

Thermische Solaranlagen für Wärmenetze, Teil 2 Wirtschaftlichkeit

Rolf Meißner

Ritter XL Solar GmbH, Ettlinger Str. 30, 76307 Karlsbad

r.meissner@ritter-xl-solar.com

Einleitung und Rückblick

Der erste Teil zur solarthermischen Unterstützung von Wärmenetzen enthielt Hinweise und Richtlinien zur Dimensionierung von Kollektorfeldern und Speichern und lieferte einen Technologievergleich aktuell marktrelevanter Kollektorsysteme [1]. Für die derzeit ertragsstärkste Technologie mit CPC-Vakuumröhrenkollektoren mit Plasma-Beschichtung XL 19/49 P (bzw. XL 50 P) und Wasser als Wärmeträger wurde ein konkretes, für Deutschland typisches Wärmenetz am Referenzstandort Würzburg untersucht (Jahreswärmebedarf 10 GWh pro Jahr, Mindestlast 150 kW, Netztemperatur 80 °C (Apr. bis Sept.) und 90 °C (Okt. bis März), Netzurücklauftemperatur 60 °C, Kollektoren 30 Grad Südausrichtung, Kollektorertrag 626 kWh/m² Kollektorbruttofläche). Zusammenfassend wurden in Teil 1 mit Abbildung 6 die Abhängigkeit der Energieeinsparung vom spezifischen Speichervolumen (= Speichervolumen/Kollektorbruttofläche) sowie ein volkswirtschaftliches und ein technisches Optimum gefunden. An dieser Stelle sollen nun betriebswirtschaftliche Untersuchungen ergänzt werden.

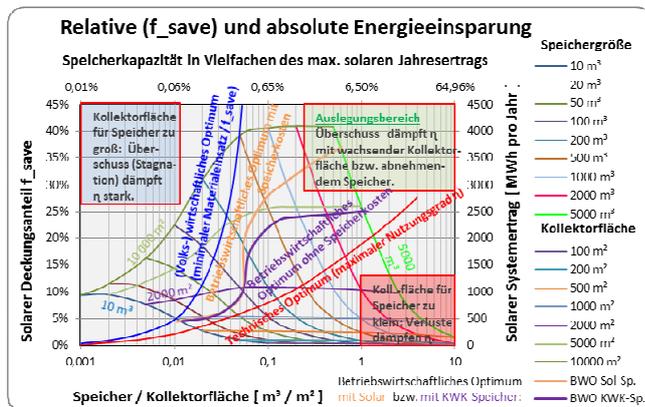


Abb.1: Die Energieeinsparung in Abhängigkeit vom spezifischen Speichervolumen (vgl. Abb. 6 in Teil 1)

Technisches und Volkswirtschaftliches Optimum der Solaranlagen-Dimensionierung

Mit wachsender Kollektorfläche erhöht sich der potentiell mögliche solare Deckungsanteil f_{save} . Für f_{save} bis ca. 5 % ist überhaupt kein Speicher erforderlich, für größere f_{save} wächst der Speicherbedarf überproportional zur Kollektorfläche. Das volkswirtschaftliche Optimum (VWO, blaue Linie) liegt dort, wo ein weiter wachsender Speicher kaum noch einen Anstieg von f_{save} bewirken kann, ein kleinerer Speicher f_{save} aber um zunehmende Stagnationsverluste schmälerte. Es soll volkswirtschaftliches Optimum heißen, weil es die Auslegung zum größtmöglichem f_{save} mit dem geringsten Materialeinsatz, insbesondere für Speicher, aufzeigt. Das technische Optimum (TO, rote Linie) wird bei der Speichergröße erreicht, bei der aus der Kollektorfläche der maximale Jahres-Solarnutzungsgrad zu ziehen ist. Wird der Spei-

cher noch größer gewählt als am TO, dann gibt es zu keiner Zeit mehr Solarwärmeüberschüsse. TO und VWO ergeben sich unabhängig von betriebswirtschaftlichen Daten wie den Kosten für die Kollektorfläche, den Speicherkosten oder den Betriebskosten der Anlage.

Das betriebswirtschaftliche Optimum

Berücksichtigt man die Investitionskosten der Anlage, dann folgt die wirtschaftlichste Dimensionierung der Solaranlage der orangefarbenen Linie des betriebswirtschaftlichen Optimums (BWO). Wenn der Solarspeicher nicht mit zur Investition in die Solaranlage gezählt wird, weil er z. B. für das KWK-Kraftwerk oder für den Biomassekessel errichtet wurde und von der Solaranlage (vor allem im Sommer) nur mitgenutzt wird, dann ergibt sich für das BWO die violette Linie. Es überrascht nicht, dass das BWO zwischen dem VWO (= minimal „vertretbarer“ Speicher) und dem TO (= maximal „vertretbarer“ Speicher) liegt. Bis zu relativen Speichergrößen von etwa 0,05 m³ bzw. 50 Litern pro Quadratmeter Kollektorfläche spielt der Speicherpreis keine spürbare Rolle. Das BWO gibt jeweils die Dimensionierung an, bei der sich der niedrigste Solarwärmepreis ergibt. Da stellt sich natürlich die Frage nach den tatsächlichen Beträgen dieser Solarwärmepreis-Minima, wozu die Abbildungen 2 und 3 Auskunft geben.

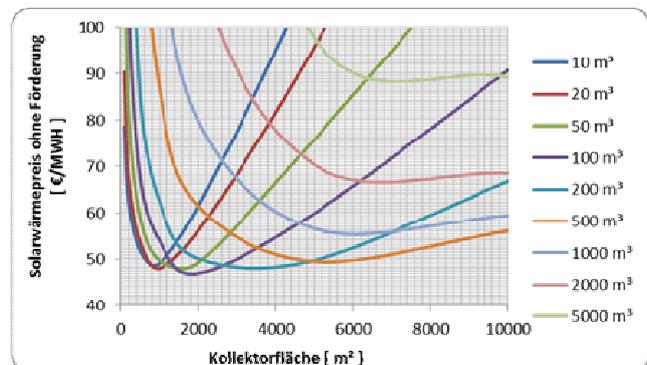


Abb. 2: Solarwärmepreis mit Speicherkosten

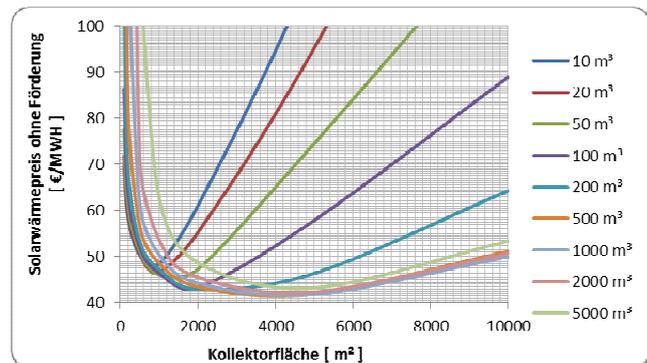


Abb. 3: Solarwärmepreis ohne Speicherkosten

Zählt der Speicher zur Investition, dann sinkt der Wärmepreis mit wachsender Kollektorfläche bis auf 47 €/MWh bei 1800 m² Kollektorfläche und 100 m³ Speichervolumen. Mit weiter wachsender Kollektorfläche und Speichergröße erhöhen die Speicherkosten den Wärmepreis überproportional, so dass er zwischen ca. 6000 m² und 8000 m² mit einem Speicher von 5000 m³ etwa 90 €/MWh erreicht. Nach Abb. 1 erzielt man damit einen solaren Energieanteil f_{save} zwischen ungefähr 35 % und 40 %. Zählt der Speicher hingegen nicht zur Investition, dann liegt das Wärmepreisminimum mit einem Speicher von 100 m³ bei 43 €/MWh. Mit größer werdender Solaranlage verändert sich der Wärmepreis kaum noch, weil die mit der Größe sinkenden Anlagenkosten gerade die Wärmeverluste mit wachsendem Speicher kompensieren können. Die Abb. 4 und 5 geben Aufschluss darüber, welche Annahmen diesen Wärmepreisen zugrunde liegen.

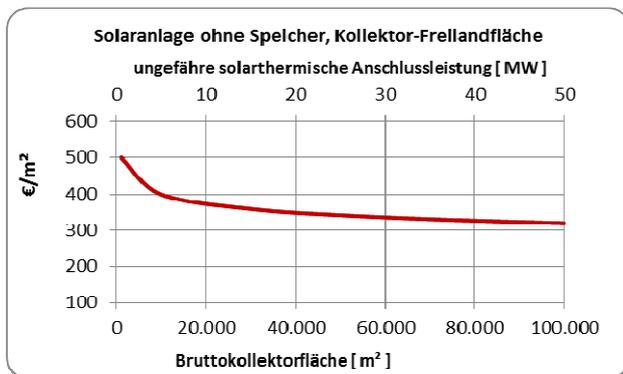


Abb. 4: Kosten Solaranlage ohne Speicher (Freiland)

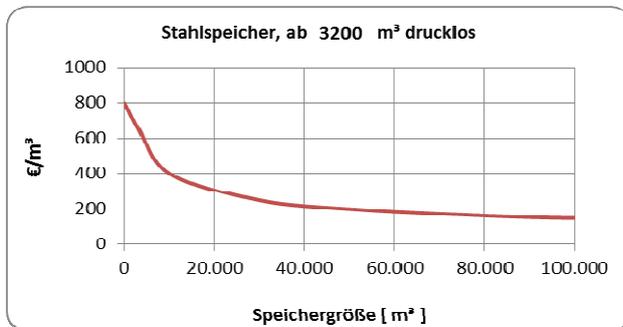


Abb. 5: Kosten Stahlspeicher, drucklos ab 3200 m³

Der spezifische Kollektorfeldpreis fällt von 500 €/m² bei ca. 1000 m² über 400 €/m² bei ca. 10.000 m² auf 320 €/m² bei 100.000 m². Der spezifische Preis für einen Stahlspeicher fällt von 800 €/m³ bis auf unter 200 €/m³ ab ca. 50.000 m³. Bis ca. 3200 m³ (bzw. 650 €/m³) handelt es sich um Druckspeicher, darüber bzw. bei geringeren Speicherpreisen um drucklose Stahltanks. Als Dämmstandard gilt die BaFa-Förderbedingung 15 W/m² Speicheroberfläche, was z. B. 30 cm eines Dämmstoffs mit einem Wärmeleitwert von 0,06 W/mK bei einem Temperaturgradienten von 75 Kelvin entspricht. Die Kostenannahmen aus Abbildung 4 und 5 für eine Investition in eine solarthermische Großanlage bzw. in einen großen Wärmespeicher führen über 20 Jahre und mit den Solarerträgen für das Beispiel-Wärmenetz am Musterstandort Würzburg zu den Wärmepreisen der Abbildun-

gen 2 und 3. CPC-Vakuumröhrenkollektoren haben jedoch eine viel längere Lebenserwartung als 20 Jahre. Insbesondere die Röhren können auch 50 Jahre und länger funktionsfähig bleiben, weil sie mechanisch so einfach konstruiert sind wie Thermoskannen und die Absorber sich im Vakuum befinden. Die Lebenszeit der Verrohrung, der Isolierung, der Armaturen sowie des statischen Unterbaus hängt sehr von der Qualität der Bauteile und Verarbeitung ab.

Diese Betrachtung enthält einige Vereinfachungen. Die Inflation, insbesondere die der Energie-Marktpreise, bleibt unberücksichtigt. Es ist so, als wenn mit einer vorerschüssigen Investition die Wärme für 20 Jahre zum Preis von heute eingekauft würde. Wenn die Investition jedoch zeitlich gestreckt auf Kredit geschieht, sind Zinsen fällig, worauf diese Solarwärmepreisbetrachtung keine Rücksicht nimmt. Die Unterhaltskosten entstehen aus einer einmal jährlichen Wartung, laufendem Unterhalt (Strom) und Versicherungen gegen Elementarschäden (Sturm, Schnee, Wasser, Frost, Diebstahl, Vandalismus). Sie belaufen sich bei kleinen Anlagen jährlich auf ca. 1 % der Investition und bei sehr großen auf ca. 0,5 %. Während es für Speicher bereits einen etablierten Markt gibt, für den die Preise aus Abbildung 5 ungefähr gelten, ist der Markt für große Solaranlagen noch sehr klein und wechselhaft. Die Preise für Solaranlagen in Abbildung 4 setzen einen jährlichen Bedarf von ca. 30.000 m² Kollektorfläche voraus und könnten bei einem viel größeren Markt auch noch sinken. Sie gelten für Freilandanlagen, ohne Berücksichtigung der Grundstückskosten. Solaranlagen auf Dächern sind dagegen wesentlich aufwändiger.

Solarautark mit Saisonspeicherung?

Die Skala von Abbildung 1 endet beim solaren Deckungsanteil f_{save} von 45 % bzw. bei der Einsparung von 45.000 MWh für das 10-GWh-Beispiel-Wärmenetz am Musterstandort Würzburg. Bis zu einem f_{save} von ca. 5 % wird kein Speicher gebraucht. Bis ca. 25 % bleibt der Aufwand gering, der Solarwärmepreis steigt kaum an. Ab einem f_{save} von ca. 30 % steigt der Solarwärmepreis dann bereits um 15 bis 20 % über das Minimum, weil dafür bereits mehr als 150 Liter Speicher pro Quadratmeter Kollektorfläche erforderlich sind. Für noch größere f_{save} wächst der Speicherbedarf sehr rasch an. Die Abbildungen 6 und 7 verfolgen f_{save} bis hin zur solaren Autarkie.

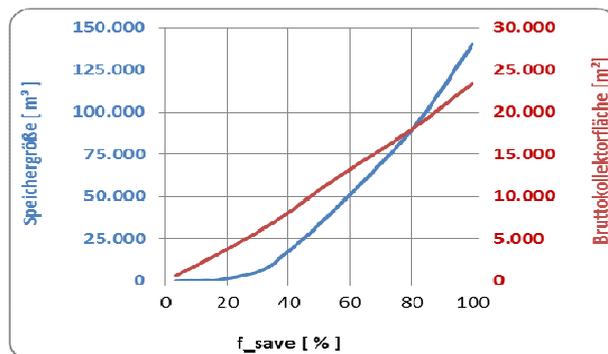


Abb. 6: Bruttokollektorfläche und Speichergröße mit wachsendem f_{save}

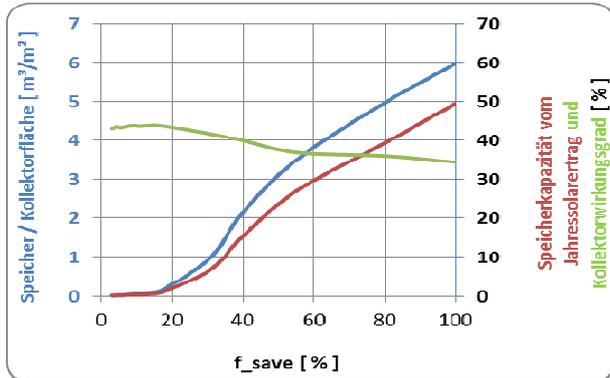


Abb. 7: Spezifische Speichergröße, Speicherkapazität und Kollektorwirkungsgrad mit wachsendem f_{save}

Dafür muss gemäß Abb. 6 die Kollektorfläche bei unserem 10-GWh-Beispielwärmenetz bis auf ca. 24.000 m² und der Speicher auf ca. 140.000 m³ wachsen. In verallgemeinerter Form sind dies gemäß Abb. 7 etwa 6 m³ Speicher pro m² Kollektorfläche bzw. eine Speicherkapazität von der Hälfte des gesamten Solarertrages eines Jahres. Der solare Wirkungsgrad sinkt dabei um gut 20 % bis bei solarer Vollversorgung etwa noch 34 % der Jahresgesamtstrahlung als Wärme genutzt werden, was immer noch eine ganz akzeptable Ausnutzung der Fläche bedeutet. Es ist jedoch auch fraglich, ob sich bei einer Speicherung von Solarwärme über Monate die Exergieverluste (bzw. Speichervermischung) infolge von Wärmeleitung, -diffusion und -konvektion ausreichend beherrschen lassen. In Abbildung 8 zeigt die oberste (rote) Linie, wie sich der Wärmepreis mit einer immer größeren solaren Unabhängigkeit entwickelt.

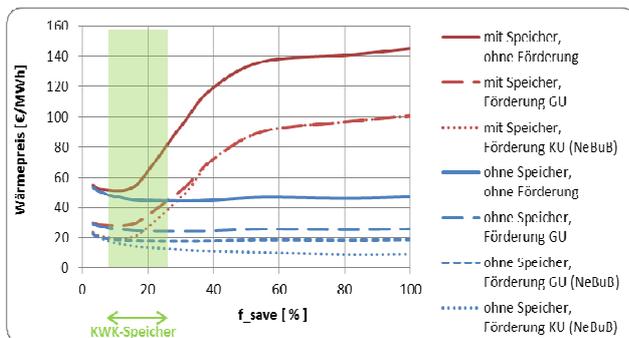


Abb. 8: Wärmepreise mit und ohne Speicher sowie mit und ohne Förderung

Ab einem f_{save} von 18 % steigt der Wärmepreis rasch an. Jedoch flacht dieser Anstieg ab einem f_{save} von 40 % (bzw. ab 120 €/MWh) wieder stark ab, so dass die solarthermische Unabhängigkeit für einen Wärmepreis von etwa 150 €/MWh erreichbar ist. Wo immer in Deutschland Strom erzeugt und mit staatlicher Förderung verkauft werden kann - das zieht sich von der Kernkraft über die Kohle hin bis zur KWK - ist die Wärme sehr billig und bei manchen Kohlekraftwerken sogar praktisch umsonst. Um für deutsche Wärmenetze wirtschaftlich attraktiv zu sein, darf Solarwärme deshalb selten über 30 €/MWh kosten (Stand 2015).

Förderung im Marktanreizprogramm (MAP)

Trotz der hohen Lebensdauer thermischer Solaranlagen und obwohl Abschreibungszeiten von mindestens 20 Jahren für Geothermie, PV und Wasserkraft selbstverständlich sind, fordern große EVUs von Solarwärme, dass sich die Investition nach spätestens 10 Jahren vollständig amortisiert haben muss und die Solarwärme ab dann praktisch gar nichts mehr kosten darf. Dies würde die Wärmepreise gemäß den Abbildungen 2, 3 und 8 ungefähr verdoppeln. Bei einer Umlage der Investition auf 20 oder gar 30 Jahre brauchte die Großanlagen-Solarwärme im Vergleich zur Wärmegewinnung mit Öl, Kohle, Geothermie oder Wärmepumpen (zu den Vollkosten!) keine Subventionierung. Da Wärmenetze aber fast alle mit gerade im Sommer überflüssiger Abwärme aus subventionierter Stromerzeugung versorgt werden, hätte auch die Solarwärme ohne Subventionen in Deutschland keine Chance. Die Förderung von Solarwärme für Wärmenetze ist (2015) großzügig, aber kompliziert. Über den Tilgungserlass eines KfW-Kredits werden mindestens 40 % der Investitionskosten der gesamten Solaranlage gefördert. Der Speicher kann bis 30 % der Investitionskosten bis zu 1 Mio € gefördert werden. Viel interessanter aber ist für Hochleistungskollektoren die ertragsabhängige Förderung. Diese bezieht sich zwar nicht auf die Jahreserträge nach den Solar-Keymark-Zertifikaten bei Wärmenetztemperaturen von mindestens 75 °C, sondern auf nur 50 °C, trotzdem ergeben sich für verschiedene Kollektorbauarten Ertrags- bzw. Förderunterschiede von bis zu einem Faktor größer 2. Bei den in Deutschland realen hohen Netztemperaturen sind die Ertragsunterschiede dann mitunter noch einmal doppelt so hoch wie die Förderunterschiede. Die leistungsstärksten CPC-Vakuumpfeifenkollektoren erhalten 305 €/m² (Kollektorbruttofläche). Nach Abbildung 4 wären sehr große Solaranlagen damit fast völlig bezahlt. Selbst wenn noch der Speicher zur Investition hinzukommt, ist die ertragsabhängige Förderung für Hochleistungskollektoren ergiebiger als die pauschale Investitions-Förderung über die KfW. Die Obergrenzen legt eine EU-Regelung mit der AGVO (Allgemeine Gruppen-Freistellungsverordnung) fest. Sie liegt für Großunternehmen (GU) bei 45 %, für mittlere Unternehmen bei 55 % und für Kleinunternehmen (KU) bei 65 %. In Sonderfördergebieten wie den neuen Bundesländern und Berlin (NeBuB) liegen die AGVO-Höchstgrenzen noch um jeweils 15 % höher. Da versäumt wurde, die ertragsabhängige Förderung im deutschen Marktanreizprogramm (MAP) bei der EU auch notifizieren zu lassen, ist noch immer nicht klar, ob die KfW die AGVO-Höchstsätze auch anwenden darf.

Die weiteren Linien in Abbildung 8 zeigen die Wärmepreise mit ertragsabhängiger Förderung für verschiedene Fördersituationen, wobei die blauen Linien immer dann gelten, wenn der Speicher nicht zur Investition gezahlt wird. Es wurde bereits erwähnt, dass dies für f_{save} bis 15 % ein sowieso schon vorhandener Speicher der KWK- oder Biomasseanlage sein kann. Um auch prozentual sehr viel Primärenergie sparen zu können, muss ein viel größerer Solarspeicher aufgestellt werden. Setzt man bei 40 €/MWh die Grenze der Wirtschaftlichkeit, dann sind

mit Solarspeichern f_{save} von ca. 20 %, in Sonderfördergebieten bis über 25 % möglich. Ohne Speicher sind große Solaranlagen für Wärmenetze in jeder Größe wirtschaftlich. Möchte der Investor bereits nach 10 Jahren die Solarwärme praktisch umsonst, dann ist dies für Großunternehmen nur in den neuen Bundesländern sowie Berlin (NeBuB) möglich, mit Speichern bis zu ca. 15 % solarer Deckung und ohne Speicher immer.

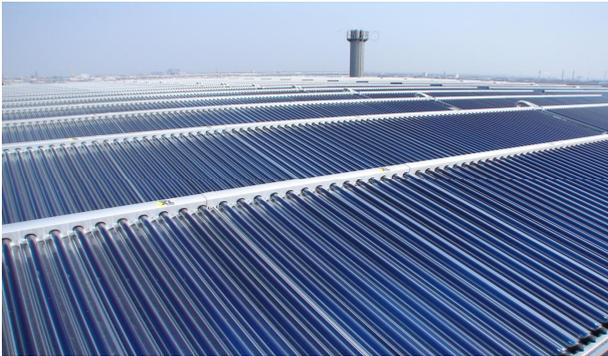


Abb. 9: Zentrale solare FW „Energiebunker Hamburg“



Abb. 10: Dezentrale solare Fernwärme in Wels (A)

Der Standort

Im ersten Teil dieses Beitrags wurde zur Reduktion der Vielzahl relevanter Parameter das Beispiel-Wärmenetz für Würzburg gewählt. An anderen Standorten ist die jährlich im Mittel verfügbare Einstrahlung von der von Würzburg mitunter deutlich verschieden, wie Abbildung 9 zeigt.

Standort	G _h [kWh/m ²]	Abweichung
München	1295	4,3%
Würzburg	1242	0,0%
Stuttgart	1236	-0,5%
Nürnberg	1186	-4,5%
Karlsruhe	1184	-4,7%
Berlin	1119	-9,9%
Bremen	1097	-11,7%
Hamburg	1093	-12,0%
Hannover	1092	-12,1%
Essen	1046	-15,8%

Abb. 9: Mittlere Einstrahlung verschiedener Standorte bei 30 Grad Südausrichtung

Die Ausrichtung

Bisher wurden keine Kosten für die Bereitstellung der Aufstellfläche für die Kollektoren berücksichtigt. Tatsächlich gilt es aber, den maximalen Solarertrag aus der Grundfläche statt aus der Kollektorfläche zu ziehen bzw. ein Optimum zu finden. Die Ausrichtung der Kollektoren mit 30 Grad nach Süden führt in unseren Breiten bei Wärmenetzen nahezu zum Maximum des solaren Kollektorjahresertrags. Eine geringere Neigung führt zu niedrigeren Erträgen, gestattet jedoch bei gleicher Verschattung kleinere Kollektorreihenabstände, was zu höheren Grundflächen-Jahreserträgen führt. Zur Erläuterung und Lösung der ziemlich komplizierten Aufgabe einer technisch und wirtschaftlich optimalen Anordnung und Ausrichtung der Kollektoren wäre ein weiterer Teil zum Thema „Thermische Solaranlagen für Wärmenetze“ notwendig.

Fazit

Wenn thermische Solaranlagen auch bei typischen deutschen Wärmenetztemperaturen noch hohe Wärmeerträge erbringen können, ist ihr Einsatz zur Primärenergie- und CO₂-Einsparung nicht nur technisch gut entwickelt, sondern auch betriebswirtschaftlich sinnvoll. Technisch wäre damit heute schon eine weitgehende Primärenergie-Unabhängigkeit möglich, praktisch fehlt es dazu mit Sicherheit kurzfristig an geeigneten Kollektor-Grundflächen und aus betriebswirtschaftlicher Sicht sollte man sich vorerst mit höchstens 25 % Solarwärme am Wärmemix begnügen, was angesichts der aktuellen Nachfrage nach Solarwärme als Folge der Strom-Subventionspolitik schon ziemlich utopisch anmutet.

Quellen

/1/ R. Meissner, Thermische Solaranlagen für Wärmenetze, SANITÄR+HEIZUNGSTECHNIK 5/2015