanteil	10 – 50 % der Wärmenetzeinspeisung, Volldeckung in den Sommermonaten

Technik

Zentrales Element solcher Systeme ist ein großvolumiger Wärmespeicher, der von den verschiedenen angeschlossenen Erzeugern genutzt wird (Multifunktionsspeicher) und, insbesondere in Bezug auf fluktuierende Stromerlöse, zur Flexibilisierung des Gesamtsystems beiträgt. So wird der Speicher bei guten Stromerlösen zur Optimierung des KWK-Betriebs genutzt. Bei niedrigen oder negativen Stromerlösen speisen Wärmepumpen oder Elektrodenkessel als Power-to-heat-Anwendungen Wärme in den Wärmespeicher ein. Weiter werden überschüssige solare Erträge bis in die Heizperiode gespeichert. Insgesamt werden die fluktuierende Erzeugung von Wärme und Strom aus erneuerbaren Energien vom Bedarf entkoppelt und flexibilisiert. Der solare Deckungsanteil am Gesamtwärmebedarf beträgt bei den Anlagen zwischen 15 und 50 %.

Organisatorisches

Der Erfolg von Smart District Heating-Systemen in Dänemark, liegt zum einen an den traditionell weit verbreiteten, genossenschaftlich betriebenen Wärmenetzen und zum anderen am wirtschaftlich

attraktiven Wärmepreis der Solarthermie im Gegensatz zur Nutzung von hoch besteuerten fossilen Energieträgern. Die für den Stromsektor erforderlichen, teilweise komplexen Dienste werden in Dänemark oft durch übergeordnete Strukturen des Genossenschaftsverbands zur Verfügung gestellt.

Wirtschaftlichkeit

Bei der durchgeführten Wirtschaftlichkeitsuntersuchung (siehe Kapitel 3.3) ergaben sich für diesen Anlagentyp solare Wärmegestehungskosten im Bereich von 51 bis 124 €/MWh (netto ohne Förderung) bzw. von 34 bis 82 €/MWh (netto mit Förderung). Die große Bandbreite der Wärmegestehungskosten liegt am breiten Spektrum der möglichen solaren Deckungsanteile von 10 bis ca. 50 %. Je höher dieser liegt, desto höher sind in der Regel auch die Wärmegestehungskosten. Jedoch kann der Kostenzuschlag für den großvolumigen Wärmespeicher, der für die saisonale Wärmespeicherung benötigt wird, aufgrund der multifunktionalen Nutzung des Wärmespeichers im Vergleich zu Anlagentyp 2 (*Solare Wärmenetze mit Langzeitwärmespeicher und hohen solaren Deckungsanteilen für Wohngebiete und Quartiere*) für die Solarwärme reduziert werden.

Besonderheiten

Solche innovativen Systeme wurden in Dänemark bereits im Leistungsbereich bis 50 MW_{th} zur Versorgung von Dörfern und kleineren Städten realisiert (vgl. Abbildung 12).

Ausgewählte Anlagenbeispiele

Im Anhang wird exemplarisch das System in Braedstrup (DK) vorgestellt. Weitere Anlagen in Dänemark befinden sich in Marstal (siehe www.sunstore4.eu) und in Dronninglund (siehe www.solar-district-heating.eu).

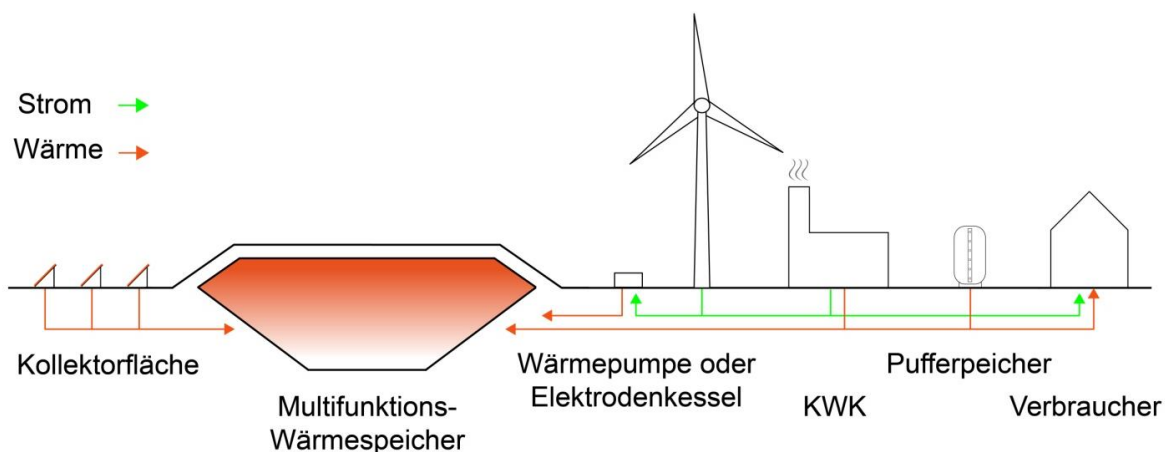


Abbildung 12: Beispielschema eines Smart District Heating-Systems (Quelle: Solites)

Weiterführende Informationen

Weiterführende Informationen finden sich in [Soerensen, Nielsen 2011]¹⁷, [Miedaner, Schmidt 2011]¹⁸ sowie in [Pauschinger, Schmidt 2013]¹⁹.

¹⁷ Soerensen, Nielsen: Smart District Heating, Planenergi, Skoeping, DK, Intersolar 2011, Juni 2011

¹⁸ Miedaner, Schmidt: Solaranlagen im Kontext strom- und wärmeerzeugender Energieversorgungssysteme, Solites, OTTI - 21. Symposium Thermische Solarenergie, Bad Staffelstein, Mai 2011

¹⁹ Pauschinger, Schmidt: Sunstore 4 - Solar unterstützte Kraft-Wärme-Kopplung mit saisonalem Wärmespeicher, EuroHeat&Power, Mai 2013

Typ 6: Dezentral in städtische Fernwärmesysteme eingebundene solarthermische Großanlagen

Städtische Fernwärmenetze werden in der Regel mit Wärme aus Heizkraftwerken, Heizwerken oder industrieller Abwärme betrieben. Brennstoffe sind hierbei meist Gas, Kohle, Reststoffe oder Biomasse. Dezentral in städtische Fernwärmesysteme eingebundene solarthermische Großanlagen stellen eine Möglichkeit dar, den Anteil erneuerbarer Wärme in solchen Fernwärmenetzen zu erhöhen. Die meisten Anlagen dieses Typs wurden bisher in österreichischen Städten realisiert (vgl. Abbildung 13).

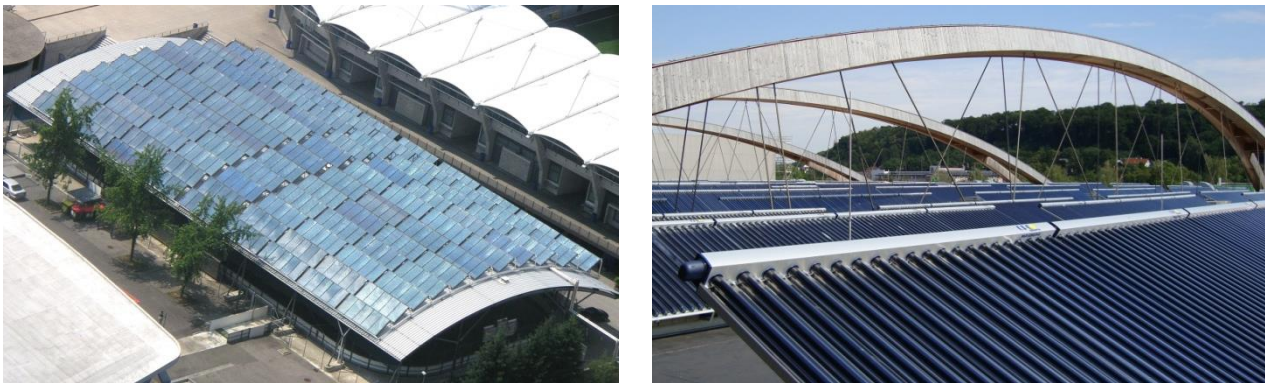


Abbildung 13: Solarthermieanlage auf der UPC Arena in Graz (AT) eingebunden in das Fernwärmenetz Graz (linkes Bild, Quelle: S.O.L.I.D.); Solarthermieanlage auf dem Messezentrum in Wels (AT) eingebunden in das Fernwärmenetz Wels (rechtes Bild, Ritter XL Solar GmbH)

In der folgenden Tabelle werden typische Kenngrößen und Eigenschaften bei der Realisierung von dezentral in städtische Fernwärmesysteme eingebundenen solarthermischen Großanlagen aufgelistet.

Tabelle 6: Typische Kenngrößen und Eigenschaften bei der Realisierung von dezentral in städtische Fernwärmesysteme eingebundenen solarthermischen Großanlagen

Wärmeabgabe gesamtes Netz	20 – 5.000 GWh/a
Einbindung der Solaranlage	dezentral
Nennleistung der Solaranlage	0,5 – 10 MW _{th}
Solarer Deckungsanteil	bis zu 10 % der Wärmenetzeinspeisung (meist geringe Anteile)

Technik

Die dezentrale Einbindung einer solarthermischen Großanlage erfolgt an einem beliebigen Ort des Fernwärmenetzes. Generell müssen für diesen Einbindungspunkt die Voraussetzungen und Möglichkeiten geprüft werden. So sind die vorherrschenden Temperaturen und Drücke sowie die netzhydraulischen Gegebenheiten zu betrachten. Weiter muss jederzeit eine vollständige Abnahme der erzeugten Solarwärme gewährleistet sein. Auf diese Weise können die Solarkollektoren direkt oder über eine hydraulische Weiche in das Wärmenetz eingebunden werden, ohne dass ein Pufferspeicher benötigt wird. Thermische Solaranlagen können dabei auf eine vorgegebene Zieltemperatur geregelt werden. Die Pumpen müssen meist so ausgelegt sein, dass bei einer entsprechenden Einbindung der Differenzdruck zwischen Vor- und Rücklauf des Wärmenetzes überwunden wird. Dieser beträgt bei realisierten Anlagen bis zu 9 bar. Aufgrund des geschilderten

Aufwands ist die dezentrale Einbindung von thermischen Solaranlagen je nach Gegebenheiten erst ab einer Mindestleistung der Solaranlage (z.B. $> 150 \text{ kW}_{\text{th}}$) technisch und wirtschaftlich machbar. Eine Einbindung von privaten Kleinanlagen erscheint derzeit technisch und wirtschaftlich nicht darstellbar.

Organisatorisches

Ein Großteil der in Österreich realisierten Anlagen wird von einem Contractor betrieben. Dieser schließt mit dem Netzbetreiber einen Wärmeliefervertrag ab. In diesem wird die Einbindung bzw. Abnahme der erzeugten Solarwärme in das Wärmenetz vereinbart, sofern die jeweiligen Einbindungsbedingungen erfüllt sind.

Wirtschaftlichkeit

Bei der durchgeführten Wirtschaftlichkeitsuntersuchung (siehe Kapitel 3.3) ergaben sich für diesen Anlagentyp solare Wärmegestehungskosten im Bereich von 50 bis 69 €/MWh (netto ohne Förderung) bzw. von 32 bis 45 €/MWh (netto mit Förderung).

Bei den bisher vor allem in Österreich in den 90er-Jahren realisierten Anlagenbeispielen, welche über Contractingverträge betrieben werden, liegen die Wärmegestehungskosten bei 60 bis 80 €/MWh ohne Förderung.

Besonderheiten

In Österreich konnten bereits 5 Anlagen dieses Typs realisiert werden. Derzeit wird die Solaranlage am Fernheizwerk Graz auf 7.000 m² Kollektorfläche zur größten Anlage Österreichs erweitert.

Für eine dezentrale Einbindung solarthermischer Großanlagen sind generell verfügbare Flächen entlang der Fernwärmetrassen erforderlich. Im städtischen Raum finden sich diese insbesondere zwischen einzelnen Siedlungsgebieten, auf Infrastrukturflächen, Parkplätzen (als Überdachung), Betriebsgeländen oder auf großflächigen Dachflächen von Nichtwohngebäuden.

Ausgewählte Anlagenbeispiele

Im Anhang wird exemplarisch die Anlage auf dem Messezentrum in Wels, Österreich vorgestellt. Eine weitere Anlage befindet sich ebenfalls in Österreich auf der UPC Arena in Graz.

Weiterführende Informationen

Weiterführende Informationen finden sich in [Holter 2012]²⁰, [Meißner 2011]²¹ sowie in [Solites, AGFW 2012]²².

²⁰ Holter: Solarenergie und Fernwärme in Graz, Erneuerbare Energien 2-2012, AEE, Österreich, 2012

²¹ Meißner: Solaranlage zur Unterstützung der Fernwärme in Wels, Ritter XL, Karlsbad, 2011

²² Solites, AGFW: Dezentrale Einspeisung in Nah- und Fernwärmesysteme unter besonderer Berücksichtigung der Solarthermie, BMWi-Vorhaben 03ET1039C, Verbundpartner Universität Dresden, 2012 – 2014

Typ 7: Zentral in städtische Fernwärmesysteme eingebundene solarthermische Großanlagen

Bedingt durch den Wandel am Strommarkt ergibt sich bei der Fernwärmeerzeugung heute vielfach eine veränderte Betriebssituation: Kürzere Laufzeiten der KWK erfordern den Betrieb von Heizkesseln und bieten die Möglichkeit zur Substitution von Heizkesselwärme durch Solarthermie (vgl. Abbildung 14). In städtischen Fernwärmenetzen können solarthermische Großanlagen hierbei auch an zentraler Stelle am Standort eines Heiz- oder Heizkraftwerks eingebunden werden.

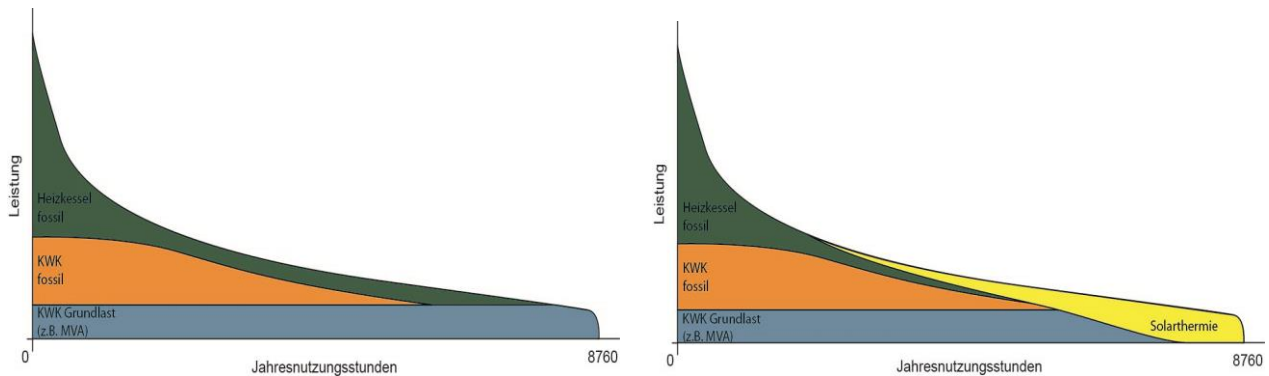


Abbildung 14: Idealisierte Jahresdauerlinie eines Fernwärmenetzes ohne bzw. mit Solarthermie (MVA: Müllverbrennungsanlage, Quelle: Solites)

In der folgenden Tabelle werden Kenngrößen und Eigenschaften aufgelistet, die bei der Realisierung von zentral in städtische Fernwärmesysteme eingebundenen solarthermischen Großanlagen typischerweise zu erwarten sind.

Tabelle 7: Typische Kenngrößen und Eigenschaften bei der Realisierung von zentral in städtische Fernwärmesysteme eingebundenen solarthermischen Großanlagen

Wärmeabgabe gesamtes Netz	20 – 5.000 GWh/a
Einbindung der Solaranlage	zentral
Nennleistung der Solaranlage	0,5 – 50 MW _{th}
Solarer Deckungsanteil	bis zu 20 % der Wärmenetzeinspeisung (meist geringe Anteile)

Technik

Die Einbindung einer thermischen Solaranlage in ein großes städtisches Fernwärmenetz kann zentral über einen Pufferspeicher im Heiz- oder Heizkraftwerk erfolgen. Dabei muss die Einbindung der Solarwärme so geregelt werden, dass eine möglichst hohe Steigerung der Gesamteffizienz des Fernwärmesystems erreicht wird, indem die Solarwärme vorrangig große Anteile von Wärme aus Heizkesseln substituiert. Geeignete Flächen können oft auf dem Betriebsgelände des Heiz- oder Heizkraftwerks gefunden werden.

Organisatorisches

Zentral in ein Fernwärmenetz eingebundene Solaranlagen sind aus technischer und organisatorischer Sicht oftmals kurzfristig umsetzbar, da der Betreiber der Erzeugungsanlagen (z.B. Stadtwerke) gleichzeitig auch Eigner der Solaranlage ist.

Wirtschaftlichkeit

Bei der durchgeführten Wirtschaftlichkeitsuntersuchung (siehe Kapitel 3.3) ergaben sich für diesen Anlagentyp solare Wärmegegostehungskosten im Bereich von 46 bis 90 €/MWh (netto ohne Förderung) bzw. von 30 bis 61 €/MWh (netto mit Förderung).

Günstige Wärmegegostehungskosten können durch sehr große Solaranlagen erreicht werden, die relativ zur Größe des Wärmenetzes jedoch geringe solare Deckungsanteile am Gesamtwärmeumsatz erzielen. Da bei den Wärmegegostehungskosten, die Kapitalkosten für die Investition in die Solaranlage und evtl. einen Wärmespeicher dominieren, hängt die Wirtschaftlichkeit maßgeblich von der Höhe des Zinssatzes für das Fremdkapital bzw. der Höhe der internen Verzinsung des eingesetzten Kapitals ab.

Ausgewählte Anlagenbeispiele

Erste Realisierungen werden derzeit durch Fallstudien mit Wärmeversorgern vorbereitet.

3.2.2 Technische Eignung von Fernwärmesystemen für die Einbindung solarthermischer Großanlagen als Erzeugungstechnologie

Nachdem in den vorangegangenen Kapiteln die verschiedenen Typen von Solarthermieanlagen in Fernwärmesystemen beschrieben wurden, erfolgt nun die Diskussion der Aspekte bezüglich der Eignung von Fernwärmesystemen für die Einbindung solarthermischer Großanlagen. Diese Betrachtungen sind insbesondere für die Ermittlung des Potenzials solarer Wärmenetze relevant. Die wesentlichen Aspekte sind hierbei:

- Temperaturniveau im Wärmenetz
- Drücke und Druckdifferenzen im Wärmenetz
- Kombination der Solarthermie mit weiteren Wärmeerzeugern
- Temperaturschwankungen im Wärmenetz
- Netztopologie

Temperaturniveau im Wärmenetz

Die Effizienz von Solarkollektoren hängt in beträchtlicher Weise von deren Betriebstemperatur ab. Niedrige Vorlauftemperaturen (VL) und Rücklauftemperaturen (RL) im Wärmenetz wirken sich daher generell günstig auf den Wärmeertrag einer thermischen Solaranlage aus. Weiter werden Wärmenetze im Sommer in der Regel mit abgesenkter Vorlauftemperatur betrieben, was ebenfalls zu höheren Erträgen führt. Umgekehrt sollten bei höheren Netztemperaturen geeignete Kollektortypen ausgewählt werden. Im Temperaturbereich bis 100 °C stehen hier Hochtemperatur-Flachkollektoren sowie Vakuumröhrenkollektoren zur Verfügung. Für die Bereitstellung von Temperaturen über 100 °C können speziell entwickelte Kollektoren, die z.B. zur Prozesswärmeerzeugung genutzt werden, eingesetzt werden. Dies geht jedoch mit höheren Kosten einher.

Beispielhaft gibt Tabelle 8 die Betriebsparameter (bezüglich der Temperaturen) der solarthermischen Großanlagen auf der UPC Arena in Graz (AT) und dem Messezentrum in Wels (AT) wieder, die beide in Wärmenetze mit höheren Netztemperaturen eingebunden sind.

Tabelle 8: Betriebsparameter (bezüglich der Temperaturen) der solarthermischen Großanlagen auf der UPC Arena in Graz (AT) und dem Messezentrum in Wels (AT) (Quelle: Anfrage bei Betreibern)

	Messe Wels (Wels, AT) Elektrizitätswerke Wels AG	UPC Arena (Graz, AT) Contractor S.O.L.I.D.
Kollektorfeld	CPC Vakuumröhren mit 3.400 m ² Kollektorfläche	Flachkollektoren mit 1.407 m ² Kollektorfläche
Solarwärmeertrag (2012)	1.290 MWh/a	454 MWh/a
Einspeisetemperatur	81 – 86 °C	= T _{VL} oder höher
Netztemperaturen	gleitend-konstant	gleitend-konstant
T _{VL, Winter}	120 °C (TA -14 °C)	120 °C (TA -12 °C)
T _{VL, Sommer}	70 °C (TA 16 °C)	75 °C (TA 12 °C)

Die nachfolgende Abbildung 15 zeigt die Wärmeerträge von solarthermischen Großanlagen für unterschiedliche Wärmenetzauslegungen und Kollektortypen. (Die Kennlinien gelten für eine dezentrale Einbindung der Solaranlage und somit für solare Deckungsanteile < 10 %.)

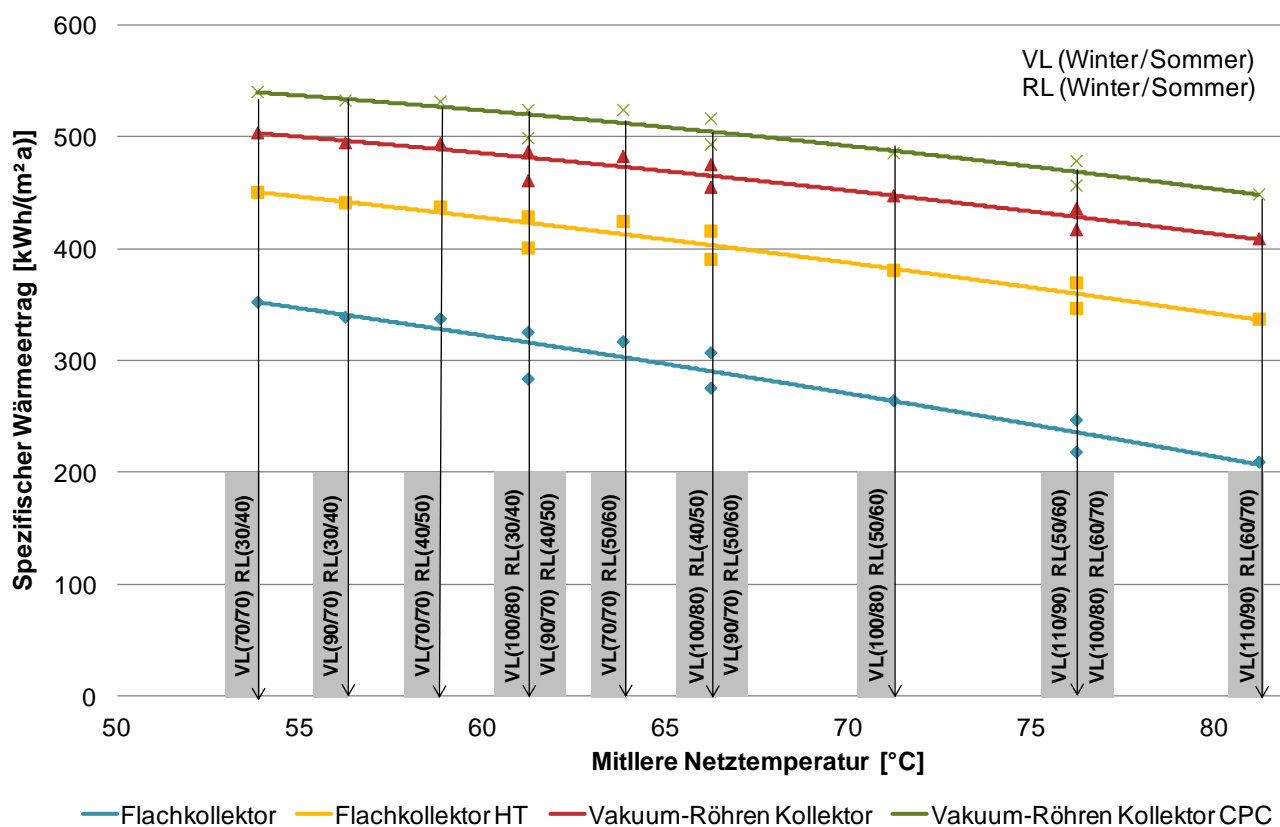


Abbildung 15: Wärmeerträge von solarthermischen Großanlagen für unterschiedliche Wärmenetztemperaturen und Kollektortypen bei dezentraler Einbindung (Quelle: Solites)

Drücke und Druckdifferenzen im Wärmenetz

Der Aspekt des Druckniveaus bzw. der Druckdifferenz zwischen Vor- und Rücklauf ist nur relevant bei einer dezentralen Einbindung der thermischen Solaranlage in das Wärmenetz. In diesem Fall muss die Druckdifferenz zwischen Vor- und Rücklauf des Wärmenetzes durch eine Pumpe überwunden werden, um die Solarwärme dezentral einzubinden. Bei hohen Druckdifferenzen kann die hierfür erforderliche Leistung der Pumpe beträchtliche Werte annehmen. Allerdings wird der entsprechende Pumpaufwand bei der Hauptspeisepumpe eingespart. Bei den bisher dezentral eingebundenen thermischen Solaranlagen betragen die Auslegungswerte für die Druckdifferenz bis zu 9 bar.

Beispielhaft gibt Tabelle 9 die Betriebsparameter (bezüglich der Drücke) der solarthermischen Großanlagen auf der UPC Arena in Graz (AT) und dem Messezentrum in Wels (AT) wieder, die beide in Wärmenetze mit höheren Netztemperaturen eingebunden sind.

Tabelle 9: Betriebsparameter (bezüglich der Drücke) der solarthermischen Großanlagen auf der UPC Arena in Graz (AT) und dem Messezentrum in Wels (AT) (Quelle: Anfrage bei Betreibern)

	Messe Wels (Wels, AT) Elektrizitätswerke Wels AG	UPC Arena (Graz, AT) Contractor S.O.L.I.D.
Netzparameter	50 km / 173 GWh/a	700 km / 973 GWh/a
$p_{\text{Netz, max}}$	14 bar	12,5 bar
$\Delta p_{\text{max (VL/RL)}}$	bis 9 bar	3,5 bar
Am Punkt der Einbindung	Messwerte²³	Simulation²⁴
p_{VL}	4,3 / 6,4 bar (min/max)	8,7 bar
p_{RL}	1,7 / 3,6 bar (min/max)	6,2 bar
Δp_{max}	4,7 bar	2,5 bar

Kombination der Solarthermie mit weiteren Wärmeerzeugern

Fernwärmenetze werden in der Regel mit Wärme aus Heizkraftwerken, Heizwerken oder industrieller Abwärme betrieben. Die Einsatzplanung der einzelnen Wärmeerzeuger leitet sich in der Regel aus der geordneten Jahresdauerlinie der Wärmelast und aus der Art der Erzeuger (Grund-, Mittel- und Spitzenlasterzeuger), externen Betriebsvorgaben (z.B. Muss-Betrieb bei Müllverbrennungsanlagen) sowie einer übergeordneten wirtschaftlichen Optimierung ab.

Thermische Solaranlagen liefern entsprechend der schwankenden Einstrahlungsbedingungen eine stark fluktuierende Leistung, die nicht geregelt werden kann. Eine Abschaltung (und somit auch eine Absperrung an geeigneter Stelle) thermischer Solaranlagen ist jederzeit möglich, sollte jedoch nicht zum oft auftretenden Betriebsereignis werden. Durch Verwendung von Wärmespeichern kann die Wärmeabgabe im Bereich mehrerer Tage gepuffert werden. Der Einsatz von Langzeitwärmespeichern ist möglich (siehe Abschnitt 3.2.1, Typ 2), jedoch mit entsprechendem Kostenaufwand verbunden. Generell werden thermische Solaranlagen stets in Kombination mit

²³ Ritter XL Solar GmbH: Bereitstellung der Messdaten „Messe Wels“ durch Ritter XL Solar GmbH, 2013

²⁴ Bucar et al.: Dezentrale erneuerbare Energie für bestehende Fernwärmenetze, In: Berichte aus Energie- und Umweltforschung 78/2600, Wien, September 2005

weiteren Wärmeerzeugern eingesetzt. Solare Deckungsanteile bei Anwendungen in Kombination mit Wärmenetzen liegen typischerweise zwischen $< 1\%$ bei dezentraler Einbindung in große Fernwärmenetze und bis zu 50% bei der Versorgung von z.B. Wohngebieten in Kombination mit saisonalen Wärmespeichern. Ein solarer Deckungsanteil von ca. 15% führt in der Regel zu einer Volldeckung durch die Solaranlage in den Sommermonaten und einer guten Wirtschaftlichkeit des Systems.

Ca. 70% der Solarwärme werden in den Sommermonaten erzeugt, wenn der Wärmeumsatz im Netz üblicherweise gering ist. Die Solarthermie konkurriert daher oftmals mit anderen Grundlasterzeugern im System. Andererseits ermöglicht eine solare Volldeckung in den Sommermonaten die Abschaltung von Wärmeerzeugern mit ungünstigem Teillastbetriebsverhalten (z.B. Heizkessel für biogene Festbrennstoffe), wodurch sich Vorteile für den Betrieb ergeben.

Bei Fernwärmesystemen mit Erzeugung aus KWK- und Heizkesselbetrieb kann die Solarwärme durch Zwischenpufferung vorrangig zur Substitution von Heizkesselwärme verwendet werden (siehe Abschnitt 3.2.1, Typ 7).

Temperaturschwankungen im Wärmenetz

Wärmenetze sind bezüglich ihrer Statik auf den Betrieb mit relativ konstanten Temperaturen ausgelegt. Fluktuierende Netztemperaturen führen durch thermische Ausdehnungen zu einer mechanischen Wechselbeanspruchung und einer Verkürzung der Lebensdauer. Thermische Solaranlagen sind daher in einer Weise in Wärmenetze einzubinden, bei der trotz der fluktuierenden Leistung keine nennenswerten Temperaturschwankungen auftreten.

Bei zentraler Einbindung tritt diese Problematik generell nicht auf, da die Solaranlage in der Regel gemeinsam mit anderen Wärmeerzeugern einen Pufferspeicher belädt. Durch Nachheizung oder Beimischung wird dessen Austrittstemperatur problemlos auf den Sollwert der Netzvorlauftemperatur geregelt.

Auch bei der dezentralen Einbindung einer thermischen Solaranlage kann die Fluidtemperatur durch eine Anpassung des Massenstroms im Solarkreis und ggf. durch eine hydraulische Weiche auf Zieltemperatur geregelt werden. Die Regelgüte bei einer dezentralen Einbindung ist beispielhaft aus Messdaten der Anlage auf dem Messezentrum in Wels (AT) in Abbildung 16 erkennbar. Selbst bei stark fluktuierender Einstrahlung (rote Kurve) und Leistung des Kollektorfelds (grüne Kurve) kann die Eintrittstemperatur konstant bei ca. 83 °C (orangene Kurve) gehalten werden.

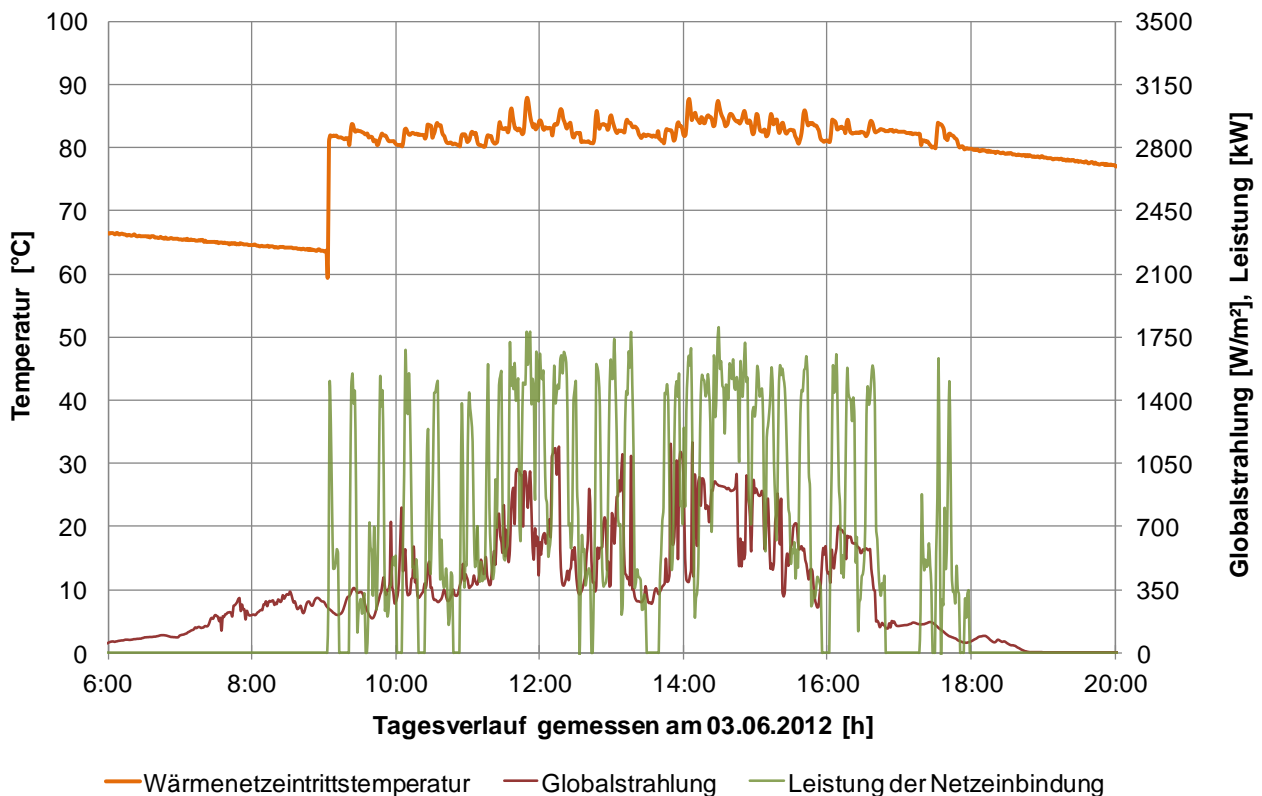


Abbildung 16: Regelgüte der Wärmenezeintrittstemperatur bei fluktuierender Einstrahlung für die Solaranlage auf dem Messezentrum in Wels (AT)

Netztopologie

Bei der dezentralen Einbindung von thermischen Solaranlagen mit nennenswerten Leistungen sind generell die Netztopologie und die spezifischen Bedingungen am Ort der Einbindung zu prüfen. Insbesondere sollte auch in sommerlichen Schwachlastzeiten die gesamte Leistung der Solaranlage an der Einbindungsstelle vom Netz aufgenommen werden können.

Voraussetzungen für die Integration von Solarthermie in Fernwärmenetze

Zusammenfassend können folgende Parameter als Voraussetzung bzw. Empfehlungswerte für die Integration von Solarthermie in Wärmenetze genannt werden:

- Die Netzurücklauftemperaturen des Wärmenetzes sollten in den Sommermonaten unter 80 °C betragen. Bei dezentraler Einbindung der Solaranlage sollten die Netzvorlauftemperaturen am Ort der Einbindung in den Sommermonaten unter 90 °C liegen.
- Nutzbare Flächen sollten in ausreichender Größe möglichst in der Nähe des Standorts des Hauptwärmeerzeugers oder entlang der Trassen des Wärmenetzes zur Verfügung stehen.

3.3 Wirtschaftlichkeit der Solarthermie in der Fernwärmeversorgung

Dieses Kapitel behandelt die Wirtschaftlichkeit der Solarthermie in der Fernwärmeversorgung. Für eine erste Einordnung der Wirtschaftlichkeit von solarthermischen Großanlagen kann festgehalten werden, dass bereits heute in Deutschland Wärmegegestehungskosten von rund 50 Euro je MWh (netto ohne Förderung) erzielt werden können. Dies gilt insbesondere für Freilandanlagen mit einer Nennleistung über 1 MW_{th} und für solare Deckungsanteile am Gesamtwärmebedarf von unter 15 %. Zusätzlich können Fördermittel wie z.B. das Marktanreizprogramm (MAP) zur Förderung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt in Anspruch genommen werden.

In Dänemark werden derzeit solarthermische Großanlagen mit bis zu 50 MW_{th} realisiert, dabei werden Wärmegegestehungskosten im Bereich von 30 Euro je MWh (netto ohne Förderung) genannt.

Jedoch muss auch beachtet werden, dass verschiedene Faktoren diese Kosten deutlich beeinflussen können. Hier sind insbesondere zu nennen:

- Der Anteil der Kapitalkosten an den Wärmegegestehungskosten ist bei der Solarthermie hoch. Der interne Kalkulationszins hat daher einen starken Einfluss auf die Wärmegegestehungskosten.
- Landerwerbskosten sowie Kosten für die Realisierung verteilter oder dachintegrierter Kollektorflächen können die Wärmegegestehungskosten erhöhen.
- Bei höheren solaren Deckungsanteilen ist meist eine aufwändigere Anlagen- und Speichertechnik erforderlich. Gleichzeitig fallen die spezifischen Systemerträge geringer aus.

3.3.1 Kostenannahmen

Die Kostenbasis für die Berechnung der Wirtschaftlichkeit umfasst die Investitionskosten der Hauptkomponenten Kollektorfeld und Wärmespeicher sowie Aufschläge für weitere Komponenten, Planung, Wartung und Betrieb.

Bei den Kosten der Hauptkomponenten sind deutliche Skaleneffekte festzustellen, d.h. je größer die Kollektorfläche bzw. der Wärmespeicher ausfällt, desto geringer sind die spezifischen Kosten in Euro je m² Kollektorfläche bzw. in Euro je m³ Speichervolumen. Entsprechende Kostenkurven finden sich in den Informationsmaterialien, welche im Rahmen des Vorhabens „SDHtake-off“ (SDH: Solar District Heating) erstellt worden sind²⁵.

Weitere Kosten für Anlagentechnik (z.B. Rohrleitungen, Armaturen, Pumpen etc.), Gebäude (z.B. Heizzentrale), MSR-Technik (MSR: Messen, Steuern, Regeln) sowie für Planung werden über prozentuale Aufschläge in Abhängigkeit der Investitionskosten der Hauptkomponenten erfasst. Dabei werden bei zentraler und dezentraler solarer Wärmeeinbindung auf Grund der unterschiedlichen Gegebenheiten teilweise abweichende Aufschläge angesetzt. Des Weiteren hängen die Planungskosten stark von der Ausführung des Kollektorfelds ab (Freilandanlage oder Dachintegration). So werden bei Freilandanlagen weitgehende Planungsvorleistungen in der Regel durch den Solaranlagenanbieter übernommen.

Im vorliegenden Fall wurden zur Ermittlung der Gesamt-Investitionskosten folgende Aufschläge angesetzt. Für Gebäude- und Anlagentechnik wurden auf die Investitionskosten der Hauptkomponenten 12 % aufgeschlagen und für die MSR-Technik weitere 3 %. Planungskosten

²⁵ Pauschinger et al.: SDH Fact Sheet 2.3 – Feasibility Study, www.solar-district-heating.eu, SDH-Guidelines, Juni 2012

wurden bei zentraler Einbindung der thermischen Solaranlage mit einem Aufschlag von 10 % auf die Gesamtinvestitionskosten berücksichtigt, bei dezentraler Einbindung wurden hierfür 5 % veranschlagt.

3.3.2 Fördermöglichkeiten

Derzeit gibt es verschiedene Programme zur finanziellen Förderung von solaren Nah- und Fernwärmesystemen in Deutschland und in Baden-Württemberg.

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) bietet über das Marktanreizprogramm (MAP) zur Förderung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt eine Regelförderung an. Diese kann über das KfW-Programm ‚Erneuerbare Energien Premium 271‘ bei der Umsetzung folgender Maßnahmen abgerufen werden (Stand: April 2015)²⁶:

- Große Solarwärmeanlagen ab 40 m² Bruttokollektorfläche, die ihre Wärme überwiegend einem Wärmenetz zuführen, werden über ein KfW-Darlehen mit einem Tilgungszuschuss von bis zu 40 % der Investitionskosten gefördert. Der Kredithöchstbetrag beträgt in der Regel maximal 10 Mio. € pro Vorhaben. Alternativ kann eine ertragsabhängige Förderung gewählt werden. Hierbei wird der nach Solar-Keymark ausgewiesene jährliche Kollektorwärmeertrag mit der Anzahl der installierten Solarthermiemodule und 0,45 Euro multipliziert. Der Zuschuss wird unter Umständen durch die Beihilfe-Limits der Allgemeinen Gruppenfreistellungsverordnung (AGVO) begrenzt. Abhängig von der Art und Größe des Unternehmens liegt die zulässige Beihilfeintensität zwischen 45 und 65 Prozent.
- Wärmenetze, die überwiegend Wärme für den Gebäudebestand bereitstellen, werden mit einem Tilgungszuschuss von 60 € je errichtetem Meter Trassenlänge gefördert. Dabei muss die verteilte Wärme zu gewissen Anteilen aus erneuerbaren Energien gewonnen werden und der Mindestwärmeabsatz 500 kWh pro Trassenmeter und Jahr betragen. Der Förderhöchstbetrag beträgt 1 Mio. €. Darüber hinaus werden Hausübergabestationen in Bestandsgebäuden mit 1.800 € je Station gefördert.
- Für Wärmespeicher mit einem Speichervolumen über 10 m³ beträgt der Tilgungszuschuss 250 € je m³ sofern sie überwiegend aus erneuerbaren Energien gespeist werden. Dabei ist die Förderung auf 30 % der für den Wärmespeicher nachgewiesenen Nettoinvestitionskosten beschränkt. Der maximale Tilgungszuschuss je Wärmespeicher beträgt 1 Mio. €.

Die Förderung kann auch von einem Energiedienstleistungsunternehmen in Anspruch genommen werden.

Für besonders innovative Projekte und Demonstrationsvorhaben besteht die Möglichkeit der Forschungsförderung sowohl durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) als auch durch das Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg. Eine derartige Forschungsförderung deckt in der Regel einen Teil der Investitionskosten sowie die erforderliche Begleitforschung ab und erfordert eine spezifische Antragstellung.

Das Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg fördert im Rahmen des Programms „Demonstrationsvorhaben der rationellen Energieverwendung und der Nutzung erneuerbarer Energieträger“ die Wärmeversorgung in Gemeinden, Städten sowie Orts- oder

²⁶ KfW 271: KfW-Programm – Erneuerbare Energien Premium 271, Kreditanstalt für Wiederaufbau, www.kfw.de, letzter Zugriff: 07.04.2015

Stadtteilen überwiegend auf Basis von erneuerbaren Energien oder Abwärme. Gefördert werden die Errichtung oder Erweiterung von Wärmenetzen sowie die darin integrierten Anlagen zur Wärmegewinnung aus regenerativen Energien. Die Förderung erfolgt in Form eines Zuschusses zu den förderfähigen Investitionsmehrkosten. Gefördert werden auch Unternehmen der gewerblichen Wirtschaft²⁷.

3.3.3 Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung erfolgt in der Regel über die Ermittlung der Wärmegestehungskosten. Dabei wird die Kostenberechnung mit der Annuitätenmethode durchgeführt, welche sich an die VDI 2067 anlehnt. Die bei der Berechnung über den Betrachtungszeitraum anfallenden Kosten untergliedern sich in kapitalgebundene-, bedarfsgebundene-, betriebsgebundene- und in sonstige Kosten. Des Weiteren werden neben dem Kapitalzinssatz auch Preissteigerungsfaktoren, wie z.B. für Brennstoffe, Inflation etc., berücksichtigt. Das Verhältnis aus den jährlichen Gesamtkosten und der jährlich in das Wärmenetz eingespeisten Wärmemenge ergibt die Wärmegestehungskosten in Euro je MWh.

Sensitivitätsanalysen haben ergeben, dass einige Faktoren größeren Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit des Gesamtsystems haben als andere. So ist eine entscheidende Größe der solare Nutzwärmeertrag, der abhängig von Kollektortyp und Netzbetriebstemperatur, in Nord- und Mitteleuropa von knapp 300 bis über 500 kWh je m² Kollektor-Aperturfläche und Jahr betragen kann. Aber auch der zu wählende Zinssatz für das Fremdkapital bzw. die Höhe der internen Verzinsung hat einen großen Einfluss auf die Berechnung der Wärmegestehungskosten. Weitere Randbedingungen, welche für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung benötigt werden, wie z.B. Nutzungsdauern der verschiedenen Komponenten sowie die entsprechenden Instandsetzungs- und Wartungskosten, sind in Tabelle 10 zusammengefasst.

Tabelle 10: Übersicht der Randbedingungen für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung (Quellen: www.solar-district-heating.eu/ServicesTools/Plantdatabase.aspx, BINE-Infopaket: Solare Nahwärme – Ein Leitfaden für die Praxis^{II}, Richtlinie VDI 2067 Blatt 1^{III})

	Nutzungsdauer (in Jahren)	Jährliche Instandsetzungskosten (in % der Inv.-Kosten)	Jährliche Wartungskosten (in % der Inv.-Kosten)
Vakuurröhrenkollektoren	25 ^I	0,50 % ^{III}	0,50 % ^{III}
Flachkollektoren	25 ^I	0,50 % ^{III}	0,50 % ^{III}
Wärmespeicher ^{II}	40	1,00 %	0,25 %
Solarnetz ^{III}	40	1,00 %	0,00 %
Anlagentechnik ^{III}	15	1,50 %	0,75 %
Gebäude ^{II}	50	1,00 %	1,00 %
MSR-Technik ^{III}	20	1,50 %	1,00 %

²⁷ UM BW: Förderprogramme ‚Demovorhaben‘ und ‚Energiewendedörfer‘ in Baden-Württemberg, Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg, www.um.baden-wuerttemberg.de, letzter Zugriff 23.10.2014

3.3.4 Beispielrechnung

Im Folgenden ist beispielhaft eine nach VDI 2067 vereinfachte Wirtschaftlichkeitsbetrachtung unter Berücksichtigung der Hauptkomponenten für Anlagentyp 6 (*Dezentral in städtische Fernwärmesysteme eingebundene solarthermische Großanlagen*) dargestellt. Dabei ist ein Kollektorfeld (Hochtemperatur-Flachkollektoren) mit einer Kollektorfläche von 10.000 m² Kollektorfläche dezentral in ein Fernwärmenetz eingebunden. Die Kollektorfläche ist nach Süden ausgerichtet und mit einer Neigung von 45° aufgestellt. Die Netzhvorlauftemperaturen betragen im Winter 90 °C und im Sommer 70 °C, die Netzhrücklauftemperaturen liegen im Winter bei 40 °C und im Sommer bei 50 °C.

Tabelle 11 zeigt die entsprechende Kostenprognose der Hauptkomponenten und die Berechnung der Wärmegestehungskosten. Es wird von einer kostengünstigen Freilandaufstellung ausgegangen. Kosten für die Landflächen sind in der Beispielrechnung nicht enthalten. Bei gebäude- oder dachintegrierten Kollektorfeldern liegen die spezifischen Investitionskosten für das Kollektorfeld je nach Unterbau um bis zu 50 % höher. Die solaren Wärmegestehungskosten betragen im vorliegenden Beispiel 51 €/MWh ohne Förderung und 33 €/MWh mit Förderung. Wie die Beschreibung der Fördermöglichkeiten in Kapitel 3.3.2 aufzeigt, kann alternativ auch eine ertragsabhängige Förderung gewählt werden.

Tabelle 11: Beispielhafte Wirtschaftlichkeitsberechnung für Anlagentyp 6 – Dezentral in städtische Fernwärmesysteme eingebundene solarthermische Großanlagen

Kollektorfeld HT-Flachkollektoren (10.000 m ²)	2.214.000 €
Gebäude	111.000 €
Anlagen- und MSR-Technik	222.000 €
Planung	127.000 €
<hr/>	
Investition ohne Förderung	2.674.000 €
Förderung (KfW-Bank)	1.070.000 €
Investition mit Förderung	1.604.000 €
<hr/>	
Jährliche Kapitalkosten (Verzinsung 4 %, 25 Jahre)	173.000 €/a
Instandhaltung und Betrieb	33.000 €/a
<hr/>	
Summe Jahreskosten	206.000 €/a
Wärmegestehungskosten ohne Förderung	51 €/MWh
Wärmegestehungskosten mit Förderung	33 €/MWh
(Jahresproduktion 4.040 MWh/a)	

3.3.5 Überblick Wärmegestehungskosten für Solarthermieanlagen in Fernwärmesystemen

Im Folgenden werden für die in Kapitel 3.2.1 beschriebenen Typen von Solarthermieanlagen in Fernwärmesystemen beispielhaft ermittelte Wärmegestehungskosten sowie die jeweils für die Berechnung getroffenen Annahmen dargestellt. Die Berechnungen wurden mit dem SDH Online-Rechner durchgeführt²⁸.

²⁸ SDH Online-Rechner: Rechenprogramm für Anlagendimensionierungen sowie Ertrags- und Wirtschaftlichkeitsberechnungen für solare Nah- und Fernwärmanlagen, www.sdh-online.solites.de, Solites, Dezember 2013, letzter Zugriff: 23.10.2014

Für jeden Anlagentyp wurde eine typische Größe des gesamten Wärmenetzes angenommen, in welches die thermische Solaranlage eingebunden ist und durch die Angabe der Wärmeabgabe im gesamten Wärmenetz festgelegt. Des Weiteren wurde die Art der Einbindung definiert (zentral oder dezentral) und die Größe bzw. die Nennleistung der Solaranlage. Ebenso wurde der dadurch erreichte solare Deckungsanteil an der gesamten Wärmenetzeinspeisung beschrieben. Beispielsweise wurde für Anlagentyp 4 (*Solare Wärmenetze für Dörfer und kleinere Städte*) vorgegeben, dass die Wärmeabgabe des gesamten Netzes typischerweise zwischen 2 und 100 GWh/a beträgt, der Leistungsbereich der eingebundenen Solaranlage zwischen 0,5 und 50 MW_{th} liegt und damit der solare Deckungsanteil an der gesamten Wärmenetzeinspeisung 10 bis 20 % ausmacht (siehe Tabelle 12).

Die, mithilfe der in Tabelle 12 genannten Randbedingungen, ermittelten Systemkosten sowie Wärmegestehungskosten ohne bzw. mit Förderung sind in Abbildung 17 grafisch dargestellt. Die Bandbreite der System-Investitionskosten in Euro je m² Kollektorfläche reicht von 236 €/m² bis 670 €/m². Die Wärmegestehungskosten ohne Förderung liegen zwischen 46 €/MWh und 154 €/MWh sowie mit Förderung zwischen 30 €/MWh und 102 €/MWh

Tabelle 12: Definition der Randbedingungen für sieben Typen von Solarthermieanlagen in Fernwärmesystemen (Quelle: Solites)

Typ		Wärmeabgabe ges. Netz (GWh/a)	Einbindung Solaranlage (-)	Leistung Solaranlage (MW _{th})	Solarer Deckungsanteil (%)
1	Solare Wärmenetze zur Quartiersversorgung	0,5 – 10	zentral	0,2 – 2	10 – 20 % der Wärmenetzeinspeisung
2	Solare Wärmenetze mit Langzeitwärmespeicher für Wohngebiete und Quartiere	2 – 10	zentral	2 – 20	20 – 50 % der Wärmenetzeinspeisung
3	Dezentral eingebundene Solaranlagen in Quartieren	20 – 5.000	dezentral	0,2 – 2	bis zu 100 % des Quartierswärmebedarfs (< 10 % der Wärmenetzeinspeisung)
4	Solare Wärmenetze für Dörfer und kleinere Städte	2 – 100	zentral	0,5 – 50	10 – 20 % der Wärmenetzeinspeisung
5	Solare Fernwärmesysteme mit Strom-Wärme-Kopplung	2 – 100	zentral	0,5 – 50	10 – 50 % der Wärmenetzeinspeisung
6	Dezentral in städtische Fernwärme eingebundene Solaranlagen	20 – 5.000	dezentral	0,5 – 10	bis zu 10 % der Wärmenetzeinspeisung
7	Zentral in städtische Fernwärme eingebundene Solaranlagen	20 – 5.000	zentral	0,5 – 50	bis zu 20 % der Wärmenetzeinspeisung

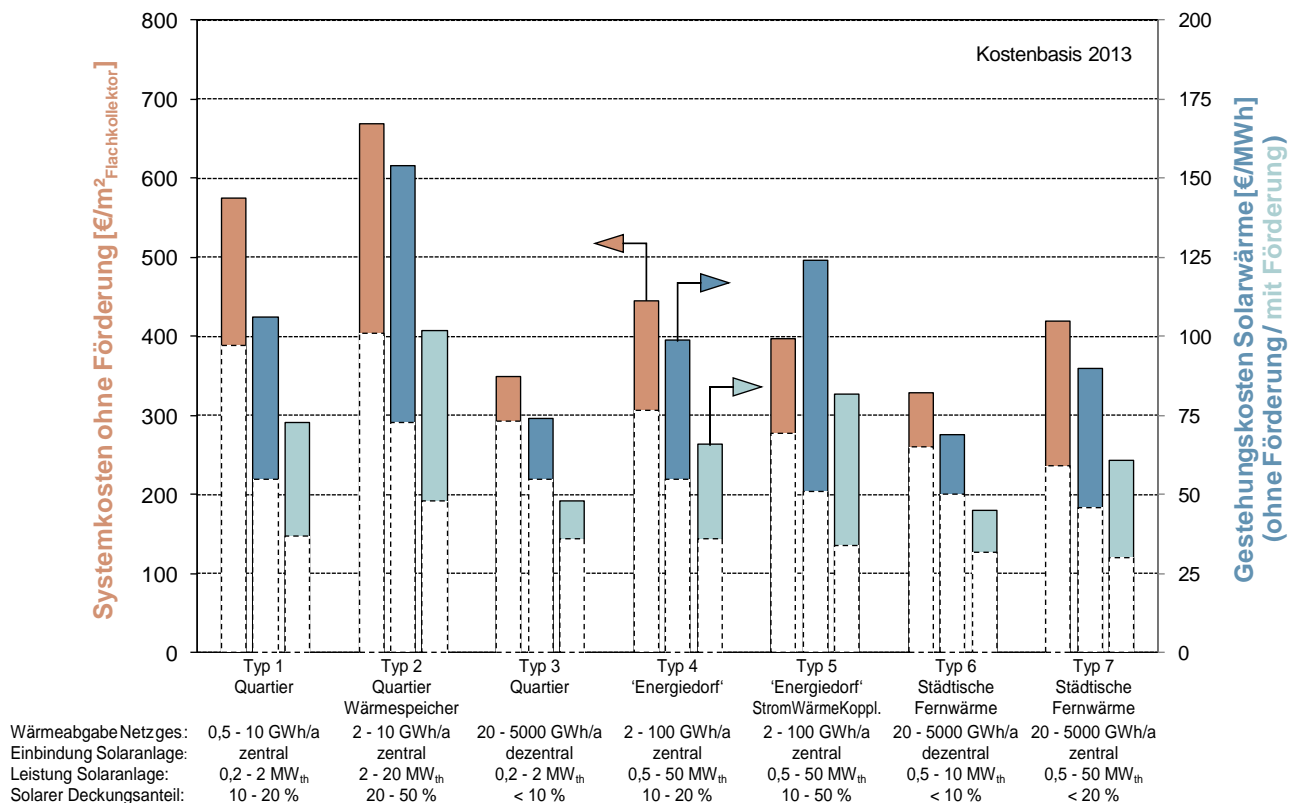


Abbildung 17: Systemkosten und Wärmegestehungskosten ohne bzw. mit Förderung für sieben Typen von Solarthermieanlagen in Fernwärmesystemen (Quelle: Solites)

Deutlich ist zu erkennen, dass für Anlagentyp 3 (*Dezentral eingebundene Solaranlagen in Quartieren*), 6 (*Dezentral in städtische Fernwärmesysteme eingebundene solarthermische Großanlagen*) und 7 (*Zentral in städtische Fernwärmesysteme eingebundene solarthermische Großanlagen*) sowohl die Systemkosten als auch die Wärmegestehungskosten am niedrigsten sind. Diese liegen bei den genannten Systemen ohne Förderung im Mittel bei etwa 60 €/MWh. Es können aber durchaus Kosten von unter 50 €/MWh ohne Förderung erreicht werden.

Höhere Kosten ergeben sich für Anlagentyp 2 (*Solare Wärmenetze mit Langzeitwärmespeicher und hohen solaren Deckungsanteilen für Wohngebiete und Quartiere*). Dies liegt daran, dass bei diesen Systemen auch sehr hohe solare Deckungsanteile am Gesamtwärmebedarf von 50 % erreicht werden können und für die damit verbundene saisonale Wärmespeicherung großvolumige Wärmespeicher benötigt werden, deren Investitionskosten vollständig der solaren Wärmeerzeugung zugeordnet werden. Durch eine multifunktionale Nutzung des Wärmespeichers, wie z.B. bei 5 (*Solare Fernwärmesysteme mit gekoppelter Strom- und Wärmeerzeugung – Smart District Heating*), kann dieser Kostenzuschlag für die Solarwärme reduziert werden.

Bei Anlagentyp 4 (*Solare Wärmenetze für Dörfer und kleinere Städte*) und 5 (*Solare Fernwärmesysteme mit gekoppelter Strom- und Wärmeerzeugung – Smart District Heating*) liegen die Netztemperaturen etwas höher als bei den Anlagentypen 1 bis 3. Dies liegt daran, dass Typ 4 und Typ 5 in der Regel im Gebäudebestand und nicht im Neubaubereich vorzufinden sind. Damit ergeben sich geringere spezifische Solarerträge und somit höhere solare Wärmegestehungskosten.

3.4 Rechtliche Rahmenbedingungen

Im Folgenden soll der bestehende rechtlich-politische Rahmen im Bereich Solarthermie und Wärmenetze analysiert werden. Dies betrifft den Rechtsrahmen für die klassische leitungsgebundene Wärmeversorgung einerseits sowie die Errichtung von großflächigen solarthermischen Anlagen andererseits. Insbesondere soll dargestellt werden, welche Instrumente die Markteinführung der Einspeisung solarthermischer Wärme in bestehende Wärmenetze oder die Neu-Errichtung dieser Infrastrukturen befördern könnten.

3.4.1 Der europäische Rechtsrahmen

Die leitungsgebundene Wärmeversorgung durch Wärmenetze ist auf europäischer Ebene durch das klassische Energie-, Klimaschutz- und Wettbewerbsrecht bisher nur randständig geregelt.

Um einen funktionierenden europäischen Energie-Binnenmarkt zu schaffen, hat der europäische Gesetzgeber bei der Versorgung der Allgemeinheit mit Strom und Gas in den letzten Jahren die Liberalisierung und Entflechtung der Wertschöpfungsstufen vorangetrieben. Im Rahmen der Umsetzung in nationales Recht wurde dazu das deutsche Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) umfassend novelliert sowie zahlreiche und sehr detaillierte Verordnungen erlassen. Diese Regelungen betreffen jedoch nicht den Fernwärmesektor, sondern nur die Strom- und Gasversorgung einschließlich der dafür erforderlichen leitungsgebundene Infrastruktur.

Der europäische Regelungsrahmen für den Fernwärmesektor und die Wärmeversorgung insgesamt ist demgegenüber weit weniger ausdifferenziert. Folgende Regelungen sind bisher für die Förderung solarer Wärmenetze beziehungsweise die Gestaltung des entsprechenden Marktumfeldes maßgeblich:

- Die EU-Emissionshandels-RL²⁹ wird in Deutschland durch das TEHG und die ZuV2020 in nationales Recht umgesetzt. Seit wenigen Jahren wird die Fernwärmeversorgung sukzessive in den Zertifikatehandel integriert, d.h. die Betreiber von konventionellen Wärmeerzeugungsanlagen über 20 MW Feuerungswärmeleistung sind verpflichtet, für ihre CO₂-Emissionen entsprechende Zertifikate zu erwerben.
- Die Industrieemissions-RL³⁰ stellt Anforderungen an große Feuerungsanlagen. Sie wird in Deutschland u.a. durch das BImSchG und die 13. BImSchV in nationales Recht umgesetzt.
- Die EU-Gebäude-RL³¹ stellt Anforderungen u.a. an die Energieeffizienz von Gebäuden. Die Umsetzung erfolgt in Deutschland durch das Energieeinsparungsgesetz (EnEG) sowie die hierauf beruhende Energieeinsparverordnung (EnEV).
- Die EU-Erneuerbare-RL³² legt Ziele für die Transformation des Energiesystems zu erneuerbaren Energieträgern fest. In Bezug auf den Wärmesektor wird diese Richtlinie in Deutschland größtenteils durch das EEWärmeG umgesetzt.
- Die EU-Effizienz-RL³³ formuliert Vorgaben zur Verbesserung der Energieeffizienz. Eine Umsetzung erfolgt durch das KWKG und weitere Vorhaben, die sich gegenwärtig im Gesetzgebungsprozess befinden.

²⁹ Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Oktober 2003

³⁰ Richtlinie 2010/75/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 17. Dezember 2010 über Industrieemissionen

³¹ Richtlinie 2010/31/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 19. Mai 2010 über die Gesamteffizienz von Gebäuden

³² Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen

³³ Richtlinie 2006/32/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 05.04.2006 über Endenergieeffizienz und Energiedienstleistungen

Auf einzelne dieser Richtlinien soll im Folgenden näher eingegangen werden.

Erneuerbare-Energien-Richtlinie

Eine der wichtigsten bestehenden europäischen Rechtsnormen in Bezug auf die Ausweitung solarer Wärmenetze ist die Erneuerbare-Energien- Richtlinie 2009/28/EG (EE-RL). Darin ist u.a. fixiert, dass die Mitgliedsstaaten verbindliche nationale Gesamtziele für die Nutzung Erneuerbarer Energien zu erreichen haben und nationale Aktionspläne zur Erreichung dieser Ziele verabschieden müssen. Besonders relevant für die Förderung solarer Wärmenetze ist Artikel 13 Abs. 4 der Richtlinie.

Hierin ist festgelegt, dass die Mitgliedsstaaten in ihren Bauvorschriften und Regelwerken Maßnahmen aufnehmen müssen, um den Anteil erneuerbarer Energie im Gebäudebereich zu erhöhen. Konkret müssen bis zum 31.12.2014 dort Regelungen aufgenommen werden, die bei Neubau und grundlegender Renovierung ein Mindestmaß an Energie aus erneuerbaren Quellen sicherstellen sollen. Diese Anforderung kann auch über Fernwärme erfüllt werden, wenn diese zu einem bedeutenden Anteil aus erneuerbaren Energien erzeugt wird.

In Deutschland dient zur Umsetzung der EE-RL u.a. das bundesweit geltende Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG), das auf der Grundlage des Europarechtsanpassungsgesetzes (EAG EE) vom 12. April 2011 durch die Bundesregierung entsprechend angepasst wurde. Jedoch betrifft das EEWärmeG in Deutschland bis auf den Bereich der öffentlichen Gebäude bisher nur die Errichtung von Gebäuden, nicht die Modernisierung des Bestands. Weiterhin ist die Erfüllung der Anforderung durch die Ersatzmaßnahme Fernwärme nicht daran gebunden, dass ein bedeutender Anteil der Fernwärme aus erneuerbarer Energie stammt. Gemäß § 7 Abs. 1 Nr. 3 EEWärmeG ist es ausreichend, wenn mindestens 50 % der Wärme aus KWK oder Abwärme stammt.

Energieeffizienz-Richtlinie

Die Energieeffizienz-Richtlinie (RL 2012/27/EU) wurde ihrer Zielbestimmung nach unter anderem erlassen, um das übergeordnete Energieeffizienzziel der Europäischen Union noch zu erreichen. Auch wenn das primäre Ziel der Richtlinie in der Einsparung von Energie liegt, ergeben sich erhebliche Schnittbereiche und Auswirkungen auf den Rechtsrahmen für Erneuerbare Wärme. Dies folgt bereits daraus, dass den Mitgliedstaaten erlaubt wird, Effizienzziele nicht nur an der eingesparten Endenergie auszurichten, sondern auch an der Primärenergie. Die Einsparung von Primärenergie in Wärmenetzen durch Einsatz von Solarthermie dürfte demzufolge als Effizienzmaßnahme gewertet werden dürfen. Allerdings besteht das, soweit ersichtlich noch ungeklärte, Problem der möglichen Doppelzählung bei der Erfüllung der Ziele für Erneuerbare Energien und Energieeffizienz. Während die EE-Richtlinie die Mitgliedstaaten zur Erreichung von bestimmten EE-Anteilen im Energiemix verpflichtet, müssen gemäß Art. 3 der Energieeffizienz-RL die Mitgliedstaaten nationale Effizienz-Ziele setzen und erfüllen. Es erscheint unklar, ob der Bau einer in ein Wärmenetz einspeisenden Solaranlage sowohl zur Zielerreichung des Effizienzziels, als auch zur Erreichung des EE-Ziels angerechnet werden kann oder ob sich der Mitgliedstaat zur Zurechnung zu einem einzigen Ziel entscheiden muss (EE *oder* Effizienz). Diese Frage sollte von der Bundesregierung im Rahmen der Verabschiedung der nationalen Umsetzung der Energieeffizienz-RL geklärt werden. Soweit eine Zurechnung von Fernwärme-Solaranlagen auf das Effizienzziel zulässig ist, ginge hiervon ein Anreiz zur Verbesserung der Rahmenbedingungen für große solarthermische Anlagen aus.

Auf der Instrumentenebene gehen von der Effizienz-RL ebenfalls positive Anreize für große solarthermische Anlagen aus: In Art. 14 der Richtlinie ist geregelt, dass die Mitgliedstaaten im Rahmen einer nationalen Wärmeplanung das Ausbau-Potenzial von effizienten Wärmenetzen prüfen müssen. Auf dieser Grundlage sind Strategien zum Wärmenetzausbau zu entwickeln, wobei gemäß Art. 14. Abs. 4 sowie gemäß Anhang VIII Ziffer 1 g) ii) neben dem Ausbau der hocheffizienten KWK auch der Einsatz erneuerbare Energiequellen zu prüfen ist.

Gebäude-Richtlinie

Ziel der Gebäude-Richtlinie 2010/31/ EU (eingebürgert hat sich auch die Bezeichnung Energy Performance of Buildings Directive, EPBD) ist die Schaffung eines langfristig nahezu klimaneutralen Gebäudebestandes. Dabei lässt die Richtlinie den Mitgliedstaaten offen, ob sie dieses Ziel in erster Linie durch Maßnahmen zur Effizienzsteigerung oder durch Maßnahmen zur Steigerung des Einsatzes Erneuerbarer Energien erreichen wollen. Trotz der Anstrengungen der vergangenen Jahre gibt es in Deutschland erhebliche Schwierigkeiten, bestehende Gebäude mit Effizienzmaßnahmen zu vertretbaren Kosten auf das Niveau „nahezu klimaneutral“ zu bringen. Dies würde erfordern, nahezu den gesamten Gebäudebestand innerhalb der nächsten 35 Jahre ungefähr auf Passivhausniveau zu bringen. Dies zu erreichen, erscheint unrealistisch, weshalb die Erneuerbaren Energien verstärkt einbezogen werden müssen. Aus dem verbindlichen Ziel eines klimaneutralen Gebäudebestandes folgen daher erhebliche Anreizwirkungen für den Gesetzgeber, hierfür die entsprechenden gesetzlichen Rahmenbedingungen zu schaffen. Bundesrechtliche Regelungen

In Deutschland umfasst der geltende Rechtsrahmen für Wärmenetze und großflächige Solarthermie insbesondere die folgenden Rechtsbereiche und Regelungen:

Tabelle 13: Rechtsbereiche und Regelungen für Wärmenetze und großflächige Solarthermie

Gesetzgebungskompetenz	Rechtsbereich	Regelungen
Bund	Steuerrecht Bundes-Förderprogramme	EnergiesteuerG MAP KfW-Programme
Konkurrierende Gesetzgebung Bund/Länder	Emissionshandel Immissionsschutzrecht Bodenschutzrecht Wasserrecht Naturschutzrecht Energierrecht Wettbewerbsrecht Bauplanungsrecht Verbraucherschutz	TEHG / ZuV2020 BlmSchG BBodenSchG /Landes-Bodenschutzgesetze WHG und Wassergesetze der Länder BNatSchG und Landes-Naturschutzgesetze EEWärmeG KWKG EnEG / EnEV ROG u. Landesplanungsgesetze der Länder BauGB GWB AVBFernwärmeV Mietrecht (BGB)
Alleinige Zuständigkeit der Länder	Bauordnungsrecht Denkmalschutzrecht Landes-Förderprogramme	Landes-Bauordnungen Landes-Denkmalschutzgesetze Landes-Förderprogramme Klimaschutzgesetze der Länder
Kommunen	Bebauungspläne Satzungen Wegebenutzungs-/ Gestattungsverträge Kommunale Förderprogramme	Anschluss- und Benutzungsgebote Wegenutzungs- und Gestattungsverträge Zuschüsse von Kommunen und Stadtwerken

3.4.2 Der nationale Rechtsrahmen

Der **bundesrechtliche Regelungsrahmen** für Wärmenetze und Wärmeerzeugungsanlagen fokussiert sich dabei auf unterschiedliche Bereiche:

- Das **Anlagen-Genehmigungsrecht** umfasst die (umwelt-)rechtlichen Regelungen zur Zulassung von Wärmeerzeugungsanlagen. Für Feuerungsanlagen sind insbesondere die Regelungen zum Immissionsschutz relevant, für große Freiflächen-Solaranlagen jedoch auch Regelungen zum Schutz der Natur, des Bodens und des Wasserhaushalts sowie Regelungen des Bauplanungs- und des Planfeststellungsrechts.
- Der **energiewirtschaftlich-ordnungsrechtliche Rahmen** enthält verschiedene energiepolitisch motivierte Anforderungen für die Betreiber von Wärmenetzen und –erzeugungsanlagen sowie Gebäudeeigentümer.
- Der **ökonomische Regelungsrahmen** zum Betrieb von Wärmenetzen und Wärme- Erzeugungsarten wird wesentlich durch Regelungen des Energiesteuerrechts und die finanziellen Förderprogramme (z.B. das KWKG) geprägt. Hinzu kommen die Pflichten aus dem Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz (TEHG) und den darauf basierenden Zuteilungsverordnungen.
- Das **Wettbewerbs- und Verbraucherschutzrecht** betrifft Pflichten der Netzbetreiber und Wärmeerzeuger gegenüber anderen Wärmeproduzenten sowie gegenüber ihren Kunden sowie den Endverbrauchern.

Nachfolgend werden die wichtigsten übergeordneten nationalen rechtlichen Regelungen mit deren wesentlichen Auswirkungen auf den Ausbau solarer Wärmenetze dargestellt.

Ökonomischer Regelungsrahmen

Der finanzwirtschaftliche Rahmen umfasst auf der einen Seite die vom Gesetzgeber aufgestellten finanziellen Belastungen der Betreiber von Fernwärme-Erzeugungsanlagen und –netzen sowie auf der anderen Seite verschiedene Förderprogramme, die den Betreibern zur Verfügung gestellt werden.

Energiesteuerrecht

Durch die Erhebung von Energiesteuern auf Erdgas und Heizöl wird die Wettbewerbsposition solarer (Fern-)Wärme gegenüber fossilen Einzelheizungen verbessert. Durch die im Vergleich zu Dänemark deutlich niedrigeren Steuersätze auf fossile Brennstoffe fällt dieser Anreiz jedoch vergleichsweise gering aus.

Nach dem derzeit gültigen Energiesteuergesetz³⁴ (EnergieStG) müssen auch Fernwärmeversorger für den Einsatz fossiler Brennstoffe zur Erzeugung von Wärme Steuern entrichten. Dies gilt auch für KWK-Prozesse. Nur wenn die erzeugte Wärme nachweislich durch ein Unternehmen des produzierenden Gewerbes oder durch ein Unternehmen der Land- und Forstwirtschaft genutzt wird, wird eine Steuerentlastung nach §§ 54 und 55 EnergieStG gewährt.

³⁴ Energiesteuergesetz vom 15. Juli 2006 (BGBl. I S. 1534; 2008 I S. 660, 1007), das zuletzt durch Artikel 11 des Gesetzes vom 18. Juli 2014 (BGBl. I S. 1042) geändert worden ist

Der Einsatz solarthermischer Wärme kann damit – wenn fossil erzeugte Wärme verdrängt wird – zu einer Senkung der Steuerlast des Unternehmens beitragen und damit die Wirtschaftlichkeit erhöhen. Derzeit beträgt die Steuer bei einem Einsatz von 1 MWh Erdgas 13,90 Euro.

TEHG und Zuteilungsverordnung 2020

Die europäische Emissionshandels-RL wurde in Deutschland mit dem Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz TEHG³⁵ in nationales Recht umgesetzt. Unter den Anwendungsbereich fallen fossile Feuerungsanlagen ab 20 MW Feuerungswärmeleistung. Durch diese Regelung wird die Fernwärme im Wärmemarkt gegenüber Einzelfeuerungsanlagen im Wettbewerb benachteiligt.³⁶ Mit der 2009 von der EU beschlossenen dritten Handelsphase 2013-2020 ist es bei der Vergabe der Zertifikate zu wesentlichen Veränderungen gekommen. Es gibt keine nationalen Allokationspläne mehr, stattdessen gibt die Europäische Kommission eine Gesamobergrenze für CO₂-Emissionen vor. Auch werden die für Fernwärmeanlagen benötigten Emissionszertifikate nicht mehr kostenlos zugeteilt, sondern müssen in wachsenden Anteilen ersteigert werden.

Die Bemessung der Zertifikate aus der Fernwärmeerzeugung wird in der Zuteilungsverordnung 2020³⁷ geregelt. Da solarthermische Anlagen nicht unter den Anwendungsbereich des Emissionshandels fallen, könnte hierbei theoretisch eine Steuerungswirkung resultieren. Da jedoch der derzeitige Preis für CO₂-Zertifikate sehr gering ist und keine Anzeichen einer grundlegenden Veränderung des Emissionshandels erkennbar sind, kann der Steuerungseffekt derzeit vernachlässigt werden. Zudem erhalten neue KWK-Anlagen, die ab dem 01.01.2013 in Betrieb gegangen sind und unter das TEHG fallen, nach § 7 Abs. 4 einen Zuschlag von 0,3 Cent je kWh auf die KWK-Zulage, die die Kosten der Emissionszertifikate kompensiert.

Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz

Das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG)³⁸ fixiert einen Abnahme- und Vergütungsanspruch für Strom, der aus Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen stammt, sowie einen finanziellen Zuschlag für den Neu- und Ausbau von Wärmenetzen. Obwohl solarthermische Anlagen nicht unter den Anwendungsbereich des KWKG fallen, sind die Regelungen in diesem Gesetz für die Markterschließung der solaren Fernwärme sehr bedeutsam. Bestehende Wärmenetze der Nah- und Fernwärmeversorgung weisen heute einen hohen Anteil (nach dem AGFW Hauptbericht 2013 81 %) an KWK-Wärme auf.

Die Investitionen in KWK-Anlagen durch die Wärmeversorger wurden in der Vergangenheit durch die ökonomisch attraktiven Erlöse des KWK-Stroms am Strommarkt begünstigt. Durch eine rechnerische Aufteilung der Kosten der KWK auf die Produkte Strom und Wärme ergaben sich sehr geringe Wärmegestehungskosten, gegen die solare Fernwärme bisher kaum konkurrenzfähig war. Zudem könnte die Einspeisung solarer Wärme im Sommerhalbjahr ggf. die Laufzeiten der KWK verringern und damit zu wirtschaftlichen Einbußen führen.

Durch das in den letzten Jahren sehr starke Wachstum der Stromproduktion aus Windenergie und Photovoltaik hat sich die Situation am Strommarkt grundlegend verändert. Durch den Preisverfall an der Strombörse sind neue KWK-Anlagen oft nicht mehr wirtschaftlich zu betreiben. Auch bei bestehenden Anlagen verringern sich die Laufzeiten besonders in den Sommermonaten, wenn die

³⁵ Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz vom 21. Juli 2011 (BGBl. I S. 1475), das zuletzt durch Artikel 2 Absatz 45 u. Artikel 4 Absatz 28 des Gesetzes vom 7. August 2013 (BGBl. I S. 3154) geändert worden ist

³⁶ BKartA, Abschlussbericht Sektoruntersuchung Fernwärme, 2012, S. 111 Rn. 285.

³⁷ Zuteilungsverordnung 2020 vom 26. September 2011 (BGBl. I S. 1921)

³⁸ Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz vom 19. März 2002 (BGBl. I S. 1092), das durch Artikel 13 des Gesetzes vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066) geändert worden ist.

Photovoltaik große Mengen Strom liefert. Um den sommerlichen Wärmebedarf zu decken, werden dann zunehmend Heizkessel eingesetzt. Hier bieten sich für die Solarthermie wirtschaftliche Perspektiven.

Ob diese wirtschaftlichen Potenziale für die solare Fernwärme in Zukunft ausgeschöpft werden können, wird auch davon abhängen, ob bei der anstehenden Novellierung des KWKG eine stark veränderte Neubemessung der KWK-Zulagen erfolgt, die einen wirtschaftlichen Betrieb der KWK-Anlagen auch in den Sommermonaten bei geringen Börsenstrompreisen sicherstellt.

Im Rahmen der Novellierung des KWKG sollte das Ziel verfolgt werden, die Effizienztechnologie KWK und die Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien möglichst harmonisch in ein Gesamtsystem zu integrieren, in dem die Vorzüge beider Technologien zur Geltung kommen. Dabei sind etwaige europarechtliche Anforderungen im Beihilfe- und Wettbewerbsrecht zu beachten.

Marktanreizprogramm

Das Marktanreizprogramm (MAP) ist ein bundesweites Förderinstrument, das finanzielle Anreize für Investitionen in erneuerbare Energien bietet. Es ist in § 13 EEWärmeG verankert. Die Förderung von Wärmenetzen, sowie die Förderung von großflächigen Solarkollektoranlagen zur Einspeisung in Wärmenetze erfolgt über Kredite mit Tilgungszuschüssen über die KfW. Gefördert werden:

- Die Errichtung und Erweiterung von großen Solarkollektoranlagen mit mehr als 40 m² Bruttokollektorfläche mit überwiegender Bereitstellung von Wärme für ein Wärmenetz.
- Wärmenetze, die aus erneuerbaren Energien gespeist werden deren Wärme zu mindestens 20 % aus Solarwärme und ansonsten fast ausschließlich Wärme aus hocheffizienten KWK-Anlagen, aus Wärmepumpen oder aus industrieller oder gewerblicher Abwärme stammt. Im Mittel über das gesamte Netz muss das Netz einen Mindestwärmeabsatz von 500 kWh pro Jahr und Meter Trasse aufweisen.
- Große Wärmespeicher mit mehr als 10 m³ Inhalt, soweit sie überwiegend aus erneuerbaren Energien gespeist werden (und nicht nach dem KWKG gefördert werden).

Energiewirtschaftlich-ordnungsrechtlicher Rahmen

Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz

Eines der wichtigsten nationalen Gesetze im Bereich erneuerbarer Wärme ist das am 1.1.2009 in Kraft getretene Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG)³⁹. Es dient zur teilweisen Umsetzung der EU-RL 2009/28/EG in nationales Recht. Kern-Anforderung des Gesetzes ist die Verpflichtung des Gebäudeeigentümers, bei der Errichtung von neuen Gebäuden den Wärmebedarf zu einem Anteil von mindestens 15 % durch erneuerbare Energien zu decken. Als Ersatzmaßnahme kann diese Anforderung auch durch eine verbesserte Energieeffizienz des Gebäudes erfüllt werden oder durch den Anschluss an ein Wärmenetz, das zu mindestens 50 % auf KWK basiert. Mit dem Europarechtsanpassungsgesetz⁴⁰ 2011 wurde das EEWärmeG in einigen Details geändert, die u.a. die Berechnungsmethodik beim Einsatz von Fernwärme betreffen.

Bisher ist bei leitungsgebundener Wärmeversorgung nach dem EEWärmeG kein Mindestanteil an erneuerbarer Energien vorgesehen. Der Anwendungsbereich des EEWärmeG beschränkt sich derzeit auf den Neubau und umfasst nicht den Gebäudebestand. Nur bei öffentlichen Gebäuden

³⁹ Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz vom 7. August 2008 (BGBl. I S. 1658), das durch Artikel 14 des Gesetzes vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066) geändert worden ist.

⁴⁰ Europarechtsanpassungsgesetz vom 12. April 2011 (BGBl. I S. 619 vom 15.04.2011)

werden seit der Novelle des EEWärmeG 2014 auch Anforderungen an den Einsatz erneuerbarer Energien bei einer grundlegenden Renovierung der Gebäude gestellt, im Übrigen werden für den Gebäudebestand den Bundesländern entsprechende Regelungskompetenzen zugewiesen.

Neben den konkreten Anforderungen für Gebäudeeigentümer ist das EEWärmeG noch in weiteren Punkten für die solare Fernwärme relevant. Der Bundesgesetzgeber hat mit § 16 EEWärmeG die Rechtsgrundlage der Kommunen gestärkt, einen Anschluss- und Benutzungszwang an ein Wärmenetz zu statuieren (s.a. Kap. Kommunale Handlungsoptionen). In der Rechtspraxis läuft dieses Instrument jedoch zum Teil leer, weil Gerichte die Kompetenzzuweisung an die Kommunen restriktiv anwenden.

Energieeinsparverordnung

Die auf dem Energieeinspargesetz basierende Energieeinsparverordnung (EnEV)⁴¹ stellt Anforderungen an die Energieeffizienz bei der Errichtung und der Modernisierung von Gebäuden. Die EnEV dient auch dazu, die Regelungen der EU-GebäudeRL in das deutsche Recht umzusetzen. Nach der Methodik der EnEV werden sowohl der bauliche Wärmeschutz wie auch die Effizienz der Energieversorgung bei der Ermittlung der energetischen Qualität berücksichtigt.

Eine leitungsgebundene Wärmeversorgung geht über den Primärenergiefaktor in die Primärenergiebilanz des Gebäudes ein. Im Regelfall basieren Nah- und Fernwärmeversorgungen auf Kraft-Wärme-Kopplung (KWK), die nach der Berechnungsmethodik FW 309 und die dabei berücksichtigte „Stromgutschrift“ zu niedrigen Primärenergiefaktoren führt.

Durch die zumeist niedrigen Primärenergiefaktoren bei KWK (oft beträgt der Primärenergiefaktor sogar 0,0) besteht für die Wärmeversorger strukturell kein Anreiz für Investitionen in solare Fernwärme, da der Ersatz von KWK-Wärme durch Solarthermie die Primärenergiefaktoren nach der geltenden Berechnungsmethodik nicht verringert. Anreize bestehen in erster Linie dort, wo nur geringe Anteile an KWK im Wärmenetz vorhanden sind.

Planungs- und genehmigungsrechtlicher Rahmen

Raumordnungs- und Landesplanungsrecht

Große Freiflächen-Solaranlagen können mehrere Hektar Fläche einnehmen und können demzufolge raumbedeutsame Vorhaben darstellen. Noch stärker als Windkraft- oder Fotovoltaik-Anlagen sind große Solarwärme-Anlagen an bestimmte Standort-Bedingungen geknüpft. Während Strom ohne erhebliche Verluste über große Entfernungen vom Erzeugungsort zum Verbraucher transportiert werden kann, ist die Transportfähigkeit von Wärmeenergie begrenzt: Die hohen Kosten für den Bau und Betrieb der Wärmeleitungen sowie höhere Energieverluste wirken als limitierende Faktoren. Solarthermische Wärmeversorgung muss daher in der Nähe zu den Wärmeverbrauchern erfolgen, d.h. innerhalb von wenigen Kilometern zu den Ballungsräumen mit Wärmeverteilnetzen und den Verbrauchern.

Aus diesen natürlichen und wirtschaftlichen Randbedingungen folgt ein besonderer Planungsbedarf. In der Umgebung von Städten und größeren Gemeinden ist die Flächenkonkurrenz besonders groß. Solarthermie zur Einspeisung in Wärmenetze ist daher auf eine vorausschauende Flächensicherung für solarthermische Anlagen sowie für Transportleitungen zu bestehenden oder neuen Wärmenetze angewiesen.

⁴¹ Energieeinsparverordnung vom 24. Juli 2007 (BGBl. I S. 1519), die zuletzt durch Artikel 1 der Verordnung vom 18. November 2013 (BGBl. I S. 3951) geändert worden ist.

Das Raumordnungsgesetz des Bundes (ROG) und die Landes-Raumordnungsgesetze enthalten keine gesonderten Vorgaben zur Steuerung für Freiflächen-Solaranlagen. Eine gesetzliche Beauftragung der Planungsträger zur raumplanerischen Ordnung und Flächensicherung für große Freiflächen-Solarwärme-Anlagen könnte perspektivisch sinnvoll sein, um die Akzeptanz dieser Anlagen zu sichern und eine wirtschaftlich sinnvolle Ansiedlung dieser Anlagen auf geeigneten Flächen in der näheren Umgebung der Wärmesenken zu ermöglichen.⁴²

Baugesetzbuch und BauNVO

Das Baugesetzbuch (BauGB)⁴³ ist das wichtigste Gesetz des Bauplanungsrechts. Es regelt die Zulässigkeit von Vorhaben aus städtebaulicher Sicht. Die darin fixierten Regelungen fußen auf der konkurrierenden Gesetzgebungskompetenz des Bundes zum Bodenrecht (Art. 74 Abs. 1 Nr. 18 GG) und definieren in erster Linie übergeordnete Ziele und Grenzen für eine strukturierte Bebauung. Das BauGB formuliert dabei die stadtplanerischen Instrumente, die den Gemeinden für die Umsetzung ihrer städtebaulichen Ziele zur Verfügung stehen.

In § 1 BauGB werden übergeordnete Ziele definiert, die auch für den Bau von Freiflächen-Solaranlagen im Außenbereich relevant sind. So schreibt § 1a Abs. 2 BauGB einen sparsamen und schonenden Umgang mit Grund und Boden vor. Hierfür sind Bodenversiegelungen auf das notwendige Maß zu begrenzen. Landwirtschaftlich, als Wald oder für Wohnzwecke genutzte Flächen sollen nur im notwendigen Umfang umgenutzt werden. § 1a Abs. 3 BauGB verpflichtet zur Vermeidung und zum etwaigen Ausgleich erheblicher Beeinträchtigungen des Landschaftsbildes, sowie der Leistungs- und Funktionsfähigkeit des Naturhaushalts.

Mit der Novellierung des BauGB 2011 wurde die Nutzung solarer Strahlungsenergie nach § 35 Abs. 1 Nr. 8 BauGB in, an und auf Dach- und Außenwandflächen von vorhandenen Gebäuden als privilegiert eingestuft. Dies gilt jedoch nicht für frei aufgestellte Solaranlagen im Außenbereich.

Solarthermische Anlagen sind im Außenbereich daher nicht privilegiert. Jedoch können solche Anlagen als sonstige Vorhaben im Außenbereich nach § 35 Abs. 2 BauGB bauplanungsrechtlich zulässig sein, wenn öffentliche Belange nicht beeinträchtigt werden.⁴⁴ Wenn eine Beeinträchtigung öffentlicher Belange zu verneinen ist, besteht auf eine Zulassung nach § 35 Abs. 2 BauGB ein Rechtsanspruch; durch die Formulierung „im Einzelfall“ soll keine weitergehende Einschränkung erfolgen.⁴⁵ Was die Beeinträchtigung öffentlicher Belange angeht, sind bei der Errichtung von Solarthermie-Anlagen vor allem § 35 Abs. 3 S. 1 Nr. 1 und Nr. 5 BauGB bedeutsam. Nach Nr. 1 ist geregelt, dass ein Vorhaben nicht den Darstellungen im Flächennutzungsplan widersprechen darf. Enthält der Flächennutzungsplan im Hinblick auf das geplante Vorhaben hingegen ausdrücklich eine zustimmende Aussage, kann dies unter Umständen dazu führen, dass eine Beeinträchtigung anderer öffentlicher Belange entfällt.⁴⁶

In Frage steht regelmäßig auch eine Beeinträchtigung der in Nr. 5 geregelten Belange des Naturschutzes und der Landschaftspflege. Eine Beeinträchtigung ist in der Regel anzunehmen, wenn das Vorhaben in einem förmlich unter Schutz gestellten Gebiet realisiert werden soll.⁴⁷ Zweck

⁴² S.a. Maaß, Sandrock, Weyland: Solare Fernwärme im Planungs- und Genehmigungsrecht; ZUR 2/2105

⁴³ Baugesetzbuch in der Fassung der Bekanntmachung vom 23. September 2004 (BGBl. I S. 2414), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 15. Juli 2014 (BGBl. I S. 954) geändert worden ist.

⁴⁴ Vgl. Mitschang/Reidt, in: Battis/Krautzberger, BauGB, 12. Auflage 2014, § 35 Rn. 62, die für Freiflächenanlagen explizit auf § 35 Abs. 2 BauGB verweisen.

⁴⁵ Söfker, in: Ernst/Zinkahn/Bielenberg/Krautzberger, BauGB – Kommentar II, Stand 01.07.2014, § 35 Rn. 73.

⁴⁶ M.w.N. Rieger, in: Schrödter, BauGB – Kommentar, 7. Auflage 2006, § 35 Rn. 69.

⁴⁷ Rieger, in: Schrödter, BauGB – Kommentar, 7. Auflage 2006, § 35 Rn. 83.

der Regelung ist darüber hinaus die Wahrung der natürlichen Eigenart der Landschaft. Insoweit kann eine Beeinträchtigung zu verneinen sein, wenn die landwirtschaftliche bzw. naturnahe Bodennutzung bereits durch andere Nutzungen weitgehend verdrängt wurde, das Gebiet also erheblich vorbelastet ist.⁴⁸

Will eine Gemeinde die planungsrechtliche Zulässigkeit einer Solarthermie-Anlage sichern, die im Außenbereich als selbstständige Anlage errichtet werden soll, empfiehlt sich wegen der zuvor genannten Einschränkungen eine entsprechende Gebietsfestsetzung im Rahmen der kommunalen Bebauungsplanung.

Bei der Festsetzung muss sich die Kommune der Instrumente der Baunutzungsverordnung (BauNVO)⁴⁹ bedienen. In der Baunutzungsverordnung werden verschiedene Gebietskategorien definiert, welche die Gemeinden beim Erlass von Flächennutzungs- und Bebauungsplänen festsetzen können.

Für die Realisierung von Freiflächen-Solaranlagen sind insbesondere Sondergebiete nach § 11 Abs. 2 Satz 2 a.E. BauNVO geeignet. Dort ist ausdrücklich geregelt, dass Gebiete zur Nutzung von Sonnenenergie im Flächennutzungsplan (vgl. § 1 Abs. 2 BauNVO) und im Bebauungsplan als Sondergebiete mit entsprechender Zweckbestimmung festgesetzt werden können.

Die Zulässigkeit von Freiflächen-Solaranlagen in Gewerbegebieten nach § 8 BauNVO und Industriegebieten nach § 9 BauNVO ist nicht endgültig geklärt.

Umweltrechtliche Regelungen

Fernwärme-Erzeugungsanlagen müssen die geltenden Regelungen zum Schutz der Umweltmedien einhalten, d.h. die spezialgesetzlich geregelten Anforderungen an die Luftreinhaltung, den Schutz des Wassers, des Bodens und der Natur. Zu den verfahrensbezogenen Pflichten kann die Durchführung einer Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) gehören.

Durchführung einer Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP)

Für bestimmte Vorhaben muss nach dem UVPG eine Umweltverträglichkeitsprüfung durchgeführt werden. Diese umfasst die Ermittlung, Beschreibung und Bewertung der unmittelbaren und mittelbaren Auswirkungen eines Vorhabens auf die Umweltmedien. Die Umweltverträglichkeitsprüfung ist ein unselbständiger Teil verwaltungsbehördlicher Verfahren, die der Entscheidung über die Zulässigkeit von Vorhaben dienen.

Soll durch einen Bebauungsplan die Errichtung einer Solar-Anlage, eines Wärmespeichers und/oder eines Wärmenetzes ermöglicht werden, so bedarf der Bebauungsplan gemäß § 2 Abs. 3 Nr. 3 UVPG einer UVP, wenn der B-Plan spezifisch für ein UVP-pflichtiges Vorhaben aufgestellt wird oder wenn er einen Planfeststellungsbeschluss für ein UVP-pflichtiges Vorhaben ersetzen soll. Folglich kommt es darauf an, ob die Solaranlage sowie ggf. ein zugehöriger Speicher und Leitungsanlagen ein UVP-pflichtiges Vorhaben darstellen. Dies beurteilt sich nach der Anlage 1 zum UVPG.

⁴⁸ Vgl. Söfker, in: Ernst/Zinkahn/Bielenberg/Krautzberger, BauGB – Kommentar II, Stand 01.07.2014, § 35 Rn. 97.

⁴⁹ Baunutzungsverordnung in der Fassung der Bekanntmachung vom 23. Januar 1990 (BGBl. I S. 132), die zuletzt durch Artikel 2 des Gesetzes vom 11. Juni 2013 (BGBl. I S. 1548) geändert worden ist

- Für die Errichtung von Freiflächen-Solaranlagen besteht keine Pflicht zur Durchführung einer UVP oder einer Einzelfall-Prüfung, ob eine solche erforderlich ist, da entsprechende Anlagen nicht in der Anlage 1 des UVPG aufgeführt sind. Lediglich wenn am selben Standort gleichzeitig größere KWK-Anlagen oder Heizkessel errichtet werden sollen, kann sich hieraus eine entsprechende Pflicht gemäß Nr. 1.1. oder 1.2 der Anlage 1 UVPG ergeben.
- Bei der Errichtung von Wärmespeichern hängt es von der angewendeten Technologie ab, ob eine UVP durchzuführen ist bzw. ob eine Einzelfallprüfung stattzufinden hat. Bei einer Wärmespeicherung in Boden- oder Grundwasserschichten mittels Injektion von warmem Wasser in den Boden wäre zu prüfen, ob eine UVP-Pflicht gemäß Nr. 13.3 zum Entnehmen, Zutagefördern oder Zutageleiten von Grundwasser oder Einleiten von Oberflächenwasser zum Zwecke der Grundwasseranreicherung vorliegt. Bei einfachen Gruben-Speichern könnte es sich um eine „Anlage zur Zurückhaltung oder dauerhaften Speicherung von Wasser“ gemäß Nr. 13.6. der Anlage 1 zum UVPG handeln. Wäre dies der Fall, müsste eine allgemeine Vorprüfung des Einzelfalls gemäß § 3c Satz 1 UVPG vorgenommen werden. Soweit Grundwasser entnommen und in den Speicher gefördert wird, sind die Voraussetzungen der oben erwähnten Nr. 13.3 zu prüfen. In der Regel dürfte der Bau eines solaren Wärmespeichers jedoch eher als „Errichtung und Betrieb eines künstlichen Wasserspeichers“ zu qualifizieren sein, für den gemäß Nr. 19.9.3 Anlage 1 UVPG ab einer Größe von 5000 m³ eine standortbezogene Pflicht zur Einzelfallprüfung besteht, ob eine UVP durchgeführt werden muss.

Bei der Errichtung von Leitungen zum Transport von solarer Wärme ist fraglich, ob gemäß Nr. 19.7 der Anlage 1 zum UVPG eine UVP-Pflicht besteht. Zwar handelt es sich zweifelsohne um „eine Rohrleitungsanlage zum Befördern von Dampf oder Warmwasser“ jedoch stammt diese Wärme nicht „aus einer Anlage nach den Nummern 1 bis 10“, also aus Verbrennungsprozessen oder Industrieanlagen. Für solche konventionellen Wärmeleitungen besteht eine Pflicht, eine standortbezogene Prüfung vorzunehmen, ob eine UVP durchgeführt werden muss (im bebauten Bereich ab einer Leitungslänge von 5 km, im Außenbereich grundsätzlich). Für Leitungen zum Transport rein solar erzeugte Wärme besteht hingegen von vorneherein keine UVP-Pflicht.

Immissionsschutzrecht

Im Hinblick auf das Schutzgut Luft haben sich für große Anlagen die Anforderungen durch die Ausweitung des Anwendungsbereichs der Industrie-Emissionsrichtlinie und der 13. BImSchV auf Anlagen ab 50 MW Feuerungsleistung verschärft. Auch für Einzelheizungen und kleinere Fernwärme-Anlagen enthält die 1. BImSchV mittlerweile recht anspruchsvolle Werte. Hohe Anforderungen an die Luftreinheit führen tendenziell zu Mehrkosten für die Betreiber von Heizkesseln oder KWK-Anlagen. Gleichwohl dürfte der hieraus entstehende Wettbewerbsvorteil für emissionsfreie solarthermische Anlagen eher gering sein.

Gewässerschutz- und Bodenschutzrecht

Darüber hinaus können sich bei solaren Fernwärmeanlagen verschiedene Anforderungen gegebenenfalls aus dem Gewässer- und Bodenschutzrecht ergeben.

- Anforderungen des Wasserhaushaltsgesetzes⁵⁰ können für die Errichtung und den Betrieb von Wärmespeichern relevant sein. Dies gilt insbesondere dann, wenn für den

⁵⁰ Wasserhaushaltsgesetz (WHG) vom 31.07.2009, BGBl. I, S. 2585, das zuletzt durch Art. 4 Abs. 76 des Gesetzes vom 07.08.2013, BGBl. I, S. 3154, geändert worden ist.

Wasserspeicher Grund- oder Oberflächenwasser entnommen werden soll, denn eine solche Entnahme stellt eine Gewässerbenutzung dar, die regelmäßig einer Erlaubnis beziehungsweise einer Bewilligung nach den Vorgaben der §§ 10ff. WHG bzw. der entsprechenden Vorgaben der Landeswassergesetze bedarf. Auch die Speicherung des Wassers könnte – je nach Wahl der Speichertechnologie - nach den §§ 8 Abs. 1, 9 WHG genehmigungspflichtig sein. Dies gilt insbesondere im Fall des Einbringens in geeignete Boden- oder Grundwasserschichten oder bei der Aufstauung von Oberflächen- oder Grundwasser. Zu prüfen ist jeweils auch, ob es sich um eine Maßnahme handeln könnte, die geeignet ist, eine dauernde oder nicht nur unerheblich nachteilige Veränderung der Wasserbeschaffenheit herbeizuführen.

- Für den Betrieb der Leitungen zwischen den Kollektoren sowie von den Kollektoren zur Wärmeübergabestation (an die Wärmetransportleitung) ist wegen der materiellen Schutzvorgabe des § 48 Abs. 2 S. 2 WHG zu beachten, dass keine wassergefährdenden Stoffe aus den Rohrleitungen austreten und das Grundwasser nachteilig verändern können. Dies erscheint bei Anlagen von Herstellern, die lediglich Wasser als Transportmedium verwenden, von vorneherein ausgeschlossen. Wenn dem Wasser ein Frostschutzmittel zugesetzt wird, das als schwach wassergefährdend (WGK 1) im Sinne der Verwaltungsvorschrift wassergefährdender Stoffe⁵¹ eingestuft wird, sind die Bestimmungen der bis zum Erlass einer entsprechenden Bundesverordnung geltenden landesrechtlichen Verordnungen über den Umgang mit wassergefährdenden Stoffen und über Fachbetriebe (VAwS) zu beachten.⁵² Diese enthalten technische Anforderungen insbesondere über die Dichtigkeit, aber auch über die Standsicherheit oder die Leckageerkennung der entsprechenden Anlagen.⁵³ Mit entsprechenden Auflagen dürften auch solare Fernwärmenetze wasserrechtlich genehmigungsfähig sein,⁵⁴ soweit sie in diesem Sinne überhaupt genehmigungsbedürftig sind.⁵⁵
- Im Hinblick auf mögliche Störfälle beim Betrieb von solaren Wärmenetzen könnten außerdem die Vorgaben des Bundes-Bodenschutzgesetzes⁵⁶ zu beachten sein. Hierbei eventuell verursachte Stoffaustritte könnten zwar grundsätzlich ein gewisses Schädigungspotenzial für den Boden aufweisen. Ein solcher Eintritt ist aber nicht als ausdrückliches Auf- und Einbringen auf oder in den Boden im Sinne des § 6 BBodSchG zu verstehen. Die allgemeine Gefahrenabwehrpflicht aus § 4 Abs. 1 BBodSchG, wonach schädliche Bodenveränderungen nicht hervorgerufen dürfen, gilt es indes zu beachten.

⁵¹ Allgemeine Verwaltungsvorschrift zum Wasserhaushaltsgesetz über die Einstufung wassergefährdender Stoffe in Wassergefährdungsklassen (VwVwS) vom 17.05.1999, Bundesanzeiger vom 29.05.1999, Nr. 98a.

⁵² Für einen einheitlichen Vollzug wäre es indes sinnvoll, hinreichend konkrete Vorgaben bundesrechtlich zu verabschieden und bis dahin zumindest einen entsprechenden Accord der Länder zu erreichen.

⁵³ Vgl. etwa die baden-württembergische Anlagenverordnung wassergefährdende Stoffe (VAwS BW) vom 11.02.1994, GBl. 1994, S. 182, zuletzt geändert durch Art. 141 der Verordnung vom 25.01.2012, GBl. 2012 Nr. 3, S. 65, in Kraft getreten am 28.02.2012.

⁵⁴ Vorstellbar sind etwa Vorgaben zur Mengenbegrenzung der Wärmeträgerflüssigkeit, Vorgaben zur Überwachung durch Drucksensoren und zur automatischen Abschaltung der Pumpanlage, oder ggf. auch Vorgaben zur oberirdischen Verlegung der Leitungen.

⁵⁵ Eine genehmigungsbedürftige Gewässerbenutzung nach § 9 Abs. 2 Nr. 2 WHG dürfte im Ergebnis zu verneinen sein, denn fraglich ist – wie bei einem Tankwagenunfall – schon, ob es sich um eine wasserrechtlich relevante Maßnahme handelt; außerdem dürfte die Möglichkeit der Beeinträchtigung – ebenfalls wie bei einem Unfall – zu weit entfernt liegen, vgl. mit den jeweiligen Rechtsprechungsnachweisen Czychowski/Reinhardt, WHG, 11. Auflage 2014, § 9 Rn. 85, 86 a.E.

⁵⁶ Bundes-Bodenschutzgesetz (BBodSchG) vom 17.03.1998, BGBl. I, S. 502, das zuletzt durch Art. 5 Abs. z 30 des Gesetzes vom 24.02.2012, BGBl. I, S. 212, geändert worden ist.

Naturschutzrechtliche Regelungen

Um die bauplanungsrechtliche Zulässigkeit einer Freiflächen-Solaranlage im Wege einer Bauleitplanung herbeizuführen, muss über die Vermeidung und den Ausgleich nach den Vorschriften des BauGB zur Eingriffsregelung entschieden werden (§ 18 Abs. 1 BNatSchG i.V.m. § 1a Abs. 3 BauGB). Dies erfolgt dann in der konkreten Bauleitplanung. . Dabei dürften sich die in der Verwaltungspraxis und Rechtsprechung im Zusammenhang mit der Errichtung von Photovoltaik-Freiflächenanlagen herausgebildeten Kriterien überwiegend auf Solarthermie-Freiflächenanlagen übertragen lassen. Dort ist das naturschutzrechtliche Konfliktpotenzial überschaubar; in Rede stehen meist die Bodenversiegelung und Bodenverdichtung, der Bodenabtrag, die Verschattung und die visuelle Wirkung der Anlage.⁵⁷

Weitere Anforderungen hängen vom Einzelfall des Standorts ab. So können unabhängig von der naturschutzrechtlichen Eingriffsregelung auch die unionsrechtlich geprägten und in den §§ 44ff. BNatSchG verankerten Vorgaben des besonderen Artenschutzes zu berücksichtigen sein, soweit durch die Errichtung oder den Betrieb der geplanten Anlage besonders geschützte Tier- und Pflanzenarten beeinträchtigt werden können. Zu denken ist etwa an besondere Pflanzenarten, die durch Freiflächenanlagen überbaut werden.

Weitere Einschränkungen für Anlagen in entsprechenden Schutzgebieten können sich aus dem Habitatschutzrecht des Schutzregimes Natura 2000 und dort insbesondere aus § 34 BNatSchG ergeben.

Allgemein überwindbar erscheinen etwaige Hürden hingegen regelmäßig dann, wenn es sich um weniger strenge Schutzgebietskategorien wie etwa Landschaftsschutzgebiete oder Naturparke handelt. Zwar sind auch dort die Vorgaben der jeweiligen Schutzgebietsverordnung zu beachten bzw. gegebenenfalls entsprechende Befreiungen einzuholen. Analog zur Aufstellung von Photovoltaik-Freiflächenanlagen erscheint aber auch eine Errichtung von Solarthermie-Freiflächenanlagen aus Sicht des Umweltschutzes in derartigen Schutzgebietskategorien noch vertretbar, auch wenn bereits höher vorbelastete oder naturschutzfachlich weniger wertvolle Flächen stets zu bevorzugen sind.

Wettbewerbsrechtlicher und Verbraucherschützender Rahmen

AVBFernwärmeV

Die AVBFernwärmeV⁵⁸ ist eine der wenigen speziell auf die Fernwärmeversorgung ausgerichteten ordnungsrechtlichen Normen. In der Verordnung werden die allgemeinen Bedingungen für Lieferverträge zwischen Fernwärmeanbieter und Endkunden geregelt. Damit bildet sie in erster Linie den Rahmen für einen grundlegenden Verbraucherschutz. 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.

⁵⁷ Vgl. zu den Freiflächenanlagen m.w.N. *Fellenberg/Schiller*, in: Gerstner (Hrsg.), Grundzüge des Rechts der Erneuerbaren Energien, Berlin 2013, Kap. 2 Rn. 272ff.

⁵⁸ Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Versorgung mit Fernwärme vom 20. Juni 1980 (BGBl. I S. 742), die zuletzt durch Artikel 16 des Gesetzes vom 25. Juli 2013 (BGBl. I S. 2722) geändert worden ist.

Mietrecht

Mit der Mietrechtsnovelle 2013 wurden im Bürgerlichen Gesetzbuch (BGB)⁵⁹ einige Regelungen eingeführt, die eine Umstellung von Wärmeverbrauchern auf eine leitungsgebundene Wärmeversorgung erschweren. Dies gilt auch für eine Wärmeversorgung mit einem wesentlichen Anteil an erneuerbarer Energie. Nach rechtlicher Analyse des Branchenverbandes AGFW sind diese Regelungen jedoch auf das sog. Wärme-Contracting ausgerichtet und können nicht ohne weiteres auf die Fernwärmeversorgung angewendet werden.⁶⁰

Dies betrifft zum einen die Umlage von Modernisierungskosten nach § 555b BGB und § 559 BGB, die nur noch möglich ist, wenn durch die Maßnahme Endenergie eingespart wird. Modernisierungsmaßnahmen mit dem Effekt der Primärenergieeinsparung sind danach nicht mehr umlagefähig. Hierbei ist zu beachten, dass auch bei Umstellung von objektbezogenen Feuerungsanlagen auf eine Fernwärmeversorgung durch den Wegfall der Wärmeerzeugungsverluste vor Ort aus mietrechtlicher Sicht Endenergie eingespart werden kann.

Auch ist die Umstellung auf Wärme-Contracting ohne Zustimmung der Mieter an die Auflage gebunden, dass die Kosten der Wärmelieferung die Betriebskosten für die bisherige Eigenversorgung mit Wärme oder Warmwasser nicht übersteigen. Diese Regelung in § 556c BGB benachteiligt Wärmelieferanten, die die Kapitalkosten in den Wärmekosten mit einkalkulieren müssen.

Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen

Das Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen (GWB)⁶¹ ist die zentrale Norm im deutschen Kartell- und Wettbewerbsrecht. In Bezug auf die Fernwärmeversorgung enthält das GWB vor allem im Hinblick auf eine kartellrechtliche Preiskontrolle und auf den Zugang Dritter zur Netz-Infrastruktur relevant. In § 19 Abs. 2 Nr. 4 GWB ist ein kartellrechtliches Missbrauchsverbot formuliert, das nach Ansicht des Bundeskartellamts dem Grunde nach auch auf Wärmenetze Anwendung findet.

Demnach hat ein Dritter gegen Zahlung eines angemessenen Entgelts Anspruch auf Zugang zu einem Netz eines anderen, „wenn ihm aus rechtlichen oder tatsächlichen Gründen ohne die Mitbenutzung nicht möglich ist, auf dem vor- oder nachgelagerten Markt als Wettbewerber des marktbeherrschenden Unternehmens tätig zu werden“. Der Anspruch ist jedoch ausgeschlossen „wenn das marktbeherrschende Unternehmen nachweist, dass die Mitbenutzung aus betriebsbedingten oder sonstigen Gründen nicht möglich oder nicht zumutbar ist.“

Ob im konkreten Fall ein Anspruch auf Netzzugang besteht, hängt von einer Vielzahl von Voraussetzungen ab.⁶² Die Bundesregierung,⁶³ das Bundeskartellamt⁶⁴ und die Landesregierung Baden-Württemberg⁶⁵ sehen in der Durchleitung kein funktionstüchtiges Geschäftsmodell und halten eine Regulierung des Netzzugangs derzeit nicht für geboten.⁶⁶ Als Begründung wird angeführt, dass Wärme nicht überregional geliefert werden könne und sich Durchleitungsansprüche technisch und ökonomisch schwierig gestalten würden. Auch seien durch eine Entflechtung

⁵⁹ Bürgerliches Gesetzbuch in der Fassung der Bekanntmachung vom 2. Januar 2002 (BGBl. I S. 42, 2909; 2003 I S. 738), das durch Artikel 1 des Gesetzes vom 22. Juli 2014 (BGBl. I S. 1218) geändert worden ist.

⁶⁰ Vertiefend dazu, AGFW, Rechtlicher Leitfaden zur Umrüstung von Mietshäusern auf Fernwärme, 2014, S. 21 ff.

⁶¹ Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen in der Fassung der Bekanntmachung vom 26. Juni 2013 (BGBl. I S. 1750, 3245), das durch Artikel 5 des Gesetzes vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066) geändert worden ist.

⁶² Ausführlich dazu Körber, Drittzugang zu Fernwärmenetzen, 2011.

⁶³ BT-Drucks. 17/13675, S. IX Tz. 74.

⁶⁴ BKartA, Abschlussbericht Sektoruntersuchung Fernwärme, 2012, S. 107 Rn. 271.

⁶⁵ LT-Drucks. 15/6149, S. 6.

⁶⁶ BT-Drucks. 17/13675, S. IX Tz. 74.

allenfalls marginale wettbewerbliche Verbesserungen zu erwarten, denen erhebliche administrative Kosten und möglicherweise Synergieverluste gegenüber stehen würden.

Der formell vorhandene Netzzugang Dritter zu Fernwärmenetzen auf Basis § 19 Abs. 2 GWB wird daher bislang in Deutschland nicht genutzt. Die Unsicherheiten für einen potentiellen Wärmeanbieter sind durch das nicht vorhandene Regelwerk zu groß, um eine Investition zu realisieren. Weder existieren Regelungen zur Festlegung von angemessenen Netznutzungs-entgelten, noch sind die Rechte und Pflichten von Wärmenetzbetreibern oder dritten Wärmeanbietern normiert.

3.4.3 Regelungsrahmen auf Landesebene

Während der Bundesgesetzgeber die Sektoren Strom- und Gasversorgung weitgehend gesetzlich geregelt hat, gibt es im Bereich der Wärmeversorgung auf der Grundlage der konkurrierenden Gesetzgebung für die Bundesländer erhebliche legislative Handlungsspielräume. In der Praxis werden diese vorhandenen Spielräume jedoch nur in wenigen Fällen genutzt. Baden-Württemberg ist eines der wenigen Bundesländer, das vor einigen Jahren ein eigenes Landesgesetz im Bereich der Erneuerbaren Wärme in Kraft gesetzt hat.

Erneuerbare-Wärme-Gesetz

Das Land Baden-Württemberg hat bereits im Jahr 2007 von seiner Gesetzgebungskompetenz Gebrauch gemacht und ein eigenes Erneuerbare-Wärme-Gesetz⁶⁷ verabschiedet, das am 1. Januar 2008 in Kraft trat. Im Gegensatz zum bundesweit geltenden – erst später erlassenen - EEWärmeG legt das Landesgesetz in Baden-Württemberg Anforderungen für den Altbaubestand fest.

Die derzeit geltende Fassung des Gesetzes sieht vor, dass beim Austausch von Heizanlagen in bestehenden Wohngebäuden künftig 10% der Wärmeenergie durch erneuerbarer Energien bereitgestellt werden müssen.

Ähnlich wie bei dem bundesweiten EEWärmeG ist hier als Ersatzmaßnahme zur Erfüllung der Anforderungen ein Anschluss an ein Fernwärmenetz möglich, wenn „ (...)der Wärmebedarf des Wohngebäudes ausschließlich oder neben dem Einsatz erneuerbarer Energien durch Anschluss an ein Wärmenetz gedeckt wird, das mit Kraft-Wärme-Kopplung oder erneuerbaren Energien betrieben wird.“

Somit ist auch im EWärmeG des Landes Baden-Württemberg kein expliziter Mindestanteil an erneuerbarer Energie bei der Fernwärmeversorgung gefordert, um die Anforderungen zu erfüllen. Ausreichend wäre ein Wärmenetz, das einen – nicht näher definierten – Anteil Wärme aus Kraft-Wärme-Kopplung aufweist.

Zudem werden Bestandsgebäude, die bereits durch ein Nah- oder Fernwärmenetz versorgt werden, nicht vom Anwendungsbereich des Gesetzes umfasst, da hier der Auslösetatbestand „Heizkesseltausch“ nicht erfüllt wird und mit dem Gesetz nur der Gebäudeeigentümer, nicht jedoch der Fernwärmeversorger adressiert wird.

⁶⁷ Gesetz zur Nutzung erneuerbarer Wärmeenergie in Baden-Württemberg (Erneuerbare-Wärme-Gesetz - EWärmeG) vom 20. November 2007; GBl. 2007, 531

Das EWärmeG des Landes Baden-Württemberg ist derzeit in einem Prozess der Gesetzesnovellierung. Der Ministerrat hat am 29. Juli 2014 dem Entwurf zur Novelle des Erneuerbare-Wärme-Gesetzes zugestimmt und ihn zur Anhörung freigegeben. Unter anderem soll dabei der Pflichtanteil an erneuerbarer Energie von derzeit 10% auf künftig 15 % angehoben werden. Für die Ersatzmaßnahme Fernwärmeversorgung sind bisher keine Änderungen im Hinblick auf einen Mindestanteil erneuerbarer Energien vorgesehen.⁶⁸

Klimaschutzgesetz Baden-Württemberg

Der Landtag des Landes Baden-Württemberg hat im Juli 2013 ein eigenes Landes-Klimaschutzgesetz beschlossen. Das „Gesetz zur Förderung des Klimaschutzes in Baden-Württemberg“⁶⁹ definiert sektorspezifische Vorgaben für die Reduzierung von Treibhausgasen. Insgesamt soll der CO₂-Ausstoß des Landes bis 2020 um mindestens 25 % und bis 2050 um 90 % sinken. Das Klimaschutzziel wird ergänzt durch einen allgemeinen Klimaschutzgrundsatz.

Operationalisiert wird das Klimaschutzgesetz durch ein Integriertes Energie- und Klimaschutzkonzept (IEKK)⁷⁰, das konkrete Strategien und Maßnahmen zur Erreichung dieser Ziele enthält. Das IEKK stellt die konzeptionelle Grundlage für die Energie- und Klimapolitik in Baden-Württemberg dar und wurde am 15. Juli 2014 verabschiedet.

Die Anwendung der Solarthermie in Wärmenetzen findet sich im IEKK an verschiedenen Stellen als eine wichtige Maßnahme, die erneuerbaren Energien im Wärmesektor voran zu bringen. Dort heißt es u.a.: „Eine für Baden-Württemberg aussichtsreiche Nutzung der Solarthermie besteht in der Einspeisung von Solarwärme in Wärmenetze, die mit niedrigen Temperaturen und einem saisonalen Wärmespeicher arbeiten. Die Anwendung großer Kollektorfelder im Verbund mit Wärmenetzen und Speicherkonzepten soll durch weitere Modellvorhaben vom Land unterstützt werden. In diesem Rahmen können auch genossenschaftliche Modelle gefördert werden“⁷¹.

Auch im Klimaschutzgesetz B.-W. findet die großtechnische Solarthermie besondere Erwähnung und erfährt eine verfahrensmäßige Aufwertung. In § 11 Abs. 4 des Gesetzes ist geregelt, dass die unteren Verwaltungsbehörden und unteren Baurechtsbehörden bei Zulassungsverfahren für bedeutsame EE-Projekte auch das Regierungspräsidium zu beteiligen müssen, um ihm Gelegenheit zu geben, die Belange des Klimaschutzes einzubringen. Zu den Anlagen, für die ein solches Beteiligungsverfahren vorgesehen ist, gehören gemäß § 11 Abs. 4 Buchstabe e) auch gebäudeunabhängigen Anlagen zur thermischen Solarnutzung mit einer Kollektorfläche von mindestens 1.000 m².

Landes-Naturschutzgesetz

Bei der Errichtung von Freiflächen-Solarthermieanlagen im Außenbereich als selbstständige Anlagen sind naturschutzrechtlich insbesondere die §§ 20 und 21 des Naturschutzgesetzes Baden-Württemberg⁷² zu beachten.

Eingriffe in Natur und Landschaft im Sinne dieses Gesetzes sind Veränderungen der Gestalt oder Nutzung von Grundflächen oder Veränderungen des mit der belebten Bodenschicht in Verbindung

⁶⁸ <https://um.baden-wuerttemberg.de/de/energie/energieeffizienz/erneuerbare-waerme-gesetz-bw/gesetzentwurf-zur-ewaermeg-novelle/>

⁶⁹ Gesetz zur Förderung des Klimaschutzes in Baden-Württemberg; Gesetzesbeschluss des Landtages vom 17. Juli 2013; Landtag von Baden-Württemberg Drucksache 15/3842

⁷⁰ <https://um.baden-wuerttemberg.de/?id=5812>

⁷¹ IEKK Baden-Württemberg, Maßnahme 54 „Solare Wärmenetze mit saisonaler Speicherung“; S. 91

⁷² Gesetz zum Schutz der Natur, zur Pflege der Landschaft und über die Erholungsvorsorge in der freien Landschaft (Naturschutzgesetz - NatSchG) Vom 13. Dezember 2005;

stehenden Grundwasserspiegels, die die Leistungs- und Funktionsfähigkeit des Naturhaushalts, das Landschaftsbild oder den Wert der Landschaft für die naturnahe Erholung erheblich beeinträchtigen können. Regelmäßig wird eine Freiflächenanlage zu einer solchen Beeinträchtigung des Landschaftsbildes führen.⁷³

Der Verursacher ist verpflichtet, unvermeidbare Beeinträchtigungen durch Maßnahmen des Naturschutzes und der Landschaftspflege vorrangig auszugleichen (Ausgleichsmaßnahmen) oder in sonstiger Weise zu kompensieren (Ersatzmaßnahmen). Was die üblicherweise anhand der – durch die Freiflächenanlage beanspruchte – Basisfläche bemessene Kompensation angeht, ist zu beachten, dass sich durch die Anlage gerade bei zuvor naturschutzrechtlich weniger bedeutsamen Flächen wie etwa intensiv genutzten Ackerflächen oder überprägten Konversionsflächen auch positive Biotopereffekte einstellen können.⁷⁴

Landes-Bauordnung

Während das Bauplanungsrecht nach dem Baugesetzbuch in erster Linie regelt, wo und in welchem Umfang gebaut werden darf, ist im Bauordnungsrecht geregelt, wie gebaut werden darf. Das Bauordnungsrecht ist Sache der Länder, die Umsetzung vor Ort erfolgt durch die kommunalen Bauämter.

Nach der Landesbauordnung Baden-Württemberg⁷⁵ sind Anlagen zur thermischen Solarnutzung, gebäudeunabhängig bis 3 m Höhe und einer Gesamtlänge bis zu 9 m verfahrensfrei. Dies bedeutet jedoch nur, dass das Bauvorhaben nicht von einer Behörde vorab auf seine baurechtliche Zulässigkeit überprüft wird. Die Verantwortung für die Einhaltung der Vorschriften, die bei der Errichtung von Solaranlagen beachtet werden müssen, liegt beim Bauherrn.

So können z.B. örtliche Bauvorschriften zum Ensembleschutz oder zum Denkmalschutz der Errichtung einer Solaranlage entgegenstehen. Die dem Schutz der Nachbarn dienenden Abstandsflächenvorgaben der §§ 5ff. LBO BW sind zwar grundsätzlich auch bei Freiflächenanlagen zu beachten,⁷⁶ je nach Ort der Errichtung aber weniger bedeutsam als bei Anlagen, die unmittelbar an Gebäuden errichtet werden. Ebenso können für Anlagen an Gewässern oder auf stillgelegten Deponien weitergehende genehmigungsrechtliche Anforderungen bestehen.

Im regulären Baugenehmigungsverfahren prüft die zuständige Bauaufsichtsbehörde insbesondere die bauplanungsrechtlichen Vorgaben, die in den §§ 29 ff Baugesetzbuch (BauGB) geregelt sind (s.o.).

⁷³ Vgl. hierzu und zum Folgenden m.w.N. *Fellenberg/Schiller*, in: Gerstner (Hrsg.), Grundzüge des Rechts der Erneuerbaren Energien, Berlin 2013, Kap. 2 Rn. 275f.

⁷⁴ Nochmals *Fellenberg/Schiller*, in: Gerstner (Hrsg.), Grundzüge des Rechts der Erneuerbaren Energien, Berlin 2013, Kap. 2 Rn. 275.

⁷⁵ Landesbauordnung für Baden-Württemberg (LBO) in der Fassung vom 5. März 2010; GBl. 2010, 357, ber. S. 416

⁷⁶ Vgl. zu den Abstandsflächenregelungen etwa Dürr, Baurecht Baden-Württemberg, 14. Auflage 2013, Rn. 206ff.

3.4.4 Kommunale Planungsinstrumente

Auf kommunaler Planungsebene stehen verschiedene Instrumente zur Verfügung, um den Ausbau der solaren Wärmeversorgung zu steuern. Im Folgenden soll ein Überblick über die wichtigsten Instrumente gegeben werden.

Flächennutzungsplanung

Die Flächennutzungsplanung (FNP) nach § 5 BauGB ist ein strategisches Planungsinstrument der Kommune und der verbindlichen Bauleitplanung vorgelagert. Mit der Festlegung der Ziele im Flächennutzungsplan bindet sich die Gemeinde selbst für die weitere inhaltliche Ausgestaltung der folgenden konkreten Bebauungspläne.

Möglichkeiten für kommunale Festlegungen im Flächennutzungsplan nach § 5 Abs. 2 Nr. 2 Buchstabe b) BauGB wären z.B.:

- Darstellung von Bauflächen für die Nutzung von Solarenergie zur Wärmeversorgung
- Darstellung von Flächen für eine leitungsgebundene Wärmeversorgung
- Darstellung von Flächen für die Energieerzeugung aus Solarthermie (z.B. Freiflächenanlagen für die Einspeisung von Solarwärme in Wärmenetze)

Der Flächennutzungsplan ist somit vor allem für die Standortplanung von Energie-Erzeugungsanlagen und für die Netzplanung der Versorgungsleitungen bedeutsam.

Zukünftig könnte der Flächennutzungsplan größere Bedeutung für die Ausweisung von Flächen für solarthermische Anlagen im Außenbereich und deren Anbindung an Wärmenetze erlangen. Auch im Zusammenhang mit einem später folgenden Bebauungsplan kann die Kommune so die Weichen für eine solarthermische Wärmeversorgung stellen.

Dies zeigt ein Beispiel aus der Gemeinde Büsingen: Der Gemeinderat der Gemeinde Büsingen hat 2011 die Aufstellung der beiden vorhabenbezogenen Bebauungspläne „Herblinger Straße“ und „Höhenstraße“ beschlossen. Mit diesen Bebauungsplänen wurden Sondergebiete ausgewiesen, um die planungsrechtlichen Voraussetzungen für die eine Freiflächen-Solarthermieanlage und das dazu gehörige Nahwärmenetz zu schaffen. Die Flächen im Flächennutzungsplan werden als Sonderbauflächen gem. § 11 BauNVo dargestellt.⁷⁷

Neue Bebauungspläne

Um die im Flächennutzungsplan aufgestellten Zielsetzungen näher zu konkretisieren, kann die Kommune Bebauungspläne aufstellen (verbindliche Bauleitplanung). Diese Regelungen definieren einen rechtsverbindlichen Rahmen der baulichen Raumnutzung für Dritte, während der Flächennutzungsplan nur für die Kommune als Grundlage ihrer weiteren Planung verbindlich ist.

Hier wird unterschieden zwischen:

- Einfacher Bebauungsplan nach § 30 Abs. 3 BauGB
- Qualifizierter Bebauungsplan nach § 30 Abs. 1 BauGB, dieser enthält konkrete Festsetzungen über Art und Maß der baulichen Nutzung, sowie

⁷⁷ <http://www.bioenergiesiedorf-buesingen.de/pages/das-projekt/solarthermie.php>

- Vorhabenbezogener Bebauungsplan nach § 12 BauGB
Grundlage ist hier ein Vorhaben- und Erschließungsplan (s.u.)

Im Rahmen der Erstellung von Bebauungsplänen hat die Kommunen auf Grundlage von § 9 des Baugesetzbuches die Möglichkeit, auch energetische Festsetzungen in Bebauungsplänen zu treffen. Auf diese Weise kann die Kommune die Nutzung der Solarthermie in Wärmenetzen Fernwärme begünstigen. Festsetzungen können u.a. betreffen:

- Versorgungsflächen, einschließlich der Flächen für Anlagen und Einrichtungen zur dezentralen und zentralen Erzeugung, Verteilung, Nutzung oder Speicherung von Strom, Wärme und Kälte aus erneuerbaren Energien oder Kraft-Wärmekopplung (§ 9 Abs. 1, 12 BauGB)
- Gebiete, in denen bei der Errichtung von Gebäuden oder bestimmten sonstigen baulichen Anlagen bestimmte bauliche und sonstige technische Maßnahmen für die Erzeugung, Nutzung oder Speicherung von Strom, Wärme oder Kälte aus erneuerbaren Energien oder Kraft-Wärme-Kopplung getroffen werden müssen (§ 9 Abs. 1, 23 BauGB)

Im Rahmen der Novellierung des Baugesetzbuches in 2004 sind zwar der allgemeine Klimaschutz und die Energieeffizienz als berücksichtigungsfähige Belange in die kommunale Bauleitplanung integriert worden (§ 1 Abs. 5 und 6 BauGB). Die Festsetzungsmöglichkeiten durch Bebauungspläne sind jedoch auf den im Baugesetzbuch definierten Regelungskatalog beschränkt.

Die Fachdiskussion um Festsetzungsmöglichkeiten zur Nutzung der Solarenergie im Bebauungsplan ist noch nicht abgeschlossen. Teilweise wird bestritten, dass privaten Bauherren der Bau und die Nutzung dezentraler Solarthermieanlagen auf oder an Gebäuden vorgeschrieben werden kann⁷⁸. Jedoch sprechen auch einige Argumente dafür, dass mit der erfolgten Konkretisierung des BauGB auch gerade solche technische Maßnahmen festgesetzt werden können.⁷⁹

Auch zur Möglichkeit der Festsetzung eines Anschlusses an ein Wärmenetz mit solarthermischer Einspeisung auf der Grundlage von § 9 BauGB existieren unterschiedliche rechtliche Einschätzungen. Vor dem Hintergrund des neu aufgenommenen § 1 Abs. 5 S. 2 BauGB und § 1 Abs. 6 Nr. 7 lit. h) BauGB kann abgeleitet werden, dass die Beförderung klimaschützender Wärmeversorgung auch im Rahmen einer festgesetzten leitungsgebundenen Wärmeversorgung als städtebauliche Aufgabe ein zulässiges vorsorge- und klimaschutzmotiviertes Vorgehen der Kommune darstellen kann.⁸⁰

In jedem Fall fehlt es bisher noch an praktischen Erfahrungen mit derartigen Festsetzungen auf der Grundlage des BauGB. Eine Konkretisierung und Erweiterung des Rechtsrahmens zur Erweiterung der kommunalen Festsetzungsmöglichkeiten im Bereich der Bauleitplanung wäre hier sinnvoll.

Vorhaben- und Erschließungspläne

Ein vorhabenbezogener Bebauungsplan nach § 12 BauGB (auch „Vorhaben- und Erschließungsplan“, VEP) ist eine Sonderform der verbindlichen Bauleitplanung, um die Zulässigkeit bestimmter Vorhaben zu bestimmen. Der Investor eines Bauvorhabens trifft im

⁷⁸ Kahl (2010): Klimaschutz durch die Kommunen, ZUR 9/2010, S. 397 ff

⁷⁹ Kopf (2012): Klimaschutz in der Planungs- und Genehmigungspraxis –die BauGB-Novelle 2011, LKRZ 7/2012, S. 264 ff.

⁸⁰ Battis; Kersten; Mittschang (2009): Stadtentwicklung – Rechtsfragen zur ökologischen Stadterneuerung Endbericht; im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS) sowie des Bundesamtes für Bauwesen und Raumentwicklung (BBR)

Rahmen eines solchen Verfahrens Vereinbarungen mit der Gemeinde über die Durchführung und Kostentragung für die Erschließung des Gebietes und die Durchführung städtebaulicher Maßnahmen. Durch einen Satzungsbeschluss der Gemeinde wird der VEP dann rechtlicher Bestandteil des vorhabenbezogenen Bebauungsplans.

Der vorhabenbezogene Bebauungsplan ist nicht an das relativ enge Raster der Festsetzungsmöglichkeiten nach § 9 BauGB gebunden (§ 12 Abs. 3 Satz 2 BauGB). Es können damit Festlegungen zu energetischen Standards der Bauweise oder der Energienutzung getroffen werden, die über die Gestaltungsvorgaben der Bauleitplanung hinausgehen. Dies betrifft z.B. die mögliche Festlegung der Versorgung durch Wärmenetze oder erneuerbare Energien, z.B. Solarthermie.

Ein vorhabenbezogener Bebauungsplan ist zudem gut geeignet, eine rechtssichere Grundlage für die Errichtung einer Freiflächen-Solarthermieanlage zu schaffen. Im Rahmen der Bauleitplanung muss über die Vermeidung, den Ausgleich und den Ersatz nach den Vorschriften des BauGB entschieden werden (naturschutzrechtliche Eingriffsregelung).

Anlagen innerhalb von bestehenden Bebauungsplänen

Im Vergleich zu Anlagen im Außenbereich dürfte die Zulassung großer solarthermischer Anlagen in baulich entwickelten Gebieten auf höhere Akzeptanz stoßen. Hierfür kommen Konversionsflächen oder Flächen in Industrie- und Gewerbegebieten in Frage. In aller Regel dürften Freiflächen-Solaranlagen in Gewerbegebieten nach § 8 BauNVO und Industriegebieten nach § 9 BauNVO zulässig sein. Dies folgt schon daraus, dass der dort maßgebliche Betriebsbegriff weit zu fassen ist,⁸¹ weshalb gewerbliche Anlagen zur Erzeugung von solarer Fernwärme – also Kollektoren, Pumpanlagen und Wärmespeicher – hierunter subsumiert werden können. Für Gewerbegebiete gilt außerdem, dass von den Solaranlagen auch keine erhebliche Belästigung durch Immissionen ausgeht. Anlagen zur Erzeugung von (Wärme-)Energie sind anderen Gebietstypen gerade nicht zugewiesen. Die Zulässigkeit von Photovoltaik-Solarparks in Gewerbegebieten hat die Rechtsprechung auch bereits festgestellt.⁸² Diese Wertung ist auch auf solarthermische Freiflächenanlagen in Industriegebiete zu übertragen.

Städtebauliche Verträge

Gegenüber der hoheitlich von der Gemeinde festgesetzten Bebauungsplanung nach § 9 BauGB ist der städtebauliche Vertrag nach § 11 BauGB ein eher kooperatives Instrument der Bauleitplanung. Mit diesem öffentlich-rechtlichen Vertrag können zwischen Gemeinde und dem Vertragspartner Regelungen zur Umsetzung städtebaulicher Ziele getroffen werden.

Die Regelungsmöglichkeiten der Vertragspartner im städtebaulichen Vertrag sind relativ weit gefasst, dies gilt auch für Festlegungen in energetischer Sicht. Mit der Novelle des Baugesetzbuches 2004 wurde bezüglich des städtebaulichen Vertrages klargestellt, dass auch die Nutzung erneuerbarer Energien wie etwa Solarthermie Vertragsgegenstand sein kann.

Mögliche Gegenstände des Vertrags nach § 11 BauGB sind etwa: (...) die Errichtung und Nutzung von Anlagen und Einrichtungen zur dezentralen und zentralen Erzeugung, Verteilung, Nutzung oder Speicherung von Strom, Wärme oder Kälte aus erneuerbaren Energien oder Kraft-Wärme-Kopplung.

⁸¹ Fickert/Fieseler, BauNVO, 12. Auflage 2014, § 8 Rn. 5.

⁸² Vgl. OVG Bautzen, Beschluss vom 22.05.2012, Az. 4 L 1845/11, ZUR 2013, S. 102.

Liegenschaftspolitik und zivilrechtliche Verträge

Neben den hoheitlich-rechtlichen Maßnahmen kann die Kommune auch zivilrechtliche Instrumente nutzen. Solange die Kommune die auch im Verwaltungsprivatrecht geltenden grundrechtlichen Bindungen beachtet, ist die Kommune frei in der Entscheidung, ob sie zur Erfüllung ihrer Aufgaben das öffentliche oder das private Recht heran zieht.

Für die Anwendung des Zivilrechts kommt insbesondere die Liegenschaftspolitik in Betracht. Immer dann, wenn die Kommune öffentliche Grundstücke zum Zweck der Bebauung verkauft, verpachtet oder vermietet, könnte sie Bestimmungen zur verpflichtenden Nutzung der Solarthermie vertraglich fixieren.

Anschluss- und Benutzungszwang

Die Kommunen verfügen über verschiedene Möglichkeiten, für die Wärmeversorgung der Gebäude einen Anschluss- und Benutzungszwang an ein Wärmenetz zu statuieren. Wird das Wärmenetz teilweise über solarthermische Anlagen versorgt oder hat die Kommune einen bestimmenden Einfluss auf die Energieerzeugung der Wärme, kann damit ebenfalls die Solarthermie im Gebäudesektor wesentlich gefördert werden.

Als Rechtsgrundlage für einen kommunalen Anschluss- und Benutzungszwang an ein Wärmenetz kommen in Betracht:

- Erlass einer Gemeindecapung auf der Rechtsgrundlage der landesgesetzlichen Gemeindeordnungen, auch in Verbindung mit § 16 EEWärmeG
- Festsetzung im Bebauungsplan im Rahmen einer verbindlichen Bauleitplanung
- Vertragliche Fixierung in einem privatrechtlichen Vertrag, z.B. Grundstückskaufvertrag
- Erlass eines Verbrennungsverbotes gemäß § 9 Nr. 23 BauGB zum Schutz gegen Luftverunreinigung

In den meisten Fällen (etwa 70 %) wird ein kommunaler Anschluss- und Benutzungszwang durch eine Gemeindecapung erlassen. In allen Bundesländern gibt es dafür die entsprechenden landesrechtlichen Ermächtigungen für die Kommunen.⁸³

In Baden-Württemberg findet sich diese Ermächtigung in § 11 der Gemeindeordnung⁸⁴. Hier heißt es: „Die Gemeinde kann bei öffentlichem Bedürfnis durch Satzung für die Grundstücke ihres Gebiets den Anschluss an ... die Versorgung mit Nah- und Fernwärme und ähnliche der Volksgesundheit oder dem Schutz der natürlichen Grundlagen des Lebens einschließlich des Klima- und Ressourcenschutzes dienende Einrichtungen (Anschlusszwang) und die Benutzung dieser Einrichtungen ...(Benutzungszwang) vorschreiben.

Während in den alten Bundesländern hiervon hauptsächlich bei der Planung von neuen Siedlungsgebieten Gebrauch gemacht wurde, um die Wirtschaftlichkeit neuer Wärmenetze sicherzustellen, gibt es in den neuen Bundesländern auch zahlreiche Anschluss- und Benutzungsgebote für den Gebäudebestand, der jeweils bei einem anstehenden Austausch der bestehenden Heizung zur Anwendung kommt.

⁸³ Difu (2011): Klimaschutz in Kommunen – Praxisleitfaden; Deutsches Institut für Urbanistik, Berlin

⁸⁴ Gemeindeordnung für Baden-Württemberg (Gemeindeordnung - GemO) in der Fassung vom 24. Juli 2000

Mit dem Erlass des Erneuerbare-Energien-Wärmegesetzes (EEWärmeG) hat der Bundesgesetzgeber die Rechtsgrundlage für einen kommunalen Anschluss- und Benutzungszwang aus Klimaschutzgründen gestärkt.^{85 86} Nach § 16 EEWärmeG wird den Kommunen ermöglicht, „von einer Bestimmung des Landesrechts, die sie zur Begründung eines ABZ an ein Netz der öffentlichen Fernwärme- oder Fernkältenutzung ermächtigt, auch zum Zweck des Klima- und Ressourcenschutzes Gebrauch zu machen“.

Sonstige Instrumente

Gegenüber dem Instrument der Gemeindegatzung werden privatrechtliche Vereinbarungen in Grundstückskaufverträgen oder städtebaulichen Verträgen weniger häufig angewandt. Das Verbrennungsverbot gemäß § 9 Abs. 1 Nr. 23 a) BauGB wirkte allenfalls früher wie ein Quasi-Anschluss- und Benutzungszwang, da dezentrale Kesselanlagen bzw. bestimmte Brennstoffe dort nicht zulässig sind. Heute kann es dagegen auch durch Wärmepumpen, erneuerbare Energien (Solarthermie usw.) oder z.T. durch Passivhäuser erfüllt werden. Es kommt nur in Ausnahmefällen bei besonders sensiblen Gebieten wie etwa Kurorten oder Naherholungsgebieten zur Anwendung. Es ist deshalb entscheidend, klarzustellen, dass das Verbrennungsverbot nicht nur aus städtebaulichen sondern auch aus Gründen des Umwelt- und Klimaschutzes verhängt werden darf. Das gilt auch für Festsetzungen nach § 9 Abs. 1 Nr. 23 b BauGB (Einsatz von KWK und Erneuerbaren Energien).

Stadtumbau und Stadterneuerung

Ein weiteres Instrument neben der Bauleitplanung könnte die Dorf- und Stadterneuerung sein. Möglicher Anknüpfungspunkt wären zum Beispiel städtebauliche Sanierungsmaßnahmen nach den § 136 ff. BauGB oder Stadtumbaumaßnahmen nach § 171 BauGB.

Stadtumbaumaßnahmen kommen u.a. bei „erheblichen städtebaulichen Funktionsverlusten“ zum Tragen. Diese können auch erfüllt sein, wenn die allgemeinen Anforderungen an den Klimaschutz nicht erfüllt werden. So können Kommunen auf dieser Basis gebäudeübergreifende Maßnahmen beschließen, um energetische Probleme innerhalb eines Quartiers zu lösen. Etwa könnten brachliegende Flächen zur Erzeugung erneuerbarer Energien gesichert werden.

Kommunale Wärmeplanung

Der Bundesgesetzgeber hat die Aufgabe einer verpflichtenden Wärmeplanung den Kommunen bisher noch nicht zugewiesen. Im Rahmen der Umsetzung der EU-Effizienz-Richtlinie in deutsches Recht wird dieses Thema jedoch vermutlich aufgegriffen werden, da die Richtlinie die Aufstellung nationaler Wärmepläne durch die Mitgliedstaaten vorsieht⁸⁷. Um die Zielsetzungen einer zukunftsorientierten Energie- und Klimapolitik erreichen zu können, muss die energetische Modernisierung von Gebäuden und Umstellung auf erneuerbare Energien deutlich beschleunigt werden. Zudem läuft dieser Prozess in Deutschland nicht strukturiert ab, sondern ist abhängig von den individuellen Entscheidungen und Investitionserfordernissen der Gebäudeeigentümer.

Demgegenüber eröffnet eine kommunale Wärmeplanung weit reichende Möglichkeiten, Interessen und Maßnahmen zu koordinieren, sowie Wärmeerzeugung und Bedarfsdichten konzeptionell

⁸⁵ Ennuschat, Volino (2009): § 16 EEWärmeG und der kommunalrechtliche Anschluss- und Benutzungszwang für Fernwärme; CuR 03/2009, S. 90 ff

⁸⁶ Tomerius (2013): Der Anschluss- und Benutzungszwang für kommunale Nah- und Fernwärmesysteme; ER 2/13 S. 61 ff

⁸⁷ EU-Energieeffizienz-Richtlinie (RL 2012/27/EG), Artikel 14 Abs. 1 i.V.m. Anhang VIII

abzustimmen. Ziel eines solchen Planungsprozesses ist die Identifizierung und die Umsetzung der lokal jeweils günstigsten Strategie für die langfristige Wärmeversorgung der Kommune.⁸⁸

In Dänemark gehört eine kommunale Wärmeplanung bereits seit 1979 zu den verpflichtenden Kernaufgaben jeder Kommune und hat wesentlich dazu beigetragen, dass Dänemark nunmehr über eine bis in kleine Gemeinden reichende Fernwärme-Infrastruktur verfügt, die eine kostengünstige Integration der Solarthermie ermöglicht.⁸⁹

Kommunale Wärmeplanungen wurden und werden von Kommunen bereits mit Erfolg auf freiwilliger Basis durchgeführt. Einen praxisorientierten Leitfaden für Kommunen stellt die Bayerische Staatsregierung unter dem Namen *Energienutzungsplan* zur Verfügung⁹⁰ und fördert dessen Erstellung in Bayern. Bundesweit kann die Förderung für ein Klimaschutz-Teilkonzept „Integrierte Wärmenutzung in Kommunen“ aus Mitteln der nationalen Klimaschutz-Initiative in Anspruch genommen werden (s.o.).

Quartiersbezogene Wärmekonzepte

Der Quartiersbegriff ist im Zusammenhang mit der Wärmeversorgung nicht explizit definiert, er wird sowohl für Bestandsflächen als auch für Neubaugebiete mit unterschiedlichen Größenklassen verwendet. Üblicherweise werden als „Quartiere“ zusammenhängende Gebiete innerhalb einer Kommune mit einer weitgehend homogenen Siedlungsstruktur oder Nutzungsfunktion bezeichnet. Für die Energieeffizienz eines städtischen Quartiers ist die kommunale Stadtplanung bedeutsam. Durch eine energieoptimierte Stadtplanung können vorhandene Energiequellen wie etwa Industrieabwärme oder erneuerbare Energien besser genutzt werden oder die Energieeffizienz der Versorgung und der Gebäude reduziert werden. Die Möglichkeiten der Stadtplanung sind jedoch im Neubau wesentlich stärker ausgeprägt als im Gebäudebestand.

Für die Wärmestrategie von Kommunen sind insbesondere die Bestandsquartiere von entscheidender Bedeutung – wenngleich hier die kommunalen Einwirkungsmöglichkeiten gegenüber der Planung von Neubauquartieren deutlich geringer sind und diese im Regelfall noch kein Gegenstand städtebaulicher Planung sind.

Die Gebäudeeigentümer treffen ihre individuellen Entscheidungen zur Wärmeversorgung meist nach monetären Gesichtspunkten und natürlich auf der Grundlage der zur Verfügung stehenden Versorgungsalternativen. In vielen Stadtteilen liegen dabei parallele Infrastrukturen vor (Fernwärme, Gasnetz und dezentrale Systeme).

Für die Umsetzung der Energiewende ist dies nur eine suboptimale Lösung. Aus städtischer Sicht ist es sinnvoll, den örtlichen Erneuerungs- und Modernisierungsprozess strukturiert mit zu gestalten und mit der Stadtplanung zu verzahnen. Im Zuge der Erstellung eines Konzepts zur energietechnischen Sanierung eines Stadtquartiers kann die Nutzung der Solarthermie als wichtige Option der Wärmeversorgung integriert werden. Für die Kommunen bietet sich hier als mittlerweile eingeführtes Instrument die Umsetzung eines Projekts nach dem KfW-Förderprogramm 432 „Energetische Stadtsanierung - Quartierskonzepte und Sanierungsmanagement“ an⁹¹. Sowohl die Konzept-Erstellung als auch eine spätere Begleitung der Umsetzung durch ein Sanierungsmanagement werden öffentlich gefördert.

⁸⁸ Kahl; Schmidtchen (2013) Kommunale Wärme- und Klimaaktionspläne, EurUP 3 2013, S. 184 ff.

⁸⁹ Nast et.al. (2011) Ergänzende Untersuchungen und vertiefende Analysen zum EEWärmeG, FKT 0327675A, Berlin.

⁹⁰ <http://www.energieatlas.bayern.de/kommunen/energienutzungsplan.html>.

⁹¹ Informationen zum KfW-Programm unter <http://www.energetische-stadtsanierung.info/>.

3.4.5 Eigentümerstrukturen und Bürgerbeteiligung

Politisch-sozialer Hintergrund von Bürgerbeteiligung in der Energiewende

Bürgerbeteiligung bzw. partizipative Eigentümerstrukturen sind heute festes Merkmal des gesellschaftlichen Transformationsprozess der Energiewende. Für die Etablierung der großtechnischen, netzintegrierten Solarthermie sollte daher von Beginn an entsprechende Strategien entwickelt und angewandt werden.

Beteiligung kann sich zum einen in der Mitwirkung an Entscheidungsprozessen ausdrücken, zum anderen in der Teilhabe am Kapital bzw. den wirtschaftlichen Überschüssen. Als eine Mischform kann die Beteiligung am Kapital bei gleichzeitiger Mitwirkung an unternehmerischen Entscheidungen angesehen werden.

Zur Strukturierung von Bürgerbeteiligung lassen sich folgende mögliche Erscheinungsformen unterscheiden:

- Beteiligung durch Eigeninitiative, d.h. die Initiierung und Realisierung von Energieprojekten durch Bürger und - meist lokalen - Unternehmen.
- Beteiligung an einem Entscheidungsprozess, ob ein Energieprojekt grundsätzlich gebaut werden soll oder nicht. Dies schließt die Option ein, ein Projekt bei überwiegender Ablehnung der Bürger nicht zu realisieren.
- Beteiligung an der Ausgestaltung eines Projektes, dessen grundsätzliche Entscheidung nicht mehr in Frage gestellt werden kann. Hierbei kommt es aber zu einer echten Einflussnahme der Bürger auf die Projektgestaltung oder z.B. auf dessen Umfang.
- Beteiligung im Rahmen einer kommunikativen Einbindung ohne wirkliche Einflussmöglichkeit, auf das Projekt oder dessen Planung.
- Alle oben genannten Stufen bzw. Kategorien lassen sich mit einer finanziellen Bürgerbeteiligung, also der Partizipation am wirtschaftlichen Erfolg des Energieprojektes kombinieren.

Was die erneuerbaren Energien in technischer Hinsicht sind, ist die Bürgerbeteiligung für die Energiewende in gesellschaftlicher Hinsicht. Die Energiewende fällt in eine Zeit des Wandels bezüglich der Anforderungen an Governance-Strukturen. Mitsprache, Mitentscheiden und Mitmachen etablieren sich als bürgerliche Werte – nicht nur im Energiebereich.

Der Wunsch nach Partizipation wird dabei teilweise als Gegenreaktion auf ein Misstrauen gegenüber Konzernen, politischen Institutionen und als Reaktion auf eine empfundene Ohnmacht gegenüber parlamentarischer und administrativer Politik interpretiert. Dieses Misstrauen muss insbesondere in der Energiewende beiderseitig überwunden werden. Hierzu müssen die bisherigen Versorger, aber genauso die relativ neu gegründeten Bürgerenergieprojekte kooperationsfähig werden. Vernetzte und vernetzende Unternehmensstrukturen werden systemprägende Bedeutung in einer zukünftigen Energieversorgung gewinnen und aus verbundenen Akteuren wie Stadtwerken, Stadtwerke-Verbünde, Bürgerkraftwerke, Bürgernetze, Selbsterzeuger und Endkonsumenten bestehen.

Der Charakter bestimmter Versorgungsstrukturen im Strom- und Wärmebereich löst bei vielen Verbrauchern ein Gefühl der Fremdbestimmtheit und Bevormundung aus. Gleichzeitig besteht aber der Wunsch, seinem Versorger vertrauen zu können. In dieser „Vertikalspannung“ (Stark 2013) findet sich der Verbraucher häufig am besten bei den lokalen Stadtwerken aufgehoben. Eine

attraktive Alternative, um sich als Verbraucher aus diesem Dilemma „zu befreien“, ist die Übernahme eines Teils der Kontrolle seines Versorgers. Genossenschaften sind hierfür eine geeignete Rechtsform. Die Energiekunden selbst sind die Eigentümer und kontrollieren somit den eventuellen Rückfluss aus einem Geschäft, welchem eine unvermeidliche Abhängigkeit des Verbrauchers vom Versorger zugrunde liegt. Bei Wärmenetzen ist diese Abhängigkeit besonders ausgeprägt, da sie natürliche Monopole darstellen. Monopole provozieren in besonderem Maße ein latentes Misstrauen beim Verbraucher, da er stets ein ungerechtfertigtes Abschöpfen zu hoher Monopolrenditen befürchten muss.

Bürgerbeteiligung und -engagement in der Wärmeversorgung

Die Wärmeversorgung ist seit jeher „selbstbestimmter“ und „bürgereigener“ als die Stromversorgung, wo erst in jüngster Zeit Eigenstromversorgung eine reelle Alternative zum bisherigen Versorgungsmodell wurde. Über 70 Prozent der dezentralen Anlagen zur Wärmebereitstellung stehen in privaten Haushalten (Leuphana/Trendresearch 2013). Dabei handelt es sich in der Regel um eine fossile Wärmeversorgung durch konventionelle Heizungen auf Basis von Öl und Erdgas, so dass eine Abhängigkeit des Wärmekunden vor allem hinsichtlich des Rohstoffes und dessen Preises an den Weltmärkten gegeben ist. Auch Eigentümer und Betreiber von Einzel-Heizungsanlagen sind somit in einer faktischen Abhängigkeit von Energieversorgern, jedoch scheint mit der Verfügungsgewalt über die Heizung ein Gefühl von Kontrolle und Eigenverantwortung verbunden zu werden. Entsprechende Kampagnen, die sich gegen die Verpflichtung zum Anschluss an Fernwärmenetzen richten („für freie Wärme“), knüpfen jedenfalls an diesem psychologischen Bedürfnis nach Kontrolle und Entscheidungsfreiheit an.

Die Rahmenbedingungen für ein Bürgerengagement im Wärmebereich weisen folgende, überblicksartige Spezifika auf (siehe zu rechtlichen Rahmenbedingungen Kap. 1.3):

- Die Wärmeerzeugung ist heute stark „privatisiert“, d.h. sie findet im Heizungskeller oder mit einer Etagenheizung statt - allerdings zu 90 % auf fossiler Basis.
- Netzgebundene Wärmeversorgung ist im Gegensatz zum Strommarkt stets ein lokaler Markt. Durch die Fördermechanismen für EE-Strom und den verlustarmen Transport über das engmaschige Stromnetz wird eine räumliche Trennung von privaten Investoren, Stromproduktion und –verbrauch ermöglicht. Für Wärmeenergie scheidet ein Ferntransport aus technischen und wirtschaftlichen Gründen aus, die Wärmeproduzenten haben als Abnehmer nur die jeweils vor Ort an das Wärmenetz angeschlossenen Verbraucher.
- Aus Sicht der Verbraucher ist der Handlungsbedarf für eine kosteneffiziente und preisstabile Erzeugung und Verteilung entgegen der öffentlichen Meinung im Wärmebereich höher als im Strombereich. Die Heizkosten sind in den letzten drei Jahrzehnten stärker gestiegen als die Stromkosten.
- Hinzu kommt der Umstand, dass innerhalb des Fernwärmemarktes kein Wettbewerb stattfindet, d.h. Kunden können nicht wie im Strom- oder Gasmarkt zu einem günstigeren oder ökologischeren Anbieter wechseln.

Bürgerbeteiligung in Sinne einer finanziellen Beteiligung und Kontrolle lässt inzwischen auf fast allen Feldern der Energiewirtschaft organisieren.

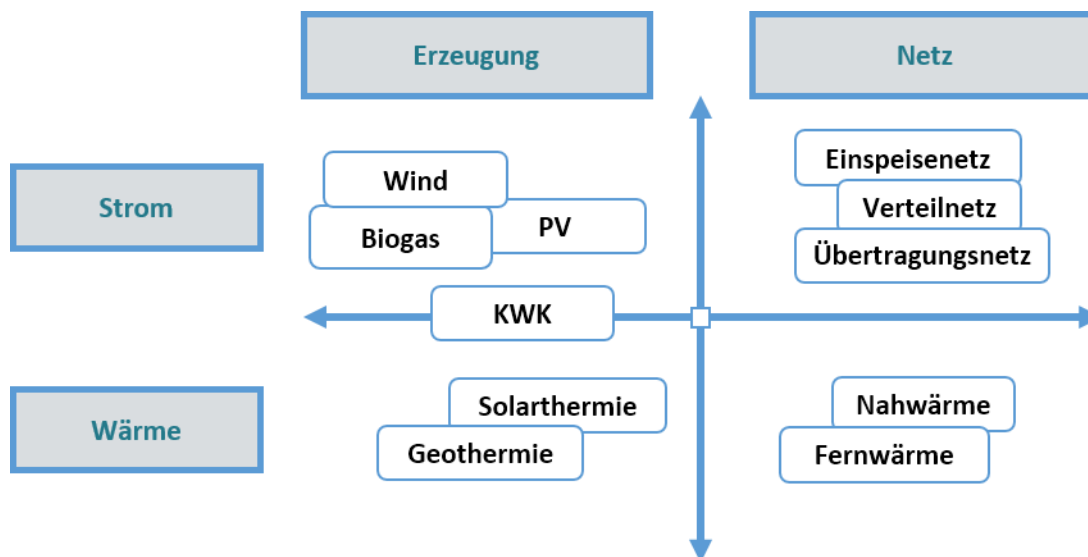


Abbildung 18: Vielfältige Optionen für finanzielle Bürgerbeteiligung im Energiesektor⁹²

Im Strombereich ist die finanzielle Bürgerbeteiligung an erneuerbaren Erzeugungsanlagen bereits seit langem etabliert. Die ersten Windmühlen in den Neunzigerjahren wurden von privaten Initiativen entwickelt und finanziert. Fast die Hälfte aller bis heute errichteten erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen wurde mit dem Kapital von Privatpersonen errichtet.

Im Wärmebereich erhält dieser Trend erst in den letzten Jahren an Schwung. Mit den ersten erfolgreichen Bioenergiedörfern erreichten Konzepte gemeinschaftlicher erneuerbarer Wärmeerzeugung die Aufmerksamkeit einer breiteren Öffentlichkeit.

Genossenschaften als Modell für solare Wärmeversorgung

Genossenschaften sind Kapitalgesellschaften "... von nicht geschlossener Mitgliederzahl, deren Zweck darauf gerichtet ist, den Erwerb oder die Wirtschaft ihrer Mitglieder oder deren soziale oder kulturelle Belange durch gemeinschaftlichen Geschäftsbetrieb zu fördern..." (§ 1 Abs. 1 Genossenschaftsgesetz).

Der Leitgedanke der Genossenschaft lässt sich entlang der gesamten Wertschöpfung (solarer) Wärmeerzeugung gut anwenden:

1. Initiierung und Bewerbung der Idee einer solaren Wärmeerzeugung und des Baus eines entsprechenden Netzes
2. Erstellung von Machbarkeitsuntersuchungen
3. Konkrete planerische Projektierung
4. Finanzierung und Investition
5. Betrieb
6. Vertrieb der Wärme
7. Erweiterung des Netzes/der Erzeugung

Wie oben bereits angedeutet, bietet die Rechtsform der Genossenschaft einen besonders hohen Grad an Beteiligung und demokratischer Mitwirkung durch folgende Eigenheiten:

⁹² HAMBURG INSTITUT, 2013

- „One man, one vote“: Dieses Prinzip sichert jedem Mitglied das gleiche Stimmrecht zu, unabhängig von der Zahl der Anteile bzw. der Höhe der Einlage.
- Die Genossenschaft organisiert sich überwiegend selbstbestimmt nach den Vorgaben des Genossenschaftsgesetzes. Die Organe des Vorstandes und des Aufsichtsrates sowie der Vertreterversammlung werden aus der Mitte der Mitglieder gewählt.
- Die Aufnahme von Mitgliedern ist administrativ besonders einfach und bedarf z.B. keiner Eintragung in das Handelsregister.
- Üblicherweise ist der Nominalwert für einen Genossenschaftsanteil relativ niedrig, z.B. zwischen 50 und 1.000 Euro, so dass auch Menschen mit niedrigem Einkommen eine Mitgliedschaft ermöglicht werden kann.
- Die Überschüsse der Genossenschaft können den Mitgliedern steuerfrei als genossenschaftliche Rückvergütung ausgeschüttet werden.
- In der Regel besteht keine Nachschusspflicht bei Kapitalmangel.
- Genossenschaften sind gesetzlich verpflichtet, sich regelmäßig prüfen zu lassen, was Transparenz fördert und Glaubwürdigkeit stützt.

Die Satzung einer Genossenschaft lässt erheblichen Spielraum hinsichtlich der Partizipation der Mitglieder an den unternehmerischen Entscheidungen zu. Hierbei zeigt sich in der Praxis, dass mit steigender Mitgliederzahl die Entscheidungskompetenz der Organe entsprechend erweitert werden muss, so dass eine praktikable Unternehmensführung gewährleistet werden kann.

Den Vorzügen der Genossenschaft stehen auch Herausforderungen und eventuelle Nachteile gegenüber, die nachfolgend stichpunktartig genannt sind:

- Der Gründungsaufwand kann im Vergleich zu anderen Gesellschaftsformen durchaus aufwändig sein. Vor Eintragung ins Genossenschaftsregister besteht die Pflicht einer Gründungsprüfung des Businessplanes und der Satzung durch einen genossenschaftlichen Prüfungsverband.
- Die Genossenschaft muss einen gewissen Verwaltungsaufwand bewältigen. Die Organe Aufsichtsrat und Vorstand sind zu besetzen und eine Mitgliederverwaltung ist unerlässlich. Gerade bei kleinen Genossenschaften erfolgt die Amtsausübung in den Organen oft über eine ehrenamtliche oder nebenberufliche Tätigkeit. Was diesbezüglich der „Verbundenheit“ mit den Interessen der Mitglieder dienlich sein kann, kann bei unternehmerischen Herausforderungen oder betrieblichen Krisen schnell zu einem Nachteil werden, wenn professionelles Management oder hohe zeitliche Verfügbarkeit gefragt ist.
- Energiegenossenschaften sind in der Regel kleine Unternehmen, agieren aber häufig in einem komplexen Umfeld. Die Energiebranche ist einem rasanten Wandel unterworfen. Dies erfordert fachspezifisches Knowhow und ausreichende Ressourcen, um die unternehmerischen Risiken zu beherrschen. Es sollte stets kritisch geprüft werden, ob für diese Beherrschung die Ausstattung insbesondere kleiner Genossenschaften mit den notwendigen internen und externen Ressourcen ausreicht.
- Die einfache und unbürokratische Möglichkeit eines Austritts aus der Genossenschaft kann dann zum Nachteil werden, wenn durch eine – aus welchen Gründen auch immer verursachte - Austrittswelle das Eigenkapital in kurzem Zeitraum signifikant gemindert wird und dadurch eventuell Kennzahlen von fremdfinanzierenden Banken zur Mindestkapitaldeckung unterschritten werden.

Der bereits oben unterstellte überwiegend lokale Wirkungskreis von Wärmegenossenschaften legt die Vermutung nahe, dass es sich überwiegend um kleine Genossenschaften handelt und handeln wird, in denen ausschließlich die Wärmekunden Mitglieder sind. Dies bestätigen tendenziell die Resultate einer Erhebung von Nahwärmegenossenschaften. Hinsichtlich des Kapitalbedarfs und des für die Betriebsführung erforderlichen Knowhows ist hingegen anzuregen, frühzeitig Kooperationen mit Partnern in die unternehmerischen Optionen und „Make or Buy“-Entscheidungen einzubeziehen.

Solche Partner können klassische Dienstleister sein, denen bestimmte Aufgaben übertragen werden. Denkbar und in der Zukunft wahrscheinlich erscheinen strategischere Kooperation entweder zwischen mehreren Genossenschaften oder zwischen der Genossenschaft und z.B. einem Stadtwerk. Dadurch kann die Genossenschaft ihre unternehmerischen Risiken sowohl bei der Kapitalbeschaffung als auch im Projektmanagement sowie beim Betrieb minimieren. Im Falle von Genossenschaften, die solare Wärmezeugung betreiben, ist davon auszugehen, dass diese mit dem Hersteller der Anlage einen langfristigen Vollwartungsvertrag schließt, wodurch der Aufwand in der technischen Betriebsführung erheblich minimiert werden kann.

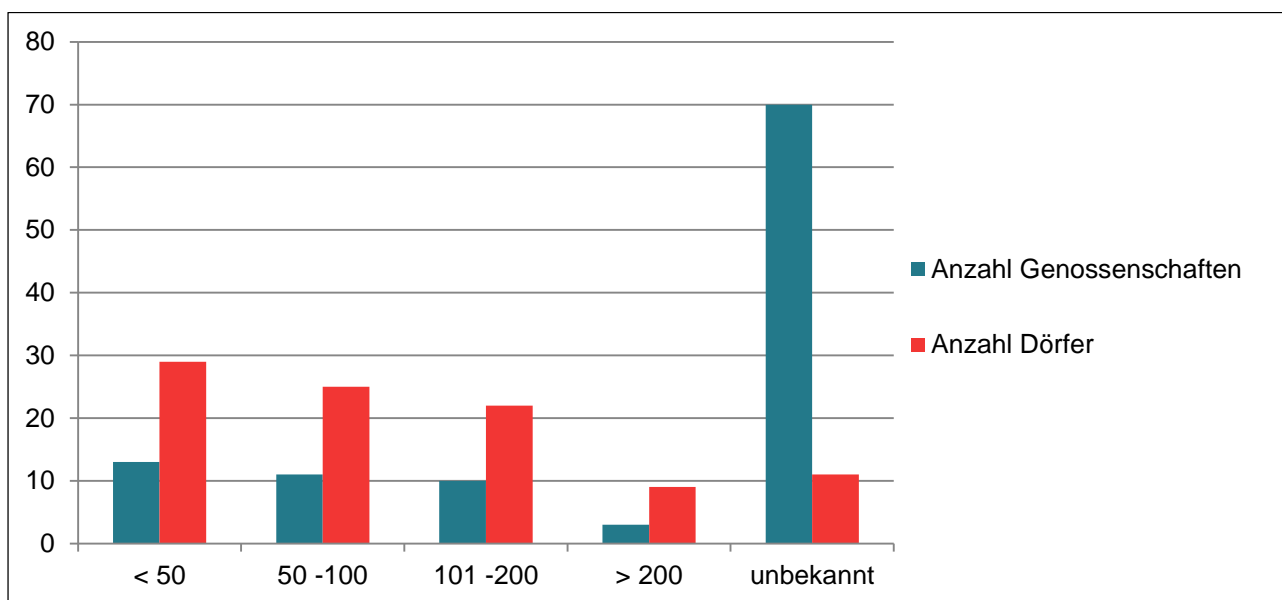


Abbildung 19: Verbreitung von Nahwärmegenossenschaften und Bioenergiedörfern nach Größe (gemessen an angeschlossenen Haushalten)⁹³

Obwohl für die Mehrzahl der erfassten Genossenschaften keine Anzahl der versorgten Haushalte ermittelt werden konnte, ist aufgrund der vorliegenden Daten davon auszugehen, dass heute Nahwärmegenossenschaften vor allem kleine unternehmerische Einheiten mit unter 200 Abnehmern (respektive Mitgliedern) darstellen.

Die Anzahl an Wärmegenossenschaften nimmt in den letzten Jahren stetig zu. Mangels einer Statistik oder einheitlichen Erfassung wurden im Juni 2014 klassische Internetrecherchen durchgeführt. Es konnten bundesweit insgesamt 107 Nahwärmegenossenschaften und 96 Bioenergiedörfern mit Nahwärmeversorgung ermittelt werden, wobei keine davon eine solare Wärmeversorgung im Fokus hat. Da 20 Bioenergiedörfern genossenschaftlich organisiert sind, gehen diese in die beiden Kategorien ein (Doppelzählung).

⁹³ eigene Internetrecherche, Juni 2014

Grundsätzliche Fragestellungen und Lösungsansätze der Eigenkapitalbeschaffung

Investitionen in Wärmenetze bzw. in EE-Anlagen und Speicher sind grundsätzlich kapitalintensive Projekte. Erzeugungsanlagen auf Basis von Solarthermie und Geothermie sind kapitalkostenintensiver als fossil oder biomasse-befeuerte Erzeugungsanlagen, da der Energie-„Rohstoff“ keinen Beschaffungspreis pro Erzeugungseinheit aufweist. Die relativ hohen Anschaffungskosten stellen folglich höhere Ansprüche an das aufzubringende Kapital:

- Die absoluten Investitionssummen sowohl des Eigen- als auch des Fremdkapitals sind vergleichsweise hoch.
- Entsprechend sind die Tilgungszeiten länger.
- Der Anteil von Abschreibungen an den Kosten ist relativ hoch.

Daher ist im weiteren Verlauf zu untersuchen, ob und unter welchen Umständen im Falle von Investitionen von Wärmenetzen und solarthermischen Anlagen eine Kapitalbeschaffung auf genossenschaftlicher Basis machbar ist. Die Grundannahme lautet, dass der Kapitalbedarf pro Mitglied relativ hoch sein wird. In jedem Fall wird eine standortgenaue bzw. projektbezogene Betrachtung notwendig werden, da z.B. Zuschüsse aus öffentlichen Fördermitteln den Kapitalbedarf deutlich senken, oder Bürgschaften gegenüber Banken den Fremdkapitalanteil erhöhen können.

Ein wichtiger Erfolgsfaktor für eine finanzielle Bürgerbeteiligung ist der Umstand, dass die Renditeerwartung von Privatpersonen in der Regel niedriger liegt als bei gewerblichen bzw. institutionellen Investoren. Als Erfahrungswert aus Bürgerenergieprojekten im Strombereich kann eine erwartete Rendite bzw. Verzinsung zwischen Inflationsrate und unter 10% unterstellt werden. Für die erfassten Nahwärmegenossenschaften liegen leider keine Daten über deren Rückvergütung an die Mitglieder vor.

Weitere Optionen der Eigenkapitalbeschaffung

Im Fokus der vorliegenden Untersuchung stehen Genossenschaften. Gleichwohl stehen insbesondere zur rein finanziellen Bürgerbeteiligung viele Unternehmensformen und Beteiligungsformen zur Verfügung. Sie lassen sich grob unterteilen anhand eines Kapitalgebers mit und eines ohne unternehmerische Beteiligung.

Bürger als reiner Kapitalgeber	Bürger als Kapitalgeber und Miteigentümer
<ul style="list-style-type: none">• Schuldverschreibungen• Sparbriefe• Genussrechte• Darlehen, insbesondere Nachrangdarlehen	<ul style="list-style-type: none">• Genossenschaftsanteile• Aktien• Gesellschaftsanteile (z.B. an einer GbR, GmbH oder auch einer GmbH & Co. KG)

Quelle: in Anlehnung an „Klimaschutz mit Bürgerenergieanlagen“, 2014

In der konkreten Ausgestaltung einer Teilhabe an den wirtschaftlichen Vorteilen einer Anlage oder eines Wärmenetzes sind weitere Modelle möglich, wie z.B. die Beteiligung an Pachteinnahmen, die Gewährung eines „Anwohner-Bonus“ oder ähnlichem sowie die Direktvermarktung von Strom und Wärme zu Sonderkonditionen.

Rahmenbedingungen des Kapitalmarktes, des Anlegerschutzes und dessen Gesetzgebung

Die Rechtsform der Genossenschaft unterscheidet sich in einem ganz wesentlichen Punkt von den in obiger Tabelle beispielhaft genannten Beteiligungsformen, da sie die geringsten rechtlichen Hürden der Kapitalmarktgesetzgebung sowie des Anlegerschutzes zu beachten hat.

Kleinanlegerschutzgesetz

Grundsätzlich gilt für Beteiligungsangebote eine Pflicht zur Erstellung eines Verkaufsprospektes, der von der Bundesanstalt für Finanzdienstleistungsaufsicht (BaFin) genehmigt werden muss. Für bestimmte Formen gelten Bagatellgrenzen. Ein großer Vorteil von Genossenschaften ist deren Befreiung von einer Prospektspflicht, wenn sie über Mitgliedschaften Kapital einwirbt. Das senkt den Mittelbedarf, da die Prospekterstellung teuer ist und die Wirtschaftlichkeit eines Projektes durchaus in Frage stellen kann. Um über den Mitgliedsbeitrag hinaus Kapital einzuwerben, ist das am 23. April 2015 vom Bundestag verabschiedete Kleinanlegerschutzgesetz relevant. Danach dürfen Genossenschaften weiterhin Nachrangdarlehen an ihre Mitglieder, aber auch an Nichtmitglieder ohne Prospektspflicht ausgeben, wenn das Anlagevolumen 2,5 Millionen Euro nicht übersteigt und die Mittel ohne Provisionen eingeworben werden. Kritiker dieser Ausnahmeregelungen weisen darauf hin, dass es für diese Form der Kapitaleinwerbung keinen gesetzlichen Anlegerschutz gibt, auch wenn Informationen zur Mittelverwendung zur Verfügung gestellt werden und die BaFin das Recht behält, bei irreführender Werbung einzugreifen. Es ist zu empfehlen, dass Genossenschaften bei der Mitteleinwerbung ohne Prospektspflicht sich selbst zu einer transparenten Darstellung der Risiken verpflichten.

Kapitalanlagengesetzbuch (KAGB)

Bereits mit Inkrafttreten des Kapitalanlagengesetzbuches (KAGB) im Juli 2013 hatten sich die rechtlichen Rahmenbedingungen für Bürgerbeteiligungen erheblich verändert. Auch bezüglich diesem übergeordneten Regelwerk erweist sich die Genossenschaft als vorteilhafte Form einer finanziellen Beteiligung, da sie von den Auflagen des KAGB insofern befreit ist, als sie kein Investmentvermögen im Sinne des §1 Abs. 1 des KAGB darstellen. Darüber hinaus stellen Bürgerenergieprojekte oder vergleichbare Unternehmen kein Investmentvermögen dar, wenn sie operativ tätig sind, also beispielsweise das Wärmenetz und die dazugehörigen Erzeugungsanlagen selbst betreibt.

Weiterhin fallen Nachrangdarlehen (partiarische Darlehen) sowie Genussrechte nicht unter das KAGB, sofern sie nur eine Gewinn-, aber keine Verlustbeteiligung der Anleger bewirken. Durch diesen Rangrücktritt nimmt das angelegte Kapital den Charakter von Eigenkapital mit allen entsprechenden Risiken des Verlustes an.

Die derzeitige Regelungslage lässt es demnach zu, dass eine Genossenschaft Nachrangdarlehen ausgibt, ohne den Restriktionen des KAGB zu unterliegen. Wenn die Investition in Summe unter 2,5 Mio. Euro liegt, entfällt die Prospektspflicht, sofern die Mittel nicht provisionsbasiert eingeworben werden. Damit lassen sich von Genossenschaften mit Nachrangdarlehen höhere eigenkapital-ähnliche Beträge aufbringen als durch die Gewinnung neuer Mitglieder. Insbesondere für die hier im Fokus stehenden Wärmegenossenschaften mit hohem Kapitalbedarf pro Mitglied kann dies eine sinnvolle Strategie sein.

3.4.6 Zusammenfassung

Der Nah- und Fernwärmesektor wird vom klassischen Energierecht sowohl auf europäischer Ebene wie auch auf nationaler und Länderebene nur randständig erfasst. Die durch die EU getriebenen Bemühungen zur Herstellung von Wettbewerb auf einem europäischen Binnenmarkt für Energie betreffen nur den Sektor der Strom- und Gasversorgung. Diese Bereiche werden durch das deutsche Energiewirtschaftsgesetz und zahlreiche nachgeordnete Verordnungen reguliert.

Im Gegensatz dazu ist die leitungsgebundene Wärmeversorgung nicht reguliert. Die Wärmeversorgungsunternehmen sind meist integrierte Unternehmen, die alle Wertschöpfungsstufen von der Erzeugung über den Netzbetrieb bis zur Belieferung des Kunden in einer Hand halten. Die AVBFernwärmeVO fixiert dabei grundlegende Anforderungen an den Verbraucherschutz. Eine umweltpolitische Flankierung der Fernwärme erfolgt zudem durch die Regelungen des KWKG, des TEHG, des EEWärmeG sowie der EnEV.

Aus den derzeitigen ordnungsrechtlichen Regelungen resultiert jedoch kein unterstützender Einfluss für eine Markteinführung der solaren Fernwärme in Deutschland. Nur die Investitionsförderung durch das Marktanzreizprogramm/KfW ist bisher als Treiber wirksam.

Auch der Ausbau der Fernwärme-Infrastruktur in Deutschland insgesamt, der gute Voraussetzungen für die kostengünstige Integration bieten würde, steht bisher nicht im Fokus der bundesdeutschen Wärmepolitik und erfährt nur wenig Unterstützung.

Im Gegensatz dazu wurde im Nachbarland Dänemark auf der Grundlage einer langfristigen orientierten nationalen Wärmestrategie die Fernwärme sehr weitreichend ausgebaut und kann dort vorteilhaft eingesetzt werden. Der in den letzten Jahren zu verzeichnende sehr starke Marktzuwachs der solaren Fernwärme in Dänemark ist zu großen Teilen auch auf den dort vorliegenden staatlichen Regulierungsrahmen und die darauf fußenden strukturellen Rahmenbedingungen zurück zu führen. Diese betreffen in erster Linie:

- Eine langfristig angelegte nationale Wärmepolitik mit verlässlichem Rechtsrahmen
- Nationales Wärmegesetz mit kommunaler Wärmeplanung seit Ölkrise 1970er Jahre
- Darauf fußend Ausbau von Wärmenetzen bis in ländliche Regionen
- Hohe Besteuerung fossiler Brennstoffe
- Staatliche Preisaufsicht für Fernwärme
- Moderate Ziele in der Gebäudesanierung
- Oft genossenschaftliche Organisation der Versorgung
- Lokale Erzeugungsstruktur mit niedrigen Heizmitteltemperaturen

Diese für die Entwicklung der solaren Fernwärme in Dänemark sehr förderlichen Rahmenbedingungen sind auf dem deutschen Fernwärmemarkt im Wesentlichen nicht vorhanden. Um die Potenziale von Wärmenetz-Infrastrukturen für die kostengünstige Integration von erneuerbarer Wärme in den Energiemarkt tatsächlich zu erschließen, sollten flankierende Maßnahmen zur Optimierung des Rechtsrahmens erfolgen.

Der Regulierungsrahmen sollte Anreize setzen für Investitionen in die Erzeugungs- und Netzinfrastruktur, die Erreichung der Klimaschutzziele ermöglichen und auch die Verbraucherinteressen angemessen berücksichtigen.

Ein wesentliches Hemmnis beim Ausbau der Wärme-Infrastruktur sind zudem die hohen Investitionskosten im Vergleich zu dezentralen Erzeugungstechnologien. Diese Investitionen müssen über einen längeren Zeitraum durch die Wärmeerlöse refinanziert werden. Mit der Erstellung von kommunalen oder regionalen Wärmeplänen auch für den Gebäudebestand könnten Instrumente geschaffen werden, die eine hinreichende Investitionssicherheit nach sich ziehen.

Die Diskussion um die Umsetzung der europäischen Energieeffizienzrichtlinie und die Weiterentwicklung des KWKG sollte als Einstieg für eine langfristige Neuorientierung des nationalen Rechtsrahmens in diesem Sektor genutzt werden. Hier gilt es, neue Mechanismen zu entwickeln, die ein volkswirtschaftlich optimales Zusammenwirken von KWK und Solarthermie ermöglichen.

Das dänische Vorbild zeigt, dass auch die Besteuerung von fossilen Energieträgern ein wirksames ökonomisches Instrument zur Förderung der Erneuerbaren Energien in Wärmenetzen sein kann.

Auch auf der Ebene der Landespolitik und des kommunalen Planungsrechts könnte der Rechtsrahmen weiter entwickelt und optimiert werden, um vor Ort die Umsetzung von Projekten zu befördern. Dies betrifft z.B. die Stärkung der Handlungsoptionen der Kommunen im Bauplanungsrecht durch eine entsprechende landesrechtliche Kompetenzzuweisung und eine stärkere Berücksichtigung der solaren Fernwärme im EWärmeG des Landes Baden-Württemberg.

Die bautechnische Umsetzung großflächiger Solarthermie-Anlagen, Heißwasserspeicher und Wärmetrassen kann unter Beachtung des geltenden Bau-, Umwelt- und Naturschutzrecht erfolgen. Der hier jeweils erforderliche Aufwand hängt einzelfallbezogen von den örtlichen Gegebenheiten ab.

Der Aus- und Umbau der Wärmenetze zu erneuerbaren Energien erfordert einen Innovationsprozess, der allein durch Ordnungsrecht und Förderprogramme nicht geleistet werden kann. Es sollte darüber hinaus auch ein verändertes Rahmens für die Beteiligung der Bürgerinnen und Bürger entwickelt werden. Dabei geht es nicht nur darum, Akzeptanz in der Bevölkerung für neue Infrastrukturprojekte zu erreichen. Immer mehr Bürgerinnen und Bürger beteiligen sich auch finanziell mit konkreten Projekten an der Energiewende. Der Erfolg der dänischen Fernwärmepolitik wird auch darauf zurückgeführt, dass die Bürgerinnen und Bürger über Genossenschaften oft unmittelbar an den Wärmeversorgern beteiligt sind und die dort erzielten Gewinne z.T. bei den Verbrauchern verbleiben.

4 Wärmebedarf und Fernwärmeversorgung in Baden-Württemberg

In diesem Abschnitt werden der Wärmebedarf und die Fernwärmeversorgung in Baden-Württemberg analysiert. Ausgehend auf der Diskussion der bestimmenden Einflussfaktoren auf den Wärmebedarf und die Fernwärmeversorgung, erfolgt eine Analyse des Ist-Zustandes und die Beschreibung der Wärmebedarfsentwicklung bis zum Jahr 2050. Im Bereich der Fernwärmeversorgung wird neben der Fortschreibung der Bedarfsentwicklung innerhalb bereits angeschlossener Gebiete auch eine Potenzialberechnung durchgeführt. Hierbei erfolgt sowohl die Wärmebedarfsanalyse, als auch die Analyse der Fernwärmeversorgung gemeindescharf. Anschließend werden die Ergebnisse für die technische Potenzialanalyse der Solarthermie in der Fernwärmeversorgung für Baden-Württemberg im Rahmen einer Szenarioanalyse verwendet.

4.1 Einflussfaktoren auf den Wärmebedarf und die Fernwärmeversorgung

Zu den Einflussfaktoren auf die Wärmebedarfsentwicklung beispielsweise die Gemeindegröße und die Bevölkerungszahl. Daneben wird auch die Beschäftigtenzahl ausgewertet, da dies in die Berechnung des Wärmebedarfs des Sektors Gewerbe, Handel und Dienstleistungen eingeht. Zudem wird auf Gemeindeebene der Gebäudebestand und die Gebäudeentwicklung analysiert.

4.1.1 Gemeinden in Baden-Württemberg

Baden-Württemberg ist in 1101 Gemeinden unterteilt. Hinzu kommen noch zwei gemeindefreie Bezirke, das Gutsbezirk Münsingen, sowie das gemeindefreie Gebiet Rheinau. Da die gemeindefreien Bezirke unbewohnt sind, und keinen Wärmebedarf aufweisen, werden diese in der weiteren Betrachtung nicht weiter berücksichtigt. Von den 1101 Gemeinden weisen 587 Städte und Gemeinden eine Nah- bzw. Fernwärmeversorgung auf. Damit sind 53,3 % der Gemeinden fernwärmeversorgt.

Für die detaillierte Auswertung des Wärmebedarfs und der Fernwärmeversorgung wurden die Gemeinden in Baden-Württemberg in 8 verschiedene Gemeindekategorien, entsprechend der Einwohner, eingeteilt (Tabelle 14). Hierbei ergibt sich, dass die Mehrzahl der Gemeinden mit 737 Gemeinden eine Bevölkerung zwischen 1.500 und 10.000 Einwohnern aufweist. Eine Einwohnerzahl von über 100.000 ist in neun Großstädte anzutreffen. Während alle Großstädte eine Fernwärmeversorgung aufweisen, nimmt die Zahl der Fernwärmesysteme mit sinkender Einwohnerzahl ab. Während die Kategorie GEM3 noch 80 % Gemeinden mit einem Wärmenetz aufweist, sinkt der Anteil der fernwärmeversorgten Gemeinden für die Kategorien GEM2 und GEM1 auf 46, bzw. 25 %.

Tabelle 14: Anzahl der Gemeinden in Baden-Württemberg nach Bevölkerung

	Bevölkerung	Gemeinden	mit Fernwärme
	[EW]	[-]	[-]
GEM1	bis 1.500	111	28
GEM2	1.500-10.000	737	341
GEM3	10.000-20.000	153	122
GEM4	20.000-50.000	78	74
GEM5	50.000-100.000	13	13
GEM6	100.000-150.000	5	5
GEM7	150.000-350.000	3	3
GEM8	über 350.000	1	1
Summe		1101	587

4.1.2 Bevölkerung und Beschäftigte in Baden-Württemberg

Für das Jahr 2012 wurden in Baden-Württemberg 10,57 Mio. Einwohner gezählt. Bis zum Jahr 2050 wird mit einem Anstieg auf 11,03 Mio. Einwohnern gerechnet. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass der Bevölkerungsanstieg bis 2045 (11,06 Mio. Einwohner) andauert, danach ein leichter Bevölkerungsrückgang zwischen 2045 und 2050 zu beobachten ist (vgl. Abbildung 20).

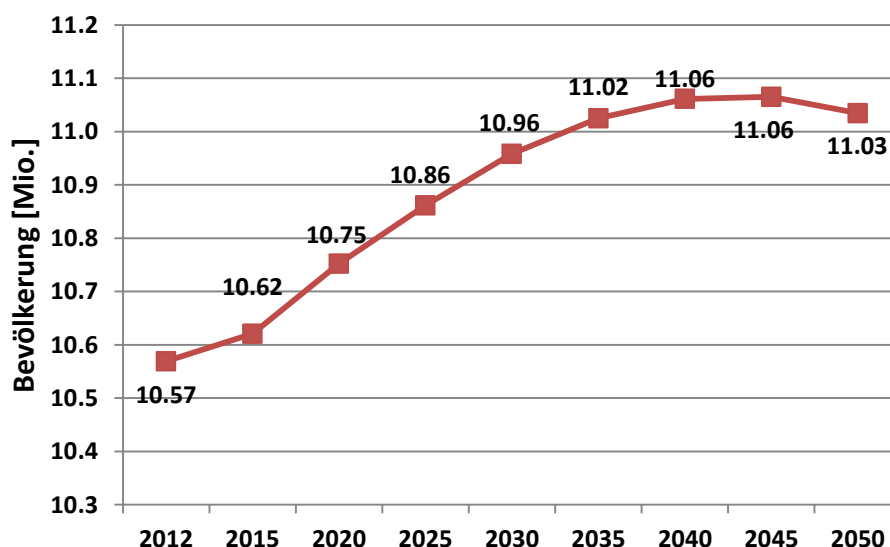


Abbildung 20: Bevölkerungsentwicklung in Baden-Württemberg bis 2050

Um die Bevölkerungsentwicklung für Baden-Württemberg auf Gemeindeebene bis zum Jahr 2050 angegeben wurden die Einwohnerzahlen entsprechend Statistik lokal⁹⁴ auf Gemeindeeben berücksichtigt und auf Basis des Zensus 2011 angepasst. Die Fortschreibung der Bevölkerung bis zum Jahr 2050 wurde entsprechend der prozentualen Änderungen der Raumordnungsprognose 2025/2050⁹⁵ vorgenommen. Entsprechend den Annahmen der Raumordnungsprognose wurden ab

⁹⁴ Statistische Ämter des Bundes und der Länder, Statistik lokal, Daten für die Gemeinden, kreisfreien Städte und Kreise Deutschlands, Ausgabe 2010, Düsseldorf, 2010

⁹⁵ Bundesinstitut für Bauwesen und Raumordnung, Raumordnungsprognose 2025/2050, Bonn, 2009

dem Jahr 2030 die Änderungen auf Ebene der Raumordnungsregionen auf die zugeordneten Gemeinden projiziert, ohne eine weitere Differenzierung vorzunehmen.

Trotz des Bevölkerungswachstums auf Bundeslandebene zeigen sich Unterschiede in der Entwicklung auf Landkreisebene (vgl. Abbildung 21). Bedingt durch die unterschiedliche urbane Struktur und wirtschaftliche Rahmenbedingungen treten in Baden-Württemberg bei der detaillierten Betrachtung Gebiete mit einem Bevölkerungswachstum, als auch Gebiete mit einer negativen Bevölkerungsentwicklung auf. So nimmt beispielsweise die Bevölkerung im Ostalbkreis und in Heidenheim um 4 Prozentpunkte bis zum Jahr gegenüber 2012 ab. Eine positive Entwicklung zeigt sich hingegen für die Raumordnungsregionen Stuttgart, Bodensee-Oberschwaben, Südlicher Oberrhein und für Hochrhein-Bodensee, in denen bis zum Jahr 2050 mit einem Bevölkerungsanstieg gegenüber 2012 von über 5 % gerechnet wird. Für den Südlichen Oberrhein beträgt der Anstieg 8,7 %.

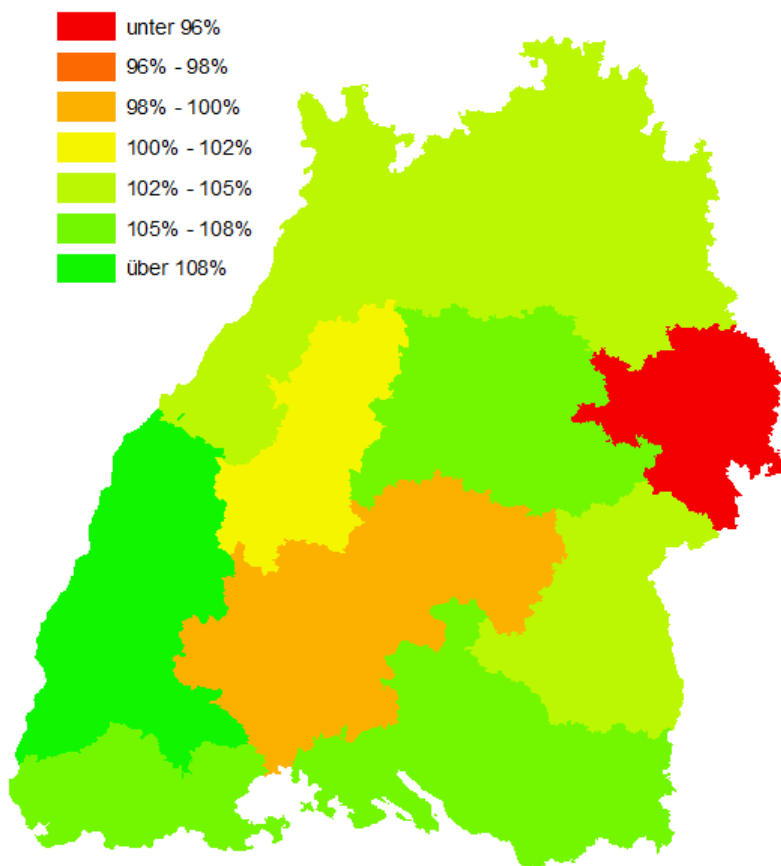


Abbildung 21: Bevölkerungsentwicklung bis 2050 auf Landkreisebene in Baden-Württemberg im Vergleich zu 2012

Die Entwicklung der Beschäftigten in Baden-Württemberg zeigt Abbildung 22. Dabei wird sowohl die Gesamtzahl der Beschäftigten ausgewiesen, als auch eine Unterteilung in die Sektoren GHD und Industrie vorgenommen. Für das Jahr 2012 wurden 6,72 Mio. Beschäftigte ermittelt. Davon entfallen 5,06 Mio. auf den GHD-Sektor und 1,66 Mio. Beschäftigte auf die Industrie. Im Hinblick auf die Entwicklung ist für das Jahr 2015 ein Anstieg der Beschäftigtenzahl auf 6,77 Mio. Beschäftigte zu erwarten. Damit wird in der Betrachtung bis 2050 auch der Maximalwert erreicht. Ab 2015 wird mit einem stetigen Rückgang der Beschäftigtenzahl gerechnet. Die Beschäftigtenzahl liegt im Jahr 2050 damit noch bei 6,27 Mio. Beschäftigten.

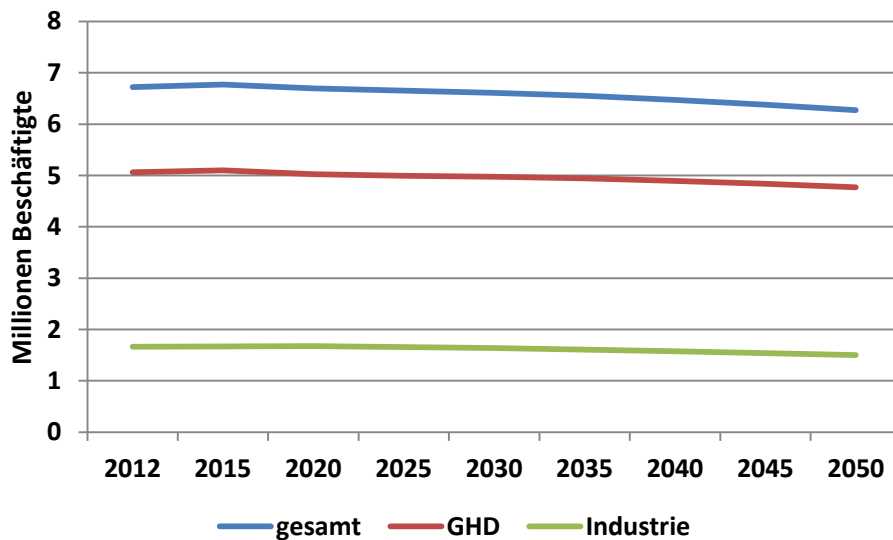


Abbildung 22: Beschäftigte in Baden-Württemberg

4.1.3 Gebäudebestand und Gebäudeentwicklung

Im Jahr 2012 befanden sich in Baden-Württemberg 38,8 Millionen Wohnungen in insgesamt 2,25 Millionen Wohngebäuden. Die statistische Angabe der Wohngebäude pro Gemeinde werden unterteilt in Ein-/Zweifamilien- und in Mehrfamiliengebäude. Bei den Wohngebäuden entfiel der größte Anteil von 63 % auf Einfamilienhäuser; es folgen die Reihendoppelhäuser mit einem Anteil von 20 % und die Mehrfamilienhäuser mit rund 17 %. Die Wohnflächennachfrage der Ein- und Zweifamilienhäuser lag im Jahr 2012 bei insgesamt 272 Mio. m² und die der Mehrfamilienhäuser bei 150 Mio. m².

Die Ein- (EFH) und Zweifamilienhäuser sind nachfolgend auf Grund unterschiedlicher Nutzwärmenachfragen separat ausgewiesen, wobei die Zweifamilienhäuser der Einfachheit halber nachfolgend mit den Reihendoppelhäusern (RDH) gleichgesetzt werden. Angaben zu den Mehrfamiliengebäuden sind generell in kleine und größere Gebäude zu unterteilen, wobei kleine Mehrfamilienhäuser (KMH) als Wohngebäude mit 3 bis 6 Wohnungseinheiten und große Mehrfamilienhäuser (GMH), inklusive der Hochhäuser, als Wohngebäude mit mehr als 6 Wohnungseinheiten definiert sind. Die Aufteilung des Wohngebäudebestands für Baden-Württemberg im Jahr 2012 zeigt Abbildung 23.

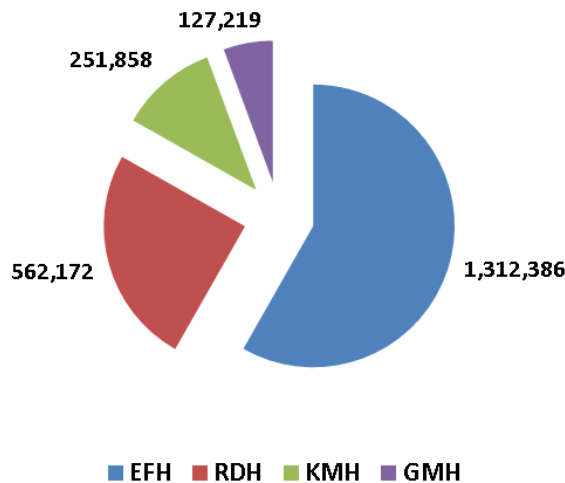


Abbildung 23: Wohngebäudebestand in Baden-Württemberg nach Gebäudeklassen 2012

Die Methodik zur Bestimmung des Raumwärmebedarfs basiert auf der Gebäudetypmethode. Dazu wurde für Baden-Württemberg gemeindeschart der Gebäudebestand ermittelt, und sowohl nach Größen- als auch nach Baualtersklassen eingeteilt. Basierend auf dieser Einteilung wurde der Raumwärmebedarf ermittelt.

Das Aufstellen einer Gebäudetypologie zur Analyse des Heizwärmebedarfs hat sich in vergangenen Arbeiten^{96,97,98,99} mehrheitlich bewährt und kommt auch hier zur Anwendung. Neben der Analyse größerer Gesamtheiten von Gebäuden ermöglicht die Gebäudetypologie schnelle Aussagen bezüglich typischer Energiekennwerte und Energiesparpotenziale einzelner Gebäude sowie einen schnellen Zugriff auf typische Flächen und Wärmedurchgangskoeffizienten¹⁰⁰. Die Gebäudetypologie beruht darauf, dass im Wohnungsbau verschiedene Baualtersklassen unterschieden werden, die durch übliche Konstruktionsweisen, z. B. durch Auswahl der Baumaterialien, Gestaltung der Gebäudehülle und Dimensionierung der Bauelemente gekennzeichnet sind und den Heizwärmebedarf maßgeblich beeinflussen. Der Gebäudebestand an Wohngebäuden ist neben dem Bauvolumen auch in Baualtersklassen unterteilt. Die Einteilung der Baualtersklassen orientiert sich dabei an historischen Einschnitten, den Zeitpunkten statistischer Erhebungen und den Zeitpunkten zu denen für den Wohnungsbau wichtige Rahmenrichtlinien wirksam wurden. Der Heizwärmebedarf ist zudem durch die Gebäudegröße beeinflusst, da sich Gebäude in ihrer Kompaktheit (d. h. dem Verhältnis zwischen Außenflächen und Innenvolumen der Gebäude) und damit in den anteiligen Wärmeverlusten durch die Außenfläche wesentlich unterscheiden. So weisen Mehrfamilienhäuser derselben Baualtersklasse oft einen geringeren Heizwärmebedarf auf als z. B. freistehende Einfamilienhäuser. Auf Grund der unterschiedlichen Entwicklung der Bauvorschriften und Verordnungen für den Mindestwärmeschutz in West- und Ostdeutschland sind Typgebäude zusätzlich nach ihrem geografischen Erbauungsort in alte und neue Bundesländer unterschieden. Aus der Kombination der Baualtersklassen mit verschiedenen Gebäudearten wie Einfamilien- (EFH), Reihendoppel- (RDH) und Mehrfamilienhaus (kleine KMH und große GMH), ergibt sich eine Gebäudetypologie, die in Form einer Gebäudematrix für alte und

96 Blesl, M.: Räumlich hoch aufgelöste Modellierung leitungsgebundener Energieversorgungssysteme zur Deckung des Niedertemperaturwärmebedarfs, Forschungsbericht, Band 92, IER, Stuttgart 2002

97 Kleemann, M., Heckler, R., Kolb, G. und Hille, M.: Die Entwicklung des Energiebedarfs zur Wärmebereitstellung in Gebäuden, Materialien, bremer energie institut, 2000

98 Hille, M.: Wärmeversorgung von Gebäuden – Stand und Entwicklung von Nachfrage und Angebot, bremer energie institut, 1999

99 Feist, W., Borsch-Laaks, R., Werner, J., Loga, T. und Ebel, W.: Das Niedrigenergiehaus. Neuer Standard für energiebewußtes Bauen, 5. Auflage, Verlag C.F. Müller, Heidelberg 1998

100 IWU Institut Wohnen und Umwelt GmbH: Deutsche Gebäudetypologie – Systematik und Datensätze, 2. Auflage, Darmstadt 2003

neue Bundesländer dargestellt wird. Jedem Gebäudetyp wird ein repräsentatives Gebäude zugeordnet und durch eine Wärmebedarfsberechnung der spezifische auf die Quadratmeter Nutzfläche bezogenen Jahresraumwärmebedarf ermittelt.

Ausgehend von Gebäudebestand steigt die Wohnflächennachfrage der Wohngebäude stetig an und erreicht im Jahr 2020 einen Wert von 310 Mio m² für Ein- /Zweifamilienhäusern und 152 Mio. m² für Mehrfamilienhäusern, was einem Zuwachs gegenüber dem Jahr 2012 von umgerechnet jährlich 1,3 % bei Ein- und Zweifamilienhäusern und 0,2 % bei Mehrfamilienhäusern entspricht. Bei einer anschließend zugrunde gelegten linearen Fortschreibung der Wohnflächennachfrage von 0,97 % jährlich bei Ein- /Zweifamilienhäusern und 0,02 % jährlich bei Mehrfamilienhäusern stehen im Jahr 2030 eine Flächennachfrage von 342 Mio. m² (Ein- /Zweifamilienhäuser) und 155 Mio. m² (Mehrfamilienhäuser) zur Verfügung. Im gleichen Zeitraum steigt die durchschnittliche Wohnfläche pro Kopf aus dem Jahr 2012 von ursprünglich 43,3 m²/Pers auf 50,1 m²/Pers an, wenn die prognostizierten Werte aus der Raumordnungsprognose 2020 für den Zeitraum 2030 linear fortgeschrieben werden.

Um die Wohnungsentwicklung der verschiedenen Gebäudetypen einzeln ausweisen zu können, sind für die Wohnungen unterschiedliche Neubauquoten unterstellt, die in Quoten für Neubauten als Ersatz in bereits existierenden Siedlungen (Bestandssiedlungen) und für Neubauten in Neubausiedlungen unterteilt sind. Im Jahr 2012 sind für EFH eine durchschnittliche Neubauquote von 0,8 %, für RDH eine von 0,4 %, für KMH eine durchschnittliche Quote in Höhe von 0,2 % und für GMH eine von 0,08 %, jeweils bezogen auf die Anzahl an Wohnungen aus dem Vorjahr, unterstellt. Die Neubauquoten bleiben zunächst bis zum Jahr 2025 konstant und nehmen danach ab. Neben den Neubauquoten sind Umbauquoten für die Gesamtentwicklung der Wohnflächen zugrunde gelegt. Die Wohnungsumbauten führen zu einer Vergrößerung der Gebäudewohnfläche, beispielsweise durch Anbau eines Wintergartens oder durch Ausbau des Dachgeschosses zum Wohnraum. Mit der vorgegebenen Entwicklung der Wohnflächennachfrage und dem aus Neu- und Umbauquoten abgeleiteten Zuwachs an Wohnungsfläche ergibt die Anzahl der abzureißenden Gebäude, wobei sich die Abrisse ungleichmäßig auf die Ein-/Zweifamilien- und Mehrfamilienhäuser verteilen. So lässt sich bis einschließlich 2030 eine durchschnittliche Abrissquote in Höhe von 4,6 % für Ein-/Zweifamilienhäuser und von 0,4 % für die Mehrfamilienhäuser ableiten. Die Abrissquote gibt dabei den prozentualen Abriss bezogen auf den Wohnungsbestand des Vorjahres an. Um den Abriss der Wohnungen auf die unterschiedlichen Baualtersklassen der Gebäude umzulegen wird eine Verteilung zur Hilfe genommen, die dabei ältere Gebäude stärker gewichtet. In dieser Annahme werden Wohngebäude, die vor dem Jahr 1918 errichtet wurden als Ausnahme betrachtet, da davon auszugehen ist, dass diese z. T. unter Denkmalschutz stehen und infolgedessen nicht abgerissen werden können. Die sich somit ergebende Anzahl an Wohngebäuden ist in Abbildung 24 dargestellt. Dabei wird deutlich, dass der Hauptanteil der Wohngebäude auf Ein- und Zweifamilienhäuser entfällt, weshalb auch die Entwicklung des Gesamtbestands von ihrer Entwicklung maßgeblich bestimmt wird.

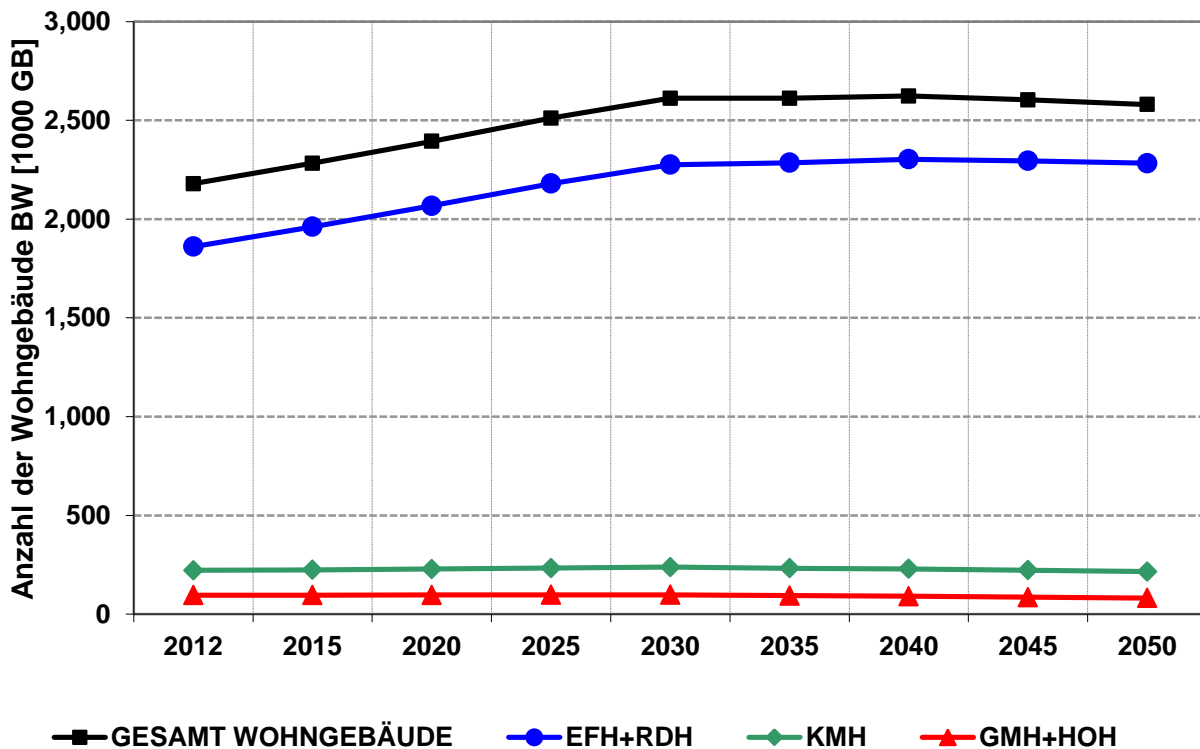


Abbildung 24: Entwicklung des Wohngebäudebestands in Baden-Württemberg nach Gebäudetypen bis 2050

Der Wärmebedarf des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistung (GHD) wird im Wesentlichen von der Entwicklung der Nutzflächennachfrage in Nichtwohngebäuden und des Gebäudestandards der Neubauten bzw. der Sanierungsrate und der Ausführung der energetischen Sanierungsmaßnahmen im Gebäudebestand beeinflusst.

Der Gebäudebestand des GHD-Sektors in Baden-Württemberg, d.h. die Nichtwohngebäude, weist keine homogene Gebäudeform auf, sondern besteht aus verschiedenen, jeweils entsprechend des speziellen Nutzens konstruierten Gebäuden (bspw. Bürogebäude, Ladengebäude, Schulen, etc.), die sich untereinander insbesondere im Gebäudealter und im Sanierungszustand unterscheiden¹⁰¹ (vgl. Tabelle 15). Die Typgebäude des Bestands unterliegen einer, v. a. altersklassenabhängigen, Abrissquote sowie einer Neubauquote. Die typgebäudespezifische Neubauquote hängt im Wesentlichen von der zeitlichen Veränderung der strukturellen Beschäftigung ab.

¹⁰¹ David, R.; Rouvel, L.; Wenning, M.: Kostenermittlung für wärmetechnische Maßnahmen an der Gebäudehülle bei Nichtwohngebäuden. IKARUS Teilprojekt 5 „Haushalte und Kleinverbraucher“, Teil 1, Textband. Forschungszentrum Jülich. Jülich 2002

Tabelle 15: Typisierung der Nichtwohngebäude (NWG) des GHD-Sektors in Deutschland¹⁰²¹⁰³

Typgebäudeklasse	Nichtwohngebäudeart	Beschreibung	Größenklasse
NWG 1	Stadhäuser mit Läden, Geschäften und Dienstleistungsbetrieben	Stadhäuser mit je teilweiser Wohn- und Gewerbenutzung	Klein
NWG 2	Ladengebäude	Läden und Fachmärkte	Mittel
NWG 3	Dienstleistungsgebäude	Dienstleistungs- und Gewerbeimmobilien incl. Handwerksgebäude	Klein
NWG 4	Kaufhäuser	Kaufhausbauten, Shopping Malls	Mittel
NWG 5	Hotels	Hotelleriegebäude	Klein
NWG 6	Hallenbauten	Stadt- und Sporthallen, Gemeindezentren	Groß
NWG 7	Heime	Alters-, Jugend-, Wohn- und Pflegeheime, Kasernen sowie Justizvollzugsanstalten	Mittel
NWG 8	Schulen und Hochschulgebäude	Schulen und Universitätsgebäude etc.	Groß
NWG 9	Krankenhäuser	Klinikgebäude	Krankenhaus

Neben der Entwicklung der Gebäudeanzahl der verschiedenen Typgebäude stellt auch die typspezifische Gebäudenutzfläche einen wichtigen Einflussfaktor auf den Raumwärmebedarf des GHD-Sektors dar. Für die verschiedenen Typgebäude existieren spezifische Gebäudenutzflächen (Durchschnittswerte), aus denen durch Multiplikation mit der jeweiligen Gebäudeanzahl die vorhandenen Gebäudenutzflächen ermittelt werden. Diese wiederum werden durch Multiplikation mit dem vom Typgebäude, der Altersklasse und dem Sanierungszustand abhängigen nutzflächenspezifischen Wärmebedarf zur Ermittlung des Wärmebedarfs der jeweiligen Typgebäude in Deutschland genutzt.

Im Jahr 2012 beträgt die Nutzfläche des GHD-Sektors in Baden-Württemberg knapp 135 Millionen m², die sich auf 194 Tausend Gebäude verteilen. Die Aufteilung auf die einzelnen Gebäudearten zeigt Abbildung 25. Der Großteil der Gebäude entfällt auf Ladengebäude, Verwaltungsbauten und Stadhäuser mit Geschäften.

Die Entwicklung des Wärmebedarfs des GHD-Sektors wird vor allem durch energetische Sanierungsmaßnahmen am Gebäudebestand und den damit einhergehenden Rückgang des spezifischen Wärmebedarfs beeinflusst. Zudem trägt zum Rückgang des Wärmebedarfs auch die rückläufige Entwicklung des Gebäudebestands im GHD-Sektor bei.

¹⁰² David, R.; Rouvel, L.; Wenning, M.: Kostenermittlung für wärmetechnische Maßnahmen an der Gebäudehülle bei Nichtwohngebäuden. IKARUS Teilprojekt 5 „Haushalte und Kleinverbraucher“, Teil 1, Textband. Forschungszentrum Jülich. Jülich 2002
¹⁰³ Blesl, M.: Kraft-Wärme-Kopplung im Wärmemarkt Deutschlands und Europas – eine Energiesystem- und Technikanalyse, Forschungsberichtband 120, Stuttgart 2014

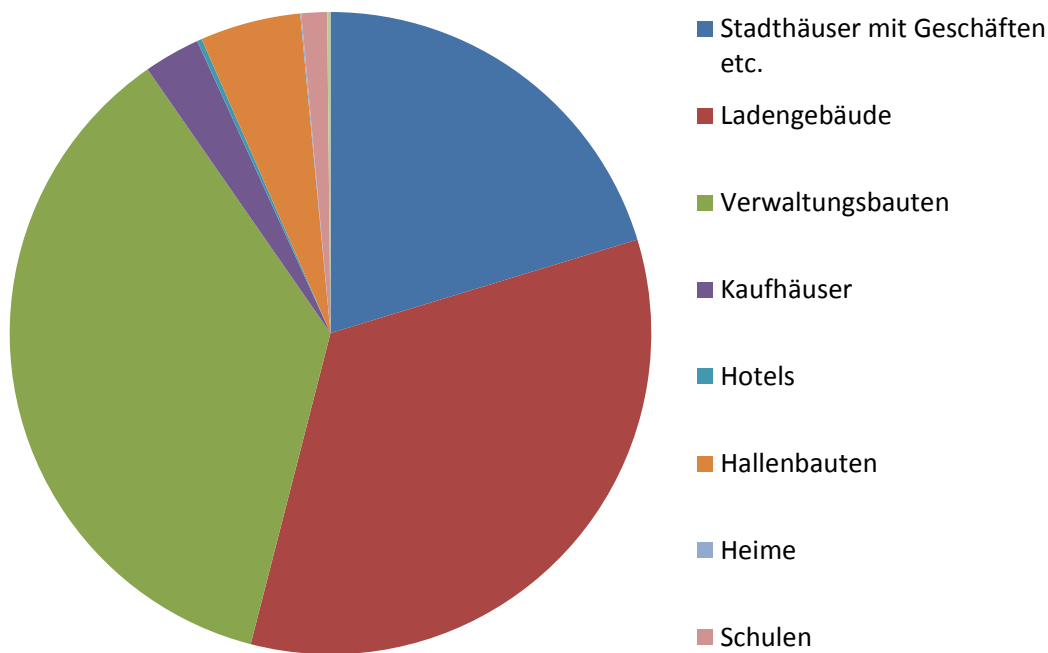


Abbildung 25: Nichtwohngebäude in Baden-Württemberg nach Gebäudeklassen 2012

Die Entwicklung des Gebäudebestands im GHD-Sektor wird hauptsächlich durch die Beschäftigtenzahl bestimmt. Die Bevölkerungsentwicklung hat nur einen geringen Einfluss, da die Annahme getroffen wurde, dass selbst bei einer schwankenden Bevölkerungszahl die Anzahl an GHD-Gebäude durch die Anzahl der Beschäftigten bestimmt wird.

Da die Zahl der Beschäftigten zum Jahr 2015 zunächst ansteigt, nimmt auch die Zahl der Nichtwohngebäude zu. Bis zum Jahr 2050 ist eine rückläufige Entwicklung zu beobachten, vergleiche Tabelle 16, wodurch im Jahr 2050 noch 183 Tausend Nichtwohngebäude in Baden-Württemberg zu erwarten sind.

Tabelle 16: Entwicklung der Anzahl der Nichtwohngebäude im Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen in Baden-Württemberg

Jahr	2012	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Gebäude [-]	194.736	196.327	193.101	191.869	191.25	190.024	188.079	185.924	183.518

4.2 Analyse und Entwicklung des Wärmebedarfs der Haushalte und des Sektor Gewerbe Handel Dienstleistung in Baden-Württemberg

Basierend auf der Grundlagenermittlung im Abschnitt 4.1 erfolgt in diesem Abschnitt die Bestimmung und Fortschreibung des Wärmebedarfs für Baden-Württemberg.

4.2.1 Wärmebedarf – IST-Zustand

Im Jahr 2012 betrug der Nutzwärmebedarf in Baden-Württemberg der Sektoren Haushalte und GHD insgesamt 331.056 TJ. Davon entfallen 61.141 TJ auf die Großstädte, was einem Anteil von 18 % am gesamten Nutzwärmebedarf entspricht, der auf die acht Großstädte entfällt (vgl. Tabelle 17). Die räumliche Aufteilung des Nutzwärmebedarfs zeigt Abbildung 26. Deutlich zu erkennen sind dabei die Großstädte, die den höchsten absoluten Wärmebedarf aufweisen.

Tabelle 17: Wärmebedarf der Sektoren Haushalte und GHD in Baden-Württemberg in Abhängigkeit von Gemeindeklassen

	Bevölkerung	Gemeinden	mit Fernwärme	Wärmebedarf	Fernwärmebestand
	[EW]	[-]	[-]	[TJ]	[TJ]
GEM1	bis 1.500	111	28	2665	89
GEM2	1.500-10.000	737	341	100804	5704
GEM3	10.000-20.000	153	122	64575	4323
GEM4	20.000-50.000	78	74	74311	4387
GEM5	50.000-100.0000	13	13	27560	1701
GEM6	100.000-150.000	5	5	18774	3145
GEM7	150.000-350.000	3	3	24406	8447
GEM8	über 350.000	1	1	17962	783
Summe		1101	587	331.056	28.578

Wärmebedarf

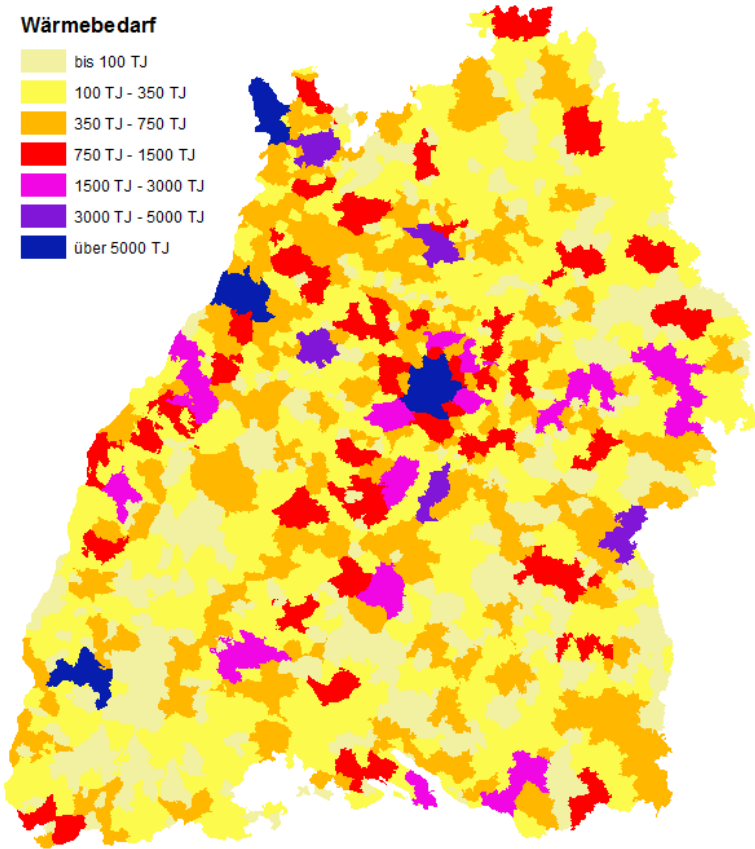


Abbildung 26: Wärmebedarf der Haushalte und des Sektors Gewerbe, Handel und Dienstleistung in Baden-Württemberg 2012 auf Gemeindeebene

4.2.2 Entwicklung des Wärmebedarfs

Die Entwicklung des Wärmebedarfs der Haushalte und des Sektors Gewerbe, Handel und Dienstleistungen nach Gemeindegröße zeigt Abbildung 27.

Der Wärmebedarf liegt im Jahr 2012 bei 331 PJ. Durch die beschriebenen Effekte der Bevölkerungsentwicklung, der damit verbundenen Wohnflächennachfrage, sowie durch die Neubauten und Abrisse im Gebäudebestand verändert sich der spezifische flächenbezogene Wärmebedarf. Als Folge ist ein Rückgang des Wärmebedarfs zu beobachten. Während im Jahr 2030 noch ein Wärmebedarf von 264 PJ zu erwarten ist, beträgt der Wärmebedarf für das Jahr 2050 unter den getroffenen Annahmen 211 PJ. Dies entspricht einem Rückgang gegenüber 2012 für das Jahr 2030 von 20 % und für das Jahr 2050 von 36 %. Im Vergleich der Entwicklung zwischen den Gemeindegrößen verschieben sich die Anteile nur geringfügig. Während 2012 auf die Großstädte mit mehr als 100.000 Einwohnern 26,9 % des Wärmebedarfs entfallen, liegt für das Jahr 2050 der Anteil des Wärmebedarfs der Großstädte bei 26,3 %. Es lässt sich festhalten, dass mit steigender Bevölkerungszahl der Rückgang des Wärmebedarfs stärker ausfällt. Dies ist vor allem durch den höheren Anteil an kleinen und großen Mehrfamilienhäusern in größeren Gemeinden begründet. Bei diesen Gebäudetypen wirken sich die Abrisse und Neubauten stärker als bei Einfamilienhäusern auf den flächenspezifischen Wärmebedarf aus, der bei größeren Gebäuden in der Projektion stärker sinkt. Wie in Abbildung 28 jedoch dargestellt, verändert sich die räumliche Aufteilung des Wärmebedarfs über die Gemeinden für das Jahr 2050 gegenüber dem Ist-Zustand nur unwesentlich. Je höher die Einwohnerzahl, umso höher auch der absolute Wärmebedarf.

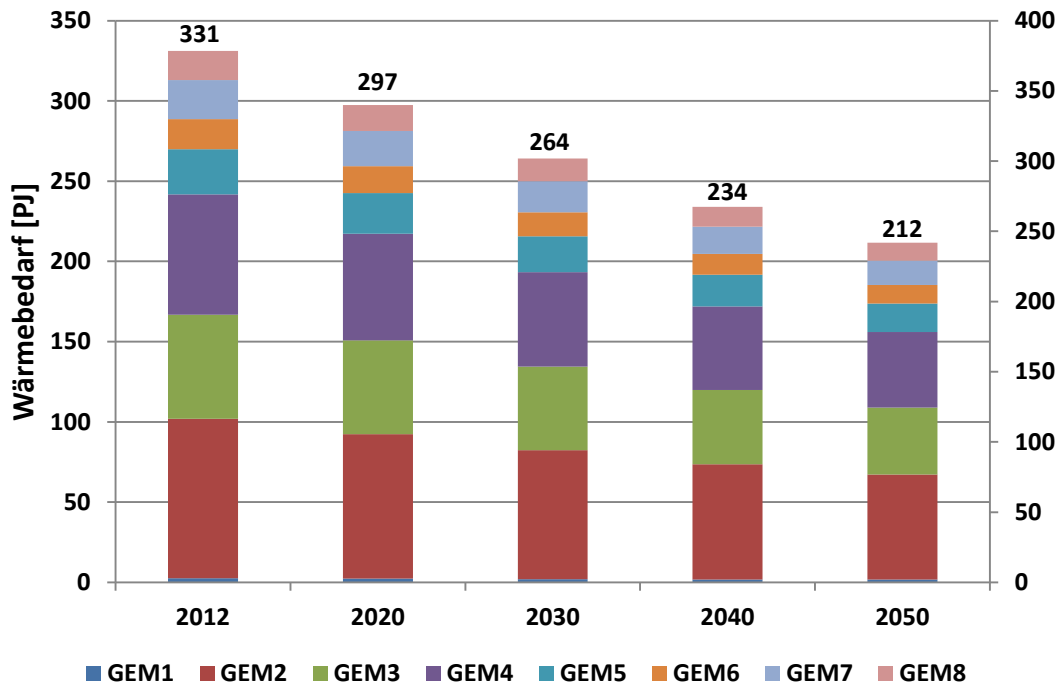


Abbildung 27: Entwicklung des Wärmebedarfs der Haushalte und des Sektors Gewerbe, Handel und Dienstleistung in Baden-Württemberg nach Gemeindegröße bis 2050

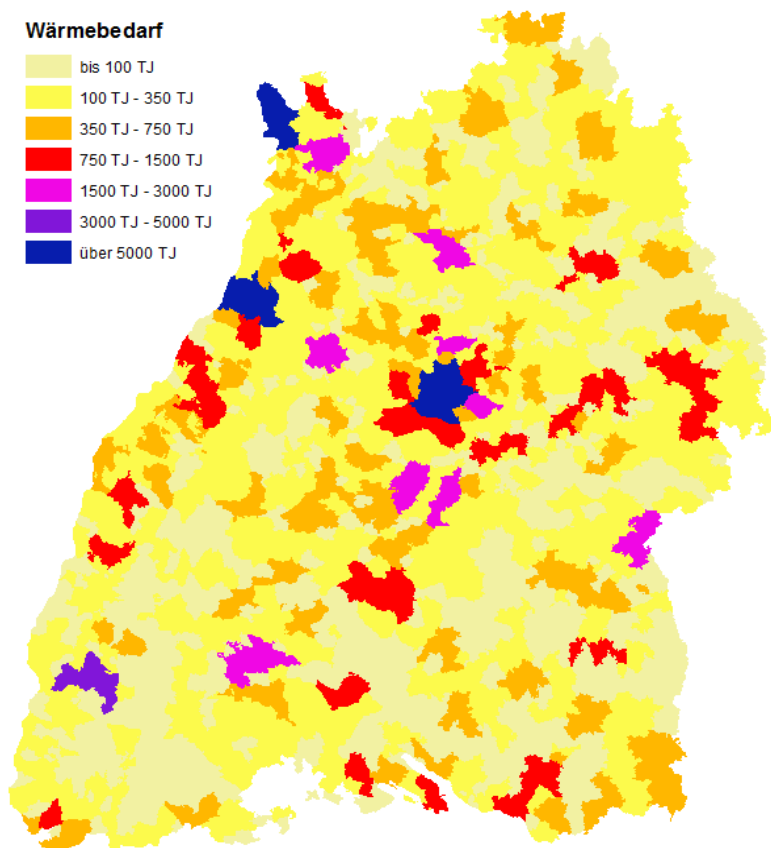


Abbildung 28: Wärmebedarf der Haushalte und des Sektors Gewerbe, Handel und Dienstleistung in Baden-Württemberg 2050 auf Gemeindeebene

Im Vergleich des Wärmebedarfs für das Jahr 2050 bezogen auf das Jahr 2012, vergleiche Abbildung 29, wird der Unterschied in der Entwicklung in Abhängigkeit von der Gemeindegröße sichtbar. Je größer die Gemeinde, umso höher ist auch der Rückgang des Wärmebedarfs. Auch die Bevölkerungseffekte sind zu beobachten, wodurch im Ostalbkreis, der im Vergleich zur Bevölkerungsentwicklung in Baden-Württemberg eine negative Entwicklung aufweist, auch der Rückgang des Wärmebedarfs bis 2050 stärker ausfällt, als dies im Landesschnitt der Fall ist. Der Einfluss der Gemeindegröße auf die Höhe des Rückgangs des Wärmebedarfs ist durch die Gebäudestruktur zu begründen. Je größer eine Gemeinde, umso höher fällt der Anteil an kleinen und großen Mehrfamilienhäusern am Gebäudebestand aus. Der Wärmebedarfsrückgang, bedingt durch Sanierungsmaßnahmen, sowie Abrissen und Neubauten, fällt bei Mehrfamilienhäusern stärker aus, als die bei Einfamilienhäusern und Reihendoppelhäusern der Fall ist. Dadurch nimmt der Wärmebedarfsrückgang mit steigender Gemeindegröße zu.

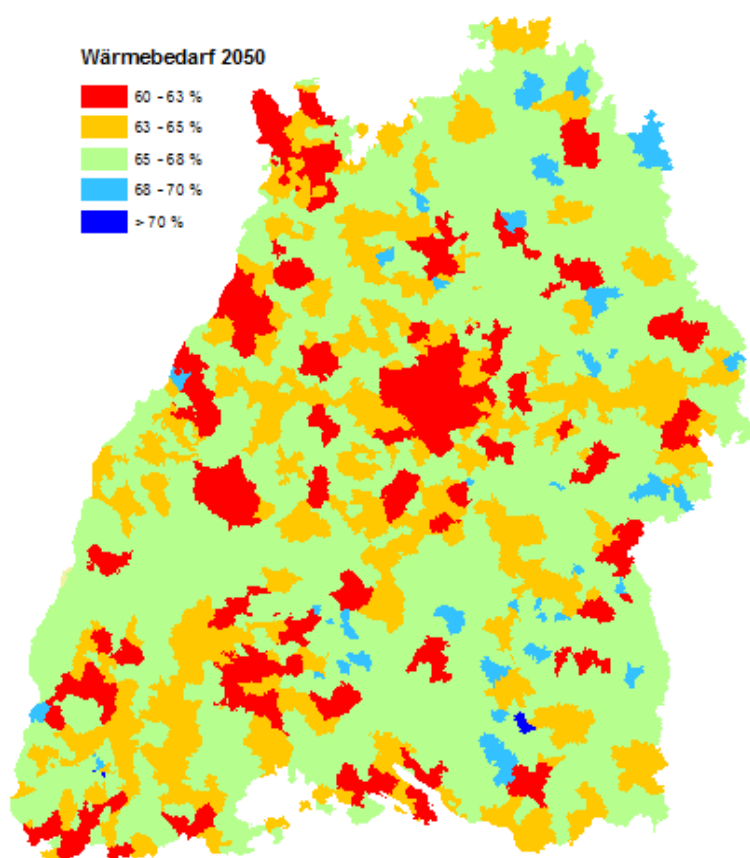


Abbildung 29: Relativer Wärmebedarf der Haushalte und des Sektors Gewerbe, Handel und Dienstleistung in Baden-Württemberg für 2050 (2012=100%) auf Gemeindeebene

4.3 Fernwärmeversorgung in Baden-Württemberg – IST-Zustand

Hinsichtlich des Fernwärmebestands in Baden-Württemberg ist derzeit keine einheitliche und vollständige Datenquelle öffentlich verfügbar.

Der Hauptbericht der AGFW enthält für Baden-Württemberg für 21 Fernwärmeerzeuger aus 18 Gemeinden¹⁰⁴ Informationen hinsichtlich des Fernwärmebestandes. Da durch diese nicht die gesamte Fernwärmeversorgung in Baden-Württemberg repräsentiert wird, sind weitere Datenquellen notwendig. Hierzu zählen beispielsweise die Statistik des Bundesamtes für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) über alle in Deutschland nach dem KWKG vergüteten KWK-Anlagen¹⁰⁵ bzw. für Biomasseanlagen KWK-Anlagen die eine Vergütung nach dem EEG erhalten die bei der Bundesnetzagentur BNetzA gelagerten Stammdaten der Anlagen. Zusätzlich erfolgte auch eine eigene Recherche, um sonstige Anlagenstandorte bestimmen zu können. Da die Anlagendaten aus der BAFA und BNetzA-Datenbank keine Informationen zur Wärmenetzeinspeisung oder Wärmeabgabe enthalten, wurden die Angaben mit Hilfe von Annahmen basierend auf der elektrischen Leistungsgröße der Anlage hinsichtlich der abgegebenen Fernwärmemenge getroffen bzw. recherchiert.

Basierend auf den aufgeführten Datenquellen wurden 587 Gemeinden in Baden-Württemberg identifiziert, die ein Wärmenetz aufweisen und auf sich 28,6 PJ Nutzenergie vereinen (vergleiche Tabelle 17).

Die regionale Aufteilung des Fernwärmebestands der Wohn- und Nichtwohngebäude für Baden-Württemberg ist in Abbildung 30 dargestellt. Dabei wird neben der Verfügbarkeit der Fernwärmeversorgung auch die Deckung des Nutzenergiebedarfs durch Fernwärme abgebildet. Es zeigt sich dabei, dass es sich bei Gemeinden mit dem größten Fernwärmebestand überwiegend um Großstädte handelt, die im Vergleich zu kleineren Gemeinden auch absolut gesehen einen höheren Wärmebedarf aufweisen.

Während in Gemeinden mit unter 1.500 Einwohnern die Wärmenetze unterhalb einer Wärmenetzeinspeisung von 20 TJ liegen, sind es in Gemeinden bis 10.000 mit 236 von 341 Fällen etwa knapp zwei Drittel. Die übrigen Wärmenetze der Gemeinden mit einer Einwohnerzahl von 1.500 bis 10.000 Einwohnern weisen eine Wärmenetzeinspeisung von 20-100 TJ. Mit weiter steigender Einwohnerzahl nimmt auch die Wärmenetzeinspeisung zu. So weisen alle Großstädte (über 100.000 Einwohner) eine Wärmenetzeinspeisung von mindestens 100 TJ auf.

Tabelle 18: Anzahl an Wärmenetzen in Abhängigkeit von der Gemeindegröße und Netzeinspeisung

Einwohner	Anzahl an Fernwärmenetzen mit einer Netzeinspeisung von				Summe
	< 20 TJ	20 – 100 TJ	100 – 500 TJ	> 500 TJ	
< 1.500	28	0	0	0	28
1.500 – 10.000	240	101	0	0	341
10.000 – 20.000	10	112	0	0	122
20.000 – 50.000	2	69	3	0	74
50.000 – 100.000	0	5	8	0	13
> 100.000	0	0	2	7	9
Summe	280	287	13	7	587

¹⁰⁴ AGFW – Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V.: AGFW – Hauptbericht 2012. Frankfurt am Main: AGFW – Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V., 2013

¹⁰⁵ Mitteilung des Bundesamtes für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) an das Institut für Energiewirtschaft und rationelle Energieanwendung (IER). 2013

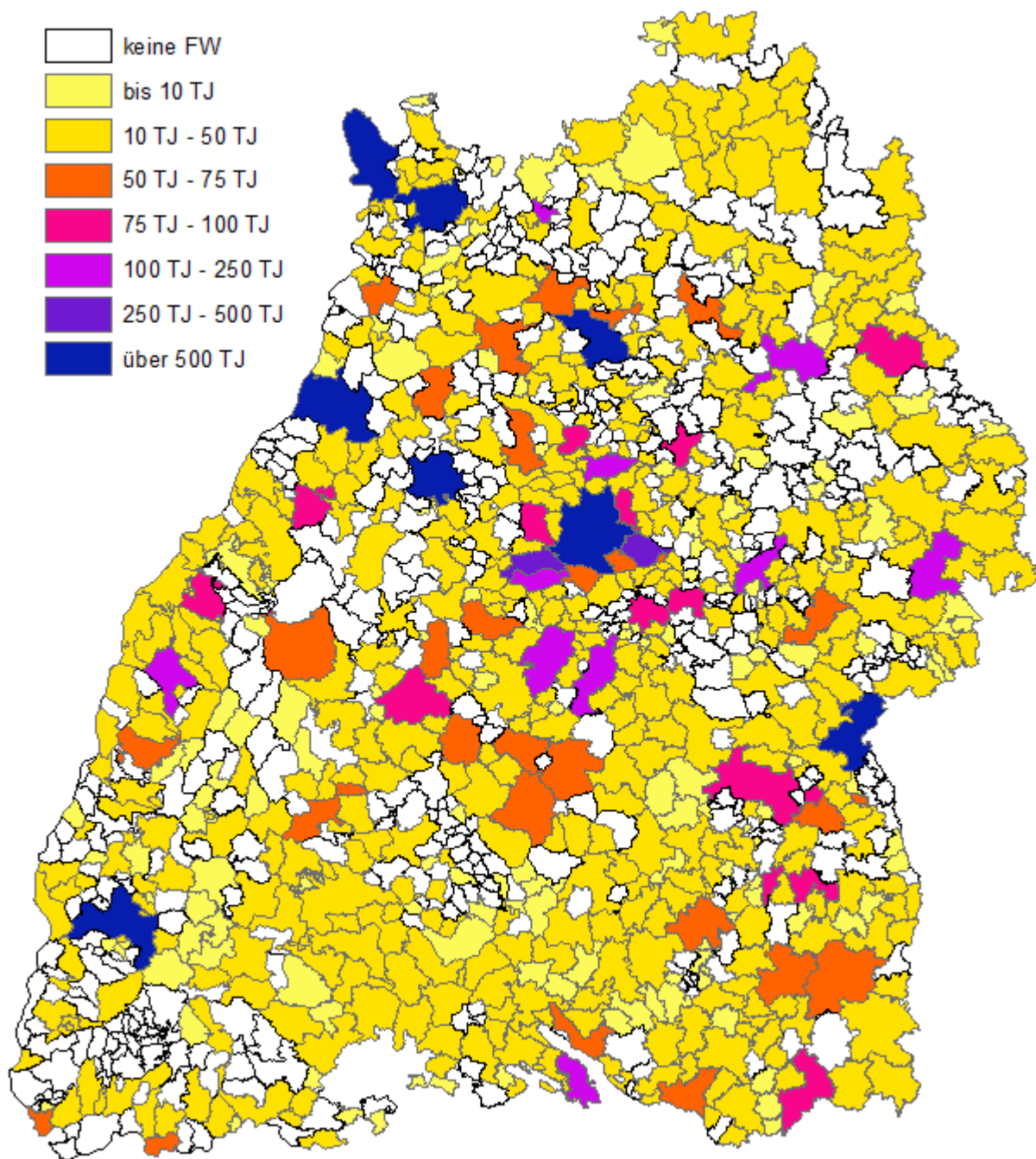


Abbildung 30: Fernwärmebestand der Sektoren Haushalte und GHD in Baden-Württemberg auf Gemeindeebene

4.4 Potenziale der Fernwärmeversorgung in Baden-Württemberg

Für die Fernwärmeversorgung wurden neben der Entwicklung des Fernwärmebestands für Baden-Württemberg, auch die Potenziale für Verdichtung, Erweiterung und Neuerschließung der Fernwärmenetze untersucht.

Basierend auf der Ermittlung der Ist-Situation der Fernwärmeversorgung in Baden-Württemberg wurde ein erweiterter Siedlungstypansatz gewählt, um die Entwicklung des Fernwärmebestands und der Fernwärmepotenziale zu untersuchen.

In der Siedlungstypmethode werden Siedlungsflächen Siedlungstypen mit einheitlichen Siedlungsstrukturen zugeordnet. Der Grundgedanke der Siedlungstypmethode besteht darin, jedem Siedlungstyp eine bestimmte Anzahl an Gebäuden pro Quadratkilometer Siedlungsfläche zuzuordnen. Dabei zeichnen sich Siedlungstypen durch ein eindeutiges städtebauliches Erscheinungsbild und den Zeitpunkt des Baus der Gebäude aus, und lassen sich durch individuelle Merkmale wie Wärmedichte, Liniendichte oder Gebäudedichte pro Quadratkilometer Siedlungsfläche beschreiben. Bei den Gebäuden sind vordefinierte Gebäudetypen zur Hilfe genommen, denen ein spezifischer Wärmebedarfswert hinterlegt ist. Durch die Verknüpfung der Siedlungstypmethode mit dem Raumwärmebedarf der Gebäudetypen können für die Siedlungstypen die spezifische Wärmebedarfsdichte bezogen auf die Quadratkilometer Siedlungsfläche angegeben werden.

Jede Gemeinde setzt sich entsprechend ihrer städtebaulichen Entwicklung aus verschiedenen großen flächenmäßigen Anteilen der Siedlungstypen zusammen. Gemeinden gleicher Größenordnung weisen eine einheitliche Zusammensetzung auf. Den Gemeindekategorien ist ein Verteilungsschlüssel hinterlegt, der eine anteilige Zusammensetzung der Siedlungstypen auf die jeweilige Siedlungsfläche der Gemeinde beinhaltet. Der Verteilungsschlüssel wurde durch Auswertung exemplarischer Gemeinden innerhalb einer Gemeindekategorie hinsichtlich ihrer Siedlungsstruktur bestimmt und kann auf die restlichen Gemeinden einer Gemeindekategorie übertragen werden. Durch Korrelation der Anteile mit der jeweiligen Gemeindefläche ist die Größe der Siedlungstypfläche pro Quadratkilometer bestimmt. Da als Ergebnis der Siedlungstypmethode die Wärmebedarfsdichte pro Quadratkilometer Siedlungsfläche pro Siedlungstyp vorliegt, kann durch Multiplikation dieses Kennwertes mit den entsprechenden Siedlungstypflächen der absolute Wärmebedarf einer Gemeinde ausgewiesen werden.

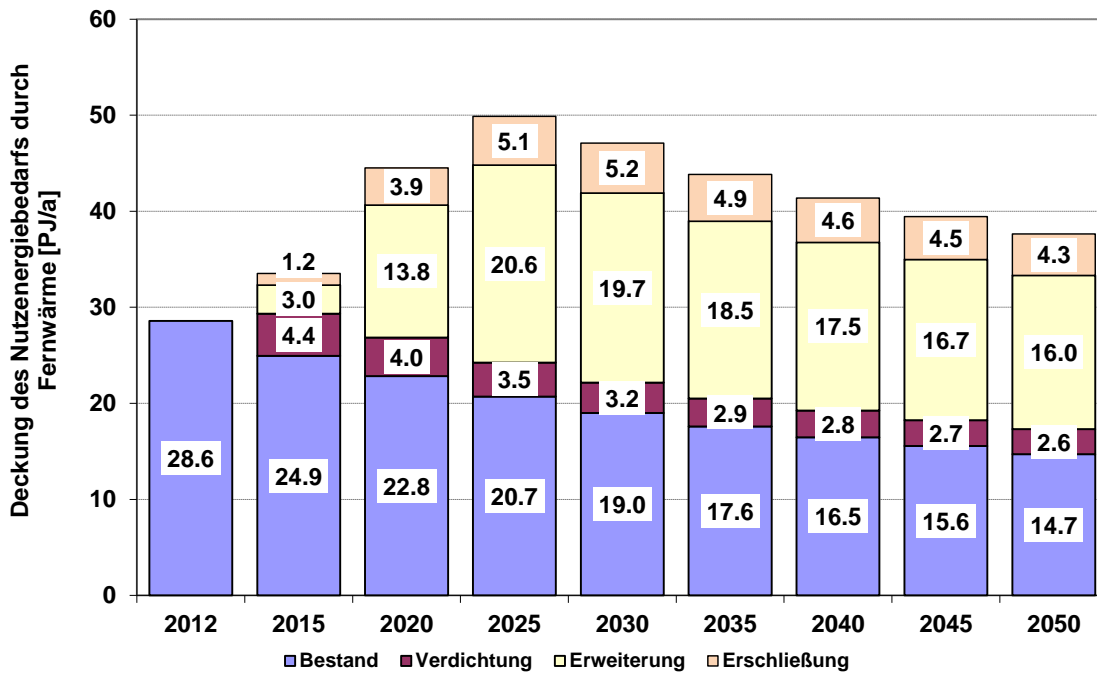


Abbildung 31: Entwicklung des Fernwärmebestands und der Fernwärmepotenziale der Haushalte und des Sektors Gewerbe, Handel und Dienstleistung in Baden-Württemberg bis 2050

Für den Fernwärmebestand ergibt sich ein Rückgang des Nutzenergiebedarfs von 28,6 PJ auf 14,7 PJ für die Sektoren Haushalte und Gewerbe, Handel und Dienstleistungen. Der Rückgang beträgt bis zum Jahr 2050 48,6 %. Der deutlich stärkere Rückgang des Fernwärmebestands im Vergleich zum Gesamtwärmebedarf ist durch die Bebauungsstruktur der mit Fernwärme versorgten Gebiete zu erklären. Es handelt sich bei fernwärmeversorgten Gebieten im Bereich der Wohngebäude um Siedlungstypen, die eine hohe Bebauungsdichte aufweisen, und somit zum Großteil aus kleinen bzw. großen Mehrfamilienhäusern bestehen. Bei diesen Gebäudearten wirken sich sowohl Abrisse und Neubauten auf den spezifischen Wärmebedarf stärker aus, als dies bei Einfamilienhäusern der Fall ist, weshalb bei kleinen und großen Mehrfamilienhäusern durch die Erneuerung und Sanierung des Gebäudebestands ein stärkerer Rückgang des Wärmebedarfs vorliegt, was sich auf den Fernwärmebestand auswirkt.

Das Verdichtungspotenzial berechnet sich über den Anschluss sich im Fernwärmegebiet befindlichen, aber nicht angeschlossenen Gebäude. Dabei wird zunächst ein Anschlussgrad von 80 % unterstellt. Dieser Prozentsatz ist jedoch abhängig von der Versorgungsstruktur der jeweiligen Gemeinde, und ist somit abhängig vom tatsächlichen Fernwärmebestand. Für das Jahr 2015 liegt ein Verdichtungspotenzial von 4,4 PJ vor. Das Verdichtungspotenzial unterliegt wie auch der Fernwärmebestand einem Rückgang, der durch die Sanierungs- und Neubaumaßnahmen bedingt ist. Das Verdichtungspotenzial der einzelnen Gemeinden für das Jahr 2050 zeigt Abbildung 32. Da das Verdichtungspotenzial weitestgehend mit dem Fernwärmebestand korreliert, weisen Gemeinden mit hohem Fernwärmebestand auch ein entsprechend hohes Verdichtungspotenzial auf.

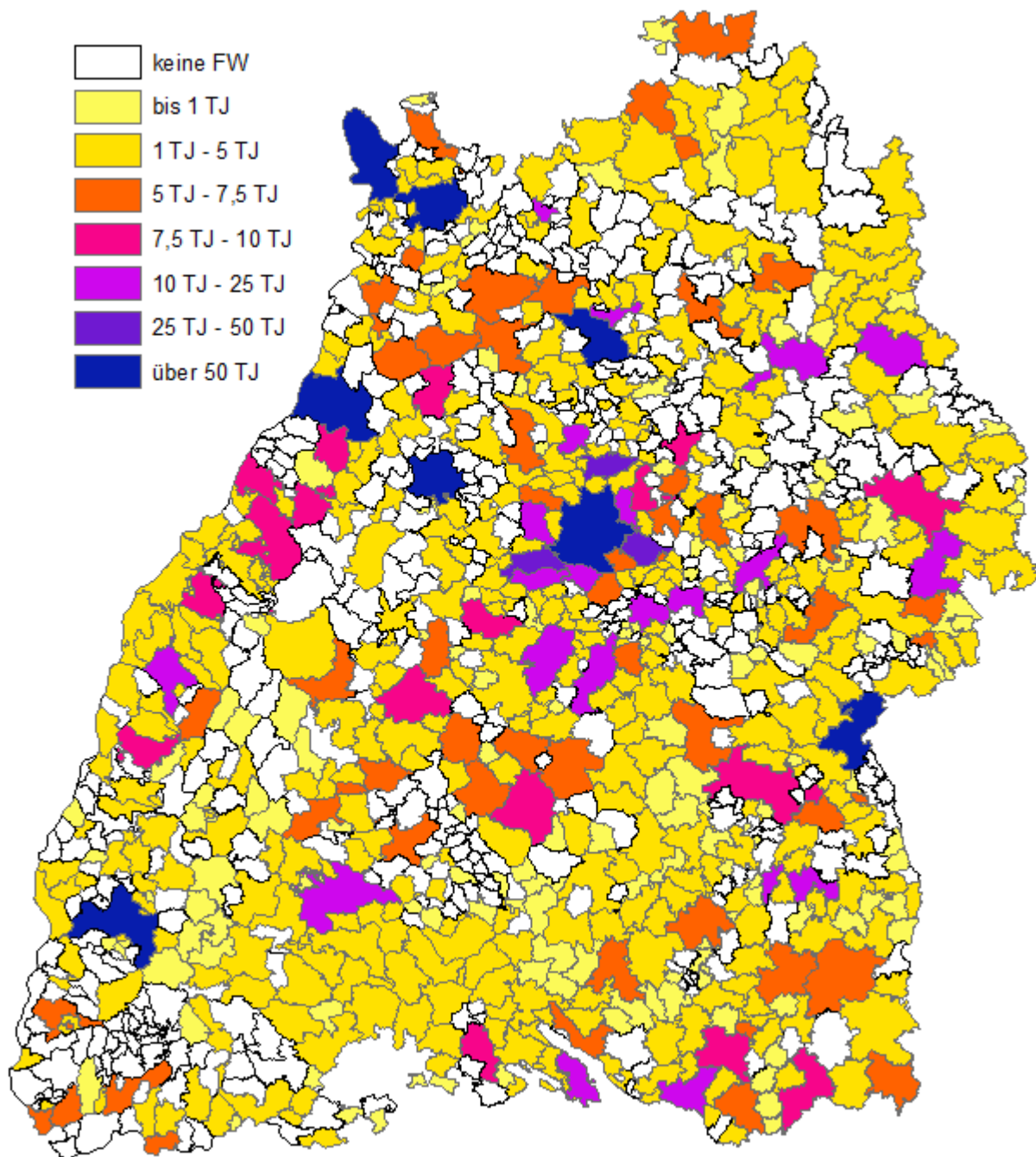


Abbildung 32: Verdichtungspotenzial der Fernwärme der Sektoren Haushalte und GHD in Baden-Württemberg für das Jahr 2050 auf Gemeindeebene

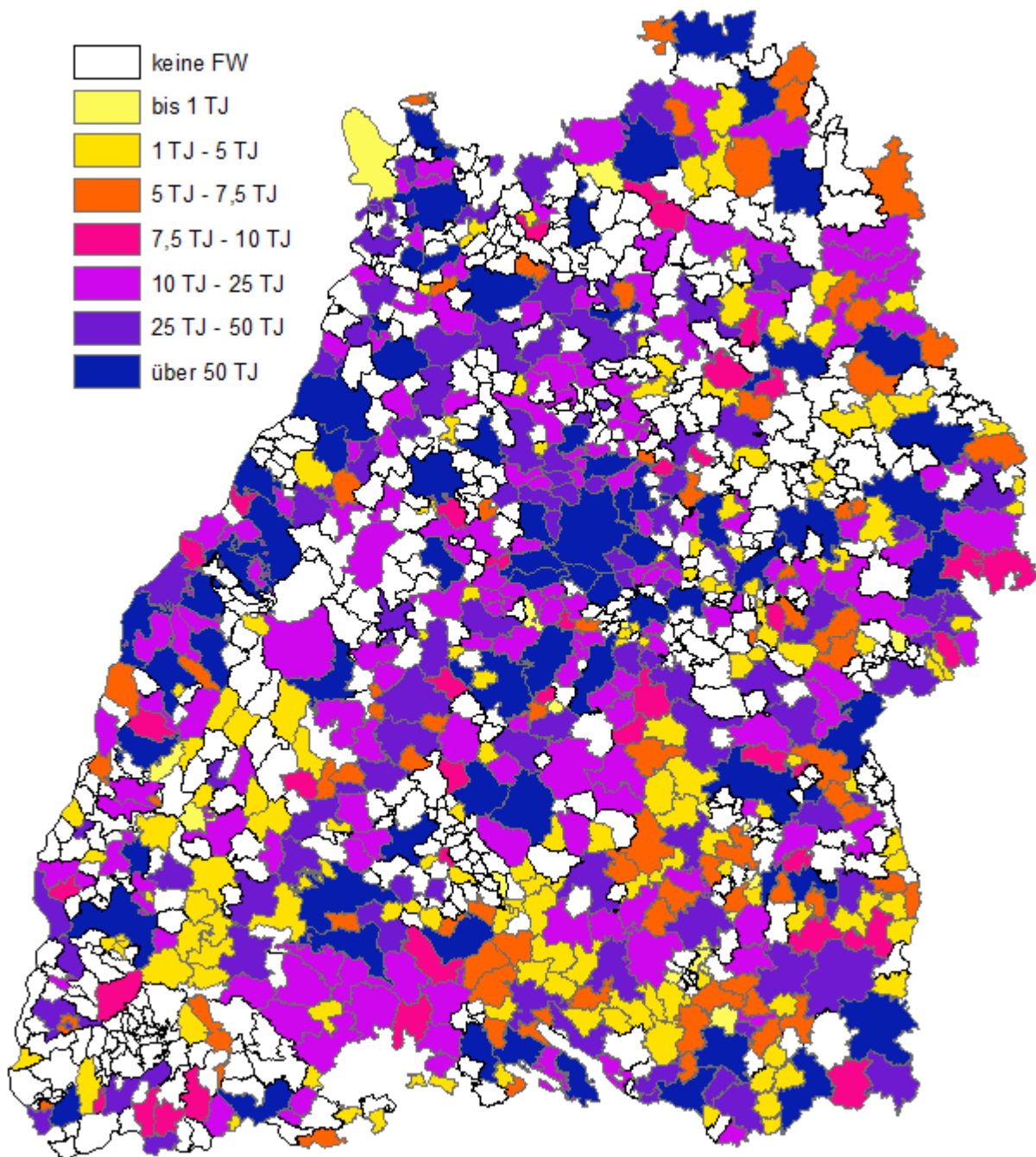


Abbildung 33: Erweiterungspotenzial der Fernwärme der Sektoren Haushalte und GHD in Baden-Württemberg für das Jahr 2050 auf Gemeindeebene

Das Erweiterungspotenzial der Fernwärmeversorgung bezieht sich auf die periphere Erweiterung bestehender Fernwärmenetze (Abbildung 33). Aus diesem Grund wird das Erweiterungspotenzial nur für die Gemeinden ausgewiesen, die bereits über eine Fernwärmeversorgung verfügen. Das maximale Erweiterungspotenzial beträgt 20,6 PJ und wird im Jahr 2025 erreicht. Bei der Berechnung des Erweiterungspotenzials wird unterstellt, dass die dafür notwendigen Baumaßnahmen nicht sofort durchgeführt werden können, sondern eine Erweiterung des Fernwärmenetzes schrittweise erfolgt. Aus diesem Grund wird das volle Erweiterungspotenzial erst im Jahr 2025 ausgeschöpft. Ab dem Jahr 2025 ist eine Abnahme des Erweiterungspotenzials auf 16,0 PJ im Jahr 2050 zu beobachten. Hierzu führen Sanierungsmaßnahmen, sowie Erneuerungen

im Gebäudebestand, wodurch die Wärmenachfrage, und somit auch das Erweiterungspotenzial sinken.

Unter dem Neuerschließungspotenzial werden diejenigen Gemeinden zusammengefasst, die nicht über eine Fernwärmeversorgung verfügen, aber ein Neubau eines Fernwärmenetzes möglich ist. Wie auch beim Erweiterungspotenzial wird bei der Neuerschließung von einem stufenweisen Ausbau ausgegangen, weshalb das maximale Neuerschließungspotenzial erst im Jahr 2030 erreicht wird. Es beträgt 5,2 PJ. Ab dem Jahr 2030 bis 2050 ist mit einem Rückgang des Neuerschließungspotenzials zu rechnen, da mit sinkendem Wärmebedarf der angeschlossenen Gebäude zu rechnen ist.

4.5 Potenziale der Solarthermie in der Fernwärmeversorgung in Baden-Württemberg

Die Untersuchung der Potenziale der Solarthermie in der Fernwärmeversorgung in Baden-Württemberg baut auf der Analyse der bestehenden Fernwärmeversorgung und der Entwicklung in Baden-Württemberg auf. Um die Potenziale der Solarthermie abschätzen zu können, wurden vier verschiedene Szenarios erarbeitet (vgl. Tabelle 19), anhand deren die Potenziale der Solarthermie in Abhängigkeit von den vorgegebenen Rahmenbedingungen aufgezeigt werden können.

Tabelle 19: Szenariofestlegung zur Bestimmung des technischen Potenzials der Integration von Solarthermie in die Fernwärmeversorgung

Szenario	Charakterisierung		
15 % solarer Deckungsbeitrag	Für alle Gemeinden mit bestehender Fernwärmeversorgung wird an der Wärmenetzeinspeisung ein Anteil von 15 % aus solarer Einspeisung angesetzt.		
25 % solarer Deckungsbeitrag	Für jede Gemeinde mit bestehender Fernwärmeversorgung wird ein Anteil von 25 % aus solarer Einspeisung unterstellt.		
Solarer Deckungsbeitrag abhängig von Gemeindegröße	Der Anteil der solaren Einspeisung an der gesamten Wärmenetzeinspeisung ist abhängig von der Einwohnerzahl der Gemeinde.	Einwohner [-]	Solarer Deckungsbeitrag
		< 10.000	0,25
		> 10.000	0,15
Solarer Deckungsbeitrag abhängig von Wärmenetzeinspeisung	Der solare Deckungsbeitrag wird in Abhängigkeit der Wärmenetzeinspeisung des Fernwärmenetzes ermittelt.	Wärmeeinspeisung [TJ]	Solarer Deckungsbeitrag
		< 100	0,20
		100 – 500	0,15
		500 – 1.500	0,10
		> 1.500	0,05

Es wird dabei unterschieden zwischen einem Szenario mit einem solaren Deckungsbeitrag von 15 % an der Wärmenetzeinspeisung, einem solaren Deckungsbeitrag von 25 % an der Wärmenetzeinspeisung, einem gemeindegrößenabhängigen solaren Deckungsbeitrag, sowie einem solaren Deckungsbeitrag, der in Abhängigkeit der Wärmenetzeinspeisung definiert wird.

Für die ersten beiden Fälle, den Szenarios mit 15 bzw. 25 % solarem Deckungsbeitrag, wird unterstellt, dass alle Gemeinden, die eine bestehende Fernwärmeversorgung aufweisen, solarthermische Anlagen soweit integrieren können, dass ein solarer Deckungsbeitrag von 15 bzw. 25 % an der Wärmenetzeinspeisung erreicht werden kann.

Da die in den Gemeinden zur Verfügung stehende Fläche für Solaranlagen oftmals begrenzt ist, was vor allem bei größeren Gemeinden mit einer dichteren Bebauungsstruktur der Fall ist, wurde in einem weiteren Szenario der solare Deckungsbeitrag in Abhängigkeit von der Gemeindegröße vorgegeben. Dabei wird für Gemeinden mit einer Einwohnerzahl unterhalb von 10.000 Einwohnern ein solarer Deckungsbeitrag von 25 % angesetzt, für Gemeinden mit einer Einwohnerzahl oberhalb von 10.000 wird mit einem solaren Deckungsbeitrag von 15 % gerechnet.

Da die Einwohnerzahl jedoch nicht in allen Fällen direkt mit der Wärmenetzeinspeisung korreliert, der solare Deckungsbeitrag jedoch direkte Auswirkungen auf die absolute solare Einspeisemengen aufweist, wird im vierten Szenario der solare Deckungsbeitrag in Abhängigkeit von der

Wärmenetzeinspeisung des jeweiligen Fernwärmenetzes festgesetzt. Dabei wird zwischen vier verschiedenen Stufen der Wärmenetzeinspeisung unterschieden. In Abhängigkeit davon wird ein solarer Deckungsbeitrag zwischen 5 % und 20 % gewählt, wobei mit steigender Wärmenetzeinspeisung der solare Deckungsbeitrag sinkt (vergleiche Tabelle 19).

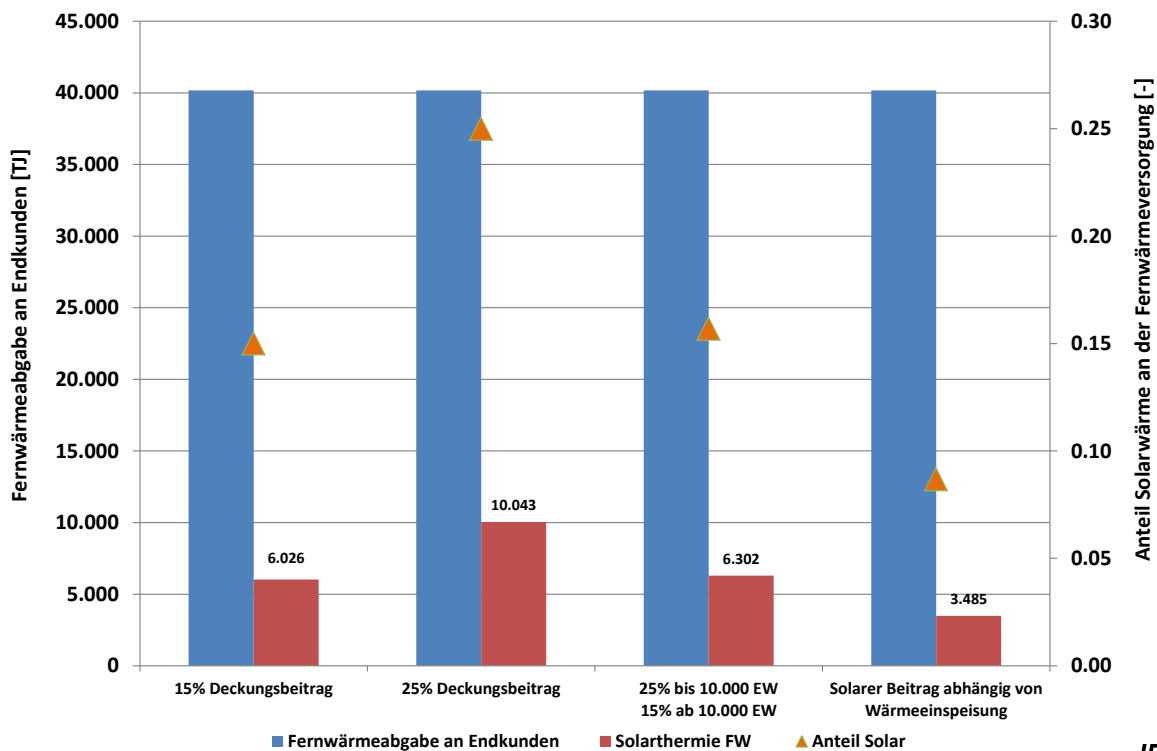
Für die untersuchten Szenarios wurden die solarthermische Einspeisung in das Fernwärmenetz und der sich somit ergebende solare Deckungsbeitrag ermittelt. Daneben wurde auch die benötigte Fläche berechnet, die für die Aufstellung der Solarkollektoren notwendig ist, um die in den Szenarios festgelegten solaren Deckungsbeiträge zu erreichen. Es wurde bei der Ermittlung der benötigten Kollektorflächen zudem zwischen der Verwendung von Flachkollektoren und Vakuumröhrenkollektoren unterschieden.

Für die Bestimmung der benötigten Kollektorflächen wurden die spezifischen Wärmeerträge der Kollektortypen in Abhängigkeit von der bestehenden Netztemperatur berücksichtigt. Dazu wurde für die bestehenden Fernwärmenetze im Rahmen der Bestandsanalyse das Temperaturniveau des Vor- und Rücklaufs recherchiert. Für diejenigen Systeme, bei denen eine Recherche kein Ergebnis ergeben hatte, wurden für große Fernwärmenetze eine Vorlauftemperatur von 100/80°C und eine Rücklauftemperatur von 60/50°C angenommen. Bei kleineren Netzen und solchen mit einer Fernwärmeerzeugung auf Basis von Biomasse wurde für die Vorlauftemperatur 90/70°C angesetzt und eine Rücklauftemperatur von 50/40°C unterstellt.

Es wurden zudem bei der Potenzialanalyse keine Fernwärmenetze mit Kleinanlagen betrachtet, da hier davon ausgegangen wird, dass die Integration zusätzlicher solarthermischer Einspeisung sich negativ auf die Betriebsweise und die Wirtschaftlichkeit der installierten Anlagen auswirkt.

Nach Ausschluss dieser Netze wurde eine Fernwärmenetzabgabe an Endkunden von 40 PJ in Baden-Württemberg ermittelt. Bei einem solaren Deckungsbeitrag von 15 % für jedes Fernwärmenetz können davon 6 PJ durch Solarthermie abgedeckt werden. Wird der solare Deckungsanteil auf 25 % angehoben, so würde die Einspeisung durch Solarthermiekollektoren 10 PJ betragen (Abbildung 34). Für das Szenario der einwohnerabhängigen Deckungsbeiträge wird ein solarer Deckungsbeitrag von 15,7 % erreicht. Dies entspricht einer Bereitstellung von Solarthermie von 6,3 PJ. In diesem Szenario zeigt sich, dass das Ergebnis hauptsächlich durch Gemeinden mit mehr als 10.000 Einwohnern bestimmt wird, wo ein solarer Deckungsbeitrag von 15 % definiert wurde. Zwar kann bei kleineren Gemeinde ein höherer solarer Deckungsbeitrag erreicht werden, die absoluten Einspeisemengen sind jedoch im Vergleich zu einwohnerstärkeren Gemeinden absolut gesehen geringer, was sich auf den durchschnittlichen solaren Deckungsbeitrag auswirkt.

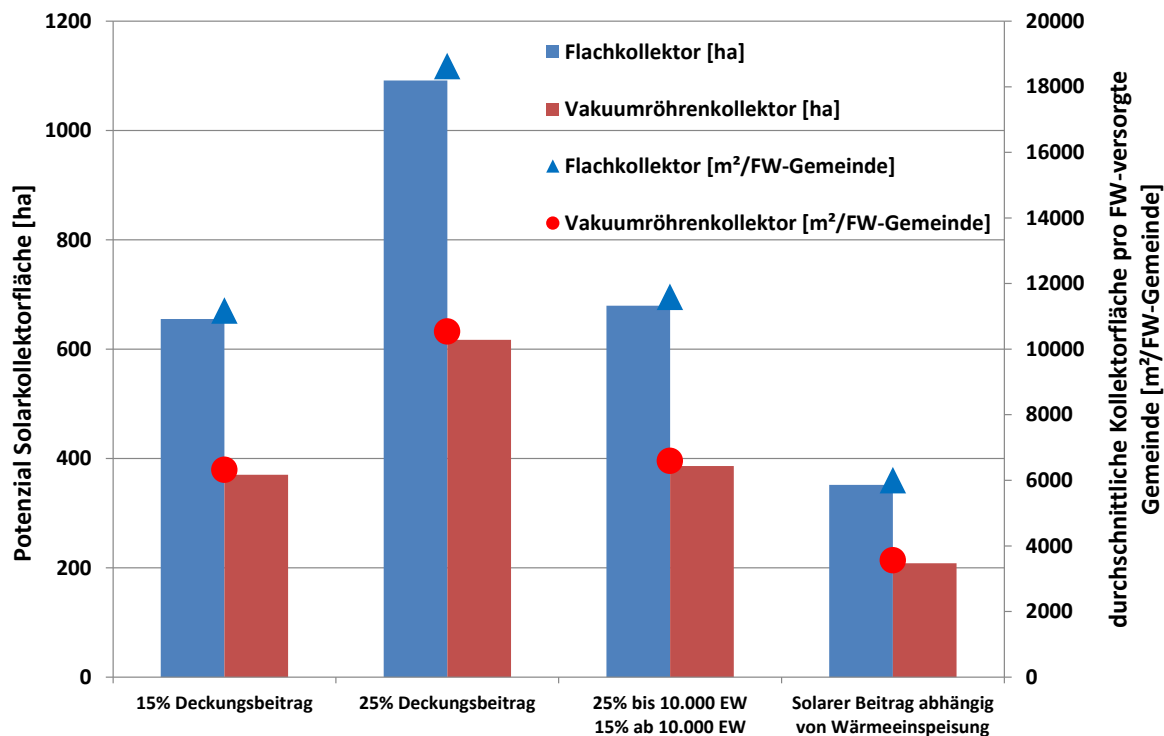
Im Szenario mit einem solaren Deckungsbeitrag, der von der Wärmenetzeinspeisung des Gesamtnetzes abhängig ist, kann eine solarthermische Einspeisung von 3,5 PJ erreicht werden, was einem solaren Deckungsbeitrag von 8,7 % entspricht. Der solare Deckungsbeitrag liegt hier unterhalb der Werte der anderen Szenarios, was durch die verminderten solaren Deckungsbeiträge bei großen Fernwärmenetzen bedingt ist.



IER

Abbildung 34: Szenarioabhängiges technisches Potenzial der Einspeisung von Solarthermie in die Fernwärmeversorgung von Baden-Württemberg

Ausgehend von den Ergebnissen hinsichtlich der absoluten Einspeisemengen wurde die benötigte Kollektorfläche berechnet, die für die Bereitstellung der ermittelten Wärmenetzeinspeisung durch solarthermische Anlagen benötigt wird. Die Solarkollektorfläche der Szenarios für Flachkollektoren und Vakuumröhrenkollektoren zeigt Abbildung 34. Die benötigte Kollektorfläche ist dabei abhängig von der Einspeisemenge in das Fernwärmenetz. Auf Grund der Abhängigkeit zwischen dem Wärmeertrag der Solarkollektoren und der vorliegenden Fernwärmenetzttemperatur der jeweiligen Netze wurde dies bei der Auswertung entsprechend berücksichtigt. Da Vakuumröhrenkollektoren unabhängig von der Netztemperatur des Fernwärmenetzes im Vergleich zu Flachkollektoren einen höheren spezifischen Ertrag aufweisen, wird bei gleichen Einspeisemengen bei Vakuumröhrenkollektoren eine geringere Kollektorfläche benötigt. Die höchste gesamte Kollektorfläche weist das Szenario 25 % solarer Deckungsanteil auf, wobei hier 1092 ha Flachkollektoren, bzw. 753 ha Vakuumröhrenkollektoren für die Integration der Solarthermie in allen fernwärmeversorgten Gemeinden benötigt werden. Hingegen werden im Szenario mit einem von der Wärmenetzeinspeisung abhängigen solaren Deckungsbeitrag 352 ha Flachkollektoren und 254 ha Vakuumröhrenkollektoren für die Erreichung der berechneten Potenziale benötigt.



IER

Abbildung 35: Gesamte szenarioabhängige Solarkollektorfläche der fernwärmeversorgten Gemeinden und die entsprechende durchschnittliche Kollektorfläche pro fernwärmeversorgter Gemeinde

Die dazu korrespondierenden spezifischen Flächenverbräuche je fernwärmeversorgter Gemeinde können Abbildung 35 entnommen werden. Der höchste spezifische Kollektorflächenbedarf liegt beim Szenario mit 25 % solarem Deckungsbeitrag vor. Dabei werden insgesamt 18,6 bzw. 10,5 Tausend m² Kollektorfläche für Flachkollektoren, bzw. Vakuumpöhrrenkollektoren innerhalb der jeweiligen Gemeinden benötigt. Sind der solare Deckungsbeitrag, wie die im Szenario 15 % solarer Deckungsbeitrag bzw. beim einwohnerabhängigen Szenario der Fall ist, liegt die durchschnittliche Kollektorfläche pro Gemeinde zwischen 11,6 und 7,7 Tausend m², abhängig vom gewählten Szenario und Kollektortyp.

Die geringste Kollektorfläche wird beim Szenario mit einem von der Wärmenetzeinspeisung abhängigen solaren Deckungsbeitrag benötigt, da hier der durchschnittliche solare Deckungsbeitrag mit 8,7 % unterhalb der Ergebnisse der anderen Szenarios liegt. In diesem Fall ist eine durchschnittliche Kollektorfläche pro fernwärmeversorgte Gemeinde von 6 bzw. 4,3 Tausend m² notwendig, um das bestimmte Potenzial der solaren Einspeisung in Fernwärmenetze zu erreichen.

Wird diese Betrachtung der durchschnittlichen Kollektorfläche nicht über alle Gemeinden hinweg sondern in Abhängigkeit der Gemeindegröße und der Wärmenetzeinspeisung analysiert so ergibt sich im Fall der Integration von Vakuumpöhrrenkollektoren die in Tabelle 20 dargestellte durchschnittliche Kollektorfläche. Hierbei zeigt sich, dass bei Fernwärmeversorgungssystemen mit einer Wärmenetzeinspeisung unter 20 TJ im Durchschnitt eine Kollektorfläche zwischen 800 und 950 Quadratmetern ausreichen würde, um einen solaren Deckungsbeitrag von 20 % zu erzielen. Diese Netzgröße tritt dabei hauptsächlich in Gemeinden bis 10.000 Einwohnern auf, ist aber auch vereinzelt in Gemeinden bis 50.000 Einwohner zu finden. Mit steigender Wärmenetzeinspeisung nimmt die benötigte Kollektorfläche zu, da diese stärker ansteigt als die durch die geringeren notwendigen angesetzten solaren Deckungsbeitrag nicht benötigte Kollektorfläche. Dies führt bei

Netzen mit einer Netzeinspeisung zwischen 20 und 100 TJ dazu, dass bei Gemeinden bis 50.000 Einwohnern eine durchschnittliche Kollektorfläche zwischen ca. 3700 und 5000 Quadratmetern erforderlich wäre. Bei großen Mittelstädten (50.000-100.000 Einwohner) werden sogar über 10.000 m² Kollektorfläche notwendig. Übersteigt die Wärmenetzeinspeisung 100 TJ, so werden schon über 20.000 m² Solarkollektorfläche benötigt, um im Fernwärmebestand einen solaren Deckungsbeitrag von 10 bzw. 15 % zu erzielen. Großstädte mit einer Wärmenetzeinspeisung von über 500 TJ würden bei einem solaren Deckungsbeitrag von nur noch 5 % sogar über 100.000 m² Kollektorfläche erfordern.

Tabelle 20: durchschnittliche Kollektorfläche pro Gemeinde in Abhängigkeit von der Gemeindegröße und Netzeinspeisung bei Verwendung von Vakuumröhrenkollektoren

Einwohner	durchschnittliche Kollektorfläche VRK pro Gemeinde [m ² /Gemeinde]			
	< 20 TJ	20 – 100 TJ	100 – 500 TJ	> 500 TJ
< 1.500	930	3259	0	0
1.500 – 10.000	867	3723	0	0
10.000 – 20.000	818	4122	0	0
20.000 – 50.000	923	5012	20460	0
50.000 – 100.000	0	10710	22761	0
> 100.000	0	0	29654	167977

Die insgesamt benötigte Kollektorfläche (vgl. Tabelle 21) wird von der Gemeindezahl und der jeweiligen Kombination aus Einwohnerzahl und Wärmenetzeinspeisung beeinflusst. Hieraus ergibt sich, dass 47 % des Kollektorpotenzials in Fernwärmeversorgungssystemen unterhalb von 100 TJ Netzeinspeisung auftritt. Da insgesamt auch die meisten Fernwärmeversorgungssysteme in BW eine Netzeinspeisung von weniger als 100 TJ aufweisen, ergibt sich in dieser Klasse anteilig auch das größte Solarthermiefpotenzial, das auch aufgrund der geringen durchschnittlichen Solarkollektorgröße umsetzbar erscheint.

Tabelle 21: benötigte Kollektorfläche in Abhängigkeit von der Gemeindegröße und Netzeinspeisung

Einwohner	absolut benötigte Kollektorfläche [m ²]				Summe
	< 20 TJ	20 – 100 TJ	100 – 500 TJ	> 500 TJ	
< 1.500	26029	0	0	0	26029
1.500 – 10.000	204535	390948	0	0	595482
10.000 – 20.000	22891	387488	0	0	410379
20.000 – 50.000	4615	310734	143219	0	458568
50.000 – 100.000	0	53550	182090	0	235640
> 100.000	0	0	59307	1175837	1235144
Summe	258069	1142719	384616	1175837	2961241

4.6 Zusammenfassung Wärmebedarfsentwicklung, Fernwärmepotenziale und technische Potenziale der Integration der Solarthermie

Für die Ermittlung des Wärmebedarfs und die Bestimmung der Fernwärmepotenziale in Baden-Württemberg wurde zunächst eine Analyse der Gemeinden in Baden-Württemberg durchgeführt. Diese Analyse umfasst dabei sowohl die gemeindescharfe Auswertung der Einwohnerzahlen, als auch die Beschäftigten. Darüber hinaus wird eine Entwicklung bis zum Jahr 2050 unterstellt. Neben der Analyse dieser Grunddaten wurde für jede Gemeinde der Gebäudebestand ermittelt sowie eine Einteilung in Gebäudeklassen durchgeführt. Auch hierbei wurde eine Entwicklung bis zum Jahr 2050 unterstellt. Dazu wurden in Abhängigkeit von der Gebäudeklasse unterschiedliche Abriss- und Neubauraten sowie Sanierungsmaßnahmen unterstellt. Basierend auf diesen Rahmendaten konnte für Baden-Württemberg der Wärmebedarf sowie auch die Wärmebedarfsentwicklung bestimmt werden (vergleiche Abschnitt 3.2). Dabei kann für Baden-Württemberg bis 2050 ein Rückgang des Wärmebedarfs um 36 % festgestellt werden. Dabei ist die Verteilung des Wärmebedarfsrückgangs abhängig von der Bevölkerungsentwicklung der Gemeinde sowie von der Gemeindegröße, wobei der Wärmebedarfsrückgang mit steigender Gemeindegröße zunimmt.

Die Ermittlung des Fernwärmebestands erfolgte basierend auf verschiedenen Statistiken und eigenen Recherchen. Im Rahmen des Ausblicks bis zum Jahr 2050 wurde neben der Entwicklung des Fernwärmebedarfs auch Potenziale für die Verdichtung und Erweiterung bestehender Fernwärmesysteme sowie für die Neuerschließung von Gemeinden ausgewiesen. Während sich der Fernwärmebestand bis zum Jahr 2050 um 48,6 % verringern wird, kann bei der Ausschöpfung der Potenziale der Fernwärmeabsatz sogar erhöht werden. Der Rückgang im Bestand der Fernwärmeversorgung liegt über dem Wert des Rückgangs des Wärmebedarfs, da sich Sanierungsmaßnahmen bei Mehrfamilienhäusern stärker als bei Einfamilienhäusern auswirken, und der Anteil der Fernwärmeversorgung bei Mehrfamilienhäusern im Vergleich zu Einfamilienhäusern überwiegt.

Ausgehend von der Analyse der Fernwärmeversorgung wurde unter Berücksichtigung der hierbei ermittelten Netzdaten eine Potenzialanalyse der Solarthermie in der Fernwärmeversorgung in Baden-Württemberg durchgeführt. Es wurden vier unterschiedliche Szenarios untersucht. Neben dem solaren Deckungsbeitrag wurden die Potenziale auch für solare Deckungsbeiträge in Abhängigkeit von der Gemeindegröße bzw. der gesamten Wärmenetzeinspeisung eines Fernwärmesystems ermittelt.

Entsprechend den angenommenen Szenarien könnte zwischen 3,5 und 10 PJ der Fernwärmenetzeinspeisung in Baden-Württemberg (d.h. entsprechend 8,7 % bis 25 %) durch Solarthermie gedeckt werden. Insgesamt würde hierfür eine Fläche von 352 ha bis 1092 ha in Fall von Flachkollektoren bzw. 208 ha bis 617 ha bei Vakuumröhrenkollektoren benötigt, d.h. zwischen 0,07 % und 0,21 % der Siedlungsfläche im Fall von Flachkollektoren und zwischen 0,04 % und 0,12 % bei Vakuumröhrenkollektoren. Dies entspricht im Fall von Flachkollektoren einer durchschnittlichen Anlagengröße von 6 Tausend m² bis 18,6 Tausend m² bzw. bei der Verwendung von Vakuumröhrenkollektoren von 4,3 Tausend m² bis 12,8 Tausend m².

5 Konkrete Fallstudien zur Nahwärmeversorgung

Die betrachteten Fallstudien bauen auf Untersuchungen auf, die von der Klimaschutz- und Energieagentur Baden-Württemberg (KEA) während der letzten Jahre im Auftrag von Kommunen, Energieversorgern und Stadtwerken durchgeführt wurden. Dadurch war es möglich, die damals durchgeführten Wärmebedarfsberechnungen, Netzauslegungen sowie die Anlagendimensionierung für verschiedene Versorgungsgebiete, in die im Rahmen von SolnetBW durchgeführten Analysen einfließen zu lassen.

5.1 Einbindung solarthermischer Großanlagen – Beispiel Neuhengstett

5.1.1 Beschreibung des Versorgungsgebiets

Neuhengstett gehört zur knapp 8.000 Einwohner zählenden Gemeinde Althengstett im Landkreis Calw, die rund 35 km westlich von Stuttgart liegt. Die Gemeinde erteilte der KEA Ende 2012 den Auftrag, für den gesamten Ortsteil Neuhengstett eine Machbarkeitsstudie zur Nahwärmeversorgung auszuarbeiten. Die Fertigstellung der Studie erfolgte Anfang Juli 2013 (siehe Abbildung 36).

Der Ortsteil umfasste zum damaligen Zeitpunkt 570 Wohnhäuser, auf die sich rund 1.800 Einwohner verteilen. Der Gebäudebestand setzt sich zum größten Teil aus Einfamilien- und Reihenhäusern zusammen. Mehrfamilienhäuser, von denen das größte neun Wohneinheiten aufweist, gibt es relativ wenige. Ihr Anteil an der gesamten Wohnfläche in Höhe von 83.500 m² liegt bei lediglich 14 %.

Weitere 12 Gebäude, wie z. B. Rathaus, Schule, Kirche und gewerblich genutzte Gebäude wurden als Nichtwohngebäude eingestuft, obwohl bei diesen teilweise eine Mischnutzung vorliegt.



Abbildung 36: Luftbild des Ortsteils Neuhengstett. Quelle: Google-Earth.

Ein ausgedehntes Gewerbegebiet gibt es in Neuhengstett nicht, da die zahlreichen Gewerbetriebe der Gemeinde im nur ein bis zwei Kilometer entfernten Hauptort konzentriert sind. Die einzige Ausnahme sind zwei Gärtnereien, die sich am Südrand des Ortes befinden. Die wichtigsten Eckdaten des Ortes fasst Tabelle 22 zusammen.

Tabelle 22: Statistische Daten zum Versorgungsgebiet Neuhengstett

Anzahl der Gebäude	582
Anzahl Nichtwohngebäude	12
Anzahl der Wohngebäude	570
Anzahl der Wohneinheiten (WE)	756
Einwohnerzahl	1.789
Einwohner pro WE	2,37
Anzahl WE pro Wohngebäude	1,33
Berechnete Wohnfläche [m ²]	83.455
Wohnfläche pro Einwohner [m ² /cap]	46,6
Anzahl der Straßen	29

Der aufsummierte Wärmebedarf des Ortes beträgt beim heutigen Zustand der Häuser, bezogen auf das Stichjahr 2012, rund **13.000 MWh/a**. Davon entfallen knapp 1.100 MWh/a auf den Energiebedarf zur Warmwasserbereitung in den Wohnhäusern.

Die Erfahrung zeigt, dass hauptsächlich in den älteren Siedlungsgebieten ländlicher Gemeinden eine erhebliche Anzahl von Gebäuden, wie z. B. Schuppen und Nebengebäude, nicht beheizt ist. Eine entsprechende Analyse mit Hilfe der Geobasisdaten für Baden-Württemberg erbrachte das in Abbildung 37 dargestellte Ergebnis.

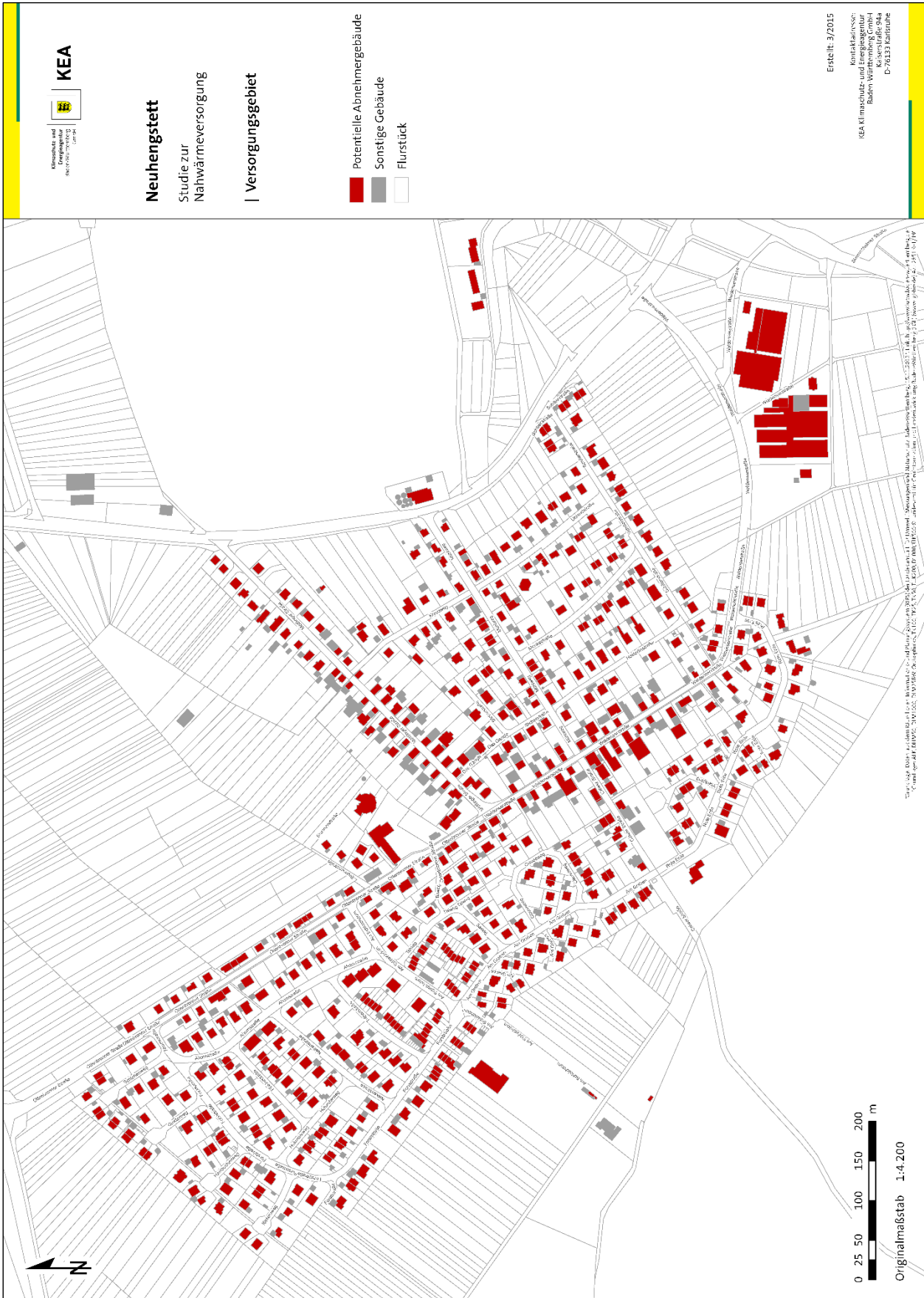


Abbildung 37: Potenzielle Abnehmergebäude für die Nahwärmeversorgung (rot) und unbeheizte sonstige Gebäude (grau) im Ortsteil Neuhengstett

5.1.2 Entwurf des Nahwärmenetzes

Der für die Machbarkeitsstudie ausgearbeitete Grobentwurf des Nahwärmenetzes basiert auf dem Standort der Heizzentrale im Bereich der südöstlich des Ortes gelegenen Gärtnereien. Die Berechnung des Trassenverlaufs sowie die Dimensionierung der Rohrleitungen erfolgte mit Hilfe Geografischer Informationssysteme (GIS) und einem von der KEA entwickelten Add-In (Wärmenetz-Analyst).

Die aufsummierte Trassenlänge der Hauptleitungen beträgt rund 7,2 km. Damit können alle Gebäude im Innenbereich angeschlossen werden. Einige wenige außerhalb liegende Gebäude blieben dabei unberücksichtigt (Abbildung 38).

Die mittlere Hausanschlusslänge beläuft sich auf 12,5 m, das heißt, bei einem Anschlussgrad von 100 % sind weitere 7,3 km Trassenlänge für die Hausanschlussleitungen erforderlich. Die gesamte mittlere Trassenlänge pro Gebäude beträgt somit **24,8 m**. Die aus Wärmebedarf und Trassenlänge resultierende Wärmedichte liegt bei **900 kWh/m**.

Da es sich um ein ländliches Wärmenetz in einem Versorgungsgebiet mit geringeren Wärmedichten handelt, erfolgte die Berechnung der Netzverluste unter der Annahme, dass alle Hauptleitungen und Hausanschlüsse aus Stahl-Doppelrohr mit verstärkter Dämmung bestehen. Unter diesen Voraussetzungen gehen beim komplett ausgebauten Netz **1.815 MWh/a** während des Wärmetransports verloren. Die dabei zugrunde liegende Temperaturspreizung beträgt 30 K, bei einer mittleren Vorlauftemperatur von 80°C.¹⁰⁶

¹⁰⁶ Arbeitsgemeinschaft QM Holzheizwerke (Hrsg.): „Planungshandbuch“, Abschnitt 5.7.3. CARMEN e.V. Straubing 2004

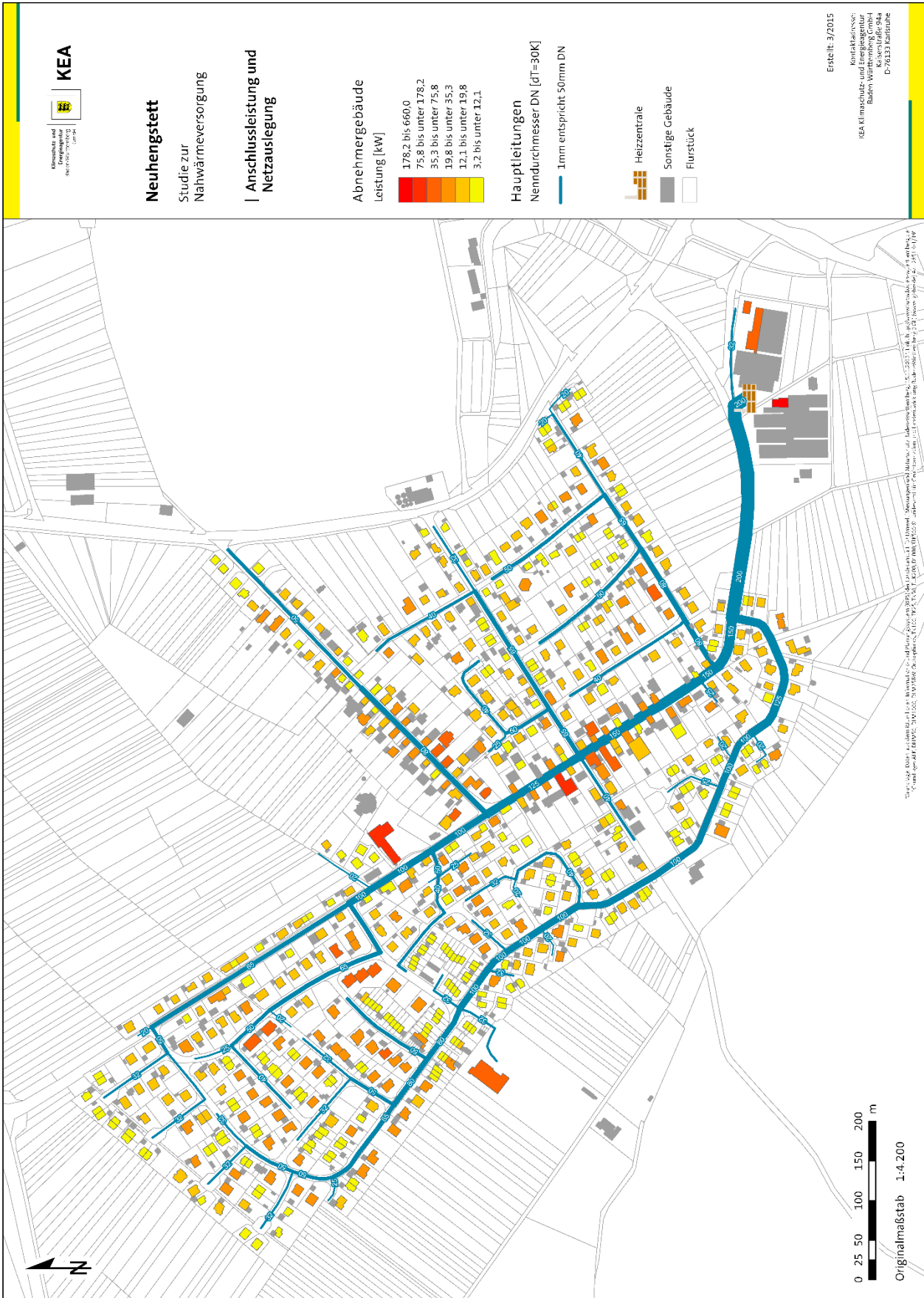


Abbildung 38: Trassenverlauf und Rohrdimensionierung des Nahwärmenetzes

Entwickelt sich der Anschlussgrad stufenweise, ändern sich die absoluten und relativen Wärmeverluste entsprechend (vgl. Tabelle 23).

Tabelle 23: Übersicht über die Netzverluste in Abhängigkeit verschiedener Anschlussgrade

Anschlussgrad	Berechnete Netzverluste HL + HAL [MWh/a]	Gelieferte Wärme o. WD [MWh/a]	Relative Netzverluste [%]	Gelieferte Wärme mit WD [MWh/a]	Relative Netzverluste [%]
AG 50	1.351	6.278	21,5		
AG 75	1.533	9.278	16,5	8.688	17,6
AG 90	1.641	11.021	14,9	8.649	19,0

Um alle Nahwärmeinteressenten auch bei niedrigeren Anschlussgraden erreichen zu können, erfolgte die Netzverlustberechnung unter der Voraussetzung, dass die Hauptleitungen von Anfang an zu 100 % ausgebaut werden.

Die in Tabelle 23 dokumentierten relativen Netzverluste beziehen sich zum einen auf den Fall ohne Wärmedämmung (gelb hinterlegte Spalten) und zum anderen auf die Entwicklung mit zunehmender Wärmedämmung der Wohngebäude (grün hinterlegte Spalten). Im zuletzt genannten Fall bleibt deshalb die gelieferte Wärmemenge bei den Anschlussgraden 75 % und 90 % nahezu unverändert. Der Einfluss der Wärmedämmung hat sogar zur Folge, dass bei höherem Anschlussgrad, entsprechend der grafischen Darstellung in Abbildung 41, eine leichte Abnahme zu beobachten ist.

5.1.3 Anlagentechnik und Auslegung

Teil der Aufgabenstellung der Machbarkeitsstudie 2013 war, ein Nahwärmekonzept mit den technischen Varianten Erdgas-Blockheizkraftwerk sowie Holzheizwerk mit Hackschnitzelkessel auszuarbeiten. Letzteres bildet die Grundlage für die konzeptionelle Integration einer großen solarthermischen Anlage.

Das ursprüngliche Konzept zur Wärmeerzeugung mit Holzheizwerk umfasste zwei Hackschnitzelkessel, einen großen zum Betrieb während der Heizperiode (Leistung 2 MW) und einen kleinen für den Schwachlastbetrieb während des Sommers mit 600 kW Leistung (Abbildung 39).

Zur Abdeckung der Spitzenlasten im Winter und zur Reservevorhaltung, ist eine Spitzenkesselleistung von rund 5 MW erforderlich.

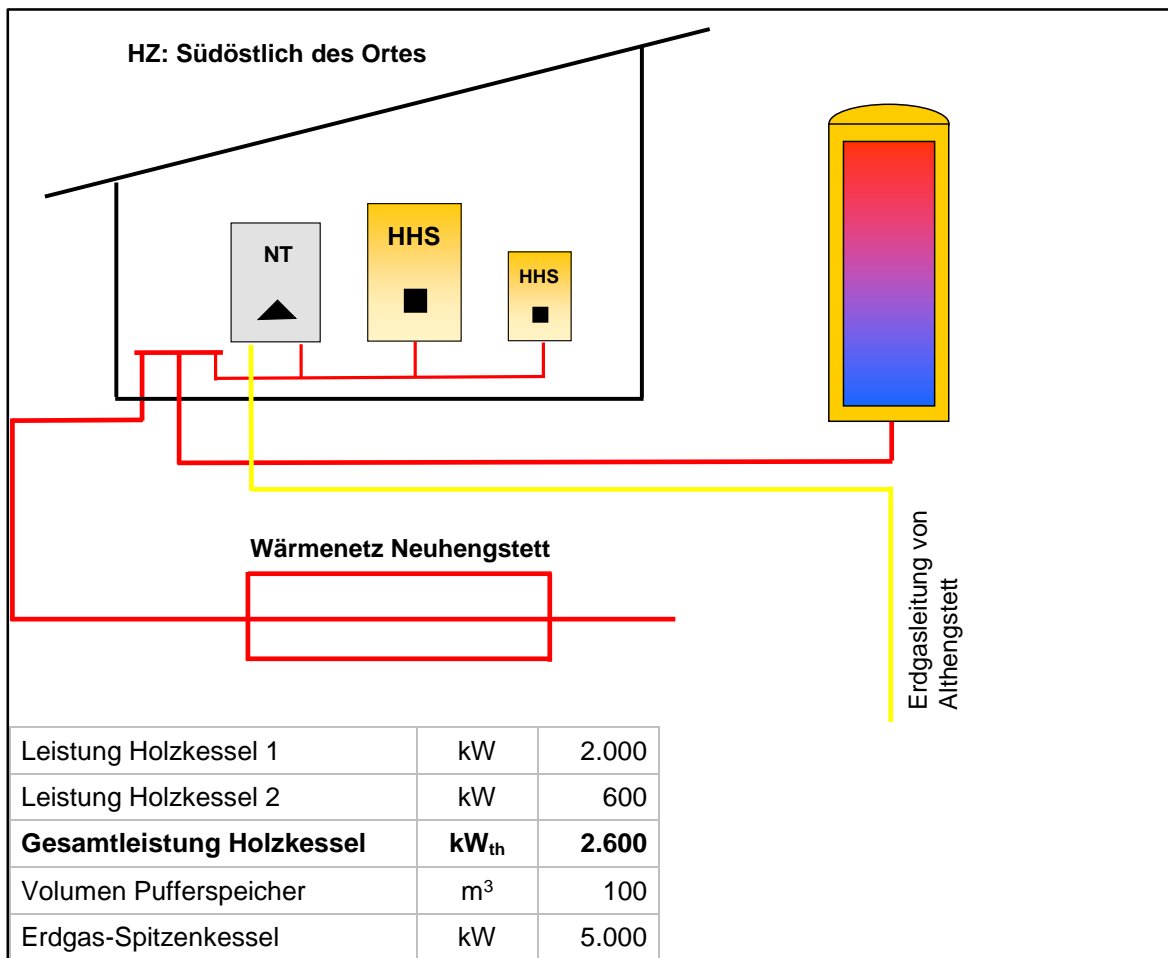


Abbildung 39: Prinzipschema und Auslegungsdaten des für Neuhengstett konzipierten Holzheizwerks

Der Pufferspeicher mit 100 m³ Volumen weist während der Heizperiode, bezogen auf die Nennleistung des großen Holzessels, eine Kapazität von 1,75 Stunden auf. Wenn im Sommer nur der kleine Kessel in Betrieb ist, erhöht sich die Kapazität des Speichers auf mehr als 5,8 Stunden.

Die Integration von Solarthermie in das Nahwärmekonzept Neuhengstett erfolgt in zwei verschiedenen Varianten (Abbildung 40):

1. Kollektorfeld bestehend aus Hochtemperatur-Flachkollektoren mit 3.200 m² Kollektorfläche, das rund 13 % des jährlichen Wärmebedarfs decken kann.
2. Kollektorfeld bestehend aus Vakuum-Röhrenkollektoren mit CPC-Beschichtung, das eine Kollektorfläche von 3.500 m² aufweist und einen solaren Deckungsgrad von mehr als 17 % erreicht.

Durch diese Vorgehensweise können die Auswirkungen verschiedener solarer Deckungsgrade und verschiedener Kolleorttechnologien analysiert werden.

Im Vergleich zum ursprünglichen Konzept entsprechend Abbildung 39 entfällt der kleine Hackschnitzelkessel für den Sommerbetrieb, er wird im Wesentlichen durch die Solaranlage ersetzt. Die Leistung des großen Holzessels sowie des Spitzenlastkessels bleibt dagegen unverändert.

Das Volumen des Pufferspeichers vergrößert sich bei der solaren Variante, im Vergleich zum reinen Holzheizwerk, je nach Kolleortyp um den Faktor sechs bis zehn. Die Größe der Speicher wurde so gewählt, dass während des Sommers der Solarertrag von zwei bis drei Tagen zwischengespeichert

werden kann. Die wichtigsten technischen Daten des solaren Nahwärmekonzepts für Neuhengstett sind in Tabelle 24 zusammengefasst.

Tabelle 24: Technische Daten der Nahwärmeversorgung mit solarthermischer Großanlage

Neuhengstett		HT-FK	Röhren
Fläche Kollektorfeld	m ²	3.200	3.500
Volumen Pufferspeicher	m ³	640	1.050
Leistung Holzkessel	kW	2.000	2.000
Gesamtwärmebedarf AG 90 %	MWh/a	10.290	10.290
Energieerzeugung Solar	MWh/a	1.343	1.778
Solar Deckungsgrad AG 90 %	%	13,1%	17,3%

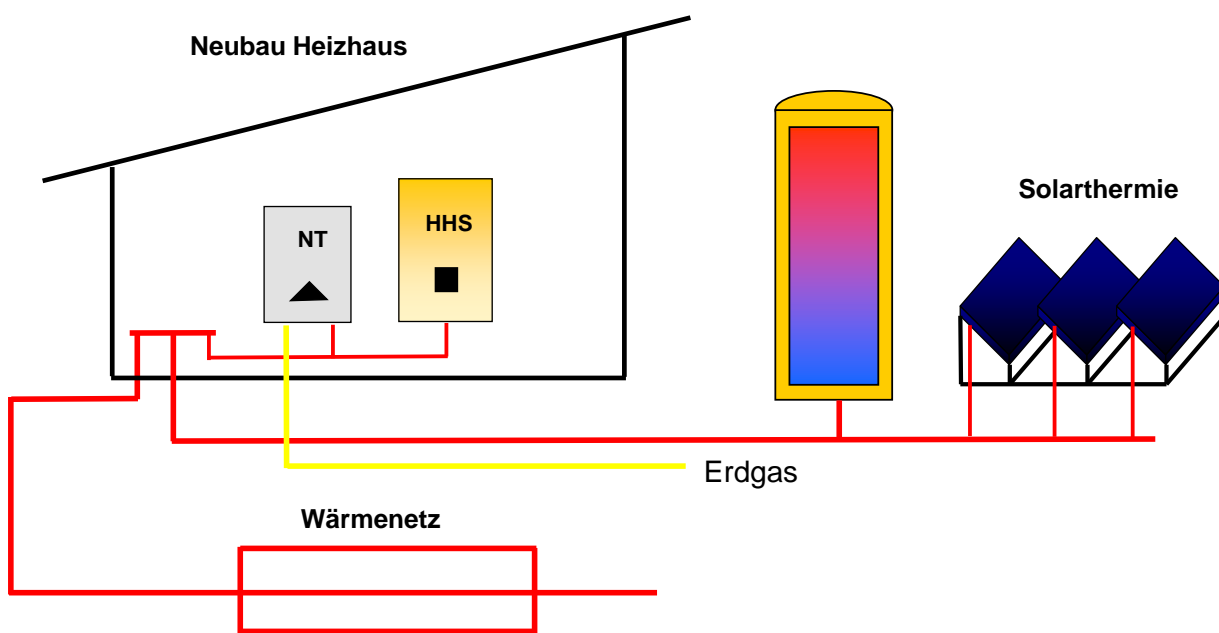


Abbildung 40: Prinzipschaltbild der Nahwärmeversorgung mit Holzheizwerk und solarthermischer Freilandanlage

Zur Erhöhung der Aussagekraft von Machbarkeitsstudien zur Nahwärmeversorgung, werden bei den Berechnungen im Allgemeinen verschiedene Wärmebedarfsszenarien berücksichtigt, die sich durch die Entwicklung des Anschlussgrades und durch den Einfluss zunehmender Wärmedämmung bei den Wohngebäuden unterscheiden (Abbildung 41).

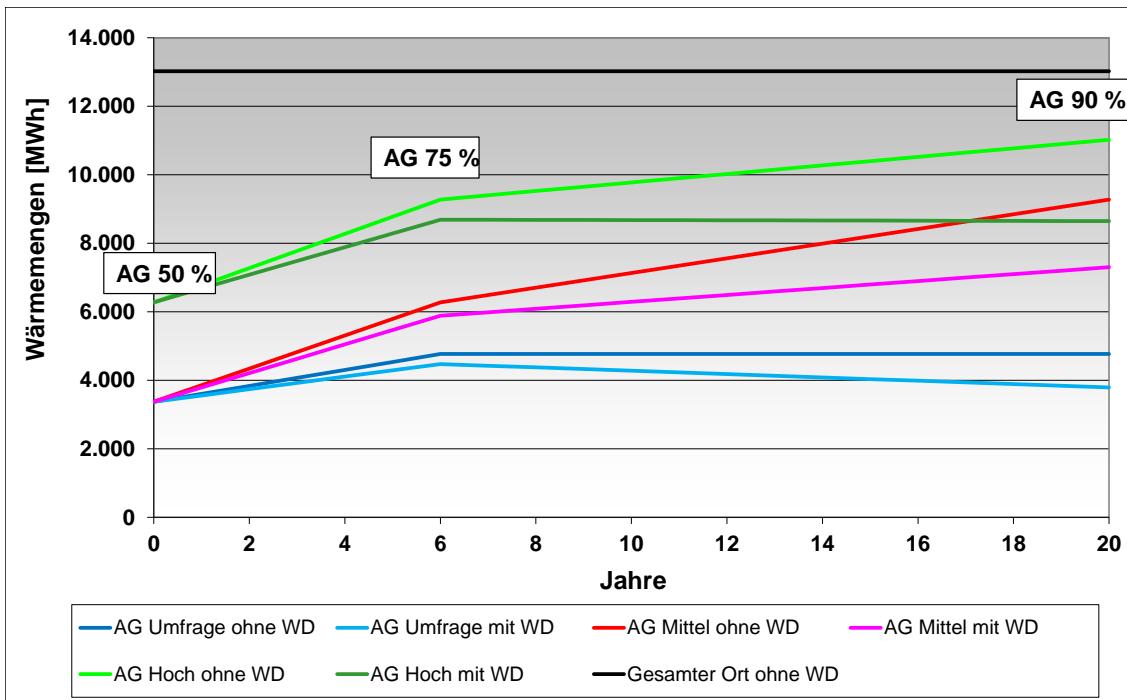


Abbildung 41: An die Kunden verkaufte Wärmemengen in Abhängigkeit der zugrunde gelegten Wärmebedarfsszenarien

Um den Rechenaufwand in Grenzen zu halten, beschränkt sich der Vergleich zwischen dem ursprünglich analysierten Konzept mit Holzheizwerk und der Lösung mit großer solarthermischer Freilandanlage auf eine der in Abbildung 41 dargestellten Wärmebedarfsentwicklungen. Gewählt wurde das Szenario mit 50 % Anschlussgrad im ersten Jahr, Anstieg auf 75 % nach sechs Jahren und dem Endwert von 90 % nach 20 Jahren. Dazu kommt der Einfluss zunehmender Wärmedämmung, das heißt, dass der aufsummierte Wärmebedarf der Wohngebäude im Verlauf von 20 Jahren durch die schrittweise wärmetechnische Sanierung der Häuser, gleichmäßig um 25 % abnimmt (vgl. dunkelgrüne Kurve in Abbildung 41).

Die Aktivitäten zur Verbesserung der Wärmedämmung haben zur Folge, dass die Zunahme des Wärmebedarfs durch den Anstieg des Anschlussgrades ab dem sechsten Jahr durch die Einsparmaßnahmen im Gebäudebestand gerade kompensiert wird und deshalb die an alle Kunden gelieferte Wärmemenge bis zum 20. Jahr im Wesentlichen konstant bleibt.

Die Abnahme des über den gesamten Ort aufsummierten Wärmebedarfs um 25 % kann vereinfacht so interpretiert werden, dass sich der Wärmebedarf bei der Hälfte der Wohngebäude halbiert. Das entspricht einer jährlichen Sanierungsrate von durchschnittlich 2,5 %. Die derzeit in Deutschland zu beobachtende Sanierungsrate liegt ungefähr um den Faktor zweieinhalb niedriger, bei rund 1 % pro Jahr.

5.1.4 Wirtschaftlichkeitsrechnung

Investitionskosten und Förderung

Die Investitionskosten des Holzheizwerks mit zwei unterschiedlich großen Hackschnitzelkesseln, das in der Studie 2013 untersucht wurde, betragen rund sieben Millionen Euro. Wird eine solarthermische Großanlage mit Flachkollektoren integriert, erhöhen sich die anfänglichen Kosten auf 7,85 Mio. €. Das entspricht einem Anstieg von 11,4 %, der im Wesentlichen von den Kosten für das Solarfeld, des solaren Pufferspeichers und der Einbindung ins Gesamtsystem herrühren. Beim Einsatz von Vakuum-Röhrenkollektoren, steigen die Investitionskosten um fast 20 % auf insgesamt 8,45 Mio. € an (Abbildung 42).

Dabei ist berücksichtigt, dass durch die Solarisierung des ursprünglichen Konzepts Kosten entfallen. Im Wesentlichen betrifft das den kleinen Hackschnitzelkessel, den dazugehörigen Partikelfilter sowie den kleineren Pufferspeicher des Holzheizwerks, der ein Volumen von 100 m³ aufweist.

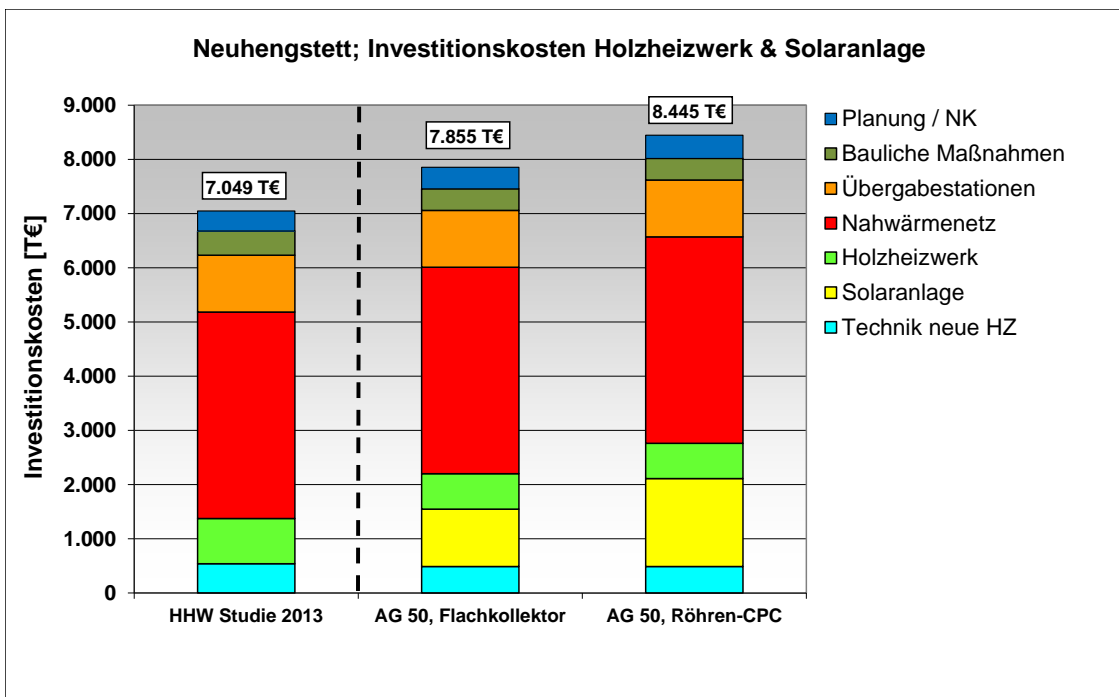


Abbildung 42: Übersicht über die Investitionskosten des Holzheizwerks mit großer Solaranlage in Abhängigkeit der technischen Varianten. Vergleich zum Holzheizwerk aus der Studie 2013 (2 Holzkessel).

Für den Bau des Holzheizwerks nach dem ursprünglichen Konzept können aus dem Marktanzreizprogramm des Bundes und dem bis Herbst 2014 gültigen Landesförderprogramm Bioenergiedörfer, Investitionskostenzuschüsse in Höhe von knapp 1,5 Mio. € gegengerechnet werden (Tabelle 25).

Tabelle 25: Übersicht über die Investitionskostenzuschüsse aus Bundes- und Landesprogrammen für das Heizwerk mit Solarthermie. Vergleich mit der Studie 2013.

	HHW Studie 2013 [€]	AG 50 % Flachkollektor [€]	AG 50 % Röhren-CPC [€]
Wärmenetz (MAP)	649.000	649.000	649.000
Übergabestationen (MAP)	513.000	513.000	513.000
Holzessel (MAP)	100.000	100.000	100.000
Pufferspeicher Solar (MAP)	25.000	65.000	97.000
Kollektorfeld (MAP)		326.000	501.000
Bioenergiedörfer Baden-Württemberg	200.000		
Energiedörfer Baden-Württemberg		200.000	200.000
Summe	1.487.000	1.853.000	2.060.000

Für den Bau großer thermischer Solaranlagen gibt es ebenfalls Zuschüsse aus dem Marktanzreizprogramm, die maximal 40 % der Nettoinvestitionskosten betragen dürfen. Dadurch erhöht sich die Fördersumme um 326.000 € beim Einsatz von Flachkollektoren und um 501.000 € bei der Anwendung von Röhrenkollektoren. Der deutlich größere solare Pufferspeicher wird ebenfalls gefördert und zwar mit 30 % der Nettoinvestitionskosten.

Die Landesförderung für Nahwärmeprojekte im ländlichen Raum wird derzeit umgestaltet. Aufgrund der zum Zeitpunkt der Untersuchung vorliegenden, vorläufigen Verwaltungsrichtlinie des Förderprogramms Energiedörfer Baden-Württemberg, ist ein weiterer Zuschuss von 200.000 € möglich.

Der Gesamtbetrag der Förderung für das Holzheizwerk mit solarthermischer Großanlage beläuft sich somit auf 1,85 Mio. € bzw. 2,06 Mio. €, was einer Steigerung von 24,6 % respektive 38,5 % gegenüber der ursprünglichen Konstellation ohne Kollektorfeld entspricht.

Wärmekosten an der Gewinnschwelle

Die Berechnung der Vollkosten erfolgt an der Gewinnschwelle des Projekts, die dadurch definiert ist, dass der Kapitalwert (Summe des Barwerts der Einzahlungen abzüglich Summe des Barwerts der Auszahlungen) nach 20 Jahren den Wert null annimmt. Die notwendigen Iterationsrechnungen wurden mit der Funktion „Zielwert“ der Tabellenkalkulation MS-Excel durchgeführt. Die Randbedingungen und Parameter, die bei der Wirtschaftlichkeitsrechnung Berücksichtigung finden, sind in Tabelle 26 zusammengefasst.

Tabelle 26: Randbedingungen und Eingangsparameter für die Wirtschaftlichkeitsrechnung

	HHW & Solar
Zinssatz Fremdkapital KfW-Darlehen (untere Grenze)	3,1%
Zinssatz Fremdkapital KfW-Darlehen (obere Grenze)	3,6%
Laufzeit Fremdkapital	20 a
Kalkulationszinsfuß Kapitalwertrechnung	5,0%
Periodendauer Kapitalwertrechnung	20 a
Höhe Eigenkapital bezogen auf Gesamtinvest	20%
Kosten Wartung u. Instandhaltung	VDI 2067
Holzessel u. Peripherie	2,5%
Gas-Spitzenlastkessel/Übergabestationen	1,5%
Technik Heizzentrale	2,0%
Nahwärmenetz	0,8%
Solaranlage	0,5%
Gebäude / Bauliche Anlagen	1,0%
Preissteigerung Wartungs- und Instandhaltungskosten	2 % p.a.
Preissteigerung Personal- und Verwaltungskosten	2 % p.a.
Arbeitspreis Erdgas (netto)	5,15 ct/kWh _{Hu}
Grundpreis Erdgas (netto)	120 €/a
Kosten Hackschnitzel; Landschaftspflegeholz (netto)	3,0 ct/kWh
Kosten Hackschnitzel; Waldrestholz (netto)	2,6 ct/kWh
Kosten Betriebsstrom (netto)	20,0 ct/kWh
Preissteigerung Betriebsstrom	2 % p.a.

Die Wärmekosten an der Gewinnschwelle für das Holzheizwerk mit zwei Hackschnitzelkesseln betragen im Falle des untersuchten Anschlussgradszenarios mit zunehmender Wärmedämmung der Häuser 121 €/MWh (Abbildung 43).

Wird das Holzheizwerk um eine solarthermische Großanlage ergänzt, bleiben die Wärmekosten unter den dargestellten Randbedingungen praktisch unverändert. Beim Einsatz von Flachkollektoren ist rein rechnerisch eine Abnahme von 0,4 €/MWh zu verzeichnen, was unter dem Gesichtspunkt der erzielbaren Rechengenauigkeit als Kostengleichheit interpretiert werden muss. Kommen Röhrenkollektoren zum Einsatz ist ein leichter Anstieg auf 122 €/MWh zu verzeichnen (Abbildung 43).

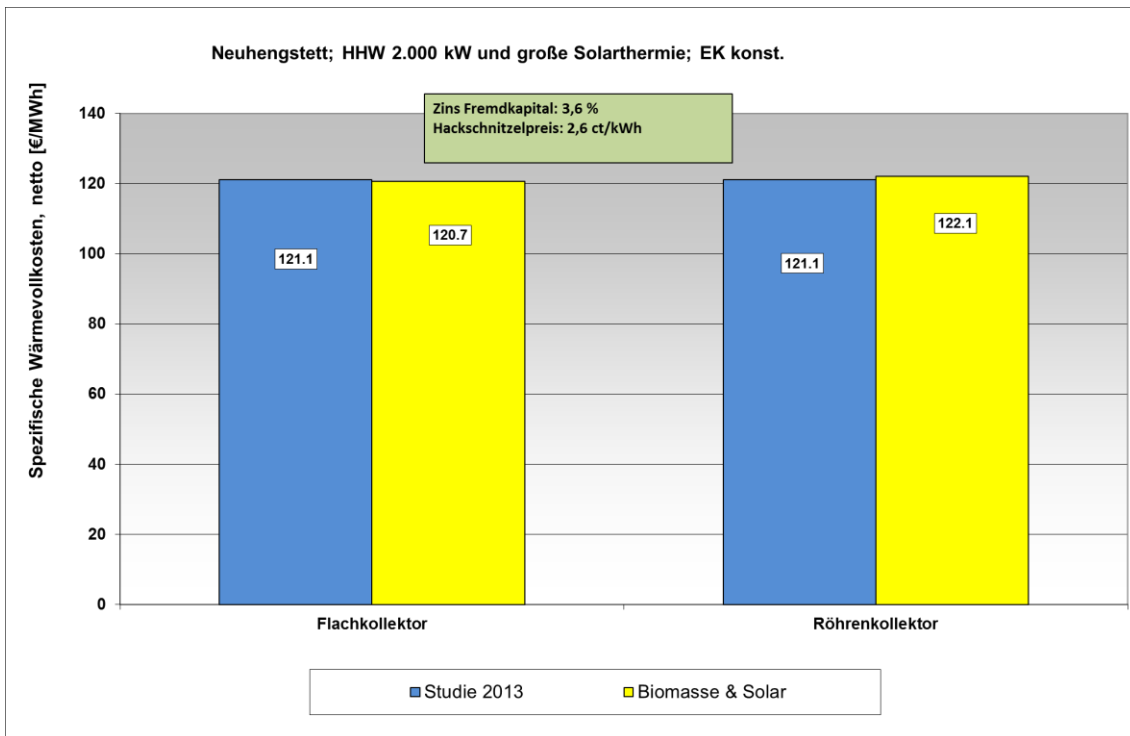


Abbildung 43: Vergleich der Wärmekosten an der Gewinnschwelle für die Fallstudie Neuhengstett

Das heißt, die höheren Investitionskosten der solaren Varianten werden durch die Einsparung bei den betriebsabhängigen Kosten – im Wesentlichen Brennstoffkosten – wieder kompensiert. Der um vier Prozentpunkte höhere solare Deckungsgrad beim Einsatz von Röhrenkollektoren führt wiederum dazu, dass auch in diesem Fall die höhere Anfangsinvestition gegenüber der Variante mit Flachkollektoren praktisch ausgeglichen wird.

Wichtig ist es darüber hinaus zu wissen, was bei steigenden Energiekosten (Hackschnitzel, Erdgas) passiert. Die dazu durchgeführte Analyse basiert auf einem einfachen Preisszenario, wonach sich die Preise für Hackschnitzel und Erdgas im Verlauf von 20 Jahren verdoppeln, was bei (idealerweise) gleichmäßigem Anstieg einer Steigerungsrate von rund 3,5 % pro Jahr entspricht.

Beim Holzheizwerk in der ursprünglichen Konfiguration steigen die Wärmevollkosten innerhalb des Zeitraums von 20 Jahren von 121 €/MWh auf 185,2 €/MWh an. Das entspricht einer jährlichen Steigerungsrate von 2,26 % pro Jahr (linke Hälfte, Abbildung 44).

Dieselbe Analyse für das Holzheizwerk mit Kollektorfeld aus Röhrenkollektoren hat zum Ergebnis, dass die Steigerungsrate der Wärmekosten auf 2,07 % jährlich sinkt. Darin kommt bereits die geringere Abhängigkeit solarer Wärmeversorgungssystemen von Energiekostensteigerungen zum Ausdruck. Bei weiter zunehmendem solarem Deckungsgrad nimmt die Abhängigkeit von den Brennstoffkosten immer mehr ab (Abbildung 44, rechte Hälfte).

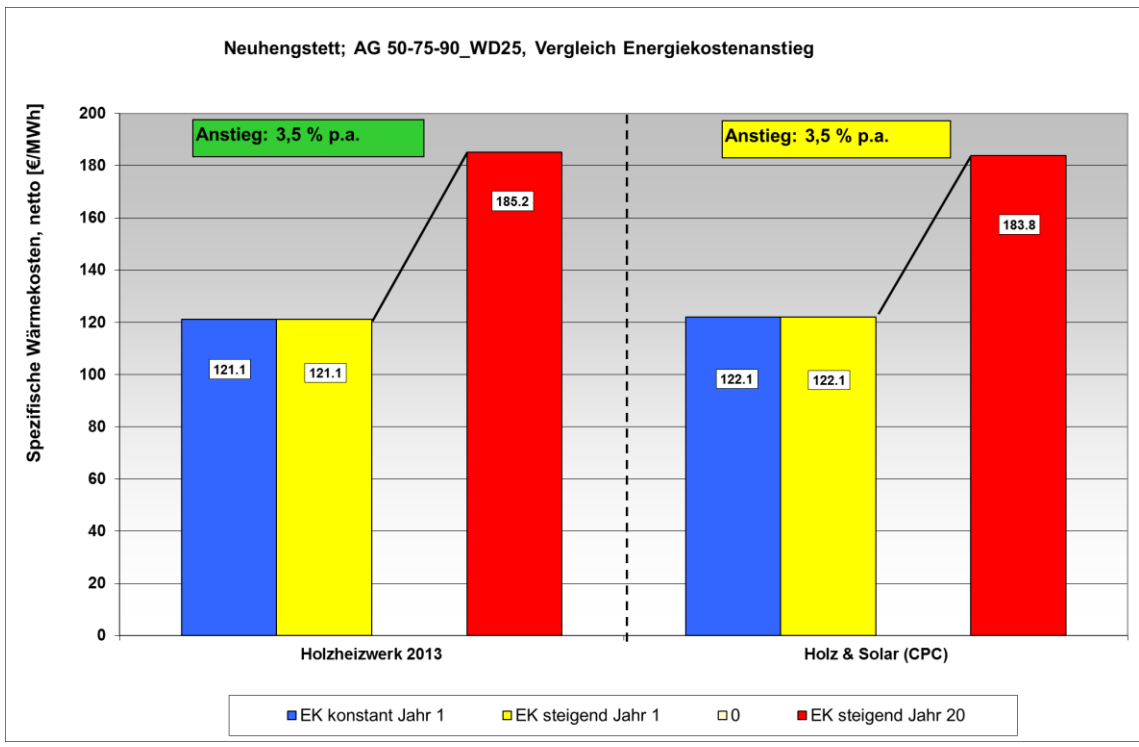


Abbildung 44: Vergleich der Wärmekosten bei konstanten und ansteigenden Energiepreisen für Hackschnitzel und Erdgas. Kollektorfeld Vakuum-Röhrenkollektoren.

Sensitivitätsanalysen

Eine weitere Möglichkeit, die Empfindlichkeit der Reaktion des Nahwärmeprojekts auf die Änderung wichtiger Kostenfaktoren zu untersuchen, besteht darin, eine Sensitivitätsanalyse bezüglich des Kapitalwerts durchzuführen.

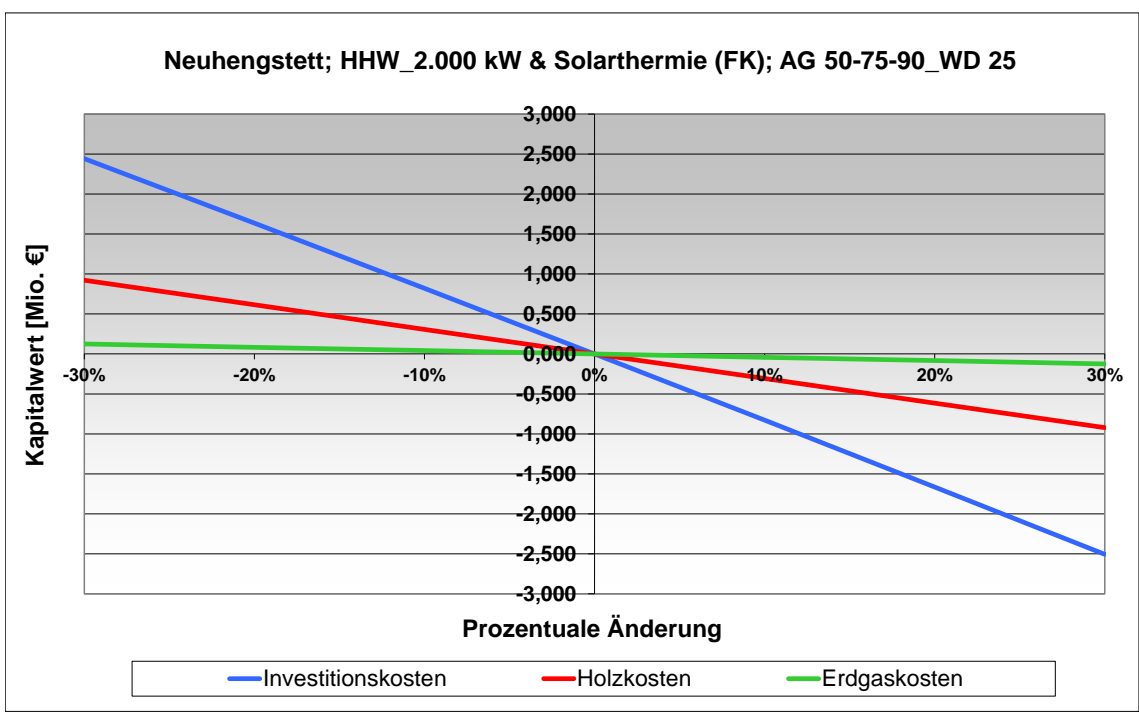


Abbildung 45: Kapitalwertänderung in Abhängigkeit der Änderung von Investitions- und Brennstoffkosten. Holzheizwerk mit Flachkollektoren.

Die in Abbildung 43 dokumentierten Wärmegestehungskosten wurden an der Gewinnschwelle berechnet, bei der definitionsgemäß der Kapitalwert nach 20 Jahren den Wert null annimmt. In den Sensitivitätsrechnungen dient dieser Wert als Ausgangspunkt. Für die beiden Varianten Flachkollektor und Röhrenkollektor werden die Auswirkungen der Änderung von drei Parametern auf den Kapitalwert untersucht:

1. Variation der Investitionskosten um $\pm 30\%$
2. Variation der Hackschnitzelkosten um $\pm 30\%$
3. Variation der Erdgaskosten um $\pm 30\%$

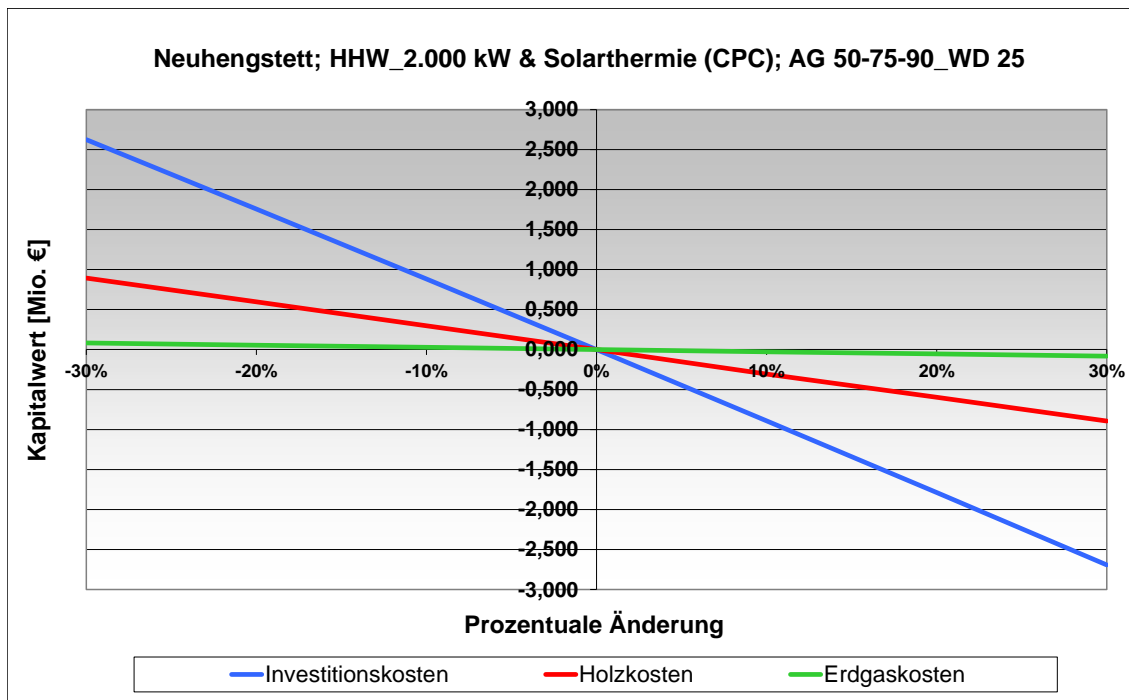


Abbildung 46: Kapitalwertänderung in Abhängigkeit der Änderung von Investitions- und Brennstoffkosten. Holzheizwerk mit Vakuum-Röhrenkollektoren.

Die stärksten Auswirkungen auf den Kapitalwert und damit auch auf die Höhe der Wärmekosten hat in beiden Fällen die Variation der Investitionskosten. Die Steigung der entsprechenden Kurve ist um 165 % größer als die Steigung der Kurve für den Brennstoff Hackschnitzel (Flachkollektoren, Abbildung 45). Falls Vakuum-Röhrenkollektoren zum Einsatz kommen erhöht sich der Unterschied sogar auf 194 % (Abbildung 46).

Da das System mit Vakuumröhren die höchsten Investitionskosten aufweist, wirken sich in diesem Fall Abweichungen von der ursprünglich geplanten Anfangsinvestition am stärksten auf das wirtschaftliche Ergebnis aus. Dagegen sind Änderungen bei den Erdgaskosten infolge schwankender Preise, bei beiden Varianten nahezu vernachlässigbar.

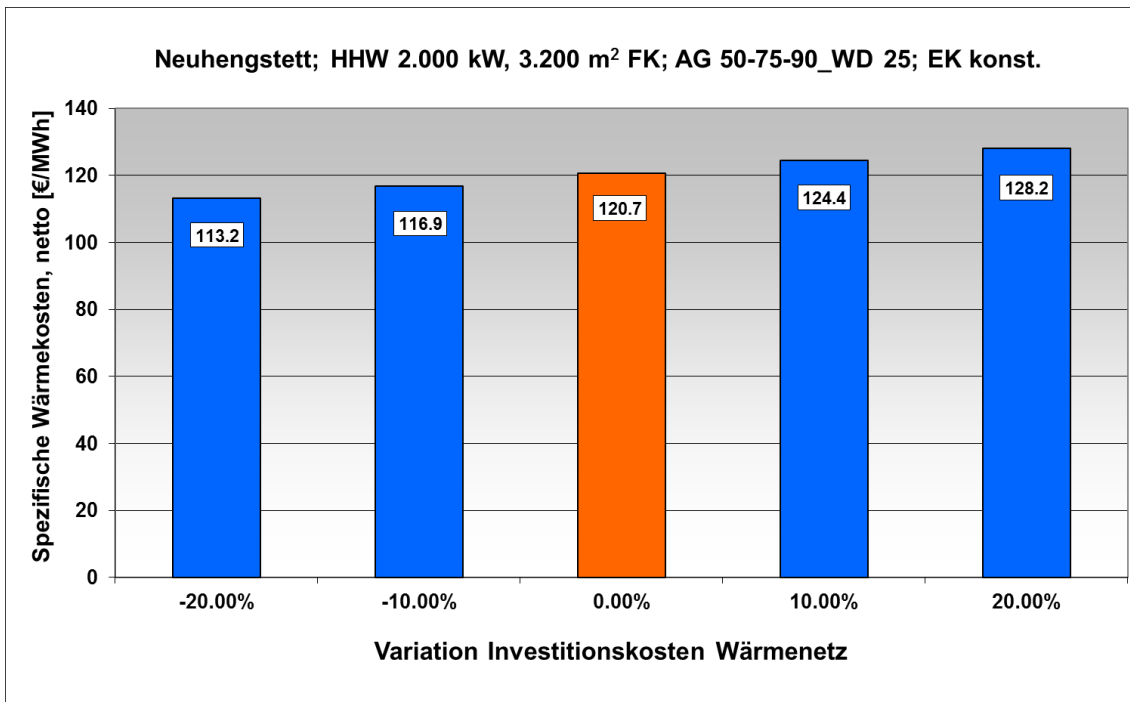


Abbildung 47: Wärmekosten in Abhängigkeit sich ändernder Investitionskosten des Nahwärmenetzes. Kollektorfeld: Flachkollektoren.

Da allein auf das Nahwärmenetz, je nach Variante 45 % oder sogar 48 % der Gesamtinvestition des gesamten Projekts entfallen, soll anhand einer zusätzlichen Analyse gezeigt werden, wie sich die Wärmegestehungskosten in Abhängigkeit von niedrigeren oder höheren Kosten für den Bau des Wärmenetzes verhalten. Die Variation der Netzkosten beträgt dabei $\pm 20\%$ (Abbildung 47).

Die resultierenden Wärmekosten verändern sich nach oben und nach unten um jeweils 6,2 % bzw. 7,5 €/MWh, sofern die Investitionskosten des Wärmenetzes entweder um 20 % höher oder um 20 % niedriger ausfallen als geplant. Diese Aussage ist bereits in der roten Kurve in Abbildung 45, allerdings in anderer Form enthalten.

Vollkostenvergleich Nahwärme – konventionelle Heizungen

Eine entscheidende Frage für den Erfolg eines Nahwärmeprojekts ist, welche Wärmekosten die Nahwärmekunden zu tragen haben und wie hoch diese im Vergleich zur konventionellen Beheizung des Gebäudes sind. Dieser Vergleich macht jedoch nur dann einen Sinn, wenn für beide Systeme die jeweiligen Wärmevollkosten in Betracht gezogen werden. Die Wärmevollkosten einer mit Öl oder Gas betriebenen konventionellen Zentralheizung setzen sich aus folgenden Bestandteilen zusammen:

1. Die auf die Lebensdauer der Heizung unter Verwendung eines angemessenen Zinssatzes abgeschriebenen Anschaffungskosten für die komplette Erneuerung der Anlage (Kapitalkosten).
2. Sämtliche Betriebskosten der fossilen Heizung wie Wartung- und Instandhaltung, Reparaturen, Schornsteinfeger, ggf. TÜV-Prüfung des Öltanks. Nicht gezählt werden darf der Strom für die Umwälzpumpe, da diese auch bei einem Nahwärmeanschluss mit indirekten Hausübergabestationen benötigt wird.
3. Jährliche Brennstoffkosten.

Außerdem müssen bei Nahwärmeprojekten in Baden-Württemberg die Regelungen des Erneuerbaren-Wärmegesetzes (EWärmeG) berücksichtigt werden.

In den vom Arbeitspreis und vom Grundpreis abhängigen Kosten, die die jährliche Rechnung der Nahwärmekunden bestimmen, sind sämtliche Kosten der Nahwärmeversorgung enthalten, sofern zu Beginn kein Anschlusskostenbeitrag erhoben wird. Letzteres wird als Annahme für die nachfolgend dokumentierten Berechnungen zugrunde gelegt.

Gegenstand der Vergleichsrechnungen ist ein durchschnittliches Einfamilienhaus mit rund 150 m² Wohnfläche, das als Referenzgebäude dient. Die Wärmeversorgung des Referenzhauses erfolgt vor der Umstellung auf Nahwärme zu 100 % mit einer Ölzentralheizung. Das heißt, es gibt keine Zusatzheizung mit Brennholznutzung in dezentralen Kamin- oder Kachelöfen.

Der aus der Verbrauchsumfrage bei den Hausbesitzern im Ort entnommene, mittlere Endenergiebedarf beträgt 25.000 kWh/a, was einem Verbrauch von 2.500 Litern Öl entspricht. Ausgehend von diesem Wert erfolgt die Ermittlung des Nutzwärmebedarfs mit Hilfe des mittleren Jahresnutzungsgrades der Ölheizung von 80 %.

Die solarthermische Anlage, die zur Einhaltung der Anforderungen des Erneuerbare Wärmegesetzes notwendig ist, deckt 60 % des Energiebedarfs zur Warmwasserbereitung und damit in der Regel weniger als 10 % des Gesamtbedarfs. Zugrunde gelegt wird hier das EWärmeG in der Fassung vom 1. Januar 2008. Entsprechend der aktuellen Förderkonditionen des Marktanzreizprogramms gibt es für die reine Warmwasserbereitung keine Zuschüsse von der BAFA.

Die Eckdaten des Referenzgebäudes Einfamilienhaus sind in Tabelle 27 dokumentiert.

Tabelle 27: Eckdaten der Referenzgebäude für den Wärmeverkostenvvergleich

		EFH Ölheizung	KMH Ölheizung
Wohnfläche Referenzhaus	m ²	150	460
Mittlere Anzahl Bewohner		3,2	9,9
Endenergiebedarf Öl-Zentral heute	kWh/a	25.000	76.000
Energiekennzahl heute (Endenergie)	kWh/m ² *a	166,7	165,2
Jahresnutzungsgrad Heizung heute	%	80,0	80,0
Nutzwärmebedarf heute	kWh/a	20.000	60.800
Energiekennzahl heute (NWB)	kWh/m ² *a	133,3	132,2
Jahresnutzungsgrad neuer Kessel (Öl)	%	88,0	88,0
Endenergiebedarf heutiger Zustand	kWh/a	22.727	69.091
Bedarfsdeckung Solaranlage	kWh/a	1.413	4.442
Brennstoffbedarf Öl neu Zustand heute	kWh/a	21.314	64.649
Nutzwärmebedarf gedämmt	kWh/a	10.966	33.361
Endenergiebedarf gedämmt H _u	kWh/a	12.461	37.911
Bedarfsdeckung Solaranlage	kWh/a	1.413	4.442
Brennstoffbedarf Öl-Zentral gedämmt	kWh/a	11.048	33.469
Mittlere Anschlussleistung heute	kW	16	45
Grundpreis Nahwärme	€	240	240
Investitionskosten Zentralheizung Öl	€	8.000	18.000
Kollektorfläche solarthermische Anlage	m ²	6,0	13,0
Investitionskosten Solarthermie	€	4.800	9.750
MAP-Förderung Solarthermie	€	0	0
Reduzierte Investitionskosten Solarthermie	€	4.800	9.750

Der Vollkostenvergleich wird unter der Annahme konstanter Energiepreise für Holz und Erdgas und ohne den Einfluss dezentraler Holzöfen, die den Nahwärmeabsatz mindern, durchgeführt.

Die Wärmeverkosten des nicht gedämmten Einfamilienhauses, mit jährlich 25.000 kWh Endenergiebedarf, variieren beim Einbau einer neuen Ölheizung zwischen 2.606 €/a und 3.459 €/a. Die Kostenbandbreite ist eine Folge der zugrunde gelegten Preisspanne beim Öl, die von 0,60 €/l bis 1,0 €/l reicht. Der zum Zeitpunkt der Durchführung der Studie im Jahr 2013 aktuelle Ölpreis für private Haushaltskunden in Höhe von 0,70 €/l¹⁰⁷ wird durch die zweite Säule von links repräsentiert (Abbildung 48).

Die Kapitalkosten für die solare Warmwasserbereitung und für die Ölheizung wurden mit 5 % Zins und einer Laufzeit von 20 Jahren berechnet. Sie betragen 385 €/a für die Solaranlage und 642 €/a für den Ölkessel einschließlich Peripherie. Als weiterer Kostenfaktor sind pro Jahr 300 € Betriebskosten zu berücksichtigen (Abbildung 48).

¹⁰⁷ Ölpreis am 17. Juni 2013. Bezugsmenge 3.000 Liter pro Jahr, netto ohne MwSt.; www.tecson.de

In den zwei Säulen im Diagramm rechts sind die Wärmevollkosten der Nahwärmeversorgung im ersten und im 20. Jahr dargestellt. Die Jahreskosten der Nahwärmeversorgung basieren auf der Variante mit Flachkollektoren und beziehen sich auf die Wärmekosten in Abbildung 43. Die Vollkosten in Höhe von 120,7 €/MWh wurden für die Berechnungen zum Jahreskostenvergleich in einen Grundpreis (240 €/a) und in einen entsprechenden Arbeitspreis aufgeteilt, der unter den gegebenen Randbedingungen im ersten Jahr 109,3 €/MWh beträgt.

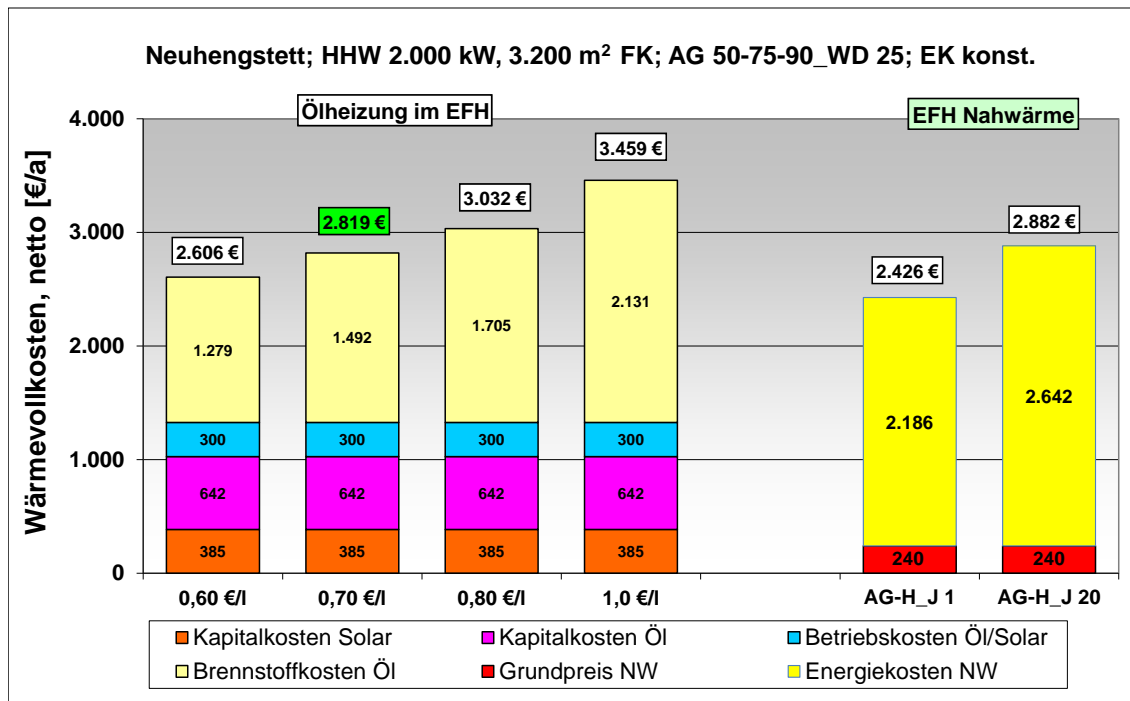


Abbildung 48: Vergleich der jährlichen Wärmevollkosten zwischen Erneuerung einer Ölzentralheizung und Nahwärmeanschluss für ein Einfamilienhaus mit heutigem Dämmstandard. Kollektorfeld Flachkollektoren.

Wird das für Neuhengstett typische, ungedämmte Einfamilienhaus mit Nahwärme versorgt, liegen die Gesamtkosten für die Wärmeversorgung im ersten Jahr bei 2.426 €. Das sind 393 €/a oder 13,9 % weniger als bei Erneuerung der Ölheizung (Abbildung 48).

Die Berechnung der Wärmekosten der Nahwärmeversorgung erfolgt unter der Annahme, dass zum Ausgleich von Preissteigerungen (Personal, Wartung- und Instandhaltung, Betriebsstrom) ein jährlicher Anstieg von 1 % erforderlich ist. Das hat zur Folge, dass sich die Wärmevollkosten nach 20 Jahren von 120,7 €/MWh auf 147,3 €/MWh erhöhen. Bei Aufteilung auf Grund- und Arbeitspreis ergibt das 132,1 €/MWh für die bezogene Wärme.

Für die Jahresrechnung des Nahwärmekunden hat das Kosten im 20. Betriebsjahr in Höhe von 2.882 €/a zur Folge (Abbildung 48). Da anzunehmen ist, dass auch der Ölpreis im Verlauf von 20 Jahren ansteigt, ist zu erwarten, dass die Nahwärmeversorgung auch nach 20 Jahren einen finanziellen Vorteil für den Hausbesitzer bietet.

Das für die Berechnungen zugrunde gelegte Wärmebedarfsszenario bedeutet, dass es eine zunehmende Zahl von wärmegeprägten Häusern im Versorgungsgebiet der Nahwärme gibt. Bei der Berechnung der Wärmekosten (Abbildung 43) ist die Mischung aus ungedämmten und gedämmten Häusern bereits berücksichtigt. Das heißt, die ermittelten Wärmekosten können auch auf sanierte Häuser mit Vollwärmeschutz angewendet werden.

Am Beispiel des wärmegeprägten Einfamilienhauses gemäß Tabelle 27 wird der Wärmekostenvergleich nochmals durchgeführt. Beim Einsatz einer konventionellen Ölheizung mit solarer Unterstützung bleiben die Kapitalkosten für Ölkessel und Solaranlage sowie die jährlichen Betriebskosten unverändert. Dahinter steht die Annahme, dass trotz sinkender Leistung aufgrund der Dämmung des Hauses, die Einbaukosten der Ölheizung unverändert bleiben. Dasselbe gilt für die Fläche der Solarkollektoren.

Aufgrund des deutlich geringeren Raumwärmebedarfs gehen die Brennstoffkosten bei der Ölheizung bzw. die Kosten für den Nahwärmebezug deutlich zurück. Bei der erneuerten Ölheizung reicht die Bandbreite von 1.990 €/a bis 2.432 €/a. Bei dem zugrunde gelegten Ölpreis entspricht das einer Abnahme von 25 % (Abbildung 49).

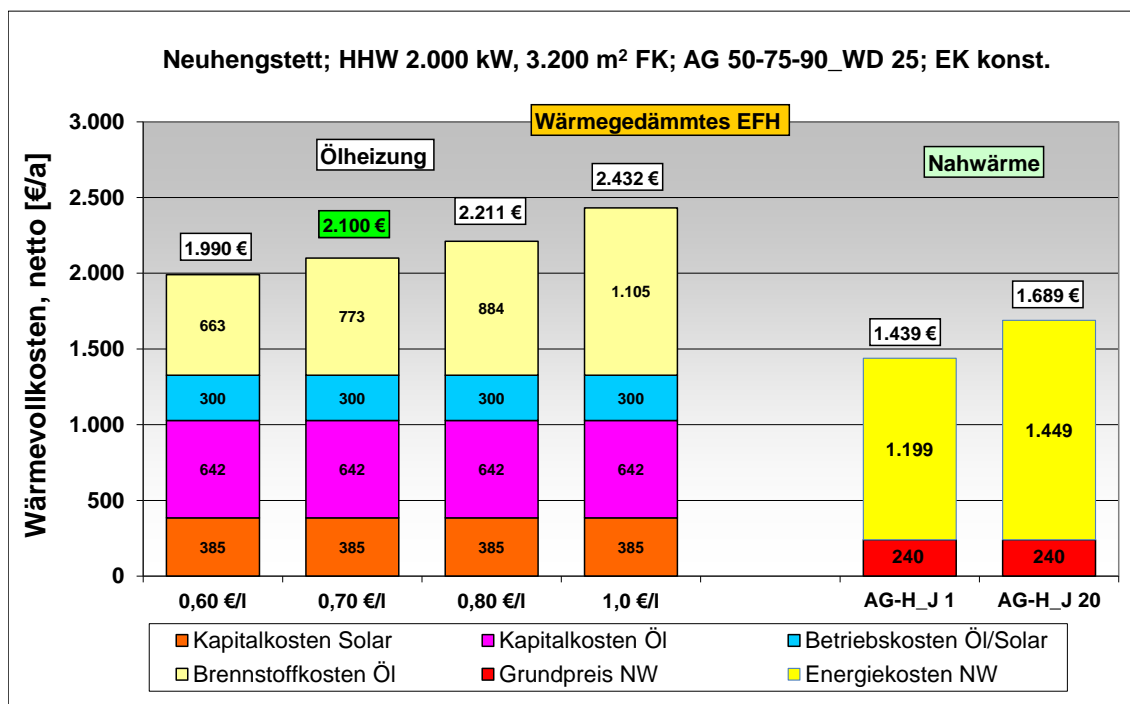


Abbildung 49: Vergleich der jährlichen Wärmekosten zwischen Erneuerung einer Ölzentralheizung und Nahwärmeanschluss für ein wärmegeprägtes Einfamilienhaus. Kollektorfeld Flachkollektoren.

Im Fall des Anschlusses an das Nahwärmenetz sinkt der vom Arbeitspreis abhängige Kostenblock, aufgrund des geringeren Wärmebezugs, auf 1.119 €/a. Zusammen mit dem unveränderten Grundpreis reduzieren sich die Gesamtkosten im ersten Jahr auf 1.439 €. Der Unterschied zur Öl-Zentralheizung beträgt nun 662 €/a, was einem relativen Kostenvorteil von 31,5 % entspricht. Auch nach 20 Jahren ist die Jahresrechnung für den Nahwärmekunden mit gedämmtem Einfamilienhaus noch deutlich geringer, als die Kosten einer Ölheizung mit Solaranlage auf dem Dach im ersten Jahr (Abbildung 49).

5.1.5 Zwischenfazit

Am Beispiel des Nahwärmekonzepts für Neuhengstett wird deutlich, dass die Integration einer solarthermischen Großanlage in ein Holzheizwerk, bei solaren Deckungsgraden von weniger als 20 %, praktisch unveränderte Wärmekosten im Vergleich zum reinen Holzheizwerk zur Folge hat.

Die höheren Investitionskosten von Kollektorfeldern mit Vakuum-Röhrenkollektoren im Vergleich zu Flachkollektoren können wiederum durch höhere Deckungsanteile und der damit verbundenen größeren Einsparung von Brennstoffkosten ausgeglichen werden.

Werden mit der Nahwärme hohe Anschlussgrade von mehr als 70 % oder sogar 80 % erreicht, bietet der Nahwärmeanschluss deutliche finanzielle Vorteile gegenüber einer Einzelheizung auf Ölbasis.

Zunehmende wärmetechnische Sanierung der Häuser im Versorgungsgebiet führt zwar insgesamt zu höheren Wärmekosten, da die Kosten der Infrastruktur mit einem geringeren Wärmeabsatz bezahlt werden müssen (vergleich Abschnitt 4.3). Die aus der Mischkalkulation für nicht gedämmte und gedämmte Häuser resultierenden Wärmekosten haben jedoch für den Nahwärmekunden mit gedämmtem Einfamilienhaus einen noch größeren finanziellen Vorteil gegenüber dem Betrieb einer Einzelheizung zur Folge, als das bei einem nicht sanierten Haus der Fall ist.

5.2 Einbindung Solarthermischer Großanlagen – Beispiel Scharenstetten

5.2.1 Ausgangssituation

Scharenstetten ist einer von fünf Ortsteilen der Gemeinde Dornstadt auf der Schwäbischen Alb, rund 15 km nordwestlich von Ulm. Dornstadt, das insgesamt 8.500 Einwohner zählt, gehört zum Alb-Donau-Kreis.

Auf der Gemarkung von Scharenstetten, ungefähr einen Kilometer vom südlichen Ortsrand entfernt, liegt die Gasverdichterstation, die in den Jahren 2010 bzw. 2011 von der Gasversorgung Süddeutschland (GVS) betrieben wurde. Die Verdichterstation hat den Zweck, den Druck in den Gasfernleitungen auf das für den Transport erforderliche Niveau anzuheben, was vor allem während der Wintermonate zu erheblichen Wärmeüberschüssen führt. Die GVS erteilte der KEA im Herbst 2010 den Auftrag, ein Nahwärme-konzept für Scharenstetten auszuarbeiten, bei dem die Abwärme aus der Gasverdichterstation zum Einsatz kommt.



Abbildung 50: Luftbild von Scharenstetten mit der Gasverdichterstation am unteren Bildrand rechts. Quelle: Google Earth.

Der Ortsteil umfasste zum Zeitpunkt der Untersuchung 247 Wohnhäuser, auf die sich rund 800 Einwohner verteilen. Der Gebäudebestand setzt sich zum größten Teil aus Einfamilienhäusern zusammen. Der Anteil der Mehrfamilienhäuser an der Gesamtwohnfläche von 45.800 m² beträgt nur 8,2 %.

Tabelle 28: Statistische Daten zum Versorgungsgebiet Scharenstetten

Anzahl der Gebäude	254
Anzahl der Wohngebäude	247
Anzahl der Wohneinheiten	344
Einwohnerzahl (Stand: 10.11.2010)	802
Einwohner pro WE	2,33
Anzahl WE pro Wohngebäude	1,39
Berechnete Wohnfläche [m ²]	45.803
Wohnfläche pro Einwohner [m ² /cap]	57,1
Anzahl der Straßen	21

Der aufsummierte Wärmebedarf des Ortes beträgt, bezogen auf das Stichjahr 2010, rund **8.000 MWh/a**. Davon entfallen knapp 480 MWh/a auf den Energiebedarf zur Warmwasserbereitung in den Wohnhäusern.

5.2.2 Entwurf des Nahwärmenetzes

Der für die Machbarkeitsstudie ausgearbeitete Grobentwurf des Nahwärmenetzes geht vom Standort der Heizzentrale am südlichen Ortsrand aus (Abbildung 51).

Bei der Berechnung des Trassenverlaufs sowie der Dimensionierung der Rohrleitungen kamen, wie im Beispiel Neuhengstett, Geografische Informationssysteme (GIS) und ein selbst entwickeltes Add-In zum Einsatz. Die wichtigsten Eckdaten des Wärmenetzes sind:

- Trassenlänge der Hauptleitungen: 4,7 km
- Mittlere Hausanschlusslänge: 12,9 m
- Trassenlänge Hausanschlüsse bei 100 % Anschlussgrad: 3,26 km
- Mittlere Trassenlänge pro Gebäude: 31,4 m
- Wärmeverluste bei 100 % Anschlussgrad: 947 MWh/a
- Wärmedichte bei 100 % Anschlussgrad: 997 kWh/m

Die Berechnung der Netzverluste erfolgte, ebenso wie in Neuhengstett, unter der Annahme, dass alle Hauptleitungen und Hausanschlüsse aus Stahl-Doppelrohr mit verstärkter Dämmung bestehen. Die dabei zugrunde liegende Temperaturspreizung beträgt 30 K, bei einer mittleren Vorlauftemperatur von 80°C.

Unter Berücksichtigung verschiedener Anschlussgradstufen, sind folgende absoluten und relativen Verluste zu beobachten (Tabelle 29):

Tabelle 29: Netzverluste im Wärmenetz Scharenstetten in Abhängigkeit verschiedener Anschlussgrade

Anschluss-grad	Berechnete Netzverluste HL + HAL [MWh/a]	Gelieferte Wärme o. WD [MWh/a]	Relative Netzverluste [%]	Gelieferte Wärme mit WD [MWh/a]	Relative Netzverluste [%]
AG 50	770	4.084	18,9		
AG 75	851	6.009	14,2	5.610	15,2
AG 90	900	7.180	12,5	5.544	16,2

Um alle Nahwärmeinteressenten auch bei niedrigeren Anschlussgraden erreichen zu können, erfolgte die Netzverlustberechnung unter der Voraussetzung, dass die Hauptleitungen von Anfang an zu 100 % ausgebaut werden. Analog zu Tabelle 23 nimmt auch hier die gelieferte Wärmemenge bei zunehmender Wärmedämmung der Häuser, trotz steigendem Anschlussgrad, in geringem Maße ab.

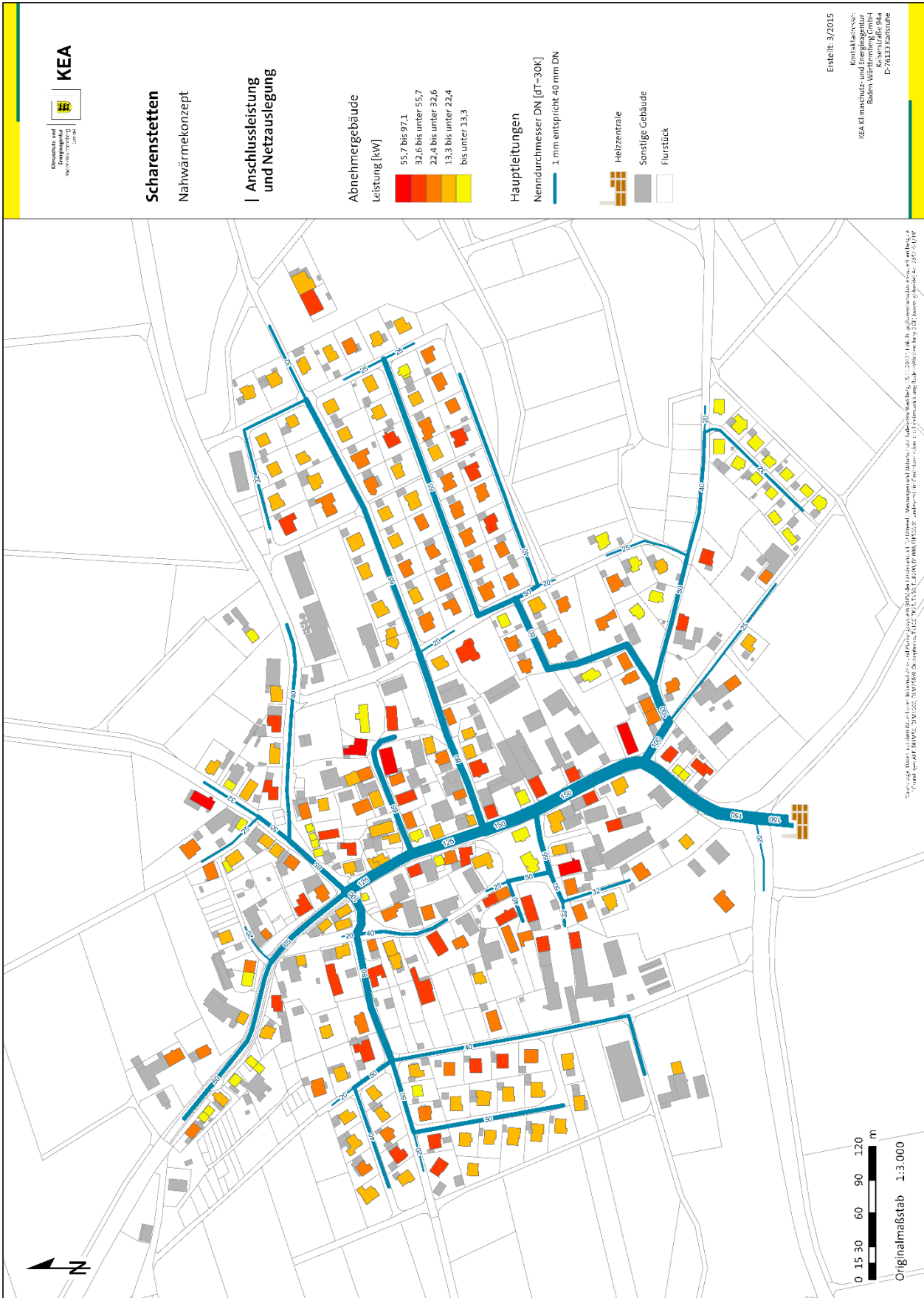


Abbildung 51: Trassenverlauf und Rohrdimensionierung des Nahwärmenetzes Scharenstetten

5.2.3 Auslegung

Die Aufgabenstellung der Machbarkeitsstudie aus dem Jahr 2011 umfasste die Erarbeitung eines Nahwärmekonzepts für Scharenstetten unter Nutzung der Abwärme aus der Gasverdichterstation. Diese Abwärme fällt, bedingt durch den höheren Gastransport während der Wintermonate, im Zeitraum von November bis März an. Um eine vollständige Wärmeversorgung zu garantieren, war für die Monate April bis Oktober ein zusätzliches System zur Wärmeerzeugung erforderlich. In der Studie wurden dazu fünf Varianten untersucht. Dazu gehörten, unter anderem, die Variante Erdgas-BHKW sowie die Variante Holzheizwerk mit Hackschnitzelkessel (vgl. Abbildung 52, Variante Erdgas-BHKW).

Da die Nahwärmeversorgung auf der Basis der Abwärme aus der Gasverdichterstation nicht realisiert wurde und es dafür auch derzeit keine konkreten Pläne gibt, basiert das neu untersuchte Konzept zur Einbindung von Solarwärme auf dem in Abbildung 40 beschriebenen Prinzip, der Kopplung eines Holzheizwerks mit Hackschnitzelkessel mit einer solarthermischen Großanlage. Dadurch ist es möglich, das Konzept für Scharenstetten, direkt mit der Lösung für Neuhengstett zu vergleichen.

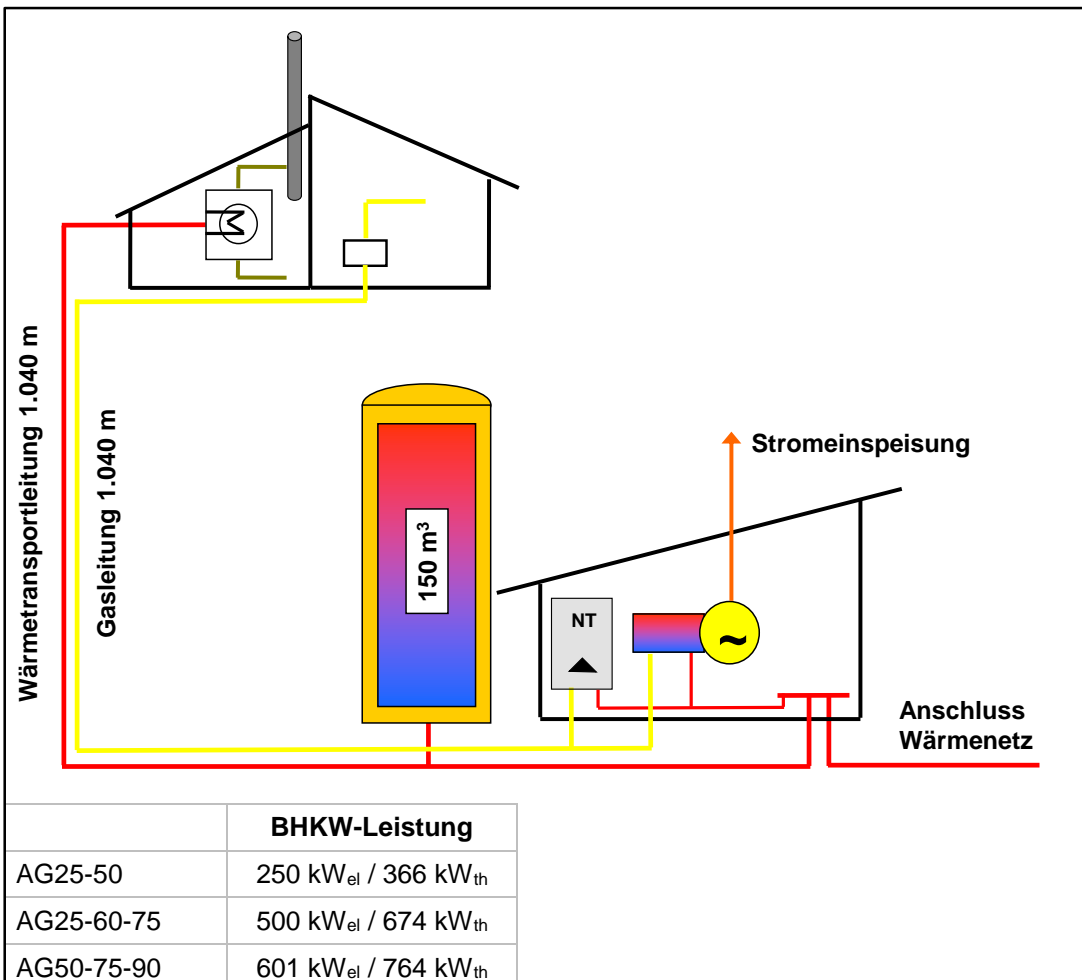


Abbildung 52: Prinzipschema und Auslegungsdaten des für Scharenstetten konzipierten Nahwärmesystems. Links oben: Gasverdichterstation mit Wärmeabkopplung und Gasanschluss. Rechts unten: Zusatzheizzentrale mit Erdgas-BHKW.

Die Integration von Solarthermie in das Nahwärmekonzept Scharenstetten erfolgt ebenfalls in zwei verschiedenen Varianten:

1. Kollektorfeld bestehend aus Hochtemperatur-Flachkollektoren mit 2.000 m² Kollektorfläche, das etwas mehr als 13 % des jährlichen Wärmebedarfs decken kann.
2. Kollektorfeld bestehend aus Vakuum-Röhrenkollektoren mit CPC-Beschichtung, das eine Kollektorfläche von 2.200 m² aufweist und einen solaren Deckungsgrad von 17,8 % erreicht.

Tabelle 30: Technische Daten der Nahwärmeversorgung mit solarthermischer Großanlage

Scharenstetten		HT-FK	Röhren
Fläche Kollektorfeld	m ²	2.000	2.200
Volumen Pufferspeicher	m ³	400	660
Leistung Holzkessel	kW	1.200	1.200
Gesamtwärmebedarf AG 90 %	MWh/a	6.444	6.444
Energieerzeugung Solar	MWh/a	887	1.144
Solar Deckungsgrad AG 90 %	%	13,8	17,8

Im Fall von Scharenstetten wird dasselbe Wärmebedarfsszenario wie für Neuhengstett zugrunde gelegt. Im ersten Betriebsjahr beträgt der Anschlussgrad 50 %, steigt innerhalb von sechs Jahren auf 75 % an und erreicht schließlich nach 20 Jahren 90 %. Dazu kommt noch der Effekt zunehmender Wärmedämmung bei den Wohnhäusern.

5.2.4 Wirtschaftlichkeitsrechnung

Investitionskosten und Förderung

Besteht das Kollektorfeld aus Flachkollektoren, müssen zu Beginn 4,57 Mio. € für den Bau der kompletten Anlage investiert werden. Der Anteil der Wärmeverteilung, bestehend aus Wärmenetz und Übergabestationen, hat daran einen Anteil von 54 % (Abbildung 53).

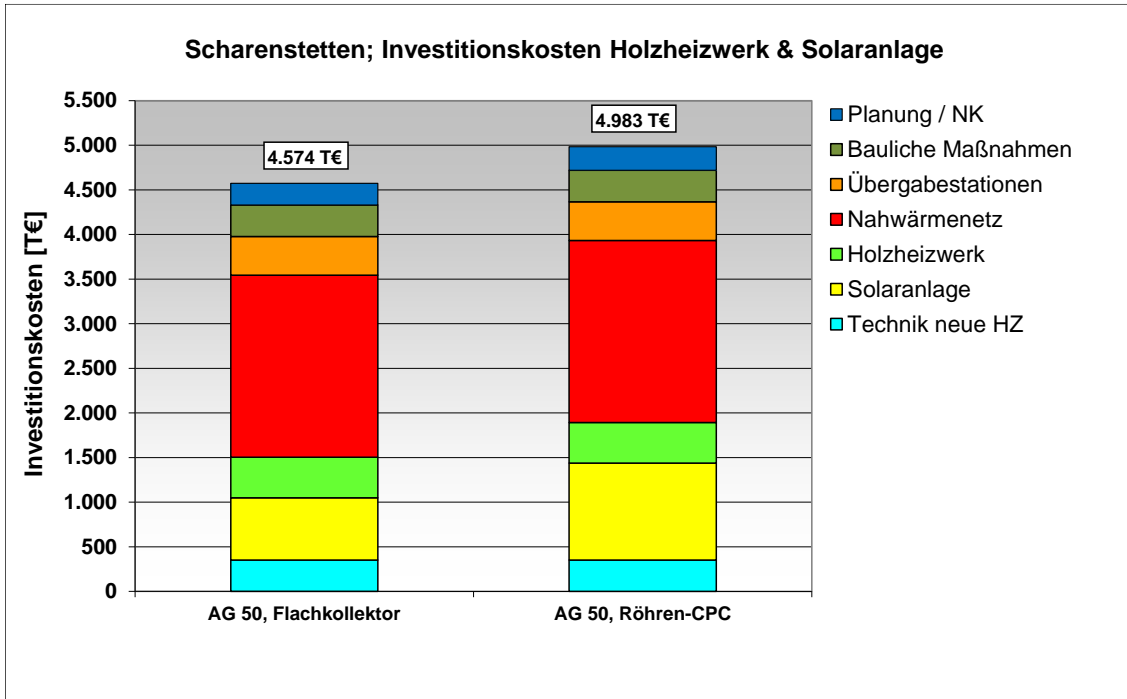


Abbildung 53: Übersicht über die Investitionskosten des Holzheizwerks mit großer Solaranlage in Abhängigkeit der technischen Varianten

Beim Einsatz von Vakuum-Röhrenkollektoren erhöht sich der Gesamtaufwand um etwas mehr als 400.000 € auf 4,98 Millionen €. Die Wärmeverteilung hat in diesem Fall einen Anteil von fast 50 % während der solare Anlagenteil einschließlich Pufferspeicher und Einbindung fast 22 % der Gesamtkosten ausmacht (Abbildung 53).

Die Förderung über Investitionskostenzuschüsse verteilt sich, ebenso wie beim Fallbeispiel Neuhengstett, auf das Marktanreizprogramm (MAP) und das in Vorbereitung befindliche Förderprogramm „Energiedörfer“ des Landes (Tabelle 31).

Tabelle 31: Übersicht über die Investitionskostenzuschüsse aus Bundes- und Landesprogrammen für das Holzheizwerk mit Solarthermie

	AG 50 Flachkollektor	AG 50 Röhren-CPC
Wärmenetz (MAP)	381.000 €	381.000 €
Übergabestationen (MAP)	223.000 €	223.000 €
Holzkessel (MAP)	60.000 €	60.000 €
Pufferspeicher Solar (MAP)	44.000 €	67.000 €
Kollektorfeld (MAP)	213.000 €	334.000 €
Energiedörfer BW	200.000 €	200.000 €
Summe	1.121.000 €	1.265.000 €

Die Investitionskostenzuschüsse betragen insgesamt 1,12 Mio. € beim Einsatz von Flachkollektoren und erhöhen sich auf 1,26 Mio. €, wenn die Solarenergienutzung über Röhrenkollektoren erfolgt. Die Zuschusshöhe aus dem Landesprogramm wurde gleichermaßen wie in Neuhengstett mit 200.000 € angesetzt (Tabelle 31).

Wärmekosten an der Gewinnschwelle

Die Berechnung der Vollkosten erfolgt, wie im ersten Beispiel, an der Gewinnschwelle des Projekts, mit Hilfe desselben Rechenverfahrens. Die von der Fallstudie Neuhengstett abweichenden Randbedingungen und Parameter, die bei der Wirtschaftlichkeitsrechnung Berücksichtigung finden, sind in Tabelle 32 zusammengefasst.

Tabelle 32: Von der Fallstudie Neuhengstett abweichende Randbedingungen und Eingangsparameter für die Wirtschaftlichkeitsrechnung

Scharenstetten	HHW & Solar
Arbeitspreis Erdgas (netto)	4,44 ct/kWh _{Hu}
Grundpreis Erdgas (netto)	0 €/a
Kosten Hackschnitzel; Waldrestholz (netto)	20 €/srm 2,85 ct/kWh

Die resultierenden Wärmevollkosten, die an der Gewinnschwelle ermittelt wurden, liegen beim Einsatz von Flachkollektoren bei 112,7 MWh /a. Besteht das Kollektorfeld aus Vakuumröhren erhöhen sich die Wärmevollkosten um 2 €/MWh (Abbildung 54, linke Säulengruppe).

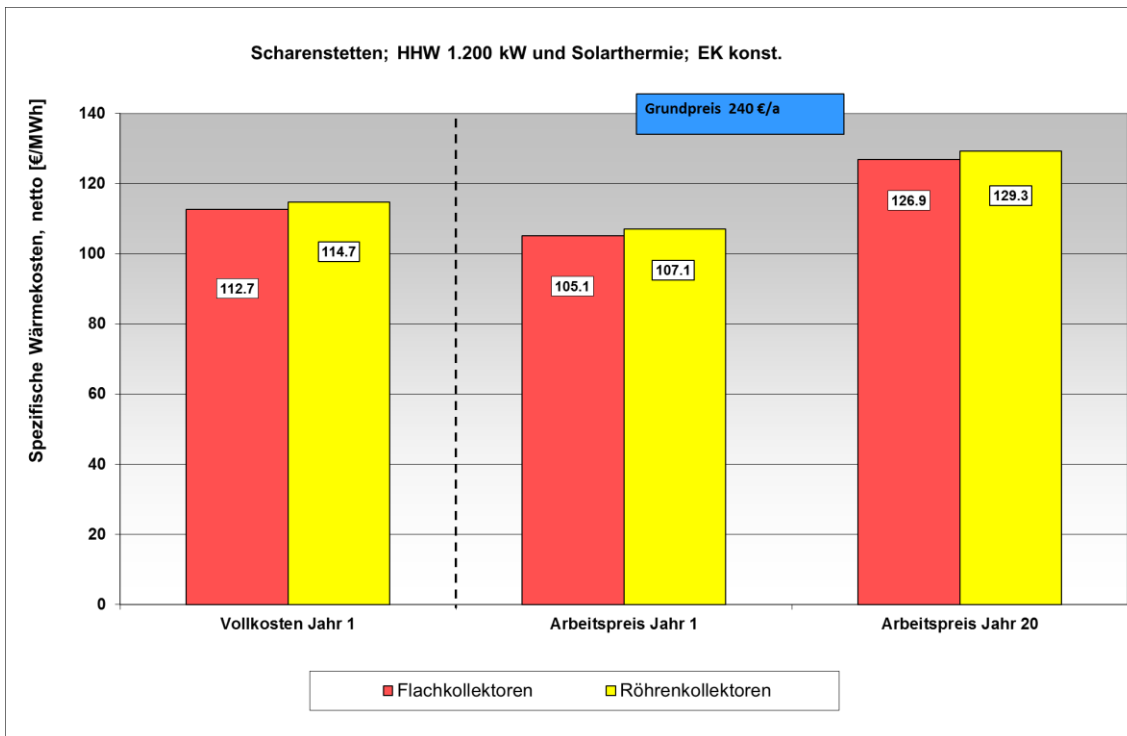


Abbildung 54: Spezifische Wärmegeheimungskosten an der Gewinnschwelle

Werden die Vollkosten an der Gewinnschwelle auf Grund- und Arbeitspreis aufgeteilt, so ergibt sich bei einem jährlichen Grundpreis von 240 €/a, bei der Variante Flachkollektoren ein Arbeitspreis von 105 €/MWh im ersten Jahr und fast 127 €/MWh nach 20 Jahren. Der Einsatz von Röhrenkollektoren erhöht den Arbeitspreis auf 107 €/MWh zu Beginn, dem ein Anstieg auf 129 €/MWh zum Ende des Zeitraums folgt (Abbildung 54, mittleres und rechtes Säulenpaar).

In ländlichen Gemeinden ist häufig zu beobachten, dass ein erheblicher Teil des Wärmebedarfs durch Scheitholz in Kamin- und Kachelöfen erzeugt wird. Eine wichtige Motivation dafür ist, aufgrund der während der letzten Jahre steigenden Ölpreise, teuren fossilen Brennstoff einzusparen.

Ändert sich diese Nutzergewohnheit der Hausbesitzer nach Inbetriebnahme der Nahwärmeversorgung nicht, hat der Einsatz der Kamin- und Kachelöfen zur Folge, dass der Absatz von Nahwärme geringer ist, als er aufgrund des Wärmebedarfs der Häuser sein könnte. Je nach Anteil der Scheitholzheizungen kann das gravierende Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit der Nahwärmeversorgung haben.

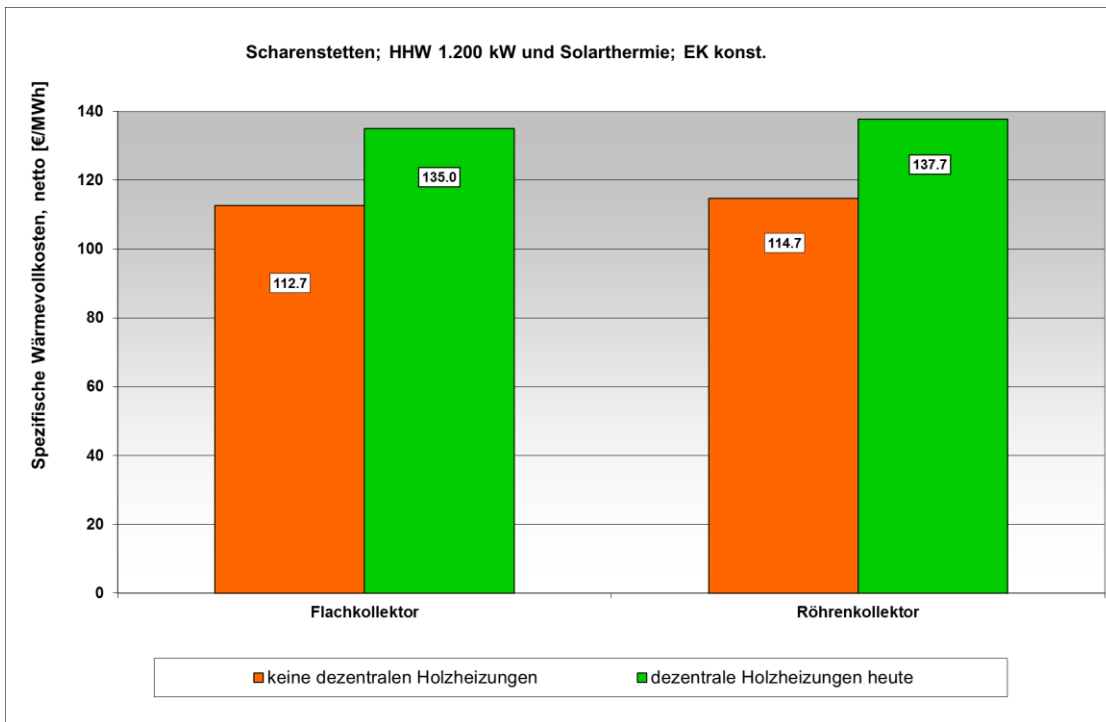


Abbildung 55: Einfluss dezentraler Kamin- und Kachelöfen auf die Wärmekosten der Nahwärmeversorgung

Scharenstetten ist ein Beispiel für Gemeinden mit hohem Scheitholzeinsatz bei der Gebäudeheizung. Die Auswertungen der Verbrauchsumfrage und der Schornsteinfegerdaten im Jahr 2010 ergaben, dass die Kamin- und Kachelöfen 30 % des gesamten Endenergiebedarfs abdecken. Bei der für SolnetBW durchgeführten Wirtschaftlichkeitsrechnung für das Nahwärmekonzept wurde daraufhin angenommen, dass sich der Nahwärmeabsatz durch die dezentralen Holzöfen um 25 % verringert. Die Wärmegestehungskosten erhöhen sich dadurch um ungefähr 23 €/MWh oder 20 % (Abbildung 55).

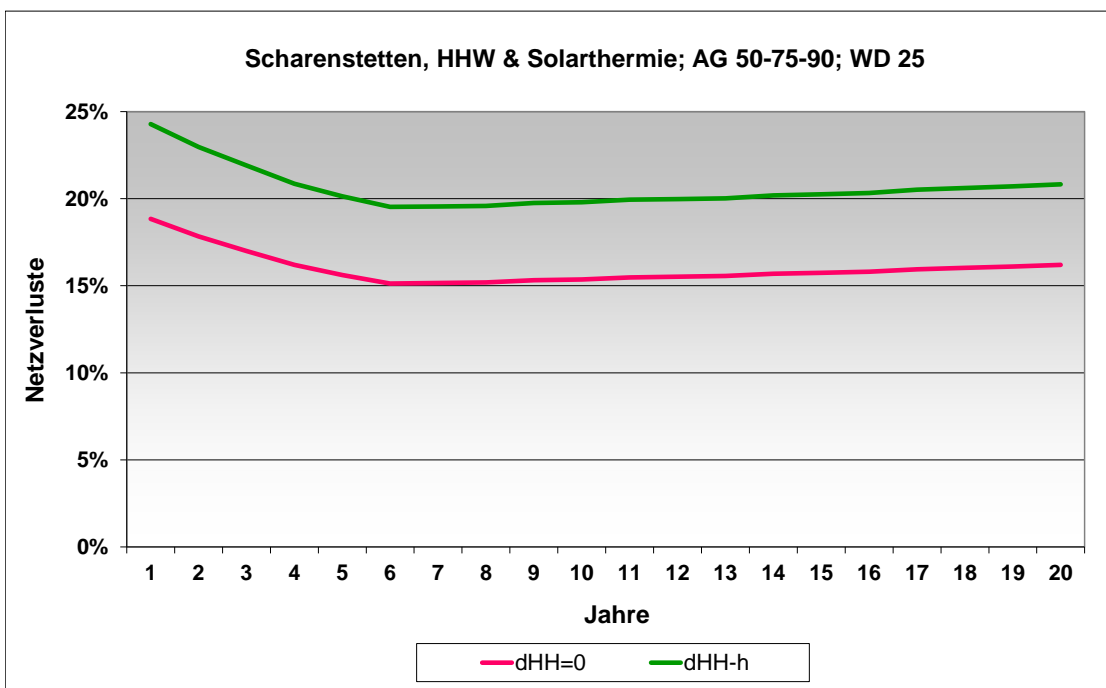


Abbildung 56: Einfluss dezentraler Holzheizungen auf die relativen Netzverluste

Deutlich bemerkbar macht sich dieser Sachverhalt auch bei den Netzverlusten. Wenn im Idealfall keine dezentralen Scheitholzheizungen zum Einsatz kommen, bewegen sich die relativen Netzverluste, bezogen auf die gelieferte Wärmemenge, zwischen 15 % und 16 %.

Geht der Wärmeabsatz bei den Wohnhäusern um 25 % zurück, machen die Netzverluste einen Sprung von fast fünf Prozentpunkten nach oben (Abbildung 56).

Vollkostenvergleich Nahwärme – konventionelle Heizungen

Der Jahreskostenvergleich zwischen konventioneller Ölheizung und Nahwärmeanschluss erfolgt nach demselben Verfahren, wie im Fallbeispiel Neuhengstett (Abschnitt 5.1).

Gegenstand der Vergleichsrechnungen in Scharenstetten ist ein durchschnittliches Einfamilienhaus mit 182 m² Wohnfläche. Die Wärmeversorgung des Referenzhauses erfolgt vor der Umstellung auf Nahwärme ebenfalls zu 100 % mit einer Ölzentralheizung (Tabelle 33).

Tabelle 33: Eckdaten des Referenzgebäudes für den Wärmevollkostenvergleich

		EFH Ölheizung
Wohnfläche Referenzhaus	m ²	182
Mittlere Anzahl Bewohner		3,2
Endenergiebedarf Öl-Zentral heute	kWh/a	35.000
Energiekennzahl heute (Endenergie)	kWh/m ² *a	192,3
Jahresnutzungsgrad Heizung heute	%	80,0
Nutzwärmebedarf heute	kWh/a	28.000
Energiekennzahl heute (NWB)	kWh/m ² *a	153,8
Jahresnutzungsgrad neuer Kessel (Öl)	%	88,0
Endenergiebedarf heutiger Zustand	kWh/a	31.818
Bedarfsdeckung Solaranlage	kWh/a	1.402
Brennstoffbedarf Öl neu Zustand heute	kWh/a	30.416
Nutzwärmebedarf gedämmt	kWh/a	14.958
Endenergiebedarf gedämmt H _u	kWh/a	16.998
Bedarfsdeckung Solaranlage	kWh/a	1.402
Brennstoffbedarf Öl-Zentral gedämmt	kWh/a	15.596
Mittlere Anschlussleistung heute	kW	16
Grundpreis Nahwärme	€	240
Investitionskosten Zentralheizung Öl	€	8.000
Kollektorfläche solarthermische Anlage	m ²	6,0
Investitionskosten Solarthermie	€	4.800
MAP-Förderung Solarthermie	€	0
Reduzierte Investkosten Solarthermie	€	4.800

Der aus der Verbrauchsumfrage bei den Hausbesitzern im Ort entnommene, mittlere Endenergiebedarf beträgt 35.000 kWh/a, was einem Verbrauch von 3.500 Litern Öl entspricht. Ausgehend von diesem Wert erfolgt die Ermittlung des Nutzwärmebedarfs mit Hilfe des mittleren Jahresnutzungsgrades der Ölheizung von 80 %.

Die solarthermische Anlage, die zur Einhaltung der Anforderungen des Erneuerbare Wärmegesetzes notwendig ist, deckt ebenso wie im Beispiel Neuhengstett 60 % des Energiebedarfs zur Warmwasserbereitung und damit in der Regel weniger als 10 % des Gesamtbedarfs. Gerechnet wird auch hier mit dem EWärmeG in der Fassung vom 1. Januar 2008.

Die Wärmevervollkosten des nicht gedämmten Einfamilienhauses in Scharenstetten variieren beim Einbau einer neuen Ölheizung zwischen 3.152 €/a und 4.369 €/a. Sie sind damit aufgrund des größeren Verbrauchs, deutlich höher als in Neuhengstett. Um die Vergleichbarkeit zu erhalten, wird dieselbe Preisspanne für Heizöl angenommen. Referenzwert sind wiederum 0,70 €/l (Abbildung 57).

In den zwei Säulen im Diagramm rechts sind die Wärmevervollkosten der Nahwärmeversorgung im ersten und im 20. Jahr dargestellt. Die Jahreskosten der Nahwärmeversorgung basieren auf der Variante mit Flachkollektoren und beziehen sich auf die Wärmegestehungskosten in Abbildung 54. Die spezifischen Vollkosten in Höhe von 112,7 €/MWh wurden für die Berechnungen zum Jahreskostenvergleich in einen Grundpreis (240 €/a) und in einen entsprechenden Arbeitspreis aufgeteilt, der im ersten Jahr 105,1 €/MWh beträgt.

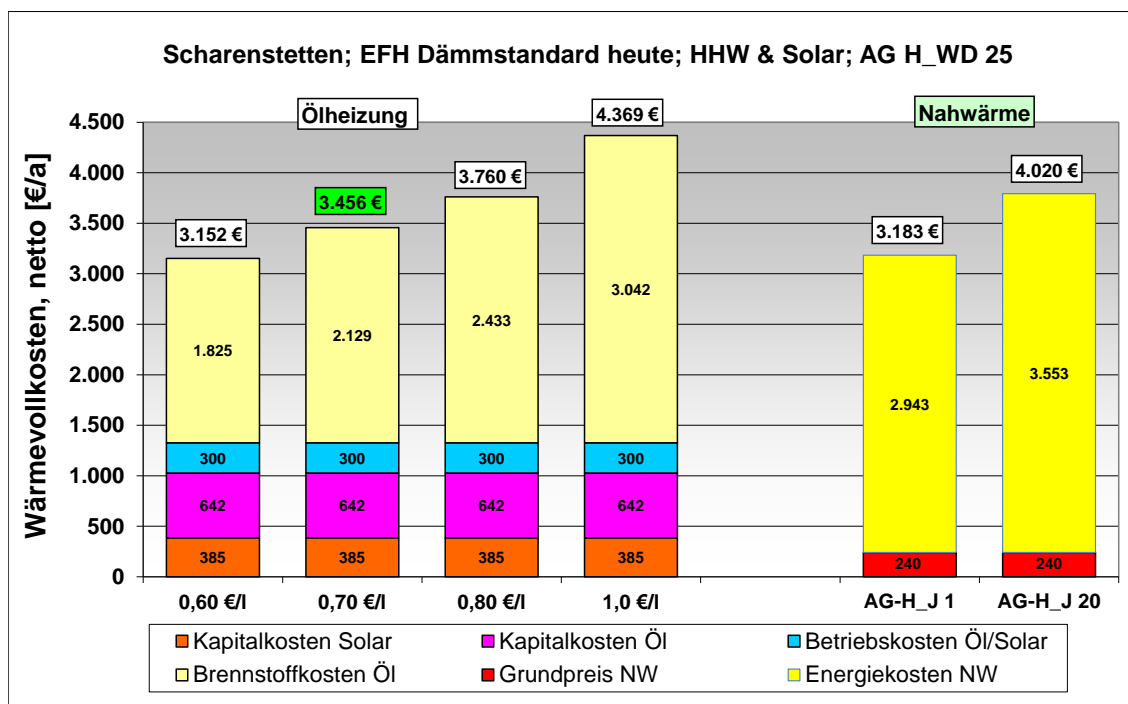


Abbildung 57: Vergleich der jährlichen Wärmevervollkosten zwischen Erneuerung einer Ölheizung und eines Nahwärmeanschlusses für ein Einfamilienhaus mit heutigem Dämmstandard. Flachkollektoren; keine dezentralen Holzheizungen.

Wird das für Scharenstetten repräsentative, ungedämmte Einfamilienhaus mit Nahwärme versorgt, liegen die Gesamtkosten für die Wärmeversorgung im ersten Jahr bei 2.183 €. Das sind 273 €/a oder 7,9 % weniger als bei Erneuerung der Ölheizung (Abbildung 57).

Die Steigerung des Arbeitspreises um 1 % pro Jahr hat für die Jahresrechnung des Nahwärmekunden im 20. Betriebsjahr Kosten in Höhe von 4.020 €/a zur Folge (Abbildung 57). Da anzunehmen ist, dass auch der Ölpreis im Verlauf von 20 Jahren ansteigt, ist auch in Scharenstetten zu erwarten, dass die Nahwärmeversorgung am Ende ebenfalls einen finanziellen Vorteil für den Hausbesitzer bietet.

Die Vergleichsrechnung zwischen Ölheizung und Nahwärme für das wärmegeädmmte Einfamilienhaus hat auch unter den Bedingungen in Scharenstetten einen deutlich größeren finanziellen Vorteil der Nahwärmeversorgung zur Folge, als bei einem Gebäude mit heutigem Wärmedämmstandard. Die Nahwärme ist im ersten Jahr um 607 € oder 25 % günstiger als die konventionelle Ölheizung (Abbildung 58).

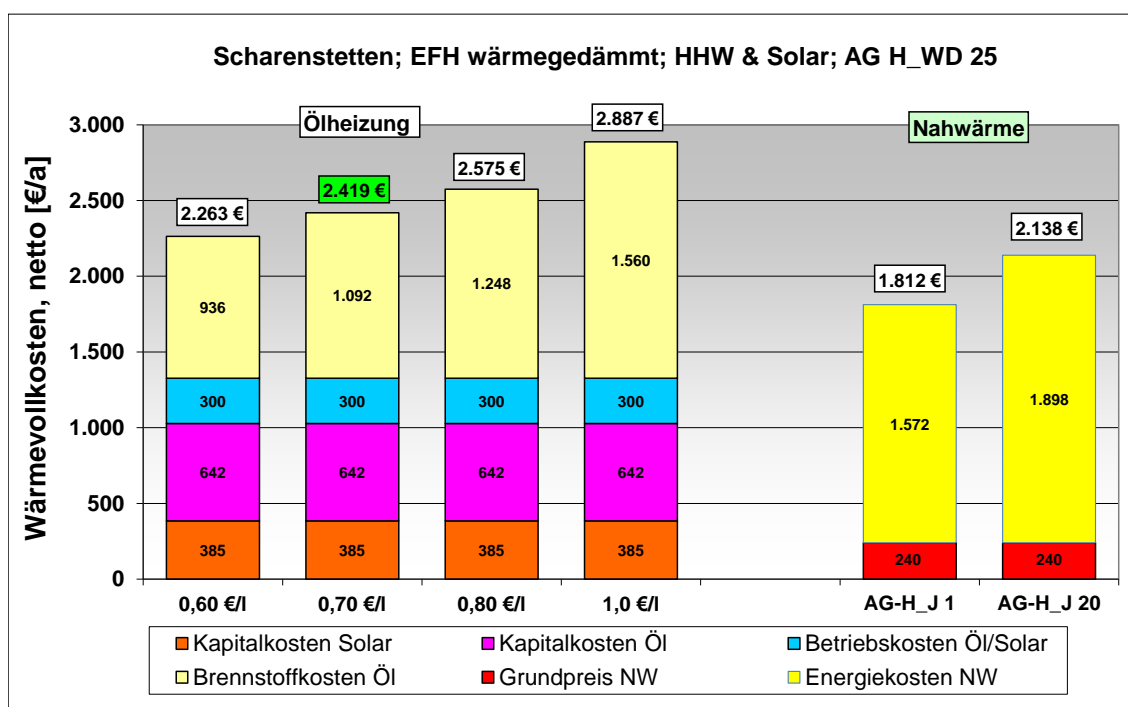


Abbildung 58: Vergleich der jährlichen Wärmevervollkosten zwischen Erneuerung einer Ölheizung und eines Nahwärmeanschlusses für ein wärmegeädmmtes Einfamilienhaus. Flachkollektoren; keine dezentralen Holzheizungen.

Abschließend erfolgt nochmals ein Jahreskostenvergleich für das unsanierte Referenzhaus, allerdings unter der Voraussetzung, dass die Arbeitspreise der Nahwärme aufgrund des Einflusses der dezentralen Holzheizungen um 20 % höher liegen, als in Abbildung 57.

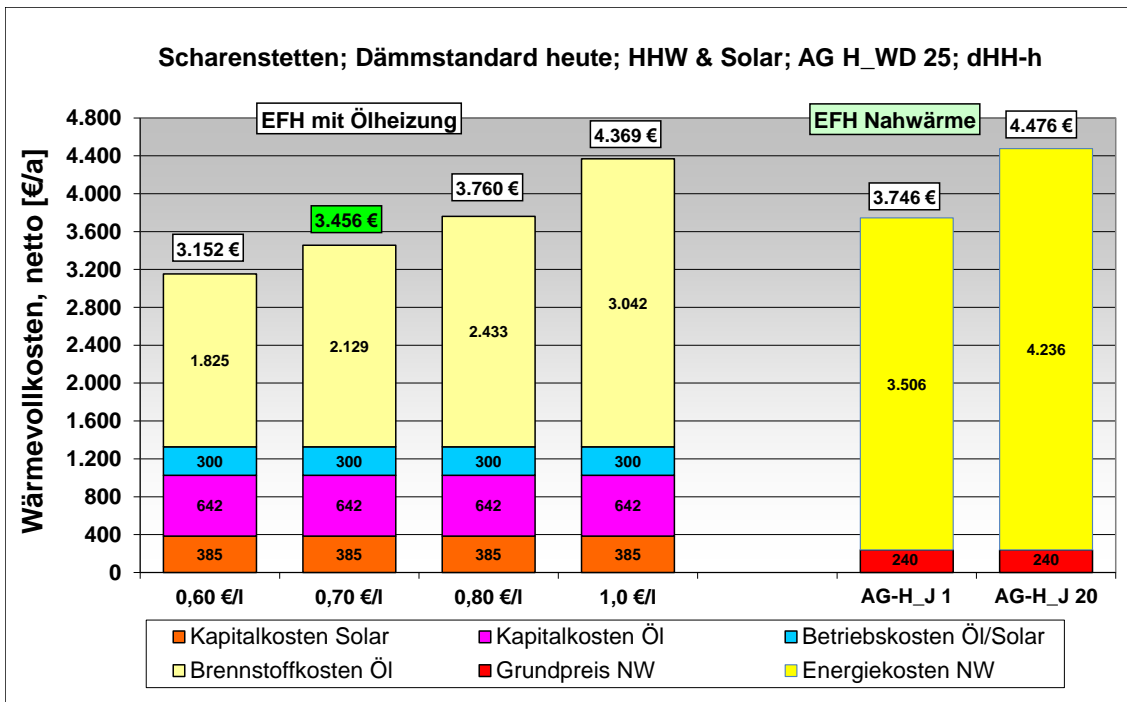


Abbildung 59: Vergleich der jährlichen Wärmevervollkosten zwischen Erneuerung einer Ölheizung und Nahwärmearbeit für ein Einfamilienhaus mit heutigem Dämmstandard. Flachkollektoren; Absatzminderung durch dezentrale Holzheizungen.

Die Jahreskosten der Nahwärme steigen dadurch im ersten Jahr auf 3.746 € an und sind damit um 290 € oder 8,4 % höher als die Kosten der konventionellen Ölheizung. Das heißt, dass häufiges Anfeuern der Kamin- und Kachelöfen nach Inbetriebnahme der Nahwärmearbeit, deren wirtschaftlichen Vorteil wieder zunichtemachen kann.

5.2.5 Zwischenfazit

Auch am Beispiel des Nahwärmekonzepts für den Ortsteil Scharenstetten der Gemeinde Dornstadt kann gezeigt werden, dass die Integration einer solarthermischen Großanlage, bei solaren Deckungsgraden von weniger als 20 %, konkurrenzfähige Wärmekosten zur Folge hat.

Bei hohen Anschlussgraden von mehr als 70 % oder besser 80 %, bietet der Nahwärmearbeit deutliche finanzielle Vorteile gegenüber einer Einzelheizung mit Öl. Allerdings zeigt sich, dass der Kostenvorteil der Nahwärme für das unsanierte und das sanierte Referenzgebäude in Scharenstetten, trotz einer um 10 % höheren Wärmedichte, absolut und relativ betrachtet etwas geringer ausfällt, als bei der Fallstudie Neuhengstett.

Falls vor dem Bau des Nahwärmenetzes ein hoher Anteil von Scheitholzheizungen zu verzeichnen war und dieses Nutzerverhalten nach Inbetriebnahme der Nahwärmearbeit beibehalten wird, können die Wärmepreise aufgrund des im Vergleich zum Gesamtwärmebedarf geringeren Wärmeabsatzes, signifikant ansteigen und die finanziellen Vorteile der Nahwärme ins Gegenteil verkehren.

5.3 Wärmekosten in Abhängigkeit zunehmender Wärmedämmung

Die Berechnungen in den beiden Fallbeispielen zur Integration von solarthermischen Großanlagen in Nahwärmesysteme basieren auf einem Wärmebedarfsszenario, das die zunehmende Wärmedämmung bei den Abnehmergebäuden berücksichtigt. Wie stark sich die wärmetechnische Sanierung auf die Wärmekosten der Nahwärmeversorgung auswirkt, soll anhand der Fallstudie Neuhengstett nochmals näher untersucht werden.

Die Analyse erstreckt sich über einen Zeitraum von 20 Jahren. Diese Zeitspanne entspricht der üblichen Periodendauer bei der Kapitalwertrechnung. Da die Studie 2013 durchgeführt wurde, ist das Referenzjahr 2012. Die Rechnung baut auf drei Wärmebedarfsszenarien auf, die sich durch die Parameter Anschlussgradiententwicklung und Umfang der zunehmenden Wärmedämmung unterscheiden (Abbildung 60).

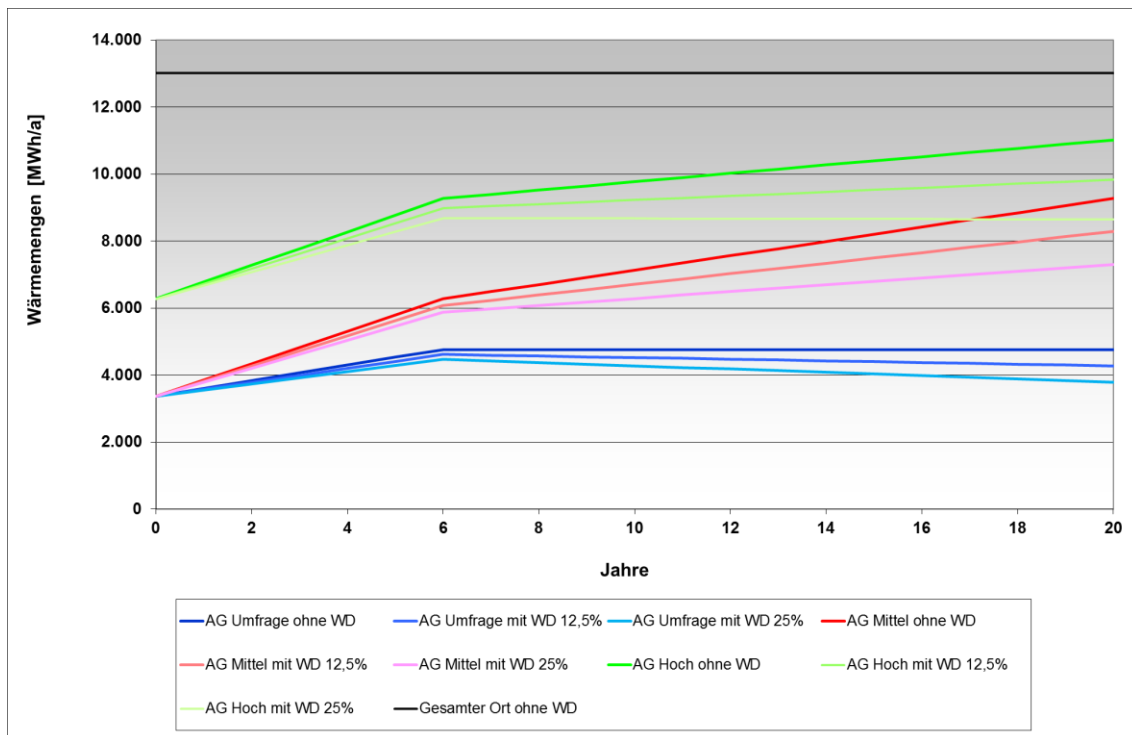


Abbildung 60: Entwicklung der im Nahwärmeverbund gelieferten jährlichen Wärmemengen über einen Zeitraum von 20 Jahren in Abhängigkeit der Wärmebedarfsszenarien

Jede der drei verschiedenen Farbgruppen in Abbildung 60 (blau, rot und grün) entspricht einer zeitlichen Entwicklung des Anschlussgrades an das Nahwärmenetz:

1. Blau: 25 % zu Beginn, 37 % nach sechs Jahren, unverändert bis zum 20. Jahr
2. Rot: 25 % zu Beginn, 50 % nach sechs Jahren, 75 % im 20. Jahr
3. Grün: 50 % zu Beginn, 75 % nach sechs Jahren, 90 % im 20. Jahr

Die oberste Kurve in jeder Farbgruppe markiert die Entwicklung der gelieferten Wärmemenge bei gleichbleibendem Wärmedämmstandard auf heutigem Niveau. Bei der mittleren Kurve nimmt der Wärmebedarf der Häuser linear ab und ist nach 20 Jahren um 12,5 % niedriger als heute. Die untere Kurve kennzeichnet ebenfalls einen zunehmenden Einfluss der Wärmedämmung, allerdings reduziert sich in diesem Fall der Bedarf nach 20 Jahren um 25 %. Dies entspricht einer

Sanierungsrate von 2,5 % pro Jahr, sofern bei 50 % der Wohnhäuser der Wärmebedarf halbiert wird

Der Einfluss des Parameters Wärmedämmung beruht bei diesen Berechnungen auf pauschalen Annahmen für das gesamte Versorgungsgebiet (vgl. Abschnitt 0).

Die Analyse des Einflusses der Wärmedämmung auf die Wärmekosten erfolgt anhand der technischen Variante Holzheizwerk entsprechend der Studie 2013 (vgl. Abbildung 39). Die Randbedingungen und Eingangsdaten der Wirtschaftlichkeitsrechnung, die Abbildung 61 zugrunde liegen, sind dieselben wie in Abschnitt 5.1 (vgl. Tabelle 26).

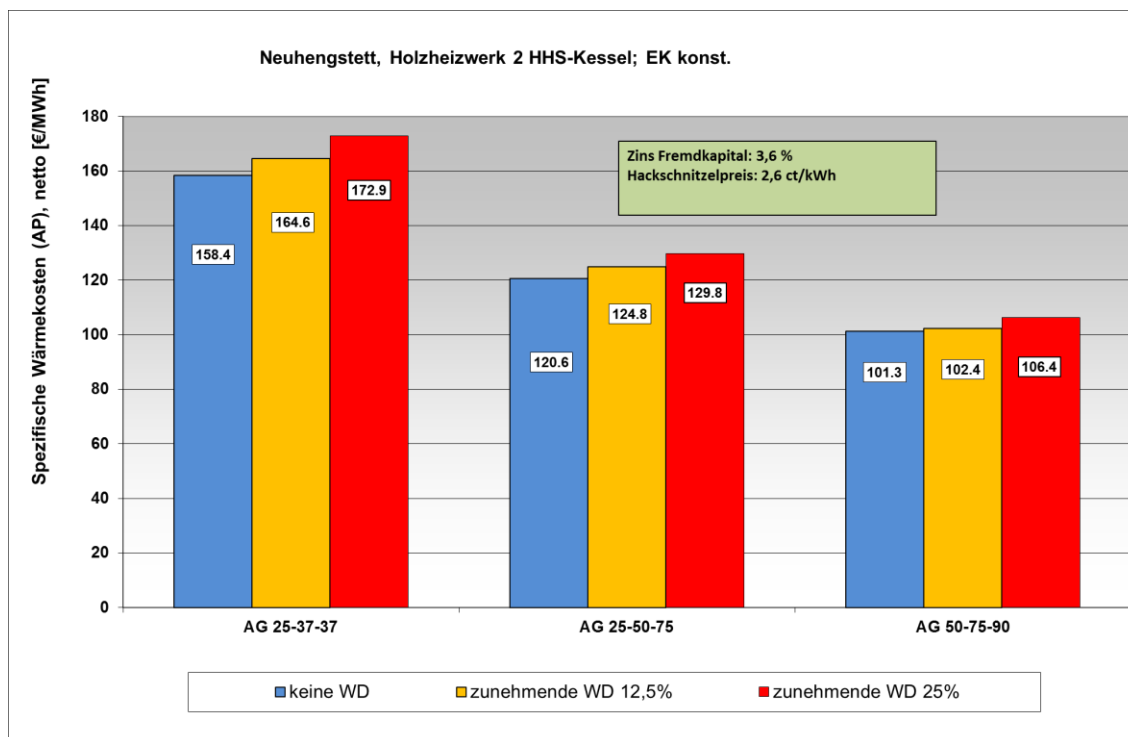


Abbildung 61: Spezifische Wärmekosten (Arbeitspreis) an der Gewinnschwelle im ersten Betriebsjahr in Abhängigkeit der Wärmebedarfsszenarien. Konstante Energiepreise.

Die Höhe der Wärmekosten, die zum Erreichen der Gewinnschwelle erforderlich ist, hängt in erster Linie von der Anschlussgradentwicklung ab (Abbildung 61). Je weniger Gebäude an das Nahwärmenetz angeschlossen werden, desto höher sind die Kosten. Eine Besonderheit ist bei der niedrigsten Anschlussrate zu verzeichnen, da in diesem Fall das Förderkriterium von 500 kWh/m Wärmedichte nicht erreicht wird. Deshalb entfallen die Investitionskostenzuschüsse des Marktanzreizprogramms (MAP), was den Kostensprung im Vergleich zur mittleren Anschlussgradentwicklung noch zusätzlich erhöht.

Die Wärmekosten bei den niedrigsten Anschlussgraden liegen, je nach Einfluss der Wärmedämmung, um 56 % bis 63 % höher als die Preise bei höchster Anschlussgradentwicklung. Davon ausgehend beträgt der Unterschied zur mittleren Anschlussgradvariante rund 20 % (Abbildung 61).

Im Vergleich zum Anschlussgrad, wirkt sich der Parameter zunehmende Wärmedämmung in viel geringerem Maße auf die resultierenden Wärmekosten aus. Je höher das Niveau des Anschlussgrades steigt, desto geringer sind die Unterschiede zwischen nicht gedämmt und gedämmt. Bei der hohen Anschlussgradentwicklung steigt der Wärmepreis lediglich um 5,1 €/MWh

oder 5 % an, wenn der aufsummierte Wärmebedarf der über Nahwärme versorgten Häuser um 25 % abnimmt (Abbildung 61).

Wie das Fallbeispiel Scharenstetten zudem zeigt, können intensiv genutzte, dezentrale Kamin- und Kachelöfen, die den Nahwärmeabsatz reduzieren, deutlich stärkere Auswirkungen auf den Anstieg der Wärmekosten haben, als die Wärmedämmung (vgl. Abschnitt 0).

5.4 Langfristiger Einfluss der Wärmedämmung

Der Aufbau solarer Wärmenetze durch den Einsatz solarthermischer Großanlagen wird sich, aufgrund der angestrebten wärmetechnischen Sanierung des Gebäudebestands in Deutschland, vor dem Hintergrund einer abnehmenden Wärmenachfrage abspielen. Wie stark der Wärmebedarf im Verlauf der nächsten Jahrzehnte abnehmen wird, kann derzeit nicht sicher prognostiziert werden. Die Erfahrung der letzten zehn Jahre zeigt, dass die tatsächlichen Sanierungsraten niedriger waren, als in den Langfristszenarien der Bundesregierung angenommen.

Wie sich die schrittweise Verbesserung der Wärmedämmung auf lokaler Ebene auf die Realisierung von Nahwärmeprojekten auswirkt, soll mit Hilfe der Parameter Wärmebedarf und Rohrleitungsdimensionierung auf der Grundlage des Beispiels Scharenstetten erläutert werden.

Im Fokus steht dabei der Vergleich zwischen dem simulierten Wärmebedarf des Versorgungsgebiets im heutigen Zustand, dem Bedarf der sich aus dem tatsächlichen, aktuellen Brennstoffverbrauch unter Berücksichtigung des Nutzerverhaltens ergibt sowie dem zukünftigen berechneten Bedarf im Szenario für das Jahr 2050.

Die Wärmebedarfsberechnung mit Hilfe von Gebäudetypen, die durch Baualtersklasse und Gebäudeart definiert sind sowie auf die Berücksichtigung verschiedener, typischer Sanierungszustände für jeden Gebäudetyp, erlaubt die Definition von Wärmebedarfsszenarien im lokalen Umfeld über unterschiedlich lange Zeiträume. Unter Berücksichtigung der im Wohngebäudebestand üblichen Sanierungszyklen, kann der zukünftige Wärmebedarf der Wohngebäude, über das gesamte Spektrum der Baualtersklassen, für verschiedene Zieljahre berechnet werden.

5.4.1 Szenario 2050 – Beispiel Scharenstetten

Bei der Wärmebedarfsberechnung wird grundsätzlich zwischen Wohngebäuden und Nichtwohngebäuden unterschieden. Die Methodik bei der Ermittlung des Wärmebedarfs der Wohngebäude zum Zeitpunkt der Konzepterstellung ist durch eine zweigleisige Herangehensweise gekennzeichnet:

1. Einteilung der Wohngebäude in Gebäudetypen in Anlehnung an die Klassifizierung nach IWU¹⁰⁸ (vgl. Tabelle 34).
Berechnung des Wärmebedarfs in Abhängigkeit der Wohnfläche (100 %), der wärmetechnischen Qualität der Gebäudehülle (in der Typbeschreibung festgelegt) und des lokalen Klimas (Testreferenzjahre des Deutschen Wetterdienstes).
2. Durchführung einer Umfrage zum Brennstoffverbrauch. Hochrechnung der Ergebnisse auf das gesamte Versorgungsgebiet und Umrechnung in Nutzenergie mit Hilfe mittlerer Jahresnutzungsgrade der Heizungsanlagen.

¹⁰⁸ Institut für Wohnen und Umwelt, Darmstadt

Tabelle 34: Einteilung der Wohngebäude in Gebäudetypen nach den Parametern Gebäudeart und Baualtersklasse

BAK	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	KFW 70	PH
Zeitraum	vor 1918	1919 - 1948	1949 - 1957	1958 - 1968	1969 - 1978	1979 - 1983	1984 - 1994	1995 - 2001	2002 - 2008	seit 2009		
EFH												
REH												
RMH												
KMH												
KMEH												
KMMH												
GMH												
HH												

Der Vergleich zwischen dem simulierten Wärmebedarf gemäß Punkt 1 und dem Wärmeverbrauch gemäß Punkt 2 zeigt, dass der auf das gesamte Versorgungsgebiet hochgerechnete Verbrauch bei allen bisher durchgeführten Studien niedriger liegt, als der simulierte Bedarf bei 100 % beheizter Wohnfläche. Um diesen Sachverhalt zu berücksichtigen, wird ein Teilbeheizungsfaktor eingeführt. Dieser drückt aus, dass im heutigen Gebäudebestand nur ein Teil der verfügbaren Wohnfläche eines Hauses oder einer Wohnung beheizt wird, was dem allgemein zu beobachtenden Nutzerverhalten entspricht.

Neben der partiellen Beheizung wirken sich zudem bei der Begehung nicht erkannte, aber bereits durchgeführte Teilsanierungen eines Wohngebäudes (Dachdämmung, etc.) auf den Teilbeheizungsfaktor aus.

Die über die Verbrauchsstichprobe während der Durchführung der Studie 2010 ermittelte Wärmemenge, die in Scharenstetten zum Heizen und zur Warmwasserbereitung genutzt wird, ist um 3,33 GWh/a oder rund 30 % geringer, als der simulierte Wärmebedarf des Gebäudebestands bei 100 % beheizter Wohnfläche (Abbildung 62, links und Mitte). Für die Wohngebäude folgt daraus ein mittlerer Teilbeheizungsfaktor von knapp 70 %.

Das Langfristszenario „Wärmedämmung“ wurde schrittweise für die Jahre 2030 und 2050 entwickelt. Unter der Annahme, dass die Sanierungszyklen von privaten Wohngebäuden in der Regel 40 bis 50 Jahre betragen, ist es möglich, die Teile des Gebäudebestands zu identifizieren, die bereits im Jahr 2030 oder erst 2050 vollsaniert sind. Für Gebäude, deren Baujahr in die Zeit von 1995 bis heute fällt, gilt die Annahme, dass sie nicht vor dem Jahr 2050 wärmedämmung werden. Die Dokumentation der räumlichen Verteilung der sanierten und nicht sanierten Gebäude erfolgt nach Durchrechnung des Szenarios in thematischen Karten mit Hilfe eines Geografischen Informationssystems (GIS).

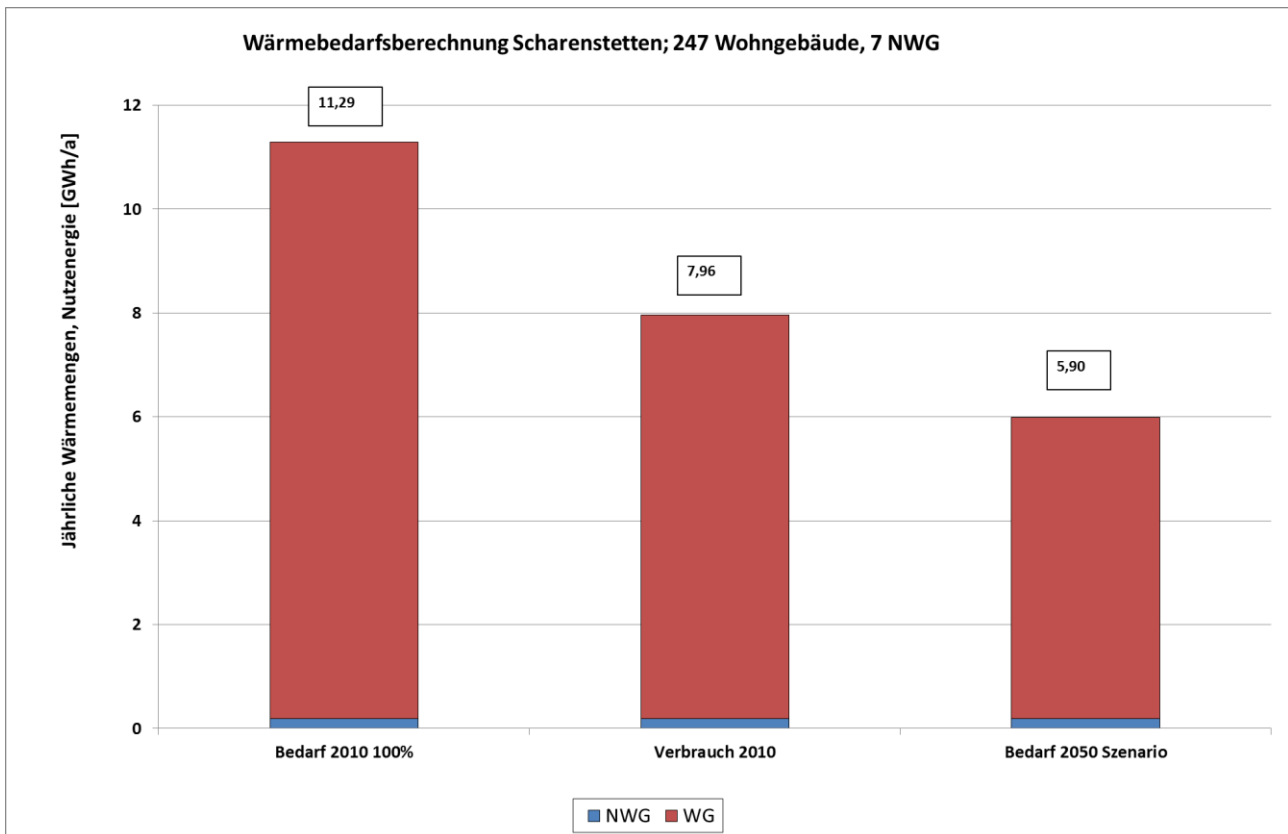


Abbildung 62: Vergleich der Wärmemengen zur Beheizung des Gebäudebestands in Scharenstetten heute (2010) und im Szenario 2050

Das Langfristszenario 2050 beschreibt eine ideale Entwicklung, bei der zum Ende des Betrachtungszeitraums alle Wohngebäude der Baualtersklassen A bis G einen verbesserten Wärmeschutz aufweisen (vgl. Abbildung 62). Bezogen auf den gesamten Gebäudebestand, entspricht diese Entwicklung einer Sanierungsrate von 2,3 % pro Jahr.



Geometriedaten	
GMH-D	m ²
Außenwand	504,0
Fenster	137,1
Dachfläche	330,0
Grundfläche	330,0
Sonstige	4,6

GMH-D	U-Werte in W/m ² *K				
	Ur	TS 1	TS 2	VS 1	VS 2
Außenwand	1,40	1,40	1,40	0,40	0,24
Fenster	2,70	1,80	1,30	1,80	1,30
Dachfläche	0,92	0,40	0,24	0,40	0,24
Grundfläche	0,92	0,92	0,92	0,50	0,30
Sonstige	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50

Abbildung 63: Überblick über die Parameter zur Beschreibung eines Gebäudetyps am Beispiel eines großen Mehrfamilienhauses der Baualterklasse D.

Legende: Ur = Urzustand, TS 1 = teilsaniert Stufe 1, TS 2 = teilsaniert Stufe 2, VS 1 = vollsaniert Stufe 1, VS 2 = vollsaniert Stufe 2.

Die Teile der Gebäudehülle weisen im Szenario für Scharenstetten nach Durchführung der Dämmmaßnahmen U-Werte auf, die dem Vollwärmeschutz Stufe 1 (VS 1) entsprechen. In der Gebäudedatenbank sind, um verschiedene Entwicklungen abbilden zu können, zwei verschiedene Qualitätsstufen vorgesehen (Abbildung 63, Tabelle unten).

Unter den genannten Bedingungen sinkt der berechnete Wärmebedarf in Scharenstetten im Jahr 2050 auf rund 6 GWh/a. Gegenüber dem für 100 % beheizter Wohnfläche berechneten Bedarf 2010, bedeutet das 5,3 GWh oder fast 48 % weniger. Im Vergleich zur genutzten Wärmemenge, die sich aus dem Brennstoffverbrauch 2010 ergibt, hat die komplette Sanierung des Gebäudebestands dagegen eine Minderung des Bedarfs von nur 25 % oder 1,98 GWh/a zur Folge (Abbildung 62).

Dabei ist zu berücksichtigen, dass der Teilbeheizungsfaktor bei vollsanierten Wohngebäuden zunimmt. Das heißt, der Anteil der unbeheizten Wohnfläche an der Gesamtwohnfläche geht zurück, bzw. mit zunehmender Wärmedämmung nimmt die beheizte, über den gesamten Ort aufsummierte Wohnfläche, im Vergleich zu heute, zu.

Unter der Annahme, dass in Scharenstetten während der nächsten zwei bis drei Jahre ein Nahwärmenetz unter Einbindung der in Abschnitt 0 beschriebenen solarthermischen Großanlage mit 2.000 m² Flachkollektoren gebaut wird, ist von einem Betrieb der Solaranlage bis mindestens zum Jahr 2040 auszugehen. Die Entwicklungen des Langfristszenarios 2050 würden sich in diesem Fall auf den Betrieb des Kollektorfeldes auswirken. Zu erwarten sind im Laufe der Jahre zunehmende solare Deckungsanteile, wobei sich der Grundlastanteil bestehend aus Warmwasserbereitung und Netzverlusten, im Vergleich zum Gesamtwärmebedarf, schrittweise erhöht.

5.4.2 Einfluss der Wärmedämmung auf die Netzauslegung

Die Auslegung der Nahwärmenetze in den Fallstudien Neuhengstett und Scharenstetten basiert auf dem heutigen, simulierten Wärmebedarf für 100% der Wohnfläche. Dadurch ist gewährleistet, dass die notwendigen Leistungen zur kompletten Beheizung des Hauses in jedem Fall über das Nahwärmenetz bereitgestellt werden können, auch wenn üblicherweise nur ein Teil der Wohnfläche auf Raumtemperatur gehalten wird.

Zur Darstellung des Einflusses des Nutzerverhaltens und der Wärmedämmung auf die Netzauslegung, sollen – in einem Gedankenexperiment – alternative Auslegungen untersucht werden:

1. Dimensionierung des Nahwärmenetzes auf der Grundlage des aktuellen Wärmeverbrauchs, der sich aus dem über die Verbrauchsumfrage ermittelten, tatsächlichen Brennstoffeinsatz ableitet.
2. Netzauslegung auf der Basis des Wärmebedarfs im Langzeitszenario 2050. Dieser Fall beleuchtet den Einfluss der Wärmedämmung und gibt Hinweise, wie zukünftige Netze aussehen müssten.

Zusätzlich zu den in den Abschnitten 5.1 und 0 genannten Parametern für die Netzauslegung, kommen für den hier durchgeführten Vergleich weitere Randbedingungen dazu:

- Der Wärmebedarf orientiert sich an den in Abbildung 62 dargestellten drei Stufen.
- Der angenommene Anschlussgrad beträgt jeweils 100 %.
- Der Gleichzeitigkeitsfaktor wird in allen Fällen auf 100 % gesetzt.

Das in der Studie 2010 entworfene Nahwärmenetz für Scharenstetten besteht aus Hauptleitungen, deren Normdurchmesser zwischen DN 150 und DN 20 variiert (Abbildung 64).

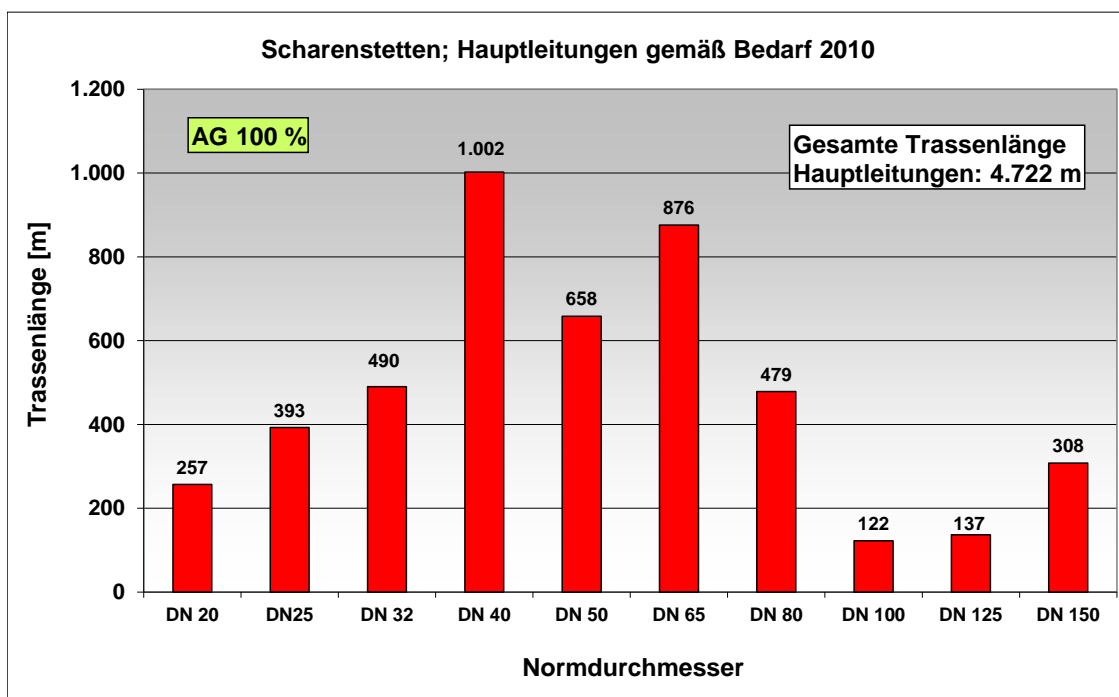


Abbildung 64: Längenverteilung der Hauptleitungen auf die Nennquerschnitte beim Netzentwurf gemäß Simulation Wärmebedarf 2010

Die aufsummierten Trassenlängen der Querschnitte DN 40 und DN 65 haben die größten Anteile an der Gesamtlänge (21,2 % bzw. 18,6 %). Die Rohre mit dem größten Durchmesser DN 150 erstrecken sich über eine Trassenlänge von 308 m (Abbildung 64).

Legt man den Wärmebedarf, der sich aus dem Brennstoffverbrauch ergibt, bei der Auslegung zugrunde (mittlere Säule in Abbildung 62), dann verschieben sich die Gewichte ein Stück weit zu kleineren Durchmessern. DN 150 wird zwar noch immer benötigt, die aufsummierte Länge halbiert sich jedoch. Den größten Anteil mit 21,6 % oder 1.022 m hat hier der Querschnitt DN 32. Auch die nachfolgenden Durchmesserstufen bis DN 65 weisen noch relativ hohe Anteile auf (Abbildung 65).

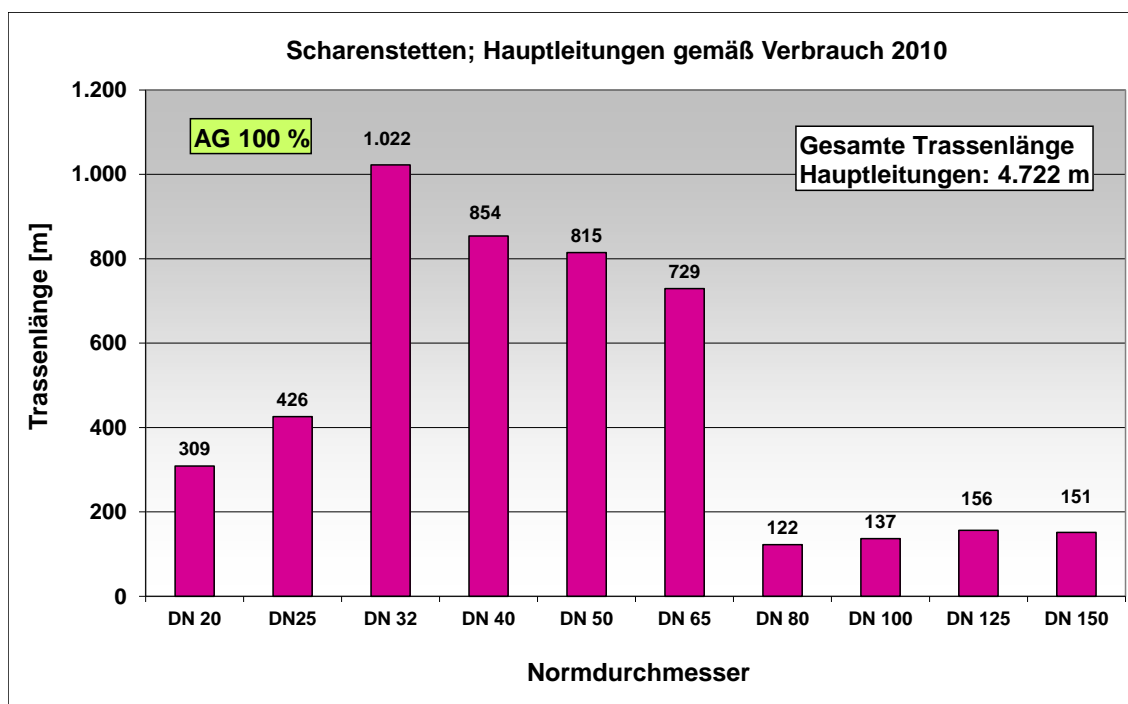


Abbildung 65: Längenverteilung der Hauptleitungen auf die Nennquerschnitte beim Netzentwurf nach tatsächlichem Verbrauch 2010

Die Netzauslegung gemäß Langfristszenario 2050 (rechte Säule in Abbildung 62) hat eine weitere Verschiebung der Längenverteilung nach links zu kleineren Durchmessern zur Folge. Auch hier weist der Querschnitt DN 32 die größte Häufigkeiten auf, allerdings ist die aufsummierte Länge auf 1.625 m gestiegen, was 34,4 % der Gesamtlänge entspricht. Aufgrund der niedrigeren Anschlussleistungen, wird die Nennweite DN 150 nicht mehr benötigt (Abbildung 66).

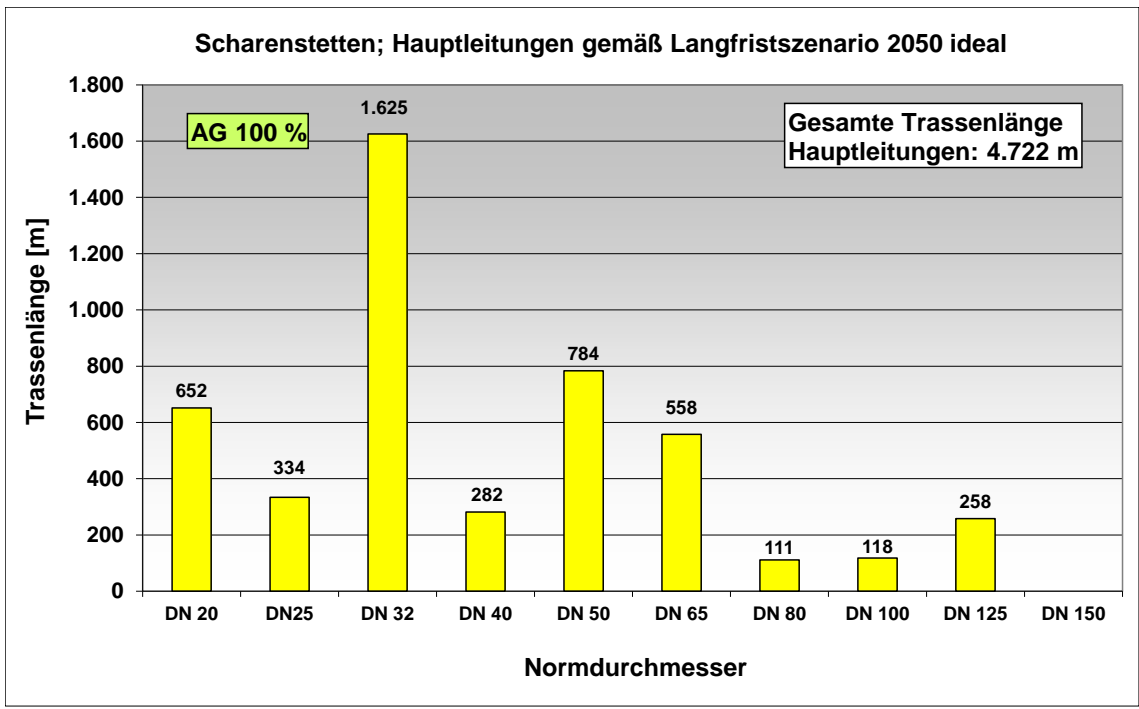


Abbildung 66: Längenverteilung der Hauptleitungen auf die Nennquerschnitte beim Netzentwurf gemäß Langfristszenario 2050

Ein wichtiger Indikator zum Vergleich der verschiedenen Netzauslegungen sind die Unterschiede bei der gewichteten Nennweite. Das Netz, das auf den höchsten Wärmebedarfswert ausgelegt ist (11,29 GWh/a), weist eine gewichtete Nennweite von 58,1 mm auf. In der mittleren Stufe, bei der der Bedarf dem heutigen Brennstoffverbrauch entspricht (7,96 GWh/a) reduziert sich die gewichtete Nennweite um 13,4 % auf 50,3 mm. Weitere 5,2 mm weniger sind bei der Netzauslegung nach Langfristszenario 2050 zu beobachten. Gegenüber dem Höchstwert bedeutet dies eine Abnahme von 22,4 % (Abbildung 67).

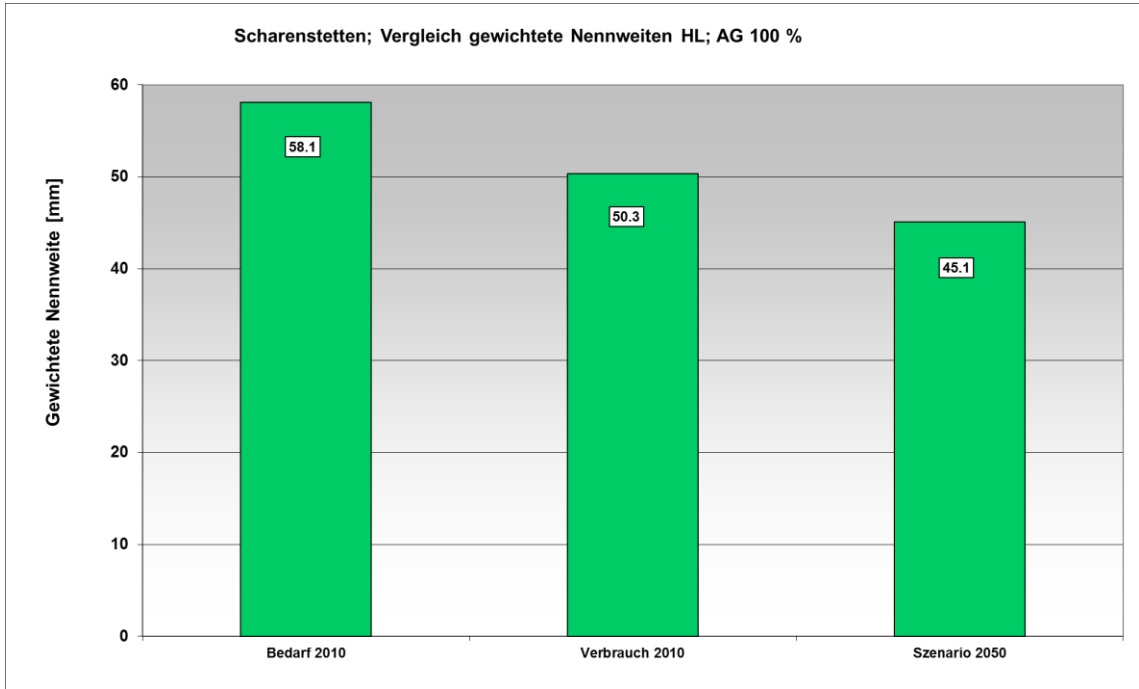


Abbildung 67: Vergleich der gewichteten Nennweiten der Hauptleitungen für die unterschiedlichen Netzentwürfe

Eine andere Betrachtungsebene sind die rechnerischen Netzverluste, die bei den verschiedenen Netzentwürfen zu erwarten sind. Der entsprechende Vergleich der Netze für die drei Wärmebedarfsstufen gemäß Abbildung 62 zeigt jedoch eine andere Entwicklung als bei den gewichteten Nennweiten (Abbildung 68).

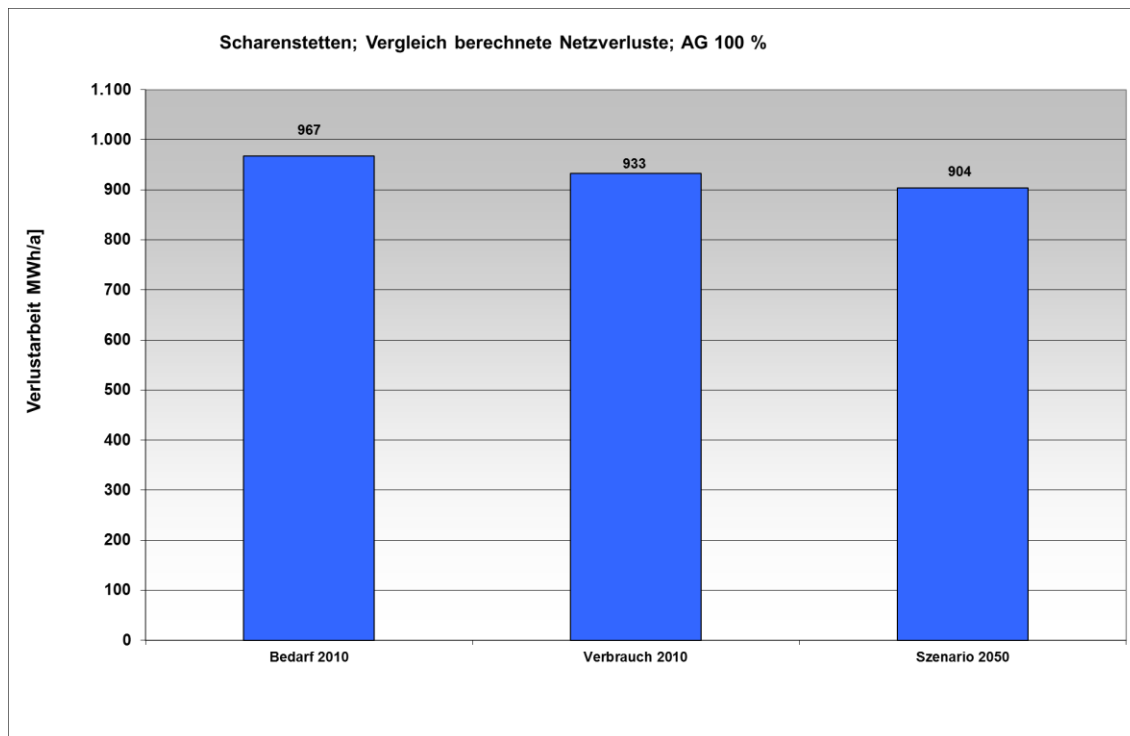


Abbildung 68: Vergleich der berechneten Netzverluste für die unterschiedlichen Netzentwürfe

Die Auslegung gemäß simuliertem Bedarf 2010 hat berechnete Netzverluste in Höhe von 967 MWh/a zur Folge. Wird das Netz nach dem aktuellen Brennstoffverbrauch ausgelegt, sinken die Verluste nur um 3,5 % auf 933 MWh/a. Die Auslegung gemäß Langfristszenario 2050 hat Verluste in Höhe von 904 MWh/a zur Folge. Gegenüber dem Höchstwert bedeutet das 6,5 % weniger (Abbildung 68).

Die absoluten Verluste bezogen auf die über das Nahwärmenetz gelieferte Wärmemenge ergibt die relativen Verlustwerte, ebenfalls ein wichtiger Parameter zur Charakterisierung von Wärmenetzen (Abbildung 69).

Das Wärmenetz in der Auslegung nach Bedarf 2010 (11,3 GWh/a) weist relative Wärmeverluste von nur 8,6 % auf. Die Verluste steigen auf 11,7 % an, wenn die gelieferte Wärmemenge auf den Wert sinkt, der dem heutigen Brennstoffverbrauch im Ort entspricht.

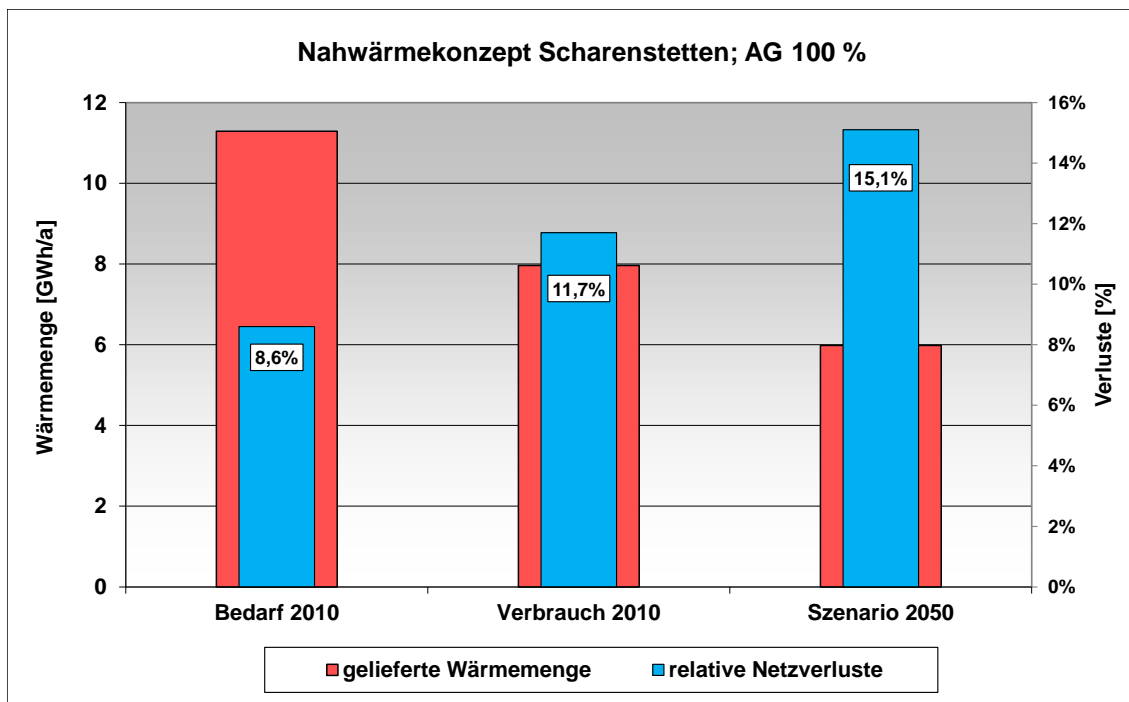


Abbildung 69: Vergleich der gelieferten Wärmemengen und der relativen Verluste für das jeweilige Wärmenetz

Einen weiteren Sprung nach oben machen die relativen Verluste, sofern der Wärmebedarf im Langfristszenario 2050 nochmals um 25 % geringer wird. Sie betragen in diesem Fall 15,1 % und sind somit um 76 % höher beim Fall Bedarf 2010 (Abbildung 69).

5.5 Schlussfolgerungen aus den Fallstudien

Die Kombination von Biomasse-Heizwerken und solarthermischen Großanlagen zur Nahwärmeversorgung von ländlichen Gemeinden ist einer von mehreren möglichen Ansätzen zur Marktintegration solarer Wärmenetze. Mit Hilfe der Fallstudien Neuhengstett und Scharenstetten konnte gezeigt werden, dass unter den derzeitigen Randbedingungen wie Technik und Kosten für Solarfeld und Einbindung, die Wärmekosten der Nahwärmeversorgung mit solarthermischen Freilandanlagen praktisch gleich hoch sind, wie die Kosten reiner Holzheizwerke.

Von Bedeutung ist in diesem Zusammenhang auch die finanzielle Förderung durch das Marktanzreizprogramm des Bundes für Kollektorfeld und Pufferspeicher. Das geplante Landesprogramm „Energiedörfer“, das Fördertatbestände für effiziente Wärmenetze und den Einsatz von großer Solarthermie enthalten soll, wirkt ebenfalls in diese Richtung.

Solare Deckungsanteile, die im Bereich von 15 % des jährlichen Wärmebedarfs liegen, führen bereits dazu, dass ein Anstieg der Energiekosten für Holzhackschnitzel und Erdgas nicht mehr so stark auf die Wärmekosten der Nahwärmeversorgung durchschlägt, wie das ohne solare Anteile der Fall ist.

Der Vergleich der Jahreskosten zur Wärmeversorgung eines typischen Einfamilienhauses bei Einsatz einer konventionellen Ölheizung oder bei Anschluss an die Nahwärme, fällt auch in ländlichen Gemeinden klar zugunsten der Nahwärme aus, wenn hohe Anschlussgrade an das Wärmenetz erreicht werden.

Die Vergleichsrechnungen in den Fallbeispielen Neuhengstett und Scharenstetten basieren auf dem Ölpreis vom Sommer 2013 (netto 70 ct/Liter). Obwohl die Preise für Heizöl derzeit niedriger sind, ist für die Zukunft wieder ein Anstieg auf das oben genannte Niveau zu erwarten.

Die Befürchtung, dass zunehmende Wärmedämmung der Abnehmergebäude Nahwärmeprojekte unwirtschaftlich machen würde, trifft auf Wärmenetze, die heute installiert und 20 Jahre lang mit der ersten Generation der Anlagentechnik betrieben werden, nicht zu. Je höher die Anschlussgrade sind, desto geringer ist die Auswirkung auf die Wärmekosten.

Der langfristige Einfluss der zunehmenden Wärmedämmung führt nicht zu einer so starken Abnahme des Gesamtwärmebedarfs im Versorgungsgebiet, wie das ein Vergleich der Wärmebedarfssimulation eines einzelnen Gebäudes im heutigen Zustand und im vollsanierten Zustand vermuten lässt. Der Grund dafür ist, dass die Wohnungen und Häuser heute im Allgemeinen nur zum Teil beheizt werden und der tatsächliche Wärmeverbrauch niedriger ist, als der berechnete Bedarf auf der Basis von 100 % der Wohnfläche. Für die langfristige Entwicklung des Wärmebedarfs im Gebäudebestand ist es außerdem von Bedeutung, mit welchen Sanierungsraten Häuser gedämmt werden und welche Qualität der Vollwärmeschutz jeweils aufweist.

5.6 Bestehende Biomasse-Heizwerke in Baden-Württemberg

In der Zeit von 1994 bis 2006 entstanden in Baden-Württemberg Holzenergieprojekte, vielfach in Verbindung mit dem Bau von Nahwärmenetzen. Ein wichtiger Auslöser für diese Entwicklung waren verschiedene Förderprogramme, wie z. B. das Energieholzprogramm (2002-2006). Verantwortlich war das Ministerium für ländlichen Raum (MLR).

Während des Zeitraums von 13 Jahren entstanden insgesamt 209 Anlagen, wobei es sich bei den meisten um Biomasse-Heizwerke mit Hackschnitzelkessel handelt (202 Anlagen). Lediglich in sieben Fällen wird aus Biomasse auch Strom erzeugt.

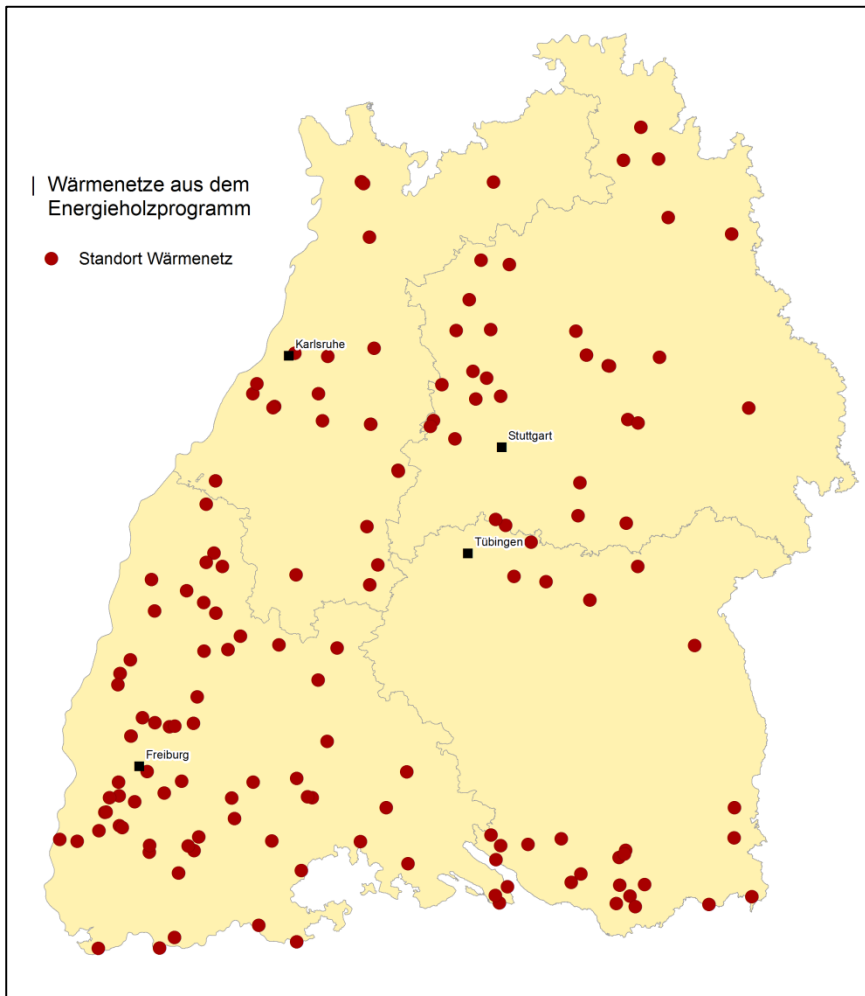


Abbildung 70: Räumliche Verteilung der von 1994 bis 2006 mit Landesmitteln geförderten 152 Biomasseprojekte mit Wärmeleitungen bzw. Wärmenetz

Nicht alle Heizwerke bzw. Heizkraftwerke verfügen über Wärmeleitungen bzw. ein Nahwärmenetz. Die Auswertung der seinerzeit von der Forstdirektion Freiburg erhobenen Daten über die ausgeführten Anlagen ergab, dass immerhin 57 Anlagen ohne Wärmeleitungen realisiert wurden. Bei den übrigen 152 schwankt die Trassenlänge zwischen 20 m und 5.170 m (Abbildung 70).

Eine genauere Analyse über die Verteilung der Trassenlängen zwischen Minimal- und Maximalwert, zeigt dass es sich in der Regel nicht um ausgedehnte Nahwärmenetze handelt. Eine größere Trassenlänge als 1.500 m haben nur 21 Projekte aufzuweisen, die zum überwiegenden Teil im badischen Landesteil angesiedelt sind (Abbildung 71).

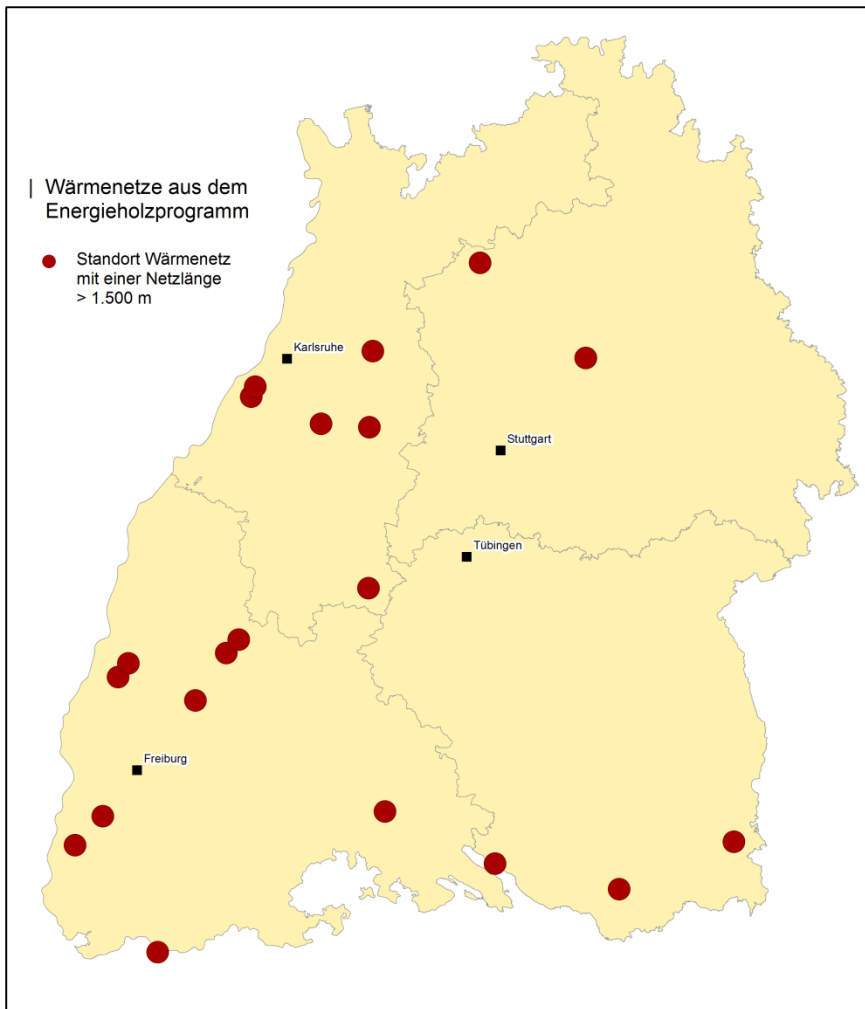


Abbildung 71: Räumliche Verteilung der von 1994 bis 2006 mit Landesmitteln geförderten Biomasseprojekte mit Trassenlängen des Wärmenetzes größer als 1.500 m

Die Wärmelieferung an die Abnehmer beträgt in den allermeisten Fällen deutlich weniger als 5.000 MWh/a. Oberhalb dieser Schwelle gibt es im Land nur 20 Projekte. Der Spitzenwert liegt bei mehr als 24.000 MWh/a. In diesem Fall handelt es sich um eines der sieben Heizkraftwerke, die mit Hilfe der Landesfördermittel errichtet wurden. Die Netzlänge beträgt in diesem Fall 4,8 km.

Eine technisch und ökonomisch gute Möglichkeit, solarthermische Anlagen in vorhandene Biomasseheizwerke mit Hackschnitzelkessel einzubinden, besteht dann, wenn die Spitzenlast mit einem Ölkessel erzeugt wird. Insgesamt gibt es unter den 209 geförderten 97 Anlagen, die einen Ölkessel aufweisen. Betrachtet man nur diejenigen, deren Nahwärmetrasse gleichzeitig länger als 500 m ist, dann reduziert sich die Zahl auf nur noch 37. Dabei handelt es sich um 36 Heizwerke und eine KWK-Anlage.

Allein 19 Heizwerke liefern Wärme in ein Neubaugebiet das wahrscheinlich zeitgleich mit der Holzenergieanlage entwickelt wurde. In 15 Fällen wurden zusätzlich zum Neubaugebiet auch noch öffentliche Gebäude angeschlossen.

Die Betreiber der über die Landesprogramme geförderten Biomasse-Heizwerke sind im Rahmen der Markteinführungsinitiative für solarthermische Großanlagen eine Gruppe von möglichen Ansprechpartnern und Akteuren, die zur Realisierung der ersten großen, in Nahwärmenetze integrierten Kollektorfelder, beitragen können.

6 Strategieentwicklung

HINWEIS: Das folgende Kapitel 6 Strategieentwicklung beinhaltet eine Kurzfassung des derzeitigen Arbeitsstands. Die Ausarbeitung und Umsetzung einer geeigneten Strategie für die Markteinführung solarer Wärmenetze in Baden-Württemberg erfolgt im weiteren Projektverlauf.

Die Analyse der vorliegenden Rahmenbedingungen für solare Wärmenetze in Baden-Württemberg in den Bereichen Technik und Wirtschaftlichkeit, des rechtlichen Rahmens sowie der im Land vorliegenden Versorgungs- und Wärmebedarfsstruktur und deren künftig zu erwartenden Entwicklung zeigt bedeutsame Entwicklungschancen, aber auch einige strukturelle Hemmnisse für eine breite Markteinführung auf. Im Ergebnis lassen sich folgende wesentliche Schlussfolgerungen aus der Analyse ziehen:

- Die solare Nah- und Fernwärme ist technisch ausgereift und am Markt grundsätzlich verfügbar. Die Umsetzung in Dänemark, Schweden und Österreich ist deutlich weiter fortgeschritten als in Deutschland.
- Für die Umsetzung der Energiewende, die langfristige Kostenstabilität und die Verbesserung der Versorgungssicherheit ist die Solarthermie ein unverzichtbarer Baustein in der künftigen Energieversorgung.
- Es gibt zahlreiche technische Integrationsmöglichkeiten für die großflächige Solarthermie in Wärmenetze.
- Die Wärmebedarfsstruktur in Baden-Württemberg bietet auch künftig große Potenziale für die Anwendung der solaren Nah- und Fernwärme.
- Ökonomisch konkurrenzfähige Wärmegestehungskosten können insbesondere bei großen Anlagen ($> 1 \text{ MW}_{\text{th}}$), Freilandaufstellung und solaren Deckungsanteilen bis etwa 20% erreicht werden.
- Technische Hemmnisse für eine Realisierung bestehen nur in wenigen Fällen.
- Der bestehende Rechtsrahmen (EnEV, EEWärmeG, KWKG und das EWärmeG BW) unterstützt die Integration der Solarthermie in die Nah- und Fernwärme bisher nicht.
- Es sind auf verschiedenen Ebenen Anstrengungen erforderlich, um der solaren Nah- und Fernwärme in Baden-Württemberg zum Marktdurchbruch zu verhelfen.

6.1 Entwicklungsansätze zur Markteinführung solarer Wärmenetze

Auf Basis dieser Ergebnisse werden die Entwicklung und Umsetzung folgender Handlungsansätze und Instrumente empfohlen, die unmittelbar auf die Markteinführung solarer Nah- und Fernwärme und die Umsetzung konkreter Projekte in Baden-Württemberg zielen. Sie lassen sich in einem *Sechs-Punkte-Plan* zusammenfassen:

1. Durchführung landesweiter Informations- und Beratungsaktivitäten zu solaren Wärmenetzen
2. Anbahnung konkreter Projekte für neue Wärmenetze mit Anteil Solarthermie
3. Anbahnung konkreter Projekte zur Integration von Solarthermie in bestehende Wärmenetze
4. Abbau von Hemmnissen durch Stärkung der Bürgerbeteiligung
5. Entwicklung von Geschäftsmodellen für solare Wärmenetze
6. Verbesserung des Rechts- und Förderrahmen für solare Wärmenetze

6.1.1 Durchführung landesweiter Informations- und Beratungsaktivitäten zu solaren Wärmenetzen

Die Verstärkung der Informations- und Beratungsaktivitäten ist eine wichtige Grundlage, um Investitionen in die solare Nah- und Fernwärme zu ermöglichen. Trotz des derzeit rasanten Marktwachstums dieser Technologie in Dänemark sind die Möglichkeiten der netzgebundenen Solarthermie in Deutschland noch weitgehend unbekannt.

Ziel der Informations- und Beratungsaktivitäten sollte es sein, bei den potenziellen Akteuren ein nachhaltiges Interesse zu wecken und die künftigen Marktchancen zu vermitteln. Die Voraussetzungen für eine wachsende Bedeutung der solaren Nah- und Fernwärme sind dabei gegeben. Es setzt sich mehr und mehr die Erkenntnis durch, dass ein langfristig klimaneutraler Gebäudebestand durch energetische Sanierung der Gebäude allein nicht erreicht werden kann, sondern zunehmend erneuerbare Energien in die Wärmeversorgung integriert werden müssen.

Auch die derzeit sehr große Abhängigkeit von den Energieimporten fossiler Energieträger in der Wärmeversorgung ist ein starker Treiber für neue Versorgungsstrategien auf Basis erneuerbarer Energien. Hier bietet die netzgebundene Solarthermie eine ökologisch und ökonomisch vorteilhafte Option. Derzeit überwiegt jedoch noch bei vielen Akteuren die Unkenntnis oder Skepsis über die technischen und ökonomischen Vorteile der solaren Nah- und Fernwärme.

Gerade Akteure mit einer gewissen Offenheit für neue Technologien haben jedoch in der Vergangenheit oft Erfahrungen mit der Solarthermie gesammelt, die heute noch deren Bewertung prägen und für eine Hinwendung zu solarer Nah- und Fernwärme sogar hinderlich sein können. Dies betrifft sowohl Anlagen im privaten Bereich, als auch die Installation von Solarthermieanlagen durch Wärmeversorgungsunternehmen. Diese meist kleinen Anlagen weisen gegenüber großen netzgebundenen Anlagen bis zu 5-fach höhere Wärmegestehungskosten auf.

Eine wesentliche Kernbotschaft in den Informations- und Beratungsaktivitäten sollte also darin bestehen, dass mit der solaren Nah- und Fernwärme eine effiziente technische Nutzung der Sonnenenergie möglich ist, die mit den bisherigen Kleinanlagen nicht vergleichbar ist. Auch die für Verbraucher und Unternehmen mit der Nutzung der Solarthermie verbundene langfristige Kostenstabilität sollte eine wichtige Kernbotschaft sein.

Die Instrumente zur Umsetzung der Informations- und Beratungsaktivitäten sollten in ihrer Ausgestaltung auf die jeweiligen Zielgruppen abgestimmt sein. Dies betrifft z.B. eine auf „Energiedörfer“ fokussierte Informationskampagne.

6.1.2 Anbahnung konkreter Projekte für neue Wärmenetze mit Anteil Solarthermie

Für die Markteinführung solarer Wärmenetze in Baden-Württemberg ist es erforderlich, konkrete Projekte zu realisieren, die die technische Machbarkeit und ökonomische Umsetzbarkeit dieser Technologie belegen. Grundsätzlich kommen zur Realisierung von Anlagen sowohl neu zu errichtende Wärmenetze in Betracht, wie auch die Integration der Solarthermie in ein bestehendes Wärmenetz. Beide Anwendungsfälle sollten parallel verfolgt werden.

Neue Wärmenetze kommen derzeit vor allem in eher ländlichen oder kleineren Gemeinden zur Anwendung und werden oft durch die Bürger vor Ort vorangetrieben. Wirtschaftlich vorteilhaft für die Umsetzung dieser Anlagen in eher ländlichen Strukturen sind die grundsätzlich bessere Verfügbarkeit von Freiflächen zur Aufstellung eines Kollektorfeldes, die eher niedrigen

Grundstückskosten, sowie die spezifisch deutlich geringeren Rohrnetz-Verlegekosten gegenüber einem städtischen Umfeld. Zudem kann die Planung der Netzinfrastruktur von Beginn an auf den zu deckenden Bedarf optimal angepasst und für die Integration der Solarthermie optimiert werden. Auch bei der Umsetzung von städtischen Quartierskonzepten kommt grundsätzlich die Neuerrichtung eines Wärmenetzes in Betracht, wenngleich hier die Investitionskosten insbesondere durch den Tiefbau höher sind.

Trotz dieser positiven Rahmenbedingungen trifft die Realisierung neuer Wärmenetze – unabhängig von der Einbindung der Solarthermie – auf verschiedene Hemmnisse. Die Investitionskosten zur Errichtung der Netzinfrastruktur sind relativ hoch und müssen durch die Erlöse des Wärmevertriebs über vergleichsweise lange Zeiträume refinanziert werden. Die dafür erforderlichen langen betriebswirtschaftlichen Amortisationszeiträume waren in den letzten Jahren für die Energiewirtschaft wenig attraktiv. Dies könnte sich jedoch durch den derzeitigen strukturellen Wandel in den Rahmenbedingungen der Energiewirtschaft ändern.

Ein weiteres Hemmnis besteht darin, dass die Wärmeabnehmer als Kunden für das zu verlegende Wärmenetz akquiriert werden müssen. Aus betriebswirtschaftlicher Sicht wird sich die Investition in das Wärmenetz nur dann refinanzieren können, wenn ein größerer Teil der potenziellen Abnehmer als Kunde gewonnen und ein hoher Anschlussgrad erreicht werden kann. Die bei den möglichen Kunden vorliegende Versorgungsstruktur und deren Modernisierungsbedarf sind dabei meist uneinheitlich, sodass selbst bei einer Gewinnung der Kunden oft längere zeitliche Übergänge durch den Wärmeversorger bis zum Erreichen der gesamten Wärmeabgabe im Netz zu überbrücken sind.

Die Gewinnung von Kunden für eine leitungsgebundene Wärmeversorgung hängt dabei von verschiedenen Kriterien ab. Aus ökonomischer Sicht sollten die Wärmekosten gegenüber einer dezentralen Versorgung möglichst nicht höher ausfallen. Dazu müssen die Vollkosten der dezentralen Versorgung in Ansatz gebracht werden, während die potenziellen Kunden oft nur die Wärmekosten mit den reinen Brennstoffkosten vergleichen. Dabei sollten auch ggf. erforderliche Investitionen in erneuerbare Energien nach dem EWärmeG Baden-Württemberg im Rahmen einer Heizungsmodernisierung gegenüber den Aufwendungen einer Wärmenetzlösung in Ansatz gebracht werden. Dies erfordert einen nicht zu unterschätzenden Aufwand an Information und Kommunikation.

Um die möglichen Standorte in Baden-Württemberg zu ermitteln, die für die Neuerrichtung eines Wärmenetzes mit einem größeren Anteil Solarthermie an der Energieerzeugung besonderes gute Voraussetzungen aufweisen, sollen die Standorte nach topografischen, technischen, ökonomischen und politischen Kriterien ausgewertet werden.

Nach der Recherche der erforderlichen Informationen sollen mögliche Standorte für neue solare Wärmenetze nach den obigen Kriterien bewertet werden. Ziel ist es, mögliche Standorte mit besonders erfolversprechenden Rahmenbedingungen aufzufinden und potenzielle Initiatoren vor Ort durch Kommunikationsmaßnahmen zu adressieren.

6.1.3 Anbahnung konkreter Projekte zur Integration von Solarthermie in bestehende Wärmenetze

Gegenüber der Neu-Errichtung von Wärmenetzen ist die Integration der Solarthermie in bestehende Wärmenetze in Bezug auf die Standortfaktoren und die Ansprache möglicher Akteure recht unterschiedlich. In diesen Fällen sind die Wärmenetzinfrastruktur, die Erzeugungsanlagen und die Wärmeabnehmer bereits vorhanden. Notwendige Investitionen beziehen sich somit nur auf die Erweiterung des Erzeugungsportfolios durch die Solarthermie und die technische Einbindung in das bestehende System. Eine aufwändige Gewinnung der Wärmekunden ist damit nicht notwendig. Aus ökonomischer Sicht bieten bestehende städtische Fernwärmenetze in vielen Fällen gute Voraussetzungen für die Integration der Solarthermie.

Besonders vorteilhaft erscheint die Integration der Solarthermie in Netze, deren sommerliche Wärmeenergieerzeugung auf biogenen Festbrennstoffen oder Gas- bzw. Ölkesseln ohne Kraft-Wärme-Kopplung basiert. Hier kann die großflächige Solarthermie zu Kosteneinsparungen bei gleichzeitiger langfristiger Kostensicherheit für das Unternehmen führen. Dagegen bieten Wärmenetze mit einem größeren Anteil aus Müllverbrennungsanlagen keine guten Voraussetzungen für den Einsatz der Solarthermie, denn aus Gründen der Entsorgungssicherheit fallen diese Energiemengen ohnehin an.

Auch Erzeugungsanlagen in Kraft-Wärme-Kopplung können das Einsatzpotenzial für solare Wärme beeinträchtigen. Wenn KWK-Anlagen für die sommerliche Stromproduktion eingesetzt werden, fällt gleichzeitig Wärme an. Allerdings werden auch bestehende KWK-Anlagen vor dem Hintergrund der stark gefallen Erlöse des KWK-Stroms insbesondere im Sommer zunehmend außer Betrieb genommen, sodass die Solarwärme hier perspektivisch als eine mögliche Erzeugungsoption in Frage kommt.

Vorteilhaft für die Planung der Solaranlage bei bestehenden Netzen ist die Kenntnis des realen sommerlichen Lastverlaufs an Wärme. So kann die Anlage dem tatsächlichen Bedarf optimal angepasst werden. Nachteilig wirken sich dagegen die begrenzte Verfügbarkeit von Flächen, damit verbunden auch eine eher geringe Akzeptanz bei der Nutzung von Freiflächen und teilweise hohe sommerliche Netztemperaturen bei bestehenden Netzen aus.

Analog zu der Ermittlung erfolgversprechender Standortfaktoren für neue Wärmenetze sollten die in Baden-Württemberg bestehenden Wärmenetze in einem strukturierten Screening bewertet werden, um die Netze zu extrahieren, die besonders günstige Voraussetzungen für die Integration großflächiger Solarthermie aufweisen.

6.1.4 Abbau von Hemmnissen durch Stärkung der Bürgerbeteiligung

Der Aus- und Umbau der Wärmenetze mit der Integration der Solarthermie erfordert einen veränderten Rahmen für die Beteiligung der Bürger. Dies betrifft sowohl die Mitwirkung an Entscheidungsprozessen, die Verbesserung der Akzeptanz vor Ort für die Inanspruchnahme von Freiflächen für Kollektoranlagen, wie auch die finanzielle Beteiligung an Investitionsvorhaben bzw. die Teilhabe an wirtschaftlichen Überschüssen. Auch aus rein wirtschaftlichen Gründen kann die Mobilisierung privaten Kapitals vorteilhaft sein.

Das Land Baden-Württemberg hat diese Notwendigkeit erkannt und auch in ihrem Integrierten Energie- und Klimaschutzkonzept der Bürgerbeteiligung eine hohe Bedeutung zuerkannt. Die unterschiedlichen Möglichkeiten der Bürgerbeteiligung sind im Kapitel 3.4.5 dargelegt.

Im Rahmen des Projekts sollen hier vor allem solche Entwicklungsansätze verfolgt werden, die im Hinblick auf konkrete Investitionen in die solare Nah- und Fernwärme besonders positiv wirken.

Dies betrifft zum einen die frühzeitige Beteiligung der Bürger im Planungsprozess vor Ort mit dem ernst gemeinten Anspruch einer hohen Transparenz. Gerade die Nutzung von Freiflächen für die Aufstellung von Solarkollektorfeldern trifft oft nicht auf die Akzeptanz in kommunalpolitischen Gremien oder der Bevölkerung vor Ort. Auch wenn die flächenbezogene Energieausbeute bei der Solarthermie wesentlich höher ist als z.B. beim Anbau von Energiepflanzen und auch der Boden weder versiegelt noch belastet wird, so sind es doch letztlich technische Anlagen, die einen deutlichen Einfluss auf das Landschafts- bzw. Stadtbild haben. Im Rahmen von Planungs- und Genehmigungsprozessen müssen die umwelt- und gesellschaftsrelevanten Fragen angemessen berücksichtigt werden.

Auch die finanzielle Beteiligung der Bürger an den Investitionsvorhaben kann die Akzeptanz für die Inanspruchnahme von Flächen verbessern und zudem die Wirtschaftlichkeit der Investition erhöhen. Ein wichtiges Hemmnis beim Ausbau der solaren Nah- und Fernwärmeversorgung sind die hohen Anfangsinvestitionen, die über einen langen Zeitraum refinanziert werden müssen. Für die Realisierung einer finanziellen Bürgerbeteiligung spricht hier auch der Umstand, dass die Renditeerwartung von Privatpersonen in der Regel niedriger liegt als bei gewerblichen oder institutionellen Investoren.

Zur Unterstützung der Markteinführung solarer Wärmenetze in Baden-Württemberg sollen praxisbezogene Instrumente zur Stärkung der Bürgerbeteiligung bei der Planung, Genehmigung und Umsetzung solarer Wärmenetze entwickelt werden.

6.1.5 Entwicklung von Geschäftsmodellen für solare Wärmelieferung

Neben den klassischen Fällen, in denen ein Wärmeversorger oder eine Energiegenossenschaft in solare Nah- oder Fernwärme investiert und anschließend Kunden mit solarer Wärme beliefert, kommen grundsätzlich auch Lösungen in Betracht, in denen Wärmenetzbetreiber und Investor der Solaranlage nicht identisch sind.

Für die Fernwärmeversorger ist die Übernahme von Wärmemengen aus Anlagen, die von Dritten betrieben werden, grundsätzlich eine seit vielen Jahren geübte Praxis. In vielen Städten wird die Wärme aus Müllverbrennungsanlagen in örtlichen Wärmenetzen genutzt, auch wenn diese Anlagen nicht im Besitz der Wärmeversorger sind. Auch industrielle Abwärme wird auf diese Art in die Wärmenetze eingespeist. Die Einspeise- und Vergütungsbedingungen sind jedoch nicht gesetzlich geregelt, sondern werden zwischen den Geschäftspartnern zivilrechtlich vereinbart.

Für den Fall, dass der Wärmeversorger nicht selbst in die Solarthermieanlage investieren will oder kann, könnte dies ein dritter Investor tun und die Wärme anschließend als *Contractor* verkaufen. Solche Modelle wurden - wie in Kapitel 2.2. beschrieben - in Österreich und Schweden bereits mehrfach umgesetzt. Dabei sind spezialisierte Solar-Unternehmen, wie auch die Wohnungswirtschaft oder die öffentliche Hand Eigentümer der Solaranlagen.

Besonders geeignet für das Modell der solaren Wärmelieferung erscheint die Integration in bestehende Wärmenetze. Der Contractor finanziert und errichtet die Anlage auf eigenes unternehmerisches Risiko, jedoch auf Grundlage eines langfristigen Wärmelieferungsvertrags mit dem Wärmenetzbetreiber. Eine finanzielle Bürgerbeteiligung an der Investition ist möglich und kann

zudem die Akzeptanz vor Ort erhöhen, auch reine Energiegenossenschaften können als Wärmelieferer auftreten.

Für die Wärmenetzbetreiber ergeben sich mit diesem Geschäftsmodell einige Vorteile. Es muss kein Kapital für die Investition aufgebracht werden und das technische Risiko liegt beim Contractor. Da die solaren Wärmebezugskosten nicht von Brennstoffkosten abhängig sind, bietet dieses Modell auch für den Wärmenetzbetreiber langfristige Kostensicherheit.

Zur Förderung der Markterschließung für solare Wärmenetze sollen bestehende Contractingmodelle analysiert und für die Anwendung in Baden-Württemberg weiter entwickelt werden.

6.1.6 Verbesserung des Rechts- und Förderrahmens für solare Wärmenetze

Um die Markteinführung der solaren Wärmenetze einzuleiten, wäre es sinnvoll, auch den rechtlichen Rahmen weiter zu entwickeln. Wie oben dargelegt, existiert bei den vorhandenen energiewirtschaftlich-ordnungsrechtlichen Regelungsinstrumenten kein wirksamer Treiber, der die Integration der Solarthermie in die leitungsgebundene Wärmeversorgung fördert. Um den Regulierungsrahmen im Hinblick auf eine verstärkte Nutzung solarer Wärme zu optimieren, sollte die Veränderung und Ergänzung verschiedener bestehender Regularien in Betracht gezogen werden.

Hierbei ist zu beachten, dass die meisten dieser gesetzlichen Regelungen das Bundesrecht betreffen (z.B. EnEV, EEWärmeG, KWKG) und vom Land Baden-Württemberg nur mittelbar – etwa durch Initiativen im Bundesrat und seinen Ausschüssen - zu beeinflussen sind.

In Bezug auf die Marktentwicklung solarer Wärmenetze sind auf der Ebene des bundespolitischen Rahmens insbesondere die derzeit anstehende Novellierung des KWKG und darüber hinaus die Fortentwicklung des Erneuerbare-Wärme-Gesetzes relevant. Mit Blick auf die positiven dänischen Erfahrungen sollten jedoch auch die energiepolitischen Möglichkeiten der Besteuerung von Brennstoffen zur Lenkung von Investitionen näher geprüft werden.

Einige Punkte können jedoch auch vom Land selbst im Rahmen der eigenen Gesetzgebungskompetenz z.B. bei der Novellierung des EEWärmeG Baden-Württemberg oder im Rahmen einer erweiterten Kompetenzzuweisung des Landes für die Kommunen im Planungsrecht umgesetzt werden.

Auch die Investitionsförderung für solare Wärmenetze sollte im Hinblick auf eine rasche Markterschließung optimiert werden. Dabei sollten auch finanzielle Anreize aus Landesmitteln geprüft werden.

6.2 Ausbau und Optimierung der Fernwärmeversorgung in Baden-Württemberg

Über die auf die Markteinführung solarer Wärmenetze fokussierten Handlungsansätze hinaus ist der Ausbau der Fernwärmeversorgung in Baden-Württemberg insgesamt und die technische Optimierung der leitungsgebundenen Wärmeversorgung grundsätzlich anzustreben. Ein weiterer Ausbau der Fernwärmeinfrastruktur in Baden-Württemberg – verbunden mit einer technisch-ökologischen Optimierung unter Berücksichtigung sozioökonomischer und verbraucherorientierter Aspekte – würde mittelbar auch die grundlegenden Entwicklungschancen für die solare Nah- und Fernwärme verbessern.

Trotz der bestehenden Investitionsförderung für Wärmenetze findet ein Ausbau der Fernwärmeversorgung in Baden-Württemberg (wie auch in den anderen Bundesländern) nur in sehr eingeschränktem Maß statt. Zwar haben die Verbesserungen zur Wärmenetzförderung im KWKG und in den Förderprogrammen der KfW zu einer gewissen Marktbelebung geführt, jedoch steht hier die Verdichtung der bestehenden Netze im Mittelpunkt, nur selten die Erschließung neuer Gebiete durch Wärmenetze.

Um die Fernwärme dort auszubauen, wo es volkswirtschaftlich, sozial und ökologisch sinnvoll ist, ist eine strategische Planung erforderlich. Ziel eines solchen Planungsprozesses ist die Identifizierung und die Umsetzung der lokal jeweils günstigsten Strategie für die langfristige Wärmeversorgung der Kommune. Der Ausbau von Wärmenetzen ist dabei eine Schlüsselstrategie, mit der eine kostengünstige Integration erneuerbaren Energien ermöglicht werden kann. Diese planerische Aufgabe muss eng verzahnt werden mit der Verbesserung der Energieeffizienz der Gebäude sowie der Stadtplanung insgesamt und kann nur auf örtlicher Ebene bewältigt werden.

Eine langfristig orientierte kommunale Wärmeplanung kann dabei eine wertvolle Grundlage für den Ausbau der leitungsgebundenen Wärmeversorgung liefern und ermöglicht weitreichende Möglichkeiten, Maßnahmen und Interessen zu koordinieren, sowie Wärmeerzeugung und Bedarfe konzeptionell abzustimmen. Auch Konzepte zur Quartierssanierung können dabei hilfreich sein.

Eine wichtige Voraussetzung für die Entwicklung von lokalen Wärmekonzepten ist eine valide Datengrundlage. Um die Kommunen in die Lage zu versetzen, die in ihrem Gebiet anfallenden Wärmebedarfe und -quellen systematisch und qualifiziert zu erfassen, sowie Prognosen für die Bedarfsentwicklung zu erarbeiten, sollten die Versorgungsunternehmen verpflichtet werden, die hierfür erforderlichen Daten bereit zu stellen. Darüber hinaus sollten den Kommunen praxisorientierte Planungswerkzeuge für diese Aufgabe zur Verfügung gestellt werden.

Die Möglichkeiten der kostengünstigen Integration erneuerbarer Energien wie Solarthermie, Wärme aus Großwärmepumpen oder industrieller Abwärme können durch eine technische Optimierung der Fernwärmesysteme begünstigt werden. Die betrifft insbesondere die Absenkung der Heizmitteltemperaturen. Mit einer niedrigen Systemtemperatur kann nicht nur die Effizienz der Einspeisung erhöht werden, sondern auch eine bessere Brennstoffausnutzung und letztlich eine höhere Effizienz des Gesamtsystems erzielt werden. Sogenannte „LowEx-Systeme“ mit sehr geringen Vor- und Rücklauftemperaturen sind in den skandinavischen Ländern üblich und begünstigen die dort weit fortgeschrittene Integration Erneuerbarer Energien.

Schließlich ist es auch erforderlich, bei einem angestrebten Ausbau der Fernwärmeversorgung die Akzeptanz der Verbraucher zu erreichen und die Wettbewerbsfähigkeit der Fernwärme gegenüber der dezentralen Objektversorgung nicht zu beeinträchtigen.

Anhang Anlagensteckbriefe

In diesem Anhang werden umgesetzte Anlagenbeispiele von Solarthermieanlagen in Fernwärmesystemen in Form von Anlagensteckbriefen aufgezeigt (vgl. Kapitel 3.2.1).

Hierzu werden die folgenden Typen von Solarthermieanlagen in Fernwärmesystemen mit zugehörigem Anlagenbeispiel betrachtet:

Typ 1: Solare Wärmenetze zur Quartiersversorgung,
Fallbeispiel Stuttgart Burgholzhof

Typ 2: Solare Wärmenetze mit Langzeitwärmespeicher und hohen solaren Deckungsanteilen für Wohngebiete und Quartiere,
Fallbeispiel Crailsheim Hirtenwiesen

Typ 3: Dezentral eingebundene Solaranlagen in Quartieren,
Fallbeispiel Gardsten Göteborg

Typ 4: Solare Wärmenetze für Dörfer und kleinere Städte,
Fallbeispiel Bioenergiedorf Büsingen

Typ 5: Solare Fernwärmesysteme mit gekoppelter Strom- und Wärmeerzeugung
„Smart District Heating“,
Fallbeispiel Braedstrup District Heating

Typ 6: Dezentral in städtische Fernwärmesysteme eingebundene solarthermische Großanlagen,
Fallbeispiel Messecenter Wels

SOLARE NAH- UND FERNWÄRME

Fallbeispiel Stuttgart Burgholzhof

Typ: Solares Wärmenetz zur Quartiersversorgung

SDH
solar district heating



Niedrigenergiesiedlung mit Solarthermie

Im Jahr 1997 entstand im Stuttgarter Stadtteil Bad Cannstatt auf dem Gelände einer ehemaligen amerikanischen Kaserne das Wohngebiet Burgholzhof.

Neben Wohngebäuden wurden eine Grundschule, ein Ladenzentrum sowie ein Kindergarten gebaut und öffentliche Spiel- und Freiflächen angelegt. Alle Häuser unterschritten die damals gültige Wärmeschutzverordnung um 30 %. Die EnBW Energie Baden-Württemberg AG versorgt die knapp 1.100 Wohneinheiten über ein ca. 3 km langes Wärmenetz mit Wärme für Heizung und Warmwasser.

Zwei erdgasbetriebene Heizkessel bilden den Kern der im Untergeschoss der Schule installierten Heizzentrale, mit der die Grundlast abgedeckt wird. Ein weiterer Kessel kommt bei Verbrauchsspitzen zum Einsatz. Zusätzlich wird Solarthermie genutzt. Mit der optimal auf den Bedarf ausgelegten Solaranlage werden ca. 11 % der gesamten Wärmeerzeugung abgedeckt.

Das Heizsystem zeichnet sich mit einer CO₂-Einsparungen von 170 Tonnen pro Jahr durch eine hohe Umweltfreundlichkeit aus.

Anlagendaten im Überblick

System

Anlagentyp	Solares Wärmenetz zur Quartiersversorgung
Projektname	Solare Nahwärme Stuttgart Burgholzhof
Betreiber	EnBW Energie Baden-Württemberg AG
Inbetriebnahme	1998
Wärmenetzeinspeisung	7 GWh/a

Solaranlage

Einbindung	Zentral
Installation	Dachintegriert
Kollektortyp	Flachkollektor
Kollektorfläche/Leistung	1.708 m ² / 1,2 MW _{th}

Wärmespeicher

Typ	Pufferspeicher
Volumen	90 m ³

Hintergrund

Stuttgart Burgholzhof wurde als ehemaliges amerikanisches Kasernenviertel in eine der größten Niedrigenergiesiedlungen in Baden-Württemberg umgewandelt.

Nachdem die US Army im Jahr 1992 den nach dem Gutshof „Burgholzhof“ benannten Stadtteil verließen, ergab sich die Möglichkeit ohne weiteren Flächenverbrauch ein neues Wohnviertel zu erschließen.

Aufgrund der angestrebten Modernisierungsmaßnahmen konnte die Landeshauptstadt Stuttgart die Grundstücke günstiger als zum damaligen Marktwert erwerben. Durch die Differenz zwischen Einkaufs- und Verkaufswert konnten die entstehenden Kosten für Infrastrukturmaßnahmen, wie z.B. die Verlegung eines Wärmenetzes, leichter gedeckt werden.

Die Bebauung im Umfeld des Burgholzhoofs fand in 2 Abschnitten von 1997 bis 2005 statt, die letzte Baulücke wurde 2012 geschlossen. Die ersten Bewohner bezogen 1998 die neu errichteten Häuser in der Siedlung. Insgesamt bietet das Wohnquartier mit knapp 1.100 Wohnungen und öffentlichen Gebäuden Platz für gut 2.700 Bewohner.

Gefördert wurde das Projekt im Rahmen des Programms Solarthermie2000 des Bundesumweltministeriums. Im Rahmen dieses Förderprogramms (Teilprogramm 2) wurden vorwiegend Pilotanlagen mit solarer Heiz- und Trinkwarmwasserversorgung in Verbindung mit Kurzzeitspeichern unterstützt.

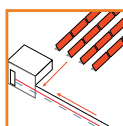
Anlagenkonzept



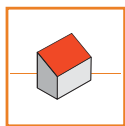
QUARTIER



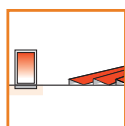
NETZGRÖßE
3 km, 7 GWh/a



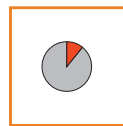
ZENTRAL



DACHINTEGRIERT



PUFFERSPEICHER



11 % SOLAR
89 % ERDGAS

Das Nahwärmenetz in Stuttgart Burgholzhof wurde von den damaligen Neckarwerken Stuttgart errichtet und wird heute von der EnBW Energie Baden-Württemberg AG betrieben. Mit Heiz- und Trinkwarmwasser werden in der Siedlung derzeit gut 2.700 Bewohner in größtenteils mehrgeschossigen Mehrfamilienhäusern versorgt. Des Weiteren ist ein Ladenzentrum, ein Kindergarten und eine Grundschule an das Versorgungsnetz angeschlossen.

Im Keller der Grundschule befindet sich die Heizzentrale. Dort wird zum einen über drei Erdgasheizkessel mit insgesamt 4,3 MW_{th} und zum anderen über die auf den Hausdächern installierten Solaranlagen mit einer Kollektorfläche von 1.708 m² die benötigte Wärme produziert und bei Bedarf in einem 90 m³ großen Pufferspeicher zwischengespeichert.

Aufgrund von anhaltenden Undichtigkeiten musste die Kollektorfläche im Jahr 2010 ausgetauscht werden. Bei der Neuinstallation wurden sogenannte „Solar Roofs“ realisiert. Die Flachkollektoren dienen somit gleichzeitig als Dachhaut der Gebäude.

Das Wärmenetz besteht aus einem Vor- und einem Rücklauf sowie einem zusätzlichen Solarvorlauf. Eingespeist wird die solare Wärme in den Netzzücklauf des ca. 3 km langen Wärmenetzes.

Die Netztemperaturen werden in Abhängigkeit der Außentemperatur geregelt und betragen im Vorlauf zwischen 70 °C und 83 °C und im Rücklauf etwa 46 °C. Die Solaranlage trägt mit ca. 800 MWh/a etwa 11 % zur gesamten Wärmeerzeugung bei. Dies entspricht in der Sommerzeit nahezu einer Volldeckung und führt zu einer CO₂-Einsparung von ca. 170 t/a.



„Solar Roof“ in Stuttgart Burgholzhof

Technische Komponenten

Die Solaranlage ist auf die Dachflächen von drei Gebäudekomplexen aufgeteilt und jeweils über eine Solarübergabestation in das Wärmenetz eingebunden. Ursprünglich war eine größere Kollektorfläche geplant, aufgrund veränderter Bebauungspläne musste diese jedoch etwas reduziert werden. Die jeweils gut 500 m² großen Anlagen sind als sogenannte „Solar Roofs“ realisiert.

Zur Zwischenspeicherung der solaren Wärme für eine Überbrückung von Schlechtwetterperioden und einer damit verbundenen Erreichung höherer solarer Deckungsanteile am Gesamtwärmebedarf wurde an der Heizzentrale ein Kurzzeitspeicher mit 90 m³ Fassungsvermögen errichtet.

Der Speicher steht, teilweise sichtbar, auf dem Schulhof der Grundschule. Er ist im Inneren mit Edelstahl ausgekleidet und mit einer Ringbetonkonstruktion ummantelt.



Montage der „Solar Roof“-Kollektoren

Wirtschaftliche Daten

Die abgerechneten Kosten für das Solarsystem in Stuttgart Burgholzhof betragen bei der Erstinstallation 1997/1998 inklusive Planung, ohne MwSt. sowie ohne Förderung ca. 678.000 Euro.

Gefördert wurde das Projekt einerseits durch das Bundesumweltministerium im Rahmen des Programms Solarthermie2000 (Teilprogramm 2) zur Förderung von solarunterstützten Wärmenetzen mit Kurzzeitwärmespeicherung, sowie durch die Umsetzung des Projekts als städtebauliche Entwicklungsmaßnahme im Sinne des Baugesetzbuches (BauGB §165 ff).

Erfahrungen und Besonderheiten

In Stuttgart Burgholzhof wurde der Einsatz eines 3-Leiternetzes erprobt. Regelungstechnisch ist der Betrieb eines solchen Netzes eine Herausforderung, da strömungstechnisch viele unterschiedliche Zustände eintreten können, bis hin zu einer Strömungsumkehr im Rücklauf. Zwar ist die Verlegung eines 3-Leiternetzes im Vergleich zu einem 4-Leiternetz etwas günstiger, es müssen jedoch auch alle weiteren Komponenten wie bspw. die Hausübergabestationen und Rohrleitungen auf die speziellen Ansprüche (Strömungsumkehr, Vorlaufüberhitzung) abgestimmt werden.

In anderen Netzen, wie z.B. „Neckarsulm-Amorbach“, wurden die 3-Leiternetze bereits modifiziert oder wie z.B. Beispiel in „Crailsheim-Hirtenwiesen“ von Anfang an ein 4-Leiternetz verlegt.

In den ersten Betriebsjahren kam es zu schwankenden und deutlich höheren Netztemperaturen als geplant. Im Mittel um bis zu 11 Kelvin. Dies war der Fall, wenn zu Schwachlastzeiten ein Heizkessel den Vorlauf nacherhitzte.

Ab dem Jahr 2004 kam es zu Undichtigkeiten an den Verschraubungen zwischen den Kollektoren und an den Lötstellen der Kollektoren. Der Hauptgrund für die Undichtigkeiten war, dass bis 2003 aufgrund der geringen Wärmeabnahme die Solaranlage häufig in Stagnation getreten ist.

Aufgrund der anhaltenden Undichtigkeiten erfolgte eine Neuplanung, die mit der Neuinstallation der Solaranlage und Wiederinbetriebnahme im Jahr 2010 abgeschlossen wurde.

Weitere Informationen

Adresse:	James-F.-Byrnes-Straße 3, 70376 Stuttgart
Projektbeteiligte:	EnBW Energie Baden-Württemberg AG Durlacher Allee 93, 76131 Karlsruhe www.enbw.com Landeshauptstadt Stuttgart Amt für Umweltschutz, Gaisburgstraße 4, 70182 Stuttgart www.stuttgart.de EGS-Plan Gropiusplatz 10, 70563 Stuttgart www.stz-egs.de
Kontakt:	Ralf Wegener, EnBW Energy Solutions GmbH Tel. 0711 289-81545 Email r.wegener@enbw.de
Weitere Informationen:	www.solarthermie2000.de Milles: Solare Nahwärme in neuen Wohnsiedlungen, BINE Projektinfo 01/2005 Wegener: Contracting für Wohnungswirtschaft, Wohngebiet Burgholzhof, EnBW Energy Solutions GmbH Wegener: Stuttgart Burgholzhof, Präsentation 14.10.2010, EnBW Energy Solutions GmbH

Bildnachweise

Seite 1:	Stuttgart Burgholzhof, Quelle: EnBW Energy Solutions GmbH
Seite 2:	Piktogramme, Quelle: Solites „Solar roof“ Burgholzhof, Quelle: EnBW Energy Solutions GmbH
Seite 3:	Kollektormontage, Quelle: EnBW Energy Solutions GmbH

SOLARE NAH- UND FERNWÄRME

Fallbeispiel Crailsheim Hirtenwiesen

SDH
solar district heating

Typ: Solares Wärmenetz mit Langzeitwärmespeicher und hohen solaren Deckungsanteilen für Wohngebiete und Quartiere



Größte Solarthermieanlage Deutschlands

In Crailsheim ist auf der Konversionsfläche einer ehemaligen Kaserne der US Army ein solar unterstütztes Nahwärmesystem für ein Neubau- und Bestandsgebiet entstanden.

Mit 7.300 m² Kollektorfläche ist diese die derzeit größte thermische Solaranlage Deutschlands. Davon befinden sich gut 5.000 m² Kollektorfläche auf einem Lärmschutzwall, weitere Flachkollektoren sind auf Wohnbauten und dem Schulgebäude installiert.

Das solar unterstütztes Nahwärmesystem verfügt über zwei Heißwasser-Pufferspeicher (100 m³ und 480 m³) sowie einen Erdsonden-Wärmespeicher mit einem Volumen von 37.500 m³.

Die Anlage ist auf einen solaren Deckungsanteil von 50 % des jährlichen Gesamtwärmebedarfs ausgelegt und entlastet dadurch die Umwelt jedes Jahr um ca. 500 t Kohlendioxid.

Anlagendaten im Überblick

System	
Anlagentyp	Solares Wärmenetz mit Langzeitwärmespeicher und hohen solaren Deckungsanteilen für Wohngebiete und Quartiere
Projektname	Crailsheim Hirtenwiesen
Betreiber	Stadtwerke Crailsheim
Inbetriebnahme	2005
Wärmenetzeinspeisung	4,7 GWh/a
Solaranlage	
Einbindung	Zentral
Installation	Dachintegriert und Infrastrukturfläche
Kollektortyp	Flachkollektor
Kollektorfläche/Leistung	7.300 m ² / 5,1 MW _{th}
Wärmespeicher	
Typ	Erdsondenwärmespeicher
Volumen	37.500 m ³

Hintergrund

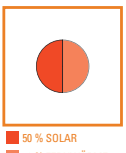
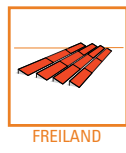
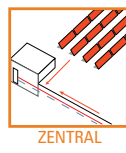
Auf einem ehemaligen Militärgelände der US Army ist in Crailsheim das Wohngebiet „Hirtenwiesen II“ entstanden. Neben einem Gymnasium und einer Sporthalle wurden dort auch Einfamilien- und Reihenhäuser gebaut. Zudem wurden bestehende Kasernengebäude saniert und zu Mehrfamilienhäusern umgebaut. Sämtliche Gebäude werden über ein Nahwärmenetz mit Wärme zur Heizung und Trinkwarmwasserbereitung versorgt.

Die Umsetzung dieser solar unterstützten Nahwärmeversorgung mit saisonaler Wärmespeicherung wurde insbesondere durch die Förderprogramme Solarthermie2000 und Solarthermie2000plus des Bundesumweltministeriums ermöglicht.

Des Weiteren wurden Fördermittel durch das Wirtschaftsministerium Baden-Württemberg und die Stadt Crailsheim zur Verfügung gestellt. Insbesondere die Stadtwerke Crailsheim haben die Umsetzung des Projekts vorangetrieben, so dass bereits 2003 und 2004 die ersten Kollektorflächen auf Hausdächern installiert werden konnten.

Zudem wurden die Kollektorflächen auf dem Lärmschutzwall und der Langzeitwärmespeicher in ein umfassendes Landschafts- und Ökokonzept eingebunden, um dem Anspruch eines familienfreundlichen, modernen und ressourcenschonenden Wohngebiet gerecht zu werden.

Anlagenkonzept



Die solarthermische Anlage in Crailsheim Hirtenwiesen besteht aus 2 Teilen. Den ersten Teil bilden die in die Dachflächen der Gebäude integrierten Kollektoren mit einer Fläche von ca. 2.300 m². Diese sind über einen 100 m³ großen edelstahlausgekleideten Pufferspeicher mit der Heizzentrale verbunden.

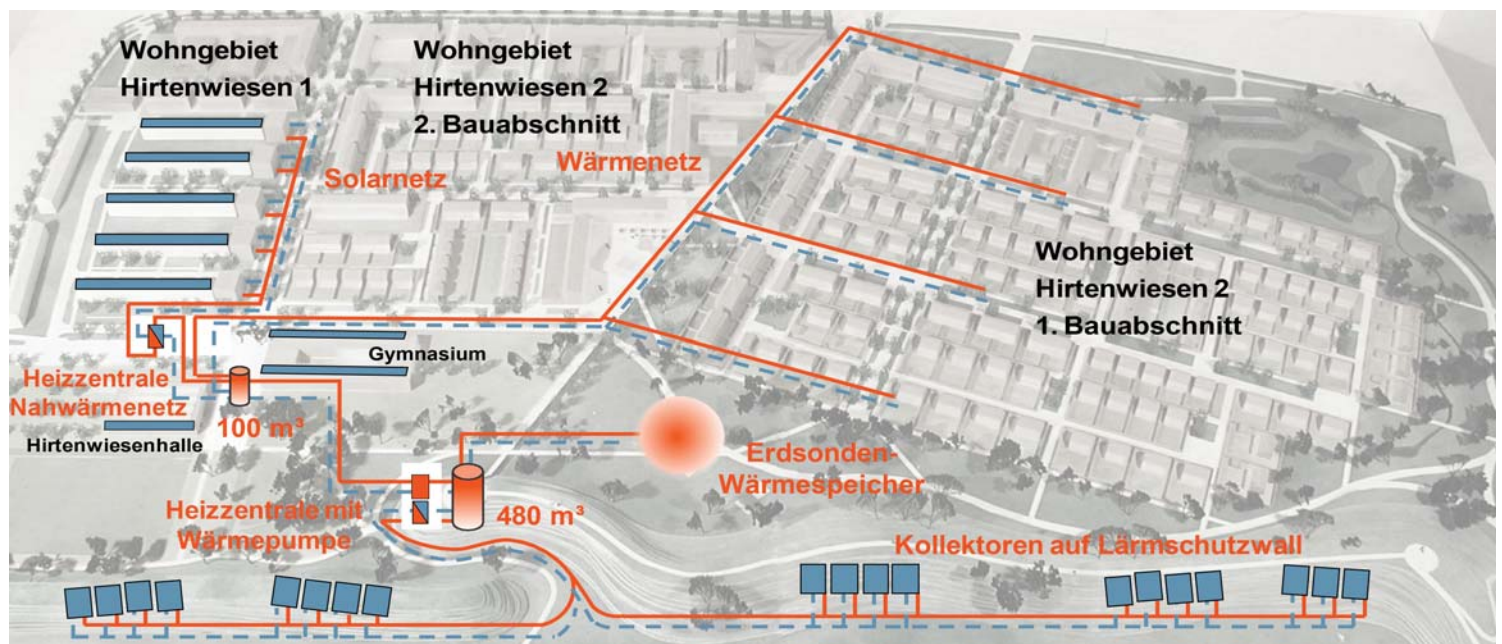
Den zweiten Teil bildet die gut 5.000 m² große Solaranlage auf dem Lärmschutzwall. Diese ist über eine zweite Heizzentrale mit einem 480 m³ großen edelstahlausgekleideten Pufferspeicher und dem saisonalen Erdsondenwärmespeicher verbunden.

Die beiden Anlagenteile sind durch eine ca. 300 m lange Leitung miteinander verbunden. Die Beladung des Erdsondenwärmespeichers erfolgt über die Kollektorflächen auf dem Lärmschutzwall. Diese heizen den Pufferspei-

cher auf, welcher dann über einen längeren Zeitraum die Wärme an den Erdsondenwärmespeicher abgeben kann.

Der insbesondere im Sommer vorhandene Überschuss an solarer Wärme wird im Erdsondenwärmespeicher für die Nutzung im Herbst und Winter zwischengespeichert. Dadurch wird ein solarer Deckungsanteil von ca. 50 % am jährlichen Gesamtwärmebedarf erreicht. Zur effektiven Nutzung des Saisonspeichers wird dieser in Verbindung mit einer Wärmepumpe betrieben.

Über einen Wärmetauscher ist das Nahwärmenetz an die Fernwärme der Stadtwerke Crailsheim angeschlossen, so dass bei Bedarf weitere Wärme bezogen werden kann.



Baugebiet Solare Nahwärme Hirtenwiesen in Crailsheim

Technische Komponenten

In Crailsheim werden Mehrfamilienhäuser mit 260 Wohneinheiten, eine Schule und eine Sporthalle über ein Wärmenetz mit Trink- und Heizwasser versorgt. Das Wärmenetz wird mit einer Vorlauftemperatur von 65°C und einer Rücklauftemperatur von ca. 40°C betrieben.

Die Wärme wird zu 50 % von den in die Dachflächen der Mehrfamilienhäuser und des Schulgebäudes integrierten Flachkollektoren sowie den auf dem Lärmschutzwall montierten Flachkollektoren erzeugt. Der restliche Wärmebedarf wird über das Fernwärmenetz der Stadtwerke Crailsheim gedeckt.

In das solare Nahwärmesystem ist neben den zwei 100 m³ und 480 m³ großen edelstahlausgekleideten Pufferspeichern auch ein Erdsondenwärmespeicher integriert. Dieser saisonale Wärmespeicher speichert insbesondere im Sommer solare Überschusswärme für die Nutzung im Herbst und Winter.

Der Speicher besteht aus 80 Doppel-U-Rohrsonden mit einer Bohrtiefe von 55 m und bietet ein Speichervolumen von 37.500 m³, was der Speicherkapazität von rund 10.000 m³ Wasser entspricht. Die Entladung des Saisonspeichers erfolgt mit Hilfe einer elektromotorisch angetriebenen CO₂-Kompressionswärmepumpe mit einer Leistung von 530 kW_{th}.



Solarkollektoren auf dem Lärmschutzwall

Dank der Arbeitszahl von 4,8 und einer großen Spreizungstoleranz bezüglich der Quellentemperatur ermöglicht dies eine Entladung des Speichers auf tiefere Temperaturen bei gleichbleibenden 60 °C Vorlauftemperatur.

Wirtschaftliche Daten

Das komplette Projekt in Crailsheim wurde im Rahmen der Förderprogramme Solarthermie2000 und 2000plus realisiert. Die Gesamtinvestitionen belaufen sich auf rund 7 Millionen Euro, davon stammen ca. 50 % aus Fördermitteln.

Diese Fördermittel wurden durch das Bundesumweltministerium, das Wirtschaftsministerium Baden-Württemberg und der Stadt Crailsheim zur Verfügung gestellt.

Erfahrungen und Besonderheiten

Aus dem erfolgreichen Betrieb des solar unterstützten Nahwärmesystems in Crailsheim können folgende Erkenntnisse gewonnen werden.

Zum einen konnte eine hochwertige Integration von Kollektorflächen in Gebäudedächer demonstriert werden. Zum anderen wurde für die Integration der Kollektorfelder auf dem Lärmschutzwall ein detailliertes Ökokonzept erstellt, welche insbesondere die Belange des Naturschutzes berücksichtigt.

Des Weiteren konnte durch die schrittweise Erweiterung der Kollektorflächen, die Beladung des Erdsondenwärmespeichers und der Inbetriebnahme der Wärmepumpe im Jahr 2012 eine stetige Steigerung des solaren Deckungsanteils am Gesamtwärmebedarf erreicht werden.

Insbesondere der Einbau der Wärmepumpe konnte die Gesamteffizienz des Systems nochmals erhöhen, so dass bei gleichbleibender Kollektorfläche der angestrebte solare Deckungsanteil von 50 % erreicht wurde. Durch die damit verbundene Möglichkeit den Wärmespeicher auf ein tieferes Tempe-

raturniveau zu entladen sind zudem die Speicherverluste gesunken. Durch eine konsequente Qualitätssicherung bei den Heizsystemen in den Gebäuden konnten bisher Rücklauftemperaturen von ca. 40 °C erreicht werden.

Der seither rein solar beladene Erdsondenwärmespeicher könnte zukünftig auch als multifunktionaler Langzeitwärmespeicher zur zusätzlichen Speicherung von Wärme aus Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen dienen.

Auch die Bauweise des Langzeitwärmespeichers mit einer kreisförmigen Anordnung der Erdwärmesonden hat sich bewährt. So ist beispielsweise Potenzial zur Erweiterung des Wärmespeichers vorhanden, indem die Möglichkeit besteht die Anzahl der Erdsonden auf 160 zu erhöhen. Durch eine konzentrische Anordnung der neuen Bohrungen um den jetzigen Speicher, würde das Wärmezentrum im Mittelpunkt der jetzigen Ausbaustufe erhalten bleiben.

Weitere Informationen

Adresse: Bürgermeister-Demuth-Allee 2, 74564 Crailsheim

Projektbeteiligte: Stadtwerke Crailsheim GmbH
Friedrich-Bergius-Straße 10-14, 74564 Crailsheim
www.stw-crailsheim.de

Solites – Steinbeis Forschungsinstitut für solare
und zukunftsfähige thermische Energiesysteme
Meitnerstr. 8, 70563 Stuttgart
www.solites.de

Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik (ITW)
Universität Stuttgart
Pfaffenwaldring 6, 70569 Stuttgart
www.itw.uni-stuttgart.de

Kontakt: Sebastian Kurz, Stadtwerke Crailsheim GmbH
Tel. 07951 305-374
Email sebastian.kurz@stw-crailsheim.de

Weitere Informationen: www.saisonalspeicher.de
Schneider: Sonnenenergie in der Erde speichern, BINE Projektinfo 01/2013
Mangold et al.: Forschungsbericht zum BMU-Vorhaben „Technisch-wirtschaftliche Analyse und Weiterentwicklung der solaren Langzeit-Wärmespeicherung“ (Dez. 2007 bis Feb. 2011), Solites, 2012

Bildnachweise

Seite 1: Mehrfamilienhäuser Crailsheim, Quelle: Solites
Seite 2: Piktogramme, Quelle: Solites
Baugebiet Crailsheim Hirtenwiesen, Quelle: Solites
Seite 3: Kollektorfeld; Quelle: STW Crailsheim

SOLARE NAH- UND FERNWÄRME

Fallbeispiel Gårdsten Göteborg

Typ: Dezentral eingebundene Solaranlagen in Quartieren



„Net-metering“ von Solarwärme in Schweden

Das Wohnviertel Gårdsten im schwedischen Göteborg wurde zu Beginn der 1970er Jahre errichtet. Aufgrund der schlechten Gebäude- und Wohnqualität wurde Ende der 1990er Jahre ein Konzept entwickelt, dass zum einen die Energieeffizienz des kompletten Viertels erhöhen und zum anderen die Lebenssituation der Bewohner verbessern sollte.

Im Rahmen dieses Konzepts wurden auf mehreren Gebäuden große Solaranlagen errichtet. Davon speist eine mit einer Kollektorfläche von 150 m² als Demonstrationsobjekt Wärme in das Wärmenetz ein. Dabei handelt es sich um eines der größten Fernwärmenetze Europas mit einer Netzlänge von 1.000 km.

In diesem Zusammenhang wurde auch ein neues Geschäftsmodell umgesetzt. Dieser „Net-Metering“-Vertrag zwischen der Wohnbaugesellschaft und dem Betreiber des Wärmenetzes, vergütet die in das Fernwärmenetz eingespeiste Solarwärme. Hierbei erhält die Wohnbaugesellschaft vom Netzbetreiber für die eingespeiste solare Wärme etwa 80 % des üblichen Wärmebezugspreises.

Anlagendaten im Überblick

System

Anlagentyp	Dezentral eingebundene Solaranlagen in Quartieren
Projektname	Gårdsten Göteborg
Betreiber	Gårdstensbostäder AB (Wohnbaugesellschaft)
Inbetriebnahme	2010
Wärmeabgabe Netz	3.867 GWh/a

Solaranlage

Einbindung	Dezentral
Installation	Dachaufständerung
Kollektortyp	Flachkollektor
Kollektorfläche/Leistung	150 m ² / 0,1 MW _{th}

Wärmespeicher

Typ	kein Speicher
-----	---------------

Hintergrund

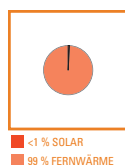
Das Wohnviertel Gårdsten im schwedischen Göteborg wurde zu Beginn der 1970er Jahre errichtet. Jedoch wurde das Viertel aufgrund seiner schlechten Gebäude- und Wohnqualität bei der Bevölkerung zunehmend unbeliebt.

Aufgrund dessen wurde Ende der 1990er Jahre eine öffentliche Wohnbaugesellschaft gegründet, die der Stadt Göteborg die Gebäude abkaufte und umfassend renovierte. Gefördert wurde das Vorhaben durch das EU-Projekt SHINE sowie durch Teilhaber der Wohnbaugesellschaft.

In Zusammenarbeit mit dem Architekten Christer Nordström von Arkitektkontor AB wurde ein Konzept entwickelt, dass zum einen die Energieeffizienz des kompletten Viertels erhöhen und zum anderen die Lebenssituation der Bewohner verbessern sollte.

Im Rahmen dieses Konzepts wurden auf mehreren Gebäuden große Solaranlagen errichtet. Davon speist eine als Demonstrationsobjekt Wärme in das Fernwärmenetz ein.

Anlagenkonzept



Das Fernwärmenetz in Göteborg hat eine Leitungslänge von ca. 1.000 km und einen jährlichen Wärmeabsatz von 3.867 GWh. Die Vorlauftemperatur des Wärmenetzes beträgt außen temperaturabhängig zwischen 65 °C und 100 °C. Die konventionelle Wärmebereitstellung erfolgt aus Industrieabwärme, einer Müllverbrennungsanlage und aus fossil befeuerten KWK-Anlagen sowie Dampfkesseln. Der regenerative Wärmeanteil im Wärmenetz wird über Biomassekessel mit KWK, Wärmepumpen und Solarthermie bereitgestellt.

Die Solarthermieanlage im Stadtteil Gårdsten ist auf dem Flachdach eines Mehrfamilienhauses installiert. Sie besteht aus Flachkollektoren mit einer

Fläche von 150 m² und ist nach Süden hin ausgerichtet. Die Anlage gilt für die Stadt Göteborg als Demonstrationsobjekt für die direkte Einbindung solarer Wärme in das Wärmenetz.

Die Einbindung der Solaranlage erfolgt dabei direkt in den Vorlauf des Wärmenetzes. Eine Eigenbedarfsdeckung des Gebäudes mit Solarwärme ist zu einem gewissen Teil möglich, da innerhalb der Anschlussstation die Solaranlage mit dem Vorlauf des Hausanschlusses verbunden ist.

Die vorgefertigte Einspeisestation (siehe Technische Komponenten) ermöglicht zudem eine Trennung von Wärmebezug und Rückspeisung in das Fernwärmenetz.

Ein weiterer Aspekt ist, dass kein Pufferspeicher benötigt wird, da die Solaranlage im Verhältnis zur Wärmelast des Wärmenetzes sehr klein dimensioniert ist.



Montage der Kollektoren auf dem Dach des Mehrfamilienhauses

Technische Komponenten

Die auf dem Dach des Mehrfamilienhauses installierte Solaranlage besteht aus 12 Hochtemperatur-Flachkollektoren mit jeweils 12,5 m² Kollektorfläche. Diese sind mittels einer Stahlunterkonstruktion auf dem Flachdach aufgeständert.

Es handelt sich dabei um einen einfachen Kollektorkreis, der aus den Flachkollektoren, einem Wärmeübertrager sowie einer Einspeisestation besteht. Ein Pufferspeicher ist nicht notwendig, da das Wärmenetz als Pufferspeicher genutzt wird.

Die Besonderheit des Systems ist die Einspeisestation der schwedischen Firma Armatec, welche neben der Solaranlage in Gårdsten auch in anderen Projekten installiert wurde. Diese wird im Werk vorgefertigt und stellt die Verbindung zwischen Solaranlage, Hausanschlussleitung und Wärmenetz dar.



Einspeisestation der schwedischen Firma Armatec

Wirtschaftliche Daten

Zur Vergütung der in das Wärmenetz eingespeisten Solarwärme wurde ein „Net-Metering“-Vertrag zwischen der Wohnbaugesellschaft und dem Betreiber des Wärmenetzes geschlossen. Über einen Vergleichstarif wird die eingespeiste Wärme mit der aus dem Wärmenetz entnommenen verrechnet und entsprechend rückvergütet.

Für die eingespeiste solare Wärme wird die Wohnbaugesellschaft mit ca. 80 % des üblichen Wärmebezugspreises vom Netzbetreiber vergütet.

In Schweden wurden Solaranlagen von 2000 bis 2012 über staatliche Programme gefördert. Der letzte Fördersatz betrug rund 27 ct/kWh Jahreskollektorsertrag, mit einer maximal möglichen Fördersumme von ca. 330.000 € pro Projekt. Im Jahr 2012 wurde die Förderung von der schwedischen Regierung beendet.

Erfahrungen und Besonderheiten

Die Anlage speist Wärme in das Wärmenetz ein, wenn eine Solltemperatur von mindestens 80 °C durch die Solaranlage erreicht wird. Der Solarwärmeertrag lag im Jahr 2011 bei etwa 240 kWh/(m² a) und im Jahr 2012 bei 310 kWh/(m² a).

Durch die vorgefertigte Einspeisestation ist die Netzeinspeisung relativ leicht zu bewerkstelligen. Dabei wird das Wärmenetz als Pufferspeicher genutzt. Dies ist allerdings nur möglich, da die Solaranlage im Verhältnis zur Wärmelast des Wärmenetzes sehr klein dimensioniert ist.

Die Auslegung der Solaranlage muss auf die Randbedingungen des Wärmenetzes, wie z.B. Temperatur und Druck, angepasst werden und sollte speziell während der ersten Betriebsjahre überwacht werden.

Für Gebäudeeigner bietet dieses System die Möglichkeit sich trotz Anschluss an ein Wärmenetz mit Solarenergie zu versorgen können. Für den Netzbetreiber bzw. Energieversorger ergeben sich ebenfalls neue Geschäftsmodelle, da er solare Wärme kaufen und unter Umständen an andere Kunden verkaufen kann. Je nach Netzgröße und Kombination der Wärmeerzeuger, kann die Vergütung für die eingespeiste Solarenergie

Weitere Informationen

Adresse: Kastanjgården 3, 424 39 Angered, Schweden

Projektbeteiligte: GÅRDSTENSBOSTÄDER
Kastanjgården 3, 424 39 Angered, Schweden
www.gardstensbostader.se

ARCON Solar
Skørping Nord 3, 9520 Skørping, Dänemark
www.arcon.dk

Armatec
Box 9047, 400 91 Göteborg, Schweden
www.armatec.se

Kontakt: GÅRDSTENSBOSTÄDER
Tel. +46 (0)31-332 60 00
Email gbg@gardstenbostader.goteborg.se

Weitere Informationen: www.gardstensbostader.se
Schlegel: Technisch-ökonomische Analyse und Bewertung von Anlagen zur dezentralen Einspeisung von Solarwärme in Fernwärmenetze, Masterarbeit, Solites / Universität Stuttgart, März 2014

Bildnachweise

Seite 1: Mehrfamilienhaus Gårdsten, Quelle: Solites

Seite 2: Piktogramme, Quelle: Solites

Kollektormontage, Quelle: Effecta

Seite 3: Einspeisestation; Quelle: Solites

SOLARE NAH- UND FERNWÄRME

Fallbeispiel Bioenergiedorf Büsingen

Typ: Solares Wärmenetz für Dörfer und kleinere Städte



Solarthermie im Sommer, Biomasse im Winter

Bioenergiedorf-Konzepte wie im süddeutschen Ort Büsingen zielen auf die grundlegende Umstellung der Wärmeversorgung einer ganzen Ortschaft auf regenerative Energien ab.

Das Projekt in Büsingen wurde durch den regionalen Energieversorger Solarcomplex AG umgesetzt und umfasst ein neu verlegtes Wärmenetz samt Heizwerk mit Erzeugungsanlagen. Durch das Wärmenetz werden über 100 Gebäude mit Wärme aus regenerativen Energiequellen versorgt.

Da es in Büsingen keine Biogasanlage zur Abwärmenutzung gibt und auch Biomasse beschränkt verfügbar ist, wurde deutschlandweit erstmals eine solarthermische Großanlage als Wärmeerzeuger für ein Bioenergiedorf realisiert. Die Solaranlage deckt dabei den kompletten sommerlichen Wärmebedarf und ergänzt so ein Biomasseheizwerk auf ideale Weise. Dieses vorbildliche Konzept ist zukunftsweisend und auf neu entstehende Bioenergiedörfer übertragbar.

Anlagendaten im Überblick

System

Anlagentyp	Solares Wärmenetz für Dörfer und kleinere Städte
Projektname	Bioenergiedorf Büsingen
Betreiber	Solarcomplex AG
Inbetriebnahme	2013
Wärmeabgabe Netz	3,5 GWh/a

Solaranlage

Einbindung	Zentral
Installation	Freilandaufständerung
Kollektortyp	Vakuumröhrenkollektor
Kollektorfläche/Leistung	1.090 m ² / 0,8 MW _{th}

Wärmespeicher

Typ	Pufferspeicher
Volumen	100 m ³

Hintergrund

Die Solarcomplex AG ist ein regionaler Energieversorger in Süddeutschland, der sich zum Ziel gesetzt hat die komplette Energieversorgung der Bodensee-Region bis 2030 auf erneuerbare Energien umzustellen. Im Zuge dessen werden ganze Dörfer in Baden Württemberg in sogenannte „Bioenergiedörfer“ umgewandelt. Hierzu wird in der Regel ein Nahwärmenetz verlegt. In allen Projekten werden die Einwohner bereits im frühen Stadium in die Projektplanung eingebunden, um eine hohe Beteiligung und Anzahl von Hausanschlüssen zu garantieren.

Büsingen ist das siebte von Solarcomplex umgesetzte Bioenergiedorf mit der Besonderheit, dass es sich um eine deutsche Exklave handelt, in der das Zoll- und Wirtschaftsrecht der Schweiz gilt und nicht das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG). Dadurch ist, wie bisher in vielen anderen Bioenergiedörfern umgesetzt, der stromgeführte Betrieb eines Biogas-BHKWs mit Abwärmenutzung nicht wirtschaftlich.

Aus diesem Grund wurde in Büsingen ein Wärmenetz realisiert, das die Haushalte mit Wärme aus Biomasse und Solarthermie versorgt. Dabei ist die 1.090 m² große Solaranlage so ausgelegt, dass sie den Wärmebedarf im Sommer komplett deckt, wodurch ein unwirtschaftlicher Teillastbetrieb der Biomasse-Heizkessel vermieden wird.

Ein solches Wärmenetz, bestehend aus einer Solarthermieanlage und Biomasse-Heizkesseln, wurde erstmals in einem deutschen Bioenergiedorf umgesetzt und gilt daher als „Best Practice“-Beispiel für weitere solche Konzepte.

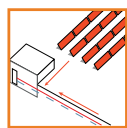
Anlagenkonzept



ENERGIEKOMMUNE



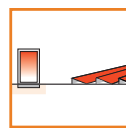
NETZGRÖßE
6 km, 3,5 GWh/a



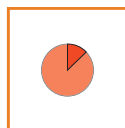
ZENTRAL



FREILAND



PUFFERSPEICHER



13 % SOLAR
87 % BIOMASSE

In Büsingen werden über 100 Abnehmer mit Wärme versorgt. Der Wärmebedarf liegt bei knapp 3,5 GWh/a.

Das Wärmenetz ist für eine Vorlauftemperatur zwischen 80 und 75 °C und eine Rücklauftemperatur von ca. 50 °C ausgelegt. Die Wärme wird hauptsächlich aus Biomasse erzeugt. Des Weiteren liefert die Solarthermie einen Anteil von 13 % am jährlichen Wärmebedarf.

Bereitgestellt wird die Solarenergie von einer 1.090 m² großen Kollektorfläche, die größtenteils in Freilandaufstellung und zu einem Teil auf der Fassade der Heizzentrale realisiert ist. Dachmontiert sorgt eine eigene PV-Anlage für die Bereitstellung des Betriebsstroms.



Nahwärmeleitungen mit Netzpumpen in der Heizzentrale in Büsingen



Einbau des Pufferspeichers per Kran

Technische Komponenten

Die Solarthermieanlage setzt sich aus zwei 500 m² großen Freilandkollektorfel­chen und einer 90 m² großen Kollektorfel­che auf der Fassade der Heizzentrale zusammen. Die Aufständerung der Vakuumröhrenkollektoren erfolgte auf einer einfachen, kostengünstigen Unterkonstruktion. Bei den geramten Stahlprofilen kann dabei komplett auf ein Fundament und eine Versiegelung verzichtet werden.

Die Wärmebereitstellung für das ungefähr 6 km lange Wärmenetz mit über 100 Hausanschlüssen, darunter auch größere Verbraucher wie eine Schule, ein Hotel und öffentliche Gebäude läuft zu 87 % über die Hackschnitzelheizkessel mit 900 und 450 kW Wärmeleistung und zu 13 % über die Solarthermieanlage.

Mit einem Wärmeertrag von über 500 MWh pro Jahr sparen die Solarkollektoren ca. 800 Schüttraummeter Holzhackschnitzel jährlich ein.



Freilandaufgeständerte Vakuumröhrenkollektoren

Wirtschaftliche Daten

Die Projektkosten für die Heizzentrale mit Hackschnitzelheizung und Kollektorfeld sowie das Nahwärmenetz inkl. der Wärmeübergabestationen liegen bei rund 3,5 Mio. Euro.

Die Finanzierung läuft zu drei Vierteln über ein KfW-Darlehen und zu rund einem Viertel über das Aktienkapital von Solarcomplex. Zusätzlich bezuschusste das Land Baden-Württemberg das Projekt aufgrund seines innovativen Charakters mit rund 100.000 €.

Die Gemeinde Büsingen profitiert zudem von einer Kaufkraftbindung vor Ort, da die Energiekosten nun in einer regionalen Kreislaufwirtschaft fließen. So belief sich der bisherige jährliche Heizölbedarf sich auf ca. 400.000 l, dies entspricht einem Energiekostenabfluss von ca. 350.000 € pro Jahr bei heutigen Preisen. Bei einer Laufzeit von 20 Jahren bedeutet das eine Bindung der Kaufkraft von 20 - 30 Millionen Euro.

Erfahrungen und Besonderheiten

Die Anlage in Büsingen demonstriert den sinnvollen Einsatz von solarthermischen Anlagen in Kombination mit einem Biomassekessel bei Nahwärmeerschließungen in Energiedörfern.

Da die sommerliche Wärmelast zu 100 % durch die Solarthermieanlage gedeckt wird, ergeben sich Synergieeffekte bezüglich des Betriebs der Heizkessel. Zum einen werden unwirtschaftliche Teillastbetriebszustände der Heizkessel vermieden und darüber hinaus aufgrund der Stillstandzeiten im Sommer, Zeiträume für Wartungsarbeiten geschaffen.

Oft sind die Initiatoren eines solchen Bioenergiedorfs engagierte Bürger in Zusammenarbeit mit der Kommune, die den Wunsch nach einer nichtprofitorientierten, langfristig preisstabilen, erneuerbaren Energieversorgung hegen.

Weitere Informationen

Adresse:	Herblingerstraße 21, 78266 Büsingen am Hochrhein
Projektbeteiligte:	solarcomplex AG Ekkehardstr. 10, 78224 Singen www.solarcomplex.de Ritter XL Solar GmbH Ettlinger Straße 30, 76307 Karlsbad www.ritter-xl-solar.com Solites – Steinbeis Forschungsinstitut für solare und zukunftsfähige thermische Energiesysteme Meitnerstr. 8, 70563 Stuttgart www.solites.de
Kontakt:	Bene Müller, solarcomplex AG Tel. 07731 8274-0 Email mueller@solarcomplex.de
Weitere Informationen:	www.bioenergiesiedorf-buesingen.de www.ritter-xl-solar.com www.solarcomplex.de Müller: Büsingen – das erste Bioenergiesiedorf mit großer Solarthermie, Präsentation 27.10.2014 in Erfurt, solarcomplex AG

Bildnachweise

Seite 1:	Heizzentrale Büsingen, Quelle: Solites
Seite 2:	Piktogramme, Quelle: Solites Nahwärmeleitungen, Quelle: solarcomplex AG Einbau Pufferspeicher, Quelle: solarcomplex AG
Seite 3:	Kollektorfeld; Quelle: Solites

SOLARE NAH- UND FERNWÄRME

Fallbeispiel Brædstrup District Heating

SDH
solar district heating

Typ: Solare Fernwärmesysteme mit gekoppelter Strom- und Wärmeerzeugung „Smart District Heating“



Solarthermie und KWK in der Fernwärme

In solaren Fernwärmesystemen können die solarthermischen Großanlagen auch mit weiteren Technologien zur Strom- und Wärmeerzeugung sowie mit großen Wärmespeichern kombiniert werden.

Die Funktionsweise der dabei entstehenden ganzheitlichen Energieversorgungssystemen wurde durch drei Pilotanlagen in Dänemark demonstriert und dort mit dem Begriff „Smart District Heating“ bezeichnet. Zentrales Element solcher Systeme ist ein großvolumiger Wärmespeicher, der von den verschiedenen angeschlossenen Erzeugern genutzt wird und, insbesondere in Bezug auf fluktuierende Stromerlöse, zur Flexibilisierung des Gesamtsystems beiträgt. So wird der Speicher bei guten Stromerlösen zur Optimierung des KWK-Betriebs genutzt. Bei niedrigen oder negativen Stromerlösen speisen Wärmepumpen oder Elektrodenkessel als Power-to-heat-Anwendungen Wärme in den Wärmespeicher ein. Weiter werden überschüssige solare Erträge bis in die Heizperiode gespeichert.

Eine dieser Smart District Heating Anlagen befindet sich in Brædstrup. Die Installation der Solaranlage erfolgte dort im Jahr 2007. Es handelte sich um eine Pionieranlage, da erstmals eine wärmenetzgebundene Solaranlage mit einer Kraftwärmekopplungsanlage (KWK) kombiniert wurde. Im Jahr 2012 wurde das erfolgreich betriebene Gesamtsystem um einen saisonalen Wärmespeicher und weitere Kollektorflächen erweitert.

Anlagendaten im Überblick

System	
Anlagentyp	Solare Fernwärmesysteme mit gekoppelter Strom- und Wärmeerzeugung „Smart District Heating“
Projektname	Brædstrup District Heating
Betreiber	Brædstrup Fjernwaerme
Inbetriebnahme	2012
Wärmeabgabe Netz	42 GWh/a
Solaranlage	
Einbindung	Zentral
Installation	Freilandaufständerung
Kollektortyp	Flachkollektor
Kollektorfläche/Leistung	18.600 m ² / 13 MW _{th}
Wärmespeicher	
Typ	Erdsondenwärmespeicher
Volumen	19.000 m ³

Hintergrund

In Dänemark sind Wärmenetze schon seit vielen Jahren weit verbreitet, insbesondere im Vergleich zu anderen europäischen Ländern. So beziehen ca. 60 % aller dänischen Haushalte Heiz- und Trinkwarmwasser über Fernwärme. Die meisten Netzbetreiber sind genossenschaftlich organisiert. Somit sind die Eigentümer der Erzeugungsanlage oftmals auch gleichzeitig deren eigene Kunden.

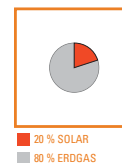
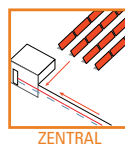
Knapp 300.000 m² (Stand 2013) Kollektorfläche sind in Dänemark bereits installiert worden und ebensoviele in Planung. Die flexiblen Gesamtsysteme zur kombinierten Erzeugung von Wärme und Strom werden aus wirtschaftlichen Gründen realisiert und erreichen durchschnittlich solare Wärmege-
stehungskosten von ca. 40 €/MWh.

Initiiert wurden diese Anlagen insbesondere aus zwei Gründen. Zum einen wird aufgrund des hohen Anteils an regenerativem Strom im Stromnetz, der Betrieb von konventionellen KWK-Anlagen zunehmend unwirtschaftlich und zum anderen werden fossile Energieträger in Dänemark stark besteuert.

Somit war im Jahr 2007 die Installation der Solaranlage im dänischen Brødstrup eine Pionierleistung, da erstmals eine wärmenetzgebundene Solaranlage mit einer Kraftwärmekopplungsanlage kombiniert wurde.

Im Jahr 2012 wurde das erfolgreich betriebene Gesamtsystem dann um einen saisonalen Wärmespeicher und weitere Kollektorflächen erweitert.

Anlagenkonzept



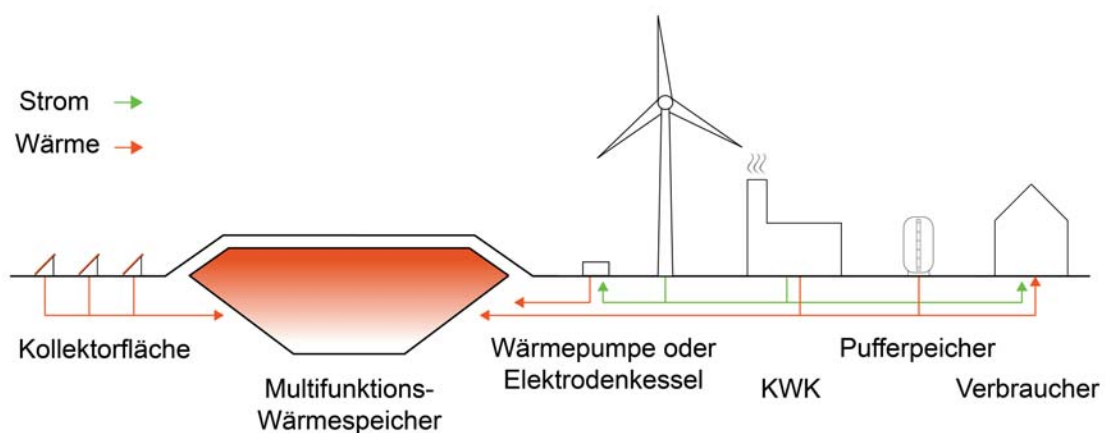
An das Wärmenetz in Brødstrup sind rund 1.200 Abnehmer angeschlossen, neben Privathaushalten auch Industriebetriebe und öffentliche Gebäude. Der jährliche Wärmeenergiebedarf liegt bei ca. 42 GWh und wird zu etwa 20 % über Solarenergie bereitgestellt. Die Hochtemperatur-Flachkollektoren sind nahe an der Heizzentrale bodenaufgeständert montiert.

Das Besondere in Brødstrup ist das Zusammenspiel vieler verschiedener Technologien zur flexiblen Erzeugung von Energie, sowie Speicherung der Wärme. Dies ist erforderlich, da Dänemark große Mengen an regenerativ oder hocheffizient erzeugtem Strom an der skandinavischen Strombörse Nord Pool handelt. Durch den großen Erdsondenwärmespeicher kann in Brødstrup daher bedarfsgerecht Regenergie über KWK-Anlagen oder

mit Hilfe einer Wärmepumpe und eines Elektroboilers bereitgestellt bzw. abgenommen werden.

Die anfallende Abwärme kann dabei nahezu jederzeit vom saisonalen Wärmespeicher sowie von den Pufferspeichern aufgenommen werden und sobald ein wirtschaftlicher Betrieb der KWK-Anlage nicht mehr möglich ist, wieder an das Wärmenetz abgegeben werden.

Durch technische Maßnahmen und ein Bonisystem wird zudem versucht, die Netztemperaturen niedrig zu halten. So beträgt die Vorlauftemperatur gleitend zwischen 75 °C und 70 °C. Bei der Rücklauftemperatur liegt der angestrebte Wert bei 30 °C.



Beispielschema eines „Smart District Heating“-Systems

Technische Komponenten

Die solarthermische Anlage in Brødstrup wurde im Jahr 2007 in Verbindung mit einer KWK-Anlage in Betrieb genommen und war damit europaweit die erste dieser Art. Im Jahr 2012 wurde die Anlage um weitere Kollektorflächen und einen Erdsondenwärmespeicher erweitert.

Das Gesamtkonzept in Brødstrup besteht aus folgenden Anlagenteilen:

- Bodenaufgeständerte Solarkollektoren (18.600 m²)
- Erdsondenwärmespeicher (19.000 m³ mit 50 Sonden à 48 m Tiefe)
- Pufferspeicher (2 Stahltank-Wasserspeicher mit 7.500 m³)
- KWK-Anlage (2 Gas-BHKWs mit 8 MW_{th} bzw. 7,4 MW_{el})
- Wärmepumpe (Kompressionswärmepumpe mit 1,5 MW_{th} bzw. 0,4 MW_{el})
- Elektroboiler (Heizstab mit 10 MW_{el})
- Gas-Spitzenlastkessel

Der multifunktionale Erdsondenwärmespeicher wird sowohl von der solarthermischen Anlage als auch vom BHKW und dem Elektroheizstab beladen. Die Wärmepumpe arbeitet in Verbindung mit den Wasserspeichern indem sie den oberen Teil der Speicher auf 85 °C erwärmt und dabei das Wasser im unteren Bereich der Speicher als Quellmedium nutzt. Dadurch wird eine starke Temperaturschichtung im Speicher erreicht, was eine dauerhaft



„Smart District Heating“ in Brødstrup

niedrige Vorlauftemperatur für die Solaranlage garantiert.

Zur Spitzenlastabdeckung sind mehrere Gaskessel installiert. Diese können zudem den Wärmebedarf decken, wenn ein anderer Erzeuger ausfällt oder nicht mehr wirtschaftlich betrieben werden kann.

Wirtschaftliche Daten

Braedstrup Fjernwaerme gehört zu den günstigsten Wärmeanbietern in Dänemark was laut Betreiber den Solarkollektoren zu verdanken ist, die Wärme zu weniger als 40 €/MWh bereitstellen. Für eine Vergleichsrechnung wird der jährliche Wärmebedarf von 18,1 MWh eines mittleren Einfamilienhauses mit 130 m² Wohnfläche herangezogen. Bei Bereitstellung der Wärme über eine Ölheizung kostet dies im landesweiten Durchschnitt umgerechnet 4.000 €. Bei Anschluss an das Wärmenetz in Braedstrup sind hingegen nur 1.600 € aufzuwenden.

Über einen finanziellen Anreiz werden die Wärmekunden in Brødstrup dazu animiert niedrige Rücklauftemperaturen zu erzeugen. Wird am Rücklauf der Übergabestation des Hauses im monatlichen Mittel eine Temperatur unter 35 °C erreicht, verringert sich der Wärmepreis. Analog dazu wird der Wärmepreis erhöht, wenn die Rücklauftemperatur nicht eingehalten werden kann.

Erfahrungen und Besonderheiten

Der Überschussstrom aus Wind und Photovoltaikanlagen fließt derzeit über Unterseekabel nach Norwegen, um dort in Pumpspeicherkraftwerken gespeichert zu werden. Diese Art der Speicherung soll in Zukunft vermieden werden, damit die im Land erzeugte regenerative Energie nicht zu günstigen Preisen ins Ausland abfließt.

Das Modell in Braedstrup bietet daher die Möglichkeit, die sehr volatilen erneuerbaren Energien und KWK-Anlagen wirtschaftlich rentabel zu vereinen, indem durch Speicherreserven jederzeit die Möglichkeit vorgehalten wird mit dem wirtschaftlichsten Erzeuger Energie bereitzustellen.

Derzeit fördert die dänische Regierung den Einsatz von Elektroboilern über steuerliche Nachlässe, da diese dringend benötigte Regelleistung bereitstellen. Prinzipiell werden solarthermische Anlagen in Dänemark nicht gefördert. Es bestehen allerdings Fördermöglichkeiten bei Errichtung besonders innovativer Systeme, wie z.B. in Braedstrup.

Durch das Ausbauziel Dänemarks bis 2030 8 Mio. m² Kollektorfläche zu installieren, können die Hersteller ihre Produktionskapazitäten langfristig planen. Die großen Kollektormodule werden schlüsselfertig vom Hersteller auf die Baustelle geliefert, was lange Vertriebswege vermeidet und eine rationale und kostengünstige Ausführung, im Vergleich zu kleineren Anlagen ermöglicht.

Die größtenteils genossenschaftlich organisierten Fernwärmebetreiber in Dänemark profitieren zusätzlich von der geringen Verzinsung des Kapitalaufwands im Vergleich zu großen Energieversorgungsunternehmen.

Der Erdsondenwärmespeicher ist derzeit im Pilotstadium. Mit 500 MWh Speicherkapazität und ca. 70 °C im räumlichen Mittel, speichert er die Wärme nur für einige Tage. In Zukunft soll der Speicher auf eine Speicherkapazität von 3.000 MWh und das Kollektorfeld auf eine Größe von 50.000 m² erweitert werden. Der geplante solare Deckungsanteil am Gesamtwärmebedarf liegt im Endausbau bei ca. 50 %.

Weitere Informationen

Adresse:	Fjernvarmevej 2, 8740 Brædstrup, Dänemark
Projektbeteiligte:	Brædstrup Fjernvarme A.M.B.A. Fjernvarmevej 2, 8740 Brædstrup, Dänemark www.braedstrup-fjernvarme.dk PlanEnergi Jyllandsgade 1, 9520 Skørping, Dänemark www.planenergi.dk ARCON Solar Skørping Nord 3, 9520 Skørping, Dänemark www.arcon.dk REHAU AG + Co Otto-Hahn-Straße 2, 95111 Rehau www.rehau.com
Kontakt:	Brædstrup Fjernvarme A.M.B.A. Tel. +45 75 75 33 00 Email post@braedstrup-fjernvarme.dk
Weitere Informationen:	www.solar-district-heating.eu www.braedstrup-fjernvarme.dk www.solvarmedata.dk

Bildnachweise

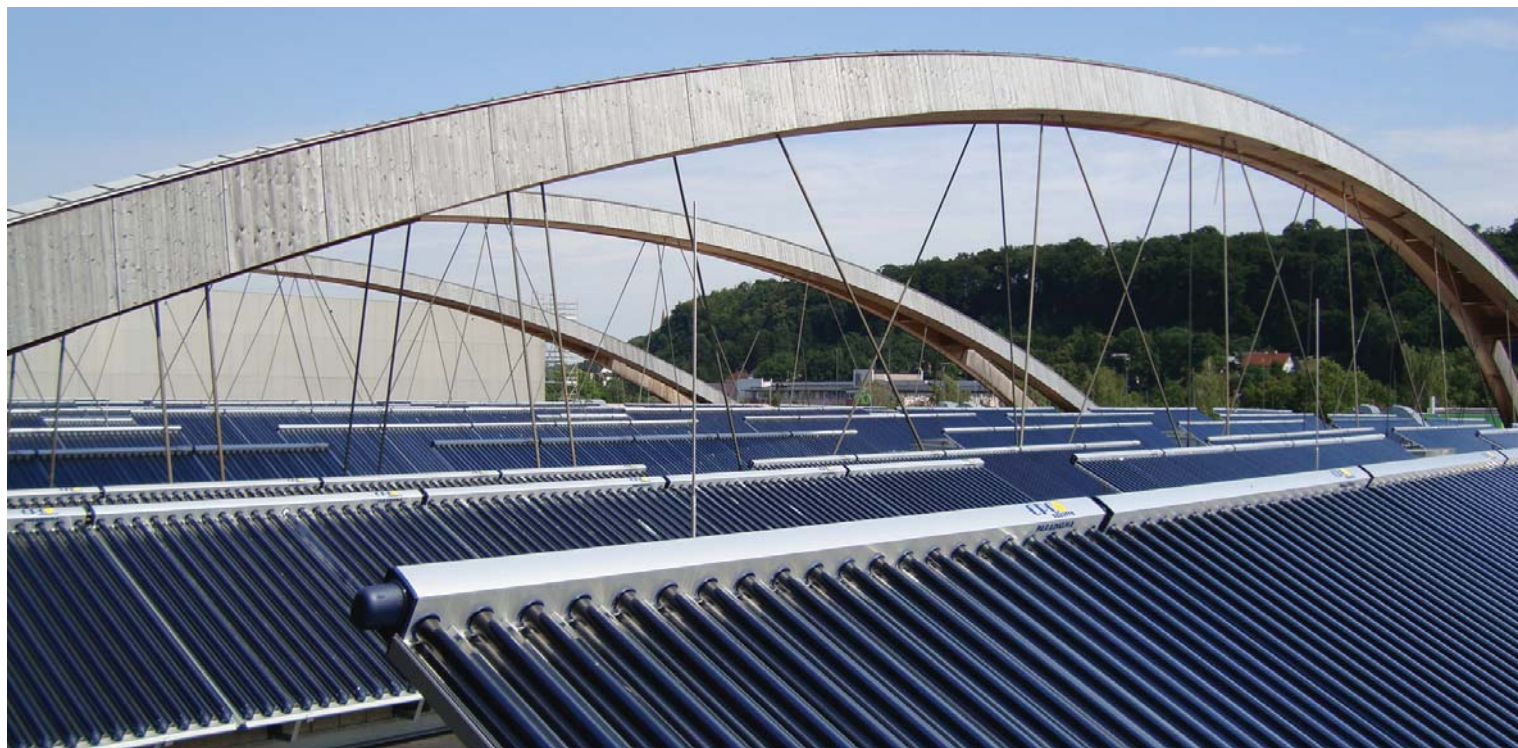
Seite 1:	Kollektorfläche, Quelle: Solites
Seite 2:	Piktogramme, Quelle: Solites
	Beispielschema Smart District Heating, Quelle: Solites
Seite 3:	Smart District Heating, Quelle: Brædstrup Fjernwaerme

SOLARE NAH- UND FERNWÄRME

Fallbeispiel Messecenter Wels

SDH
solar district heating

Typ: Dezentral in städtische Fernwärmesysteme
eingebundene solarthermische Großanlagen



Solaranlage zur Unterstützung der Fernwärme

Auf dem Dach der Messehalle in Wels, Österreich ging im Mai 2011 die mit ca. 3.400 m² Kollektorfläche bzw. etwa 2,4 Megawatt thermischer Leistung derzeit größte Vakuumröhren-Solaranlage in Betrieb. Diese speist dezentral Wärme in ein Fernwärmenetz. Im Sommer kann bei geringer Wärmelast im Fernwärmenetz der Solaranteil zeitweise über 50 % betragen und ein dementsprechender Anteil an konventioneller Fernwärmeerzeugung eingespart werden.

Die Solaranlage wurde von den Elektrizitätswerken Wels beauftragt, von der MEA Solar GmbH in Wels gebaut und von der Ritter XL Solar GmbH geplant und geliefert.

Anlagendaten im Überblick

System	
Anlagentyp	Dezentral in städtische Fernwärmesysteme eingebundene solarthermische Großanlagen
Projektname	Messecenter Wels
Betreiber	MEA SOLAR GmbH
Inbetriebnahme	2011
Wärmeabgabe Netz	173 GWh/a
Solaranlage	
Einbindung	Dezentral
Installation	Dachaufständerung
Kollektortyp	Vakuumröhrenkollektor
Kollektorfläche/Leistung	3.400 m ² / 2,4 MW _{th}
Wärmespeicher	
Typ	kein Speicher

Hintergrund

Die Stadt Wels hat sich zum Ziel gesetzt, möglichst unabhängig von fossilen Energieträgern zu werden. So müssen beispielsweise alle städtischen Neubauten in Passivhausbauweise errichtet werden.

Auch die neue Messehalle in Wels wurde in Passivhausbauweise errichtet. Zudem wurde die Möglichkeit zur Errichtung einer großen solarthermischen Anlage auf dem Dach des Messecenters Wels bereits in der Planungsphase des Gebäudes berücksichtigt. Durch die Elektrizitätswerke Wels AG

wurde das Projekt vorangetrieben und durch das Tochterunternehmen MEA SOLAR GmbH ausgeführt. Die MEA SOLAR GmbH ist auch für den Betrieb der Anlage verantwortlich.

Die Anlage auf dem Messecenter in Wels ist die derzeit größte Solaranlage mit Vakuumröhrenkollektoren und trägt in den Sommermonaten einen erheblichen Anteil zur Bereitstellung von Wärme im Fernwärmenetz von Wels bei.

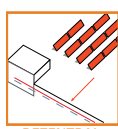
Anlagenkonzept



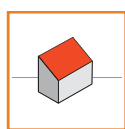
STADT



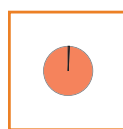
NETZGRÖÖE
50 km, 173 GWh/a



DEZENTRAL



DACHINTEGRIERT



<1 % SOLAR
99 % FERNWÄRME

Das Fernwärmenetz in Wels hat eine Gesamtlänge von etwa 50 km und versorgt etwa 12.000 Haushalte mit Wärme zur Raumheizung und Warmwasserbereitstellung. Der jährliche Wärmebedarf beträgt ungefähr 173 GWh/a. Die Vorlauftemperatur im Wärmenetz wird gleitend konstant in Abhängigkeit der Außentemperatur geregelt und liegt zwischen 120 °C im Winterbetrieb und 70 °C im Sommer.

Der Netzbetreiber verfügt über ein Fernheizkraftwerk (Erdgas) und eine KWK-basierte Müllverbrennungsanlage. Daneben kommt seit 2011 die solarthermische Großanlage zum Einsatz.

Die Solaranlage ist in zwei Kollektorfelder auf unterschiedlichen Dachhöhen aufgeteilt und in den Vorlauf des Fernwärmenetzes eingebunden. Die Einspeisung erfolgt über die Hausanschlussleitung. Bei gleichzeitiger

Wärmeerzeugung und -bedarf kann die produzierte Wärme auch direkt im Messegebäude genutzt werden. Die jährliche Wärmeerzeugung der Solaranlage liegt bei ca. 1,3 GWh. Damit kann die Solarthermieanlage bis zu 50 % der sommerlichen Gesamtwärmelast im Fernwärmenetz decken.

Aufgrund der hohen Temperaturen im Fernwärmenetz wurde die Anlage mit CPC-Vakuumröhrenkollektoren realisiert. Diese liefern die geforderten Einspeisetemperaturen von mindestens 85 °C auch bei einer Dachausrichtung von ca. 45 ° nach Südwest.

In der Solaranlage wird Wasser als Wärmeträgermedium eingesetzt. Aus Frostschutzgründen wird der Anlage im Winter Wärme zugeführt. Dies erfolgt durch einen separaten Strang, welcher an den Vorlauf des Fernwärmenetzes angeschlossen ist. Der Energiebedarf wurde hierbei auf 4 % des Solarwärmeertrags geschätzt, betrug allerdings im Zeitraum von August 2011 bis 2012 lediglich 1 %. Dies ist durch eine intelligente Steuerung möglich.



Einbindung der Solarthermieanlage in das Fernwärmenetz

Technische Komponenten

Die Hauptbestandteile der Anlage sind die beiden Kollektorfelder mit ca. 3.000 m² und 400 m², eine hydraulische Weiche in Form eines kleinen Pufferspeichers mit einem Volumen von 3 m³ sowie drei je 500 l große Membranausgleichsbehälter und ein Wärmetauscher. Ein größerer Pufferspeicher ist nicht notwendig, da das Wärmenetz die erzeugte Solarwärme jederzeit aufnehmen kann.

Da auf dem Flachdach der Messe keine Dachdurchdringungen erfolgen durften, wurde die Solarthermieanlage mit einer betonbeschwerten Unterkonstruktion ausgeführt.

Grundsätzlich enthalten die Kollektoren das gleiche Wasser wie das Fernwärmenetz. Da der Solarwärmeeintrag vom Rücklauf in den Vorlauf des Fernwärmenetzes erfolgt und dementsprechend unterschiedliche Druckniveaus vorliegen, wurde ein Wärmetauscher installiert.

Aufgrund des Verzichts auf ein Frostschutzmittel im Wärmeträgermedium ergeben sich folgende Vorteile für den Betrieb:

- Erhöhung der Wärmespeicherkapazität und damit der Wärmeerträge
- Verringerung der Viskosität und damit Reduzierung des Pumpenbedarfs
- Kleinere Dimensionierung aller Leitungsquerschnitte und Armaturen



Verrohrung der Solarkollektoren auf dem Messedach

Wirtschaftliche Daten

Die Kosten der Solaranlage in Wels beliefen sich auf rund 2 Millionen Euro. Förderung in Höhe von gut 30 % erhielt das Projekt unter anderem aus Mitteln des Landes Oberösterreich.

Etwa die Hälfte der Kosten lässt sich der Planung, für die Kollektoren inkl. Aufständering, der Verbindungs- und Anschlusstechnik sowie den Regel- und Sensoreinrichtungen zuordnen. Die andere Hälfte der Kosten entstand durch: Unterkonstruktion der Kollektoren, Rohre und Kompensatoren, Pumpen, Ventile, Ausdehnungsgefäße, hydraulische Weiche, thermische Isolierung aller Komponenten und die gesamte hydraulische und elektrische Installation.

Die berechneten Wärmekosten liegen bei knapp 43 €/MWh bezogen auf eine Betriebszeit von 20 Jahren und einem zu erwartenden Ertrag von ca. 30 GWh. Die Anlage selbst ist jedoch auf eine Lebensdauer von mindestens 25 Jahren ausgelegt.

Aufgrund des Pioniercharakters dieses Großprojekts wurde ein erheblicher Anteil der Kosten für Forschungs- und Entwicklungsarbeit benötigt. Zudem entstanden zusätzliche Kosten durch die komplexen Vorgaben der Messehalle bezüglich der Dachkonstruktion. Somit ergeben sich für weitere Umsetzungen Möglichkeiten zur Kostenreduktion.

Erfahrungen und Besonderheiten

Die Anlage in Wels ist bisher die größte Vakuumröhren-Solaranlage. Durch die speziellen Anforderungen bezüglich der Einspeisebedingungen sowie der baulichen Rahmenbedingungen konnten viele Erfahrungen gesammelt werden, die für weitere Projekte solcher Art genutzt werden können.

So haben die Betriebserfahrungen gezeigt, dass für den Frostschutz der Solaranlage aufgrund des Einsatzes von reinem Wasser als Wärmeträgermedium lediglich 1 % des Solarwärmeertrags benötigt wird, anstatt der ursprünglich geschätzten 4 %.

Des Weiteren betrug in der Planungsphase die Vorgabe zur Überbrückung des insbesondere im Winter vorherrschenden Differenzdrucks zwischen Netzvorlauf und -Rücklauf 9 bar. In der Praxis fällt dieser Wert mit maximal knapp 5 bar bisher deutlich geringer aus. Dementsprechend liegt der Energiebedarf der Einspeisepumpen bei ca. 20 MWh/a pro Jahr. Jedoch wird dieser Energiebedarf in gleichem Maß an anderer zentraler Erzeugungsstelle im Wärmenetz wieder eingespart.

Weitere Informationen

Adresse:	Messecenter Wels, Messeplatz 1, 4600 Wels, Österreich
Projektbeteiligte:	Ritter XL Solar GmbH Ettlinger Straße 30, 76307 Karlsbad www.ritter-xl-solar.com MEA SOLAR GmbH Knorrstrasse 6, 4600 Wels, Österreich www.mea-solar.at Elektrizitätswerke Wels AG Wiesenstraße 43, 4600 Wels, Österreich www.eww.at
Kontakt:	Dr. Kurt Leeb, Mea Solar GmbH Tel. +43 (0) 7242 350390-751 Email kurt.leeb@mea-solar.at
Weitere Informationen:	www.solar-district-heating.eu www.ritter-xl-solar.com Meißner: Solaranlage zur Unterstützung der Fernwärme in Wels, Ritter XL, Karlsbad, 2011 Leeb, Meißner: Solaranlage zur Unterstützung der Fernwärme in Wels, Erneuerbare Energien 2-2012, AEE, Österreich, 2012

Bildnachweise

Seite 1:	Messecenter Wels, Quelle: Ritter XL Solar GmbH
Seite 2:	Piktogramme, Quelle: Solites Einbindung Fernwärmenetz, Quelle: Ritter XL Solar GmbH
Seite 3:	Verrohrung Solarkollektoren, Quelle: Ritter XL Solar GmbH

Quellenverzeichnis

1. Dalenbäck: *Market for Solar District Heating*, CIT Energy Management AB, Göteborg, SE, www.solar-district-heating.eu, August 2012
2. Pauschinger, Schmidt: *Sunstore 4 - Solar unterstützte Kraft-Wärme-Kopplung mit saisonalem Wärmespeicher*, EuroHeat&Power, Mai 2013
3. *Solarthermie2000: Langzeitverhalten von thermischen Solaranlagen im bundeseigenen Bereich*, Solarthermie2000 Teilprogramm 1, www.solarthermie2000.de
4. *Solarthermie2000plus: Solarthermische Pilot- sowie Forschungs- und Demonstrationsanlagen zur Teildeckung des Wärmebedarfs unterschiedlicher Verbraucher im Niedertemperaturbereich*, www.solarthermie2000plus.de
5. Schmidt, Mangold: *Der Multifunktions-Wärmespeicher in Hamburg-Bramfeld – innovative Erweiterung der ältesten deutschen Solarsiedlung*, OTTI - 20. Symposium Thermische Solarenergie, Bad Staffelstein, 2010
6. Pauschinger et. al: *SDH-Guidelines*, www.solar-district-heating.eu, Juni 2012, letzter Zugriff: 23.10.2014
7. Dalenbäck: *Vallda Heberg – Initial experiences*, SDH conference, Hamburg, 3rd June 2014
8. Milles: *Solare Nahwärme in neuen Wohnsiedlungen*, BINE Projektinfo 01/2005
9. *Solarthermie2000: Langzeitverhalten von thermischen Solaranlagen im bundeseigenen Bereich*, Solarthermie2000 Teilprogramm 1, www.solarthermie2000.de
10. Schneider: *Sonnenenergie in der Erde speichern*, BINE Projektinfo 01/2013
11. Mangold et al.: *Forschungsbericht zum BMU-Vorhaben "Technisch-wirtschaftliche Analyse und Weiterentwicklung der solaren Langzeit-Wärmespeicherung" (Dez. 2007 bis Feb. 2011)*, Solites, 2012
12. *Saisonalspeicher.de: Wissensportal für saisonale Wärmespeicherung*, www.saisonalspeicher.de, letzter Zugriff: 24.10.2014
13. Dalenbäck: *Success factors in Solar District Heating*, www.solar-district-heating.eu, CIT Energy Management AB, Göteborg, SE, Dezember 2010
14. Dalenbäck: *Boundary conditions and market obstacles for Solar District Heating*, www.solar-district-heating.eu, CIT Energy Management AB, Göteborg, SE, Juli 2012
15. Dalenbäck: *Market for Solar District Heating*, www.solar-district-heating.eu, CIT Energy Management AB, Göteborg, SE, August 2012
16. Schlegel: *Technisch-ökonomische Analyse und Bewertung von Anlagen zur dezentralen Einspeisung von Solarwärme in Fernwärmenetze*, Masterarbeit, Solites / Universität Stuttgart, März 2014
17. Soerensen, Nielsen: *Smart District Heating*, Planenergi, Skoerping, DK, Intersolar 2011, Juni 2011
18. Miedaner, Schmidt: *Solaranlagen im Kontext strom- und wärmeerzeugender Energieversorgungssysteme*, Solites, OTTI - 21. Symposium Thermische Solarenergie, Bad Staffelstein, Mai 2011
19. Pauschinger, Schmidt: *Sunstore 4 - Solar unterstützte Kraft-Wärme-Kopplung mit saisonalem Wärmespeicher*, EuroHeat&Power, Mai 2013
20. Holter: *Solarenergie und Fernwärme in Graz*, Erneuerbare Energien 2-2012, AEE, Österreich, 2012
21. Meißner: *Solaranlage zur Unterstützung der Fernwärme in Wels*, Ritter XL, Karlsbad, 2011
22. Solites, AGFW: *Dezentrale Einspeisung in Nah- und Fernwärmesysteme unter besonderer Berücksichtigung der Solarthermie*, BMWi-Vorhaben 03ET1039C, Verbundpartner Universität Dresden, 2012 – 2014
23. Ritter XL Solar GmbH: *Bereitstellung der Messdaten „Messe Wels“ durch Ritter XL Solar GmbH*, 2013
24. Bucar et al.: *Dezentrale erneuerbare Energie für bestehende Fernwärmenetze*, In: *Berichte aus Energie- und Umweltforschung* 78/2600, Wien, September 2005
25. Pauschinger et al.: *SDH Fact Sheet 2.3 – Feasibility Study*, www.solar-district-heating.eu, SDH-Guidelines, Juni 2012
26. KfW 271: *KfW-Programm – Erneuerbare Energien Premium 271, Kreditanstalt für Wiederaufbau*, www.kfw.de, letzter Zugriff: 07.04.2015
27. UM BW: *Förderprogramme ‚Demovorhaben‘ und ‚Energiewendedörfer‘ in Baden-Württemberg*, Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg, www.um.baden-wuerttemberg.de, letzter Zugriff 23.10.2014

28. *SDH Online-Rechner: Rechenprogramm für Anlagendimensionierungen sowie Ertrags- und Wirtschaftlichkeitsberechnungen für solare Nah- und Fernwärmeanlagen*, www.sdh-online.solites.de, Solites, Dezember 2013, letzter Zugriff: 23.10.2014
29. *Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Oktober 2003*
30. *Richtlinie 2010/75/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 17. Dezember 2010 über Industrieemissionen*
31. *Richtlinie 2010/31/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 19. Mai 2010 über die Gesamteffizienz von Gebäuden*
32. *Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen*
33. *Richtlinie 2006/32/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 05.04.2006 über Endenergieeffizienz und Energiedienstleistungen*
34. *Energiesteuergesetz vom 15. Juli 2006 (BGBl. I S. 1534; 2008 I S. 660, 1007), das zuletzt durch Artikel 11 des Gesetzes vom 18. Juli 2014 (BGBl. I S. 1042) geändert worden ist*
35. *Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz vom 21. Juli 2011 (BGBl. I S. 1475), das zuletzt durch Artikel 2 Absatz 45 u. Artikel 4 Absatz 28 des Gesetzes vom 7. August 2013 (BGBl. I S. 3154) geändert worden ist*
36. *BKartA, Abschlussbericht Sektoruntersuchung Fernwärme, 2012, S. 111 Rn. 285.*
37. *Zuteilungsverordnung 2020 vom 26. September 2011 (BGBl. I S. 1921)*
38. *Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz vom 19. März 2002 (BGBl. I S. 1092), das durch Artikel 13 des Gesetzes vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066) geändert worden ist.*
39. *Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz vom 7. August 2008 (BGBl. I S. 1658), das durch Artikel 14 des Gesetzes vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066) geändert worden ist.*
40. *Europarechtsanpassungsgesetz vom 12. April 2011 (BGBl. I S. 619 vom 15.04.2001)*
41. *Energieeinsparverordnung vom 24. Juli 2007 (BGBl. I S. 1519), die zuletzt durch Artikel 1 der Verordnung vom 18. November 2013 (BGBl. I S. 3951) geändert worden ist.*
42. *Maaß, Sandrock, Weyland: Solare Fernwärme im Planungs- und Genehmigungsrecht; ZUR 2/2105*
43. *Baugesetzbuch in der Fassung der Bekanntmachung vom 23. September 2004 (BGBl. I S. 2414), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 15. Juli 2014 (BGBl. I S. 954) geändert worden ist.*
44. *Mitschang/Reidt, in: Battis/Krautzberger, BauGB, 12. Auflage 2014, § 35 Rn. 62, die für Freiflächenanlagen explizit auf § 35 Abs. 2 BauGB verweisen.*
45. *Söfker, in: Ernst/Zinkahn/Bielenberg/Krautzberger, BauGB – Kommentar II, Stand 01.07.2014, § 35 Rn. 73.*
46. *Rieger, in: Schrödter, BauGB – Kommentar, 7. Auflage 2006, § 35 Rn. 69.*
47. *Rieger, in: Schrödter, BauGB – Kommentar, 7. Auflage 2006, § 35 Rn. 83.*
48. *Söfker, in: Ernst/Zinkahn/Bielenberg/Krautzberger, BauGB – Kommentar II, Stand 01.07.2014, § 35 Rn. 97.*
49. *Baunutzungsverordnung in der Fassung der Bekanntmachung vom 23. Januar 1990 (BGBl. I S. 132), die zuletzt durch Artikel 2 des Gesetzes vom 11. Juni 2013 (BGBl. I S. 1548) geändert worden ist*
50. *Wasserhaushaltsgesetz (WHG) vom 31.07.2009, BGBl. I, S. 2585, das zuletzt durch Art. 4 Abs. 76 des Gesetzes vom 07.08.2013, BGBl. I, S. 3154, geändert worden ist.*
51. *Allgemeine Verwaltungsvorschrift zum Wasserhaushaltsgesetz über die Einstufung wassergefährdender Stoffe in Wassergefährdungsklassen (VwVwS) vom 17.05.1999, Bundesanzeiger vom 29.05.1999, Nr. 98a.*
52. *Für einen einheitlichen Vollzug wäre es indes sinnvoll, hinreichend konkrete Vorgaben bundesrechtlich zu verabschieden und bis dahin zumindest einen entsprechenden Accord der Länder zu erreichen.*
53. *Anlagenverordnung wassergefährdende Stoffe Baden-Württemberg (VAwS BW) vom 11.02.1994, GBl. 1994, S. 182, zuletzt geändert durch Art. 141 der Verordnung vom 25.01.2012, GBl. 2012 Nr. 3, S. 65, in Kraft getreten am 28.02.2012.*
54. *Vorstellbar sind etwa Vorgaben zur Mengenbegrenzung der Wärmeträgerflüssigkeit, Vorgaben zur Überwachung durch Drucksensoren und zur automatischen Abschaltung der Pumpanlage, oder ggf. auch Vorgaben zur oberirdischen Verlegung der Leitungen.*

55. Eine genehmigungsbedürftige Gewässerbenutzung nach § 9 Abs. 2 Nr. 2 WHG dürfte im Ergebnis zu verneinen sein, denn fraglich ist – wie bei einem Tankwagenunfall – schon, ob es sich um eine wasserrechtlich relevante Maßnahme handelt; außerdem dürfte die Möglichkeit der Beeinträchtigung – ebenfalls wie bei einem Unfall – zu weit entfernt liegen, vgl. mit den jeweiligen Rechtsprechungsnachweisen Czychowski/Reinhardt, WHG, 11. Auflage 2014, § 9 Rn. 85, 86 a.E.
56. Bundes-Bodenschutzgesetz (BBodSchG) vom 17.03.1998, BGBl. I, S. 502, das zuletzt durch Art. 5 Abs.z 30 des Gesetzes vom 24.02.2012, BGBl. I, S. 212, geändert worden ist.
57. Fellenberg/Schiller, in: Gerstner (Hrsg.), Grundzüge des Rechts der Erneuerbaren Energien, Berlin 2013, Kap. 2 Rn. 272ff.
58. Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Versorgung mit Fernwärme vom 20. Juni 1980 (BGBl. I S. 742), die zuletzt durch Artikel 16 des Gesetzes vom 25. Juli 2013 (BGBl. I S. 2722) geändert worden ist.
59. Bürgerliches Gesetzbuch in der Fassung der Bekanntmachung vom 2. Januar 2002 (BGBl. I S. 42, 2909; 2003 I S. 738), das durch Artikel 1 des Gesetzes vom 22. Juli 2014 (BGBl. I S. 1218) geändert worden ist.
60. AGFW, Rechtlicher Leitfaden zur Umrüstung von Mietshäusern auf Fernwärme, 2014, S. 21 ff.
61. Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen in der Fassung der Bekanntmachung vom 26. Juni 2013 (BGBl. I S. 1750, 3245), das durch Artikel 5 des Gesetzes vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066) geändert worden ist.
62. Körber, Drittzugang zu Fernwärmenetzen, 2011.
63. BT-Drucks. 17/13675, S. IX Tz. 74.
64. BKartA, Abschlussbericht Sektoruntersuchung Fernwärme, 2012, S. 107 Rn. 271.
65. LT-Drucks. 15/6149, S. 6.
66. BT-Drucks. 17/13675, S. IX Tz. 74.
67. Gesetz zur Nutzung erneuerbarer Wärmeenergie in Baden-Württemberg (Erneuerbare-Wärme-Gesetz - EWärmeG) vom 20. November 2007; GBl. 2007, 531
68. <https://um.baden-wuerttemberg.de/de/energie/energieeffizienz/erneuerbare-waerme-gesetz-bw/gesetzentwurf-zur-ewaermeg-novelle/>
69. Gesetz zur Förderung des Klimaschutzes in Baden-Württemberg; Gesetzesbeschluss des Landtages vom 17. Juli 2013; Landtag von Baden-Württemberg Drucksache 15/3842
70. <https://um.baden-wuerttemberg.de/?id=5812>
71. IEKK Baden-Württemberg, Maßnahme 54 „Solare Wärmenetze mit saisonaler Speicherung“; S. 91
72. Gesetz zum Schutz der Natur, zur Pflege der Landschaft und über die Erholungsvorsorge in der freien Landschaft (Naturschutzgesetz - NatSchG) Vom 13. Dezember 2005;
73. Fellenberg/Schiller, in: Gerstner (Hrsg.), Grundzüge des Rechts der Erneuerbaren Energien, Berlin 2013, Kap. 2 Rn. 275f.
74. Fellenberg/Schiller, in: Gerstner (Hrsg.), Grundzüge des Rechts der Erneuerbaren Energien, Berlin 2013, Kap. 2 Rn. 275.
75. Landesbauordnung für Baden-Württemberg (LBO)in der Fassung vom 5. März 2010; GBl. 2010, 357, ber. S. 416
76. Dürr, Baurecht Baden-Württemberg, 14. Auflage 2013, Rn. 206ff.
77. <http://www.bioenergiesdorf-buesingen.de/pages/das-projekt/solarthermie.php>
78. Kahl (2010): Klimaschutz durch die Kommunen, ZUR 9/2010, S. 397 ff
79. Kopf (2012): Klimaschutz in der Planungs- und Genehmigungspraxis –die BauGB-Novelle 2011, LKRZ 7/2012, S. 264 ff.
80. Battis; Kersten; Mittschang (2009): Stadtentwicklung – Rechtsfragen zur ökologischen Stadterneuerung Endbericht; im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS) sowie des Bundesamtes für Bauwesen und Raumentwicklung (BBR)
81. Fickert/Fieseler, BauNVO, 12. Auflage 2014, § 8 Rn. 5.
82. OVG Bautzen, Beschluss vom 22.05.2012, Az. 4 L 1845/11, ZUR 2013, S. 102.
83. Difu (2011): Klimaschutz in Kommunen – Praxisleitfaden; Deutsches Institut für Urbanistik, Berlin
84. Gemeindeordnung für Baden-Württemberg (Gemeindeordnung - GemO) in der Fassung vom 24. Juli 2000

85. Ennuschat, Volino (2009): § 16 EEWärmeG und der kommunalrechtliche Anschluss- und Benutzungszwang für Fernwärme; CuR 03/2009, S. 90 ff
86. Tomerius (2013): Der Anschluss- und Benutzungszwang für kommunale Nah- und Fernwärmesysteme; ER 2/13 S. 61 ff
87. EU-Energieeffizienz-Richtlinie (RL 2012/27/EG), Artikel 14 Abs. 1 i.V.m. Anhang VIII
88. Kahl; Schmidtchen (2013) Kommunale Wärme- und Klimaaktionspläne, EurUP 3 2013, S. 184 ff.
89. Nast et.al. (2011) Ergänzende Untersuchungen und vertiefende Analysen zum EEWärmeG, FKT 0327675A, Berlin.
90. <http://www.energieatlas.bayern.de/kommunen/energienutzungsplan.html>.
91. Informationen KfW-Programm, <http://www.energetische-stadtsanierung.info/>
92. HAMBURG INSTITUT, 2013
93. eigene Internetrecherche, Juni 2014
94. Statistische Ämter des Bundes und der Länder, Statistik lokal, Daten für die Gemeinden, kreisfreien Städte und Kreise Deutschlands, Ausgabe 2010, Düsseldorf, 2010
95. Bundesinstitut für Bauwesen und Raumordnung, Raumordnungsprognose 2025/2050, Bonn, 2009
96. Blesl, M.: Räumlich hoch aufgelöste Modellierung leitungsgebundener Energieversorgungssysteme zur Deckung des Niedertemperaturwärmebedarfs, Forschungsbericht, Band 92, IER, Stuttgart 2002
97. Kleemann, M., Heckler, R., Kolb, G, und Hille, M.: Die Entwicklung des Energiebedarfs zur Wärmebereitstellung in Gebäuden, Materialien, bremer energie institut, 2000
98. Hille, M.: Wärmeversorgung von Gebäuden – Stand und Entwicklung von Nachfrage und Angebot, bremer energie institut, 1999
99. Feist, W., Borsch-Laaks, R., Werner, J., Loga, T. und Ebel, W.: Das Niedrigenergiehaus. Neuer Standard für energiebewusstes Bauen, 5. Auflage, Verlag C.F. Müller, Heidelberg 1998
100. IWU Institut Wohnen und Umwelt GmbH: Deutsche Gebäudetypologie – Systematik und Datensätze, 2. Auflage, Darmstadt 2003
101. David, R.; Rouvel, L.; Wenning, M.: Kostenermittlung für wärmetechnische Maßnahmen an der Gebäudehülle bei Nichtwohngebäuden. IKARUS Teilprojekt 5 „Haushalte und Kleinverbraucher“, Teil 1, Textband. Forschungszentrum Jülich. Jülich 2002
102. David, R.; Rouvel, L.; Wenning, M.: Kostenermittlung für wärmetechnische Maßnahmen an der Gebäudehülle bei Nichtwohngebäuden. IKARUS Teilprojekt 5 „Haushalte und Kleinverbraucher“, Teil 1, Textband. Forschungszentrum Jülich. Jülich 2002
103. Blesl, M.: Kraft-Wärme-Kopplung im Wärmemarkt Deutschlands und Europas – eine Energiesystem- und Technikanalyse, Forschungsberichtband 120, Stuttgart 2014
104. AGFW – Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V.: AGFW – Hauptbericht 2012. Frankfurt am Main: AGFW – Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V., 2013
105. Mitteilung des Bundesamtes für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) an das Institut für Energiewirtschaft und rationelle Energieanwendung (IER). 2013
106. Arbeitsgemeinschaft QM Holzheizwerke (Hrsg.): „Planungshandbuch“, Abschnitt 5.7.3. CARMEN e.V. Straubing 2004
107. Ölpreis am 17. Juni 2013. Bezugsmenge 3.000 Liter pro Jahr, netto ohne MwSt.; www.tecson.de
108. Institut für Wohnen und Umwelt, Darmstadt

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Solarthermische Großanlage in Ulsted, Dänemark (Quelle: Arcon)	7
Abbildung 2: Solare Fernwärme – Marktstatus Europa, Mai 2014 (Quelle: CIT Energy Management AB, Solites).....	9
Abbildung 3: Gesamtsystem zur Strom- und Wärmeerzeugung in Marstal auf der dänischen Insel Aero (Quelle: Marstal Fjernvarme).....	10
Abbildung 4: Heizwerk des Bioenergiedorfs Büsingen mit 1.090 m ² Vakuumröhrenkollektoren und einem Biomassekessel (Quelle: Ritter XL Solar GmbH).....	11
Abbildung 5: Zentrale Einbindung in Nah- und Fernwärmenetze (Quelle: Solites).....	14
Abbildung 6: Dezentrale Einbindung in Nah- und Fernwärmenetze (Quelle: Solites).....	14
Abbildung 7: Dachintegrierte Solarkollektoren auf Mehrfamilienhäusern (linkes Bild, Quelle: Solites); Solare Nahwärme Stuttgart Burgholzhof (rechtes Bild, Quelle: EnBW Energie Baden-Württemberg AG).....	16
Abbildung 8: Solare Nahwärme Hirtenwiesen in Crailsheim, Deutschlands größte Solarthermieanlage mit einer Kollektorfläche von 7.300 m ² (Nennleistung zur Wärmeerzeugung: 5,1 MW _{th}) (Quelle: Solites).....	18
Abbildung 9: Dezentral eingebundene Solaranlage in Gardsten (SE) (linkes Bild); Übergabestation zur Wärmeabgabe an das Netz des Herstellers Armatec (rechtes Bild, Quelle: Armatec/Solites)	20
Abbildung 10: Heizwerk des Bioenergiedorfs Büsingen mit einem Biomassekessel und 1.090 m ² Vakuumröhrenkollektoren (Quelle: Ritter XL Solar GmbH).....	22
Abbildung 11: 18.000 m ² Kollektorfläche des Systems in Braedstrup (DK) (Quelle: Solites, Braedstrup Fjernvarme)	24
Abbildung 12: Beispielschema eines Smart District Heating-Systems (Quelle: Solites)	25
Abbildung 13: Solarthermieanlage auf der UPC Arena in Graz (AT) eingebunden in das Fernwärmenetz Graz (linkes Bild, Quelle: S.O.L.I.D.); Solarthermieanlage auf dem Messezentrum in Wels (AT) eingebunden in das Fernwärmenetz Wels (rechtes Bild, Ritter XL Solar GmbH)	26
Abbildung 14: Idealisierte Jahresdauerlinie eines Fernwärmenetzes ohne bzw. mit Solarthermie (MVA: Müllverbrennungsanlage, Quelle: Solites)	28
Abbildung 15: Wärmeerträge von solarthermischen Großanlagen für unterschiedliche Wärmenetztemperaturen und Kollektortypen bei dezentraler Einbindung (Quelle: Solites).....	30
Abbildung 16: Regelgüte der Wärmenetzeintrittstemperatur bei fluktuierender Einstrahlung für die Solaranlage auf dem Messezentrum in Wels (AT)	33
Abbildung 17: Systemkosten und Wärmegestehungskosten ohne bzw. mit Förderung für sieben Typen von Solarthermieanlagen in Fernwärmesystemen (Quelle: Solites)	39
Abbildung 18: Vielfältige Optionen für finanzielle Bürgerbeteiligung im Energiesektor	64
Abbildung 19: Verbreitung von Nahwärmegenossenschaften und Bioenergiedörfern nach Größe (gemessen an angeschlossenen Haushalten)	66
Abbildung 20: Bevölkerungsentwicklung in Baden-Württemberg bis 2050	72
Abbildung 21: Bevölkerungsentwicklung bis 2050 auf Landkreisebene in Baden-Württemberg im Vergleich zu 2012	73
Abbildung 22: Beschäftigte in Baden-Württemberg.....	74
Abbildung 23: Wohngebäudebestand in Baden-Württemberg nach Gebäudeklassen 2012	75
Abbildung 24: Entwicklung des Wohngebäudebestands in Baden-Württemberg nach Gebäudetypen bis 2050	77
Abbildung 25: Nichtwohngebäude in Baden-Württemberg nach Gebäudeklassen 2012.....	79
Abbildung 26: Wärmebedarf der Haushalte und des Sektors Gewerbe, Handel und Dienstleistung in Baden-Württemberg 2012 auf Gemeindeebene.....	81
Abbildung 27: Entwicklung des Wärmebedarfs der Haushalte und des Sektors Gewerbe, Handel und Dienstleistung in Baden-Württemberg nach Gemeindegröße bis 2050	82
Abbildung 28: Wärmebedarf der Haushalte und des Sektors Gewerbe, Handel und Dienstleistung in Baden-Württemberg 2050 auf Gemeindeebene.....	82
Abbildung 29: Relativer Wärmebedarf der Haushalte und des Sektors Gewerbe, Handel und Dienstleistung in Baden-Württemberg für 2050 (2012=100%) auf Gemeindeebene	83
Abbildung 30: Fernwärmebestand der Sektoren Haushalte und GHD in Baden-Württemberg auf Gemeindeebene	85

Abbildung 31: Entwicklung des Fernwärmebestands und der Fernwärmepotenziale der Haushalte und des Sektors Gewerbe, Handel und Dienstleistung in Baden-Württemberg bis 2050	87
Abbildung 32: Verdichtungspotenzial der Fernwärme der Sektoren Haushalte und GHD in Baden-Württemberg für das Jahr 2050 auf Gemeindeebene	88
Abbildung 33: Erweiterungspotenzial der Fernwärme der Sektoren Haushalte und GHD in Baden-Württemberg für das Jahr 2050 auf Gemeindeebene	89
Abbildung 34: Szenarioabhängiges technisches Potenzial der Einspeisung von Solarthermie in die Fernwärmeversorgung von Baden-Württemberg	93
Abbildung 35: Gesamte szenarioabhängige Solarkollektorfläche der fernwärmeversorgten Gemeinden und die entsprechende durchschnittliche Kollektorfläche pro fernwärmeversorgter Gemeinde	94
Abbildung 36: Luftbild des Ortsteils Neuhengstett. Quelle: Google-Earth.....	97
Abbildung 37: Potenzielle Abnehmergebäude für die Nahwärmeversorgung (rot) und unbeheizte sonstige Gebäude (grau) im Ortsteil Neuhengstett.....	99
Abbildung 38: Trassenverlauf und Rohrdimensionierung des Nahwärmenetzes	101
Abbildung 39: Prinzipschema und Auslegungsdaten des für Neuhengstett konzipierten Holzheizwerks.....	103
Abbildung 40: Prinzipschaltbild der Nahwärmeversorgung mit Holzheizwerk und solarthermischer Freilandanlage	104
Abbildung 41: An die Kunden verkaufte Wärmemengen in Abhängigkeit der zugrunde gelegten Wärmebedarfsszenarien	105
Abbildung 42: Übersicht über die Investitionskosten des Holzheizwerks mit großer Solaranlage in Abhängigkeit der technischen Varianten. Vergleich zum Holzheizwerk aus der Studie 2013 (2 Holzkessel).	106
Abbildung 43: Vergleich der Wärmekosten an der Gewinnschwelle für die Fallstudie Neuhengstett.....	109
Abbildung 44: Vergleich der Wärmekosten bei konstanten und ansteigenden Energiepreisen für Hackschnitzel und Erdgas. Kollektorfeld Vakuum-Röhrenkollektoren.....	110
Abbildung 45: Kapitalwertänderung in Abhängigkeit der Änderung von Investitions- und Brennstoffkosten. Holzheizwerk mit Flachkollektoren.	110
Abbildung 46: Kapitalwertänderung in Abhängigkeit der Änderung von Investitions- und Brennstoffkosten. Holzheizwerk mit Vakuum-Röhrenkollektoren.....	111
Abbildung 47: Wärmekosten in Abhängigkeit sich ändernder Investitionskosten des Nahwärmenetzes. Kollektorfeld: Flachkollektoren.....	112
Abbildung 48: Vergleich der jährlichen Wärmeevollkosten zwischen Erneuerung einer Ölzentralheizung und Nahwärmeanschluss für ein Einfamilienhaus mit heutigem Dämmstandard. Kollektorfeld Flachkollektoren.....	115
Abbildung 49: Vergleich der jährlichen Wärmeevollkosten zwischen Erneuerung einer Ölzentralheizung und Nahwärmeanschluss für ein wärmegeprägtes Einfamilienhaus. Kollektorfeld Flachkollektoren.	116
Abbildung 50: Luftbild von Scharenstetten mit der Gasverdichterstation am unteren Bildrand rechts. Quelle: Google Earth.	118
Abbildung 51: Trassenverlauf und Rohrdimensionierung des Nahwärmenetzes Scharenstetten	121
Abbildung 52: Prinzipschema und Auslegungsdaten des für Scharenstetten konzipierten Nahwärmesystems. Links oben: Gasverdichterstation mit Wärmeauskopplung und Gasanschluss. Rechts unten: Zusatzheizzentrale mit Erdgas-BHKW.	122
Abbildung 53: Übersicht über die Investitionskosten des Holzheizwerks mit großer Solaranlage in Abhängigkeit der technischen Varianten	124
Abbildung 54: Spezifische Wärmegestehungskosten an der Gewinnschwelle	126
Abbildung 55: Einfluss dezentraler Kamin- und Kachelöfen auf die Wärmekosten der Nahwärmeversorgung.....	127
Abbildung 56: Einfluss dezentraler Holzheizungen auf die relativen Netzverluste	127
Abbildung 57: Vergleich der jährlichen Wärmeevollkosten zwischen Erneuerung einer Ölheizung und eines Nahwärmeanschlusses für ein Einfamilienhaus mit heutigem Dämmstandard. Flachkollektoren; keine dezentralen Holzheizungen.....	129
Abbildung 58: Vergleich der jährlichen Wärmeevollkosten zwischen Erneuerung einer Ölheizung und eines Nahwärmeanschlusses für ein wärmegeprägtes Einfamilienhaus. Flachkollektoren; keine dezentralen Holzheizungen.	130

<i>Abbildung 59: Vergleich der jährlichen Wärmevollkosten zwischen Erneuerung einer Ölheizung und Nahwärmeanschluss für ein Einfamilienhaus mit heutigem Dämmstandard. Flachkollektoren; Absatzminderung durch dezentrale Holzheizungen.....</i>	<i>131</i>
<i>Abbildung 60: Entwicklung der im Nahwärmeverbund gelieferten jährlichen Wärmemengen über einen Zeitraum von 20 Jahren in Abhängigkeit der Wärmebedarfsszenarien.....</i>	<i>132</i>
<i>Abbildung 61: Spezifische Wärmekosten (Arbeitspreis) an der Gewinnschwelle im ersten Betriebsjahr in Abhängigkeit der Wärmebedarfsszenarien. Konstante Energiepreise.....</i>	<i>133</i>
<i>Abbildung 62: Vergleich der Wärmemengen zur Beheizung des Gebäudebestands in Scharenstetten heute (2010) und im Szenario 2050.....</i>	<i>136</i>
<i>Abbildung 63: Überblick über die Parameter zur Beschreibung eines Gebäudetyps am Beispiel eines großen Mehrfamilienhauses der Baualtersklasse D. Legende: Ur = Urzustand, TS 1 = teilsaniert Stufe 1, TS 2 = teilsaniert Stufe 2, VS 1 = vollsaniert Stufe 1, VS 2 = vollsaniert Stufe 2.</i>	<i>137</i>
<i>Abbildung 64: Längenverteilung der Hauptleitungen auf die Nennquerschnitte beim Netzentwurf gemäß Simulation Wärmebedarf 2010.....</i>	<i>138</i>
<i>Abbildung 65: Längenverteilung der Hauptleitungen auf die Nennquerschnitte beim Netzentwurf nach tatsächlichem Verbrauch 2010.....</i>	<i>139</i>
<i>Abbildung 66: Längenverteilung der Hauptleitungen auf die Nennquerschnitte beim Netzentwurf gemäß Langfristszenario 2050.....</i>	<i>140</i>
<i>Abbildung 67: Vergleich der gewichteten Nennweiten der Hauptleitungen für die unterschiedlichen Netzentwürfe</i>	<i>140</i>
<i>Abbildung 68: Vergleich der berechneten Netzverluste für die unterschiedlichen Netzentwürfe.....</i>	<i>141</i>
<i>Abbildung 69: Vergleich der gelieferten Wärmemengen und der relativen Verluste für das jeweilige Wärmenetz</i>	<i>142</i>
<i>Abbildung 70: Räumliche Verteilung der von 1994 bis 2006 mit Landesmitteln geförderten 152 Biomasseprojekte mit Wärmeleitungen bzw. Wärmenetz.....</i>	<i>144</i>
<i>Abbildung 71: Räumliche Verteilung der von 1994 bis 2006 mit Landesmitteln geförderten Biomasseprojekte mit Trassenlängen des Wärmenetzes größer als 1.500 m.....</i>	<i>145</i>

Tabellenverzeichnis

<i>Tabelle 1: Typische Kenngrößen und Eigenschaften bei der Realisierung von solaren Wärmenetzen zur Quartiersversorgung</i>	16
<i>Tabelle 2: Typische Kenngrößen und Eigenschaften bei der Realisierung von solaren Wärmenetzen mit Langzeitwärmespeicher und hohen solaren Deckungsanteilen für Wohngebiete und Quartiere</i>	18
<i>Tabelle 3: Typische Kenngrößen und Eigenschaften bei der Realisierung von dezentral eingebundenen Solaranlagen in Quartieren</i>	20
<i>Tabelle 4: Typische Kenngrößen und Eigenschaften bei der Realisierung von solaren Wärmenetzen für Dörfer und kleinere Städte</i>	22
<i>Tabelle 5: Typische Kenngrößen und Eigenschaften bei der Realisierung von solaren Fernwärmesystemen mit gekoppelter Strom- und Wärmeerzeugung „Smart District Heating“</i>	24
<i>Tabelle 6: Typische Kenngrößen und Eigenschaften bei der Realisierung von dezentral in städtische Fernwärmesysteme eingebundenen solarthermischen Großanlagen</i>	26
<i>Tabelle 7: Typische Kenngrößen und Eigenschaften bei der Realisierung von zentral in städtische Fernwärmesysteme eingebundenen solarthermischen Großanlagen</i>	28
<i>Tabelle 8: Betriebsparameter (bezüglich der Temperaturen) der solarthermischen Großanlagen auf der UPC Arena in Graz (AT) und dem Messezentrum in Wels (AT) (Quelle: Anfrage bei Betreibern)</i>	30
<i>Tabelle 9: Betriebsparameter (bezüglich der Drücke) der solarthermischen Großanlagen auf der UPC Arena in Graz (AT) und dem Messezentrum in Wels (AT) (Quelle: Anfrage bei Betreibern)</i>	31
<i>Tabelle 10: Übersicht der Randbedingungen für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung (Quellen: www.solar-district-heating.eu/ServicesTools/Plantdatabase.aspx¹, BINE-Infopaket: Solare Nahwärme – Ein Leitfaden für die Praxis^{II}, Richtlinie VDI 2067 Blatt 1^{III})</i>	36
<i>Tabelle 11: Beispielhafte Wirtschaftlichkeitsberechnung für Anlagentyp 6 – Dezentral in städtische Fernwärmesysteme eingebundene solarthermische Großanlagen</i>	37
<i>Tabelle 12: Definition der Randbedingungen für sieben Typen von Solarthermieanlagen in Fernwärmesystemen (Quelle: Solites)</i>	38
<i>Tabelle 13: Rechtsbereiche und Regelungen für Wärmenetze und großflächige Solarthermie</i>	40
<i>Tabelle 14: Anzahl der Gemeinden in Baden-Württemberg nach Bevölkerung</i>	72
<i>Tabelle 15: Typisierung der Nichtwohngebäude (NWG) des GHD-Sektors in Deutschland</i>	78
<i>Tabelle 16: Entwicklung der Anzahl der Nichtwohngebäude im Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen in Baden-Württemberg</i>	79
<i>Tabelle 17: Wärmebedarf der Sektoren Haushalte und GHD in Baden-Württemberg in Abhängigkeit von Gemeindeklassen</i>	80
<i>Tabelle 18: Anzahl an Wärmenetzen in Abhängigkeit von der Gemeindegröße und Netzeinspeisung</i>	84
<i>Tabelle 19: Szenariofestlegung zur Bestimmung des technischen Potenzials der Integration von Solarthermie in die Fernwärmeversorgung</i>	91
<i>Tabelle 20: durchschnittliche Kollektorfläche pro Gemeinde in Abhängigkeit von der Gemeindegröße und Netzeinspeisung bei Verwendung von Vakuumröhrenkollektoren</i>	95
<i>Tabelle 21: benötigte Kollektorfläche in Abhängigkeit von der Gemeindegröße und Netzeinspeisung</i>	95
<i>Tabelle 22: Statistische Daten zum Versorgungsgebiet Neuhengstett</i>	98
<i>Tabelle 23: Übersicht über die Netzverluste in Abhängigkeit verschiedener Anschlussgrade</i>	102
<i>Tabelle 24: Technische Daten der Nahwärmeversorgung mit solarthermischer Großanlage</i>	104
<i>Tabelle 25: Übersicht über die Investitionskostenzuschüsse aus Bundes- und Landesprogrammen für das Heizwerk mit Solarthermie. Vergleich mit der Studie 2013.</i>	107
<i>Tabelle 26: Randbedingungen und Eingangsparameter für die Wirtschaftlichkeitsrechnung</i>	108
<i>Tabelle 27: Eckdaten der Referenzgebäude für den Wärmevollkostenvergleich</i>	114
<i>Tabelle 28: Statistische Daten zum Versorgungsgebiet Scharenstetten</i>	119
<i>Tabelle 29: Netzverluste im Wärmenetz Scharenstetten in Abhängigkeit verschiedener Anschlussgrade</i>	120
<i>Tabelle 30: Technische Daten der Nahwärmeversorgung mit solarthermischer Großanlage</i>	123

<i>Tabelle 31: Übersicht über die Investitionskostenzuschüsse aus Bundes- und Landesprogrammen für das Holzheizwerk mit Solarthermie</i>	<i>125</i>
<i>Tabelle 32: Von der Fallstudie Neuhengstett abweichende Randbedingungen und Eingangsparameter für die Wirtschaftlichkeitsrechnung</i>	<i>125</i>
<i>Tabelle 33: Eckdaten des Referenzgebäudes für den Wärmevollkostenvergleich</i>	<i>128</i>
<i>Tabelle 34: Einteilung der Wohngebäude in Gebäudetypen nach den Parametern Gebäudeart und Baualtersklasse</i>	<i>135</i>

