

SOLARWÄRME OPTIMIERT FÜR WÄRMENETZE

DER EINFLUSS DER TEMPERATUREN IM NETZ AUF DIE AUSLEGUNG



Thermische Solaranlage im Wärmenetz von Hamburg-Wilhelmsburg

Außer in Dänemark, wo neue Wärmenetze oft auf Niedertemperatur getrimmt werden, um sie den Anforderungen einer speziellen Kollektortechnologie anzupassen, liegen Netzvorlauftemperaturen von Endverbraucher- netzen zwischen 80°C und 110°C und Netzurücklauftemperaturen selten unter 60°C. Die folgenden Betrachtungen gelten der solarthermischen Unterstützung solcher Wärmenetze und liefern Hinweise und Richtlinien zur Dimensionierung der Kollektorfelder und Speicher sowie einen Technologievergleich aktuell marktrelevanter Kollektorsysteme.

Das Modell

Der Anschaulichkeit halber soll ein konkretes, für Deutschland typisches Wärmenetz untersucht werden. Dabei wird ein charakteristisches Lastprofil angenommen, siehe Bild 1.

Das Wärmenetz für Heizung und WW-Bereitung am Standort Würzburg hat folgende Kennwerte: Jahreswärmebedarf 10 GWh pro Jahr, Mindestlast 150 kW, Netztemperatur 80°C (Apr. bis Sept.) und 90°C (Okt. bis März), Netzurücklauftemperatur 60°C, CPC-Vakuumröhrenkollektoren mit 30 Grad Neigung nach Süden ausgerichtet, Kollektorsertrag 626 kWh/m² Kollektor-Bruttofläche (Solar-Keymark-Tool), Systemertrag ohne bzw. mit sehr kleinem Speicher 550 kWh/m² Bruttokollektorfläche.

Für das Modell stehen somit wenigstens einige Parameter fest, es bleiben jedoch immer noch genügend Variablen. Als Speicher sind im Folgenden immer solche gemeint, die bei Speicherbedarf von den Kollektoren ohne Wärmetauscher zunächst thermisch ideal schichtend von oben mit Netztemperatur geladen werden, bis unten Netztemperatur erreicht ist, und anschließend konvektiv von unten, bis sie homogen mit 95°C geladen sind. Bis ca. 200 m³ können dies Druckspeicher sein, größere

Speicher werden meist drucklos ausgeführt.

Speicherbedarf heißt, dass mehr Solarwärme als der aktuelle Netzbedarf erzeugt wird. Wenn weniger Solarleistung als der Netzbedarf zur Verfügung steht, wird der Speicher zunächst vorrangig wieder entladen, so dass er viele Jahrestunden verlustarm bzw. auch verlustlos bleiben kann. Es wird jeweils nur ein Speicher entsprechender Größe mit einem mittleren U-Wert von 0,4 W/(m²·K) angenommen.

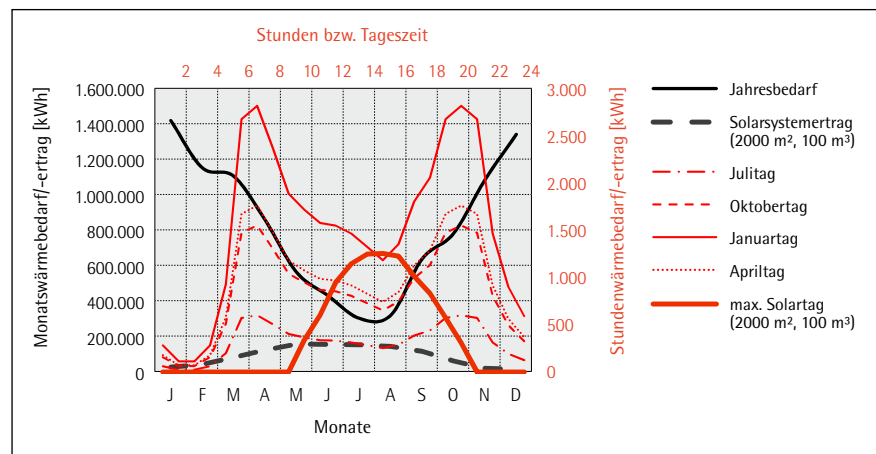


Bild 1: Bedarfsprofil des Wärmenetzes, Solar-Systemertrag für 2.000 m² Kollektorfläche und 100 m³ Speicher

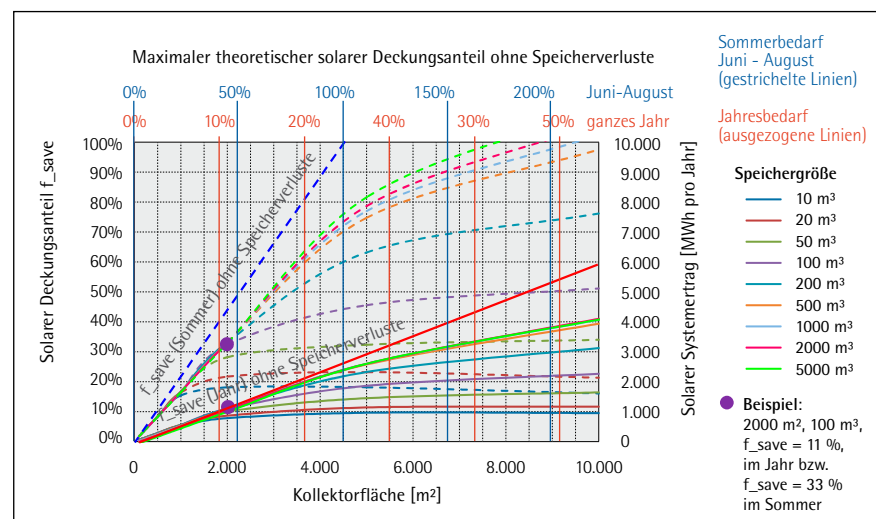


Bild 2: Energieeinsparung in Abhängigkeit von der Kollektorfläche bei verschiedenen Speichergrößen

Zeitraum	Notwendige Speichergröße	
	Wärmebedarf	Solargewinn (von 2.000 m ²)
Julitag	280 m ³	570 m ³
Oktobertag	725 m ³	300 m ³
Dezembertag	1.300 m ³	200 m ³
Julimonat	8.700 m ³	10.000 m ³
Oktobermonat	22.500 m ³	4.500 m ³
Dezembermonat	39.000 m ³	1.400 m ³
Sommerhalbjahr	90.000 m ³	55.000 m ³
Winterhalbjahr	200.000 m ³	19.000 m ³

Bild 3: Notwendige Speichergrößen zur Pufferung des Wärmebedarfs und des Solargewinns

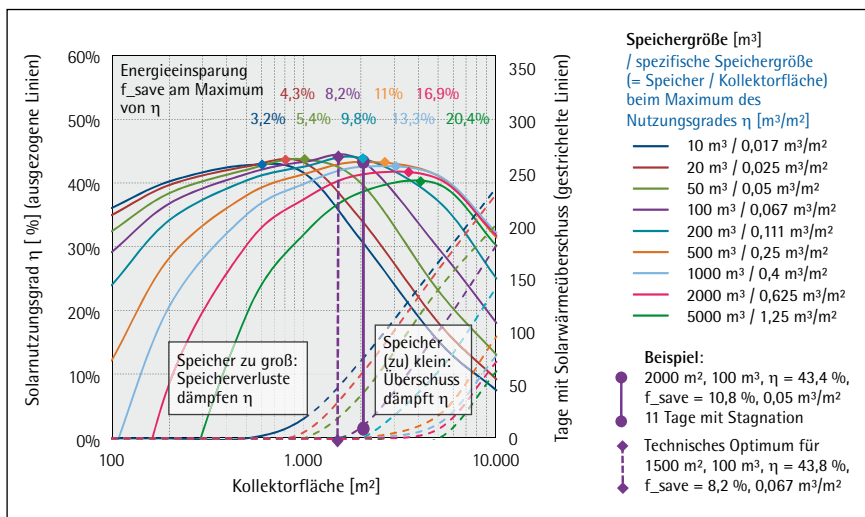


Bild 4: Der Solarnutzungs- oder -wirkungsgrad und der Solarwärmeüberschuss in Abhängigkeit von der Kollektorfläche bei verschiedenen Speichergrößen

Ergebnisse

Der solare Deckungsanteil f_{save} und der solare Systemertrag sind Ausdrücke für die relative und für die absolute Energieeinsparung, siehe Bild 2. Ignoriert man zunächst die Speicherverluste, dann kann der Kollektorfläche auch ein maximaler theoretischer Deckungsanteil zugeordnet werden. Dieser entspricht dem Systemertrag ohne Speicher von 550 kWh/m² Bruttokollektorfläche, einmal bezogen auf den Wärme-Jahresbedarf von 10 GWh und einmal bezogen auf den Bedarf von Juli bis August. Dieser Deckungsanteil ist nur insofern theoretisch, als jeder Speicher natürlich auch Speicherverluste mit sich bringt. Für Kollektorflächen, die so klein sind, dass sie höchstens die Mindestlast des Wärmenetzes decken können, wird jedoch kein Speicher in Anspruch genommen, weshalb die f_{save} -Kurven für alle Speichergrößen gleich beginnen und sich für kleine Deckungsanteile auch nicht vom maximalen theoretischen Deckungsanteil unterscheiden. Für zunehmende f_{save} sind aber immer größere Kollektorflächen und Speicher erforderlich.

Der Systemertrag erreicht bei kleinen Kollektorflächen bis ca. 800 m² ohne

Speicher maximal 5 % des Jahresbedarfs. Fortan werden in zunehmendem Maße Speicher benötigt. Es ist sehr viel einfacher, den Sommerbedarf als den Jahresbedarf zu decken. Bei 2.000 m² Kollektorfläche und 100 m³ Speicher liegt f_{save} im Sommer bei 33 % und für das ganze Jahr bei gerade mal 11 %. Mit wachsendem Speicher erhöhen sich auch die Verluste, es sinkt der spezifische Systemertrag, weshalb f_{save} hinter dem maximal theoretischen Deckungsanteil ohne Speicherverluste immer weiter zurückbleibt.

Um lange Wärmebedarfsperioden oder große Solargewinne zu speichern sind sehr große Speicher notwendig. So puffern 100 m³ Speicher von 2.000 m² Kollektorfläche lediglich ca. 3 bis 4 Stunden Sonnenschein oder 0,3 % des Jahresertrags. Leider passen Wärmebedarf und Solargewinn zeitlich schlecht zusammen. Deshalb erscheint die Bevorratung von Solarwärme über mehr als eine Woche unzweckmäßig, siehe Bild 3.

Der Solarnutzungsgrad (η) ist der Quotient aus der Energieeinsparung, d.h. dem Systemertrag und der auf die Kollektoren treffenden Globalstrahlung,

siehe Bild 4. Er bestimmt maßgeblich den solaren Energiepreis. Ist der Speicher zu klein, dann verschenkt die Solaranlage Wärme an Tagen des Überschusses. Ist er zu groß, dann dämpfen seine Verluste. Der Solarnutzungsgrad hat ein breites Maximum bei der Kollektorfläche, ab der sich zunehmend Überschüsse einstellen. Die mögliche Energieeinsparung f_{save} wächst mit der Kollektorfläche von 3,2 % bei ca. 600 m² auf 21 % bei 4.000 m² und deutlich langsamer mit der Speichergröße. Die spezifische Speichergröße (Speicher zu Kollektorfläche) wächst rasch mit der angestrebten Energieeinsparung von 17 Liter/m² bei 3,2 % Energieeinsparung auf 1.250 Liter/m² bei 21 %, und damit auch der spezifische Preis.

Diese Maxima des Solarnutzungsgrades für verschiedene Speichergrößen bei der Kollektorfläche, ab der zunehmend mit thermischer Stagnation der Anlage zu rechnen ist, beschreiben das technische Optimum. Aber das technische Optimum beim maximalen Nutzungsgrad fordert mit f_{save} rasch wachsende Speicher, die den solaren Energiepreis erhöhen. Das wirtschaftliche Optimum liegt dagegen dort, wo mit dem geringsten Materialeinsatz die meiste Energie gespart werden kann.

Den Zusammenhang zwischen den beiden Optima zeigt Bild 5, welche die Energieeinsparung in Abhängigkeit von der spezifischen Speichergröße, d.h. vom auf die Kollektorfläche bezogenen Speicher zeigt. Das mit Bild 4 erläuterte technische Optimum, dem der jeweils maximale Solarnutzungsgrad entspricht, weil Stagnation gerade noch so gut wie nicht vorkommt, bildet in Bild 5 ungefähr die Linie durch die Wendepunkte von f_{save} für die verschiedenen Speichergrößen. In der Grafik findet man das wirtschaftliche Optimum an der Stelle bei der für jede Kollektorfläche ein f_{save} -Plateau beginnt, über das hinaus auch mit noch so großem Speicher keine weitere Energieeinsparung mehr möglich ist.

Eine Auslegung am wirtschaftlichen Optimum bedingt eine absolut robuste Systemtechnik, da die Solarwärme sehr häufig nicht gebraucht wird, das Kollektorfeld also siedend in den Zustand thermischer Stagnation wechselt. Bei 10.000 m² Kollektorfläche und 500 m³ Speicher passiert dies an ca. 100 Tagen, wie Bild 4 zeigt, bei 2.000 m² und 50 m³ sind es 42 Tage und bei 1.000 m² und 20 m³ sind es nur ca. 6 Tage. Wirtschaftliches Optimum heißt nicht automatisch „niedrigster Energiepreis“, liefert hierzu aber eine Näherung, solange der Speicherpreis gegenüber dem der gesamten Solaranlage gering bleibt. Zur „Geldsparoptimierung“ müssten zusätz-

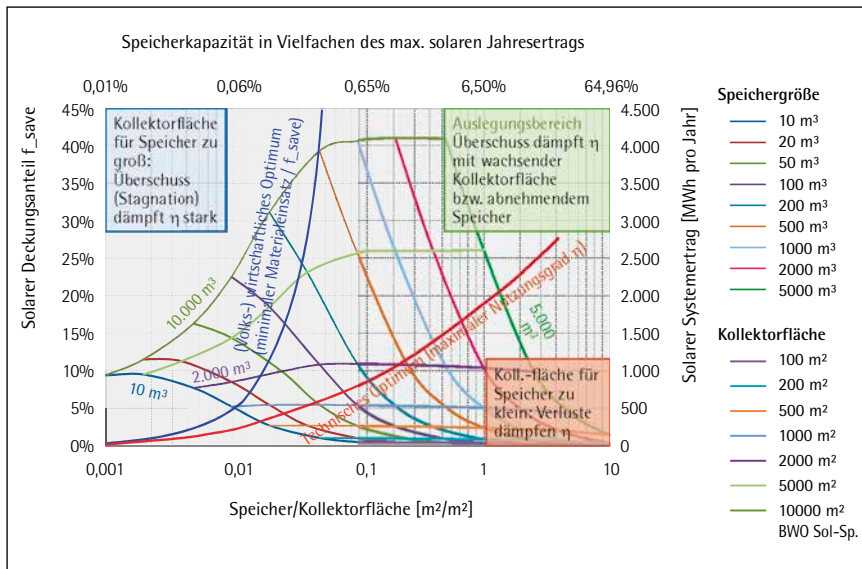


Bild 5: Die Energieeinsparung in Abhängigkeit vom spezifischen Speichervolumen, Auslegungsbereich zwischen dem (volks)wirtschaftlichen und dem technischen Optimum

lich Preise von Kollektoranlagen und Speichern sowie Energiepreise analysiert werden. Korrekter wäre der Begriff „volkswirtschaftliches Optimum“, weil es für jede Kollektorfeldgröße ungefähr immer dort liegt, wo mit der kürzesten energetischen Amortisationszeit, mit der kleinstmöglichen „grauen Energie“ und den tatsächlich größten CO₂-Einsparungen zu rechnen ist. Ohne Speicher liegt die energetische Amortisationszeit der Solaranlage unter einem Jahr. Als Kompromiss zwischen technischem und volkswirtschaftlichem Optimum sowie einer akzeptablen Anzahl von Stagnationstagen ist die Wahl von z. B. 2.000 m² Kollektorfläche und 100 m³ Speicher (violetter Punkt in den Diagrammen 2, 4 und 5) bei Energiepreisen von 2014 eine vernünftige Auslegung. Bei dieser Beispielauslegung ergeben sich ein spezifisches Speichervolumen von 50 Litern pro Quadratmeter, 11 Stagnationstage, 11 % Energieeinsparung sowie ein Solarnutzungsgrad von 43,4 %.

Bisher wurde nur der CPC-Vakuumröhrenkollektor betrachtet, der zusammen mit einem Vakuumflachkollektor als Benchmark mit Abstand das Maximum des technisch möglichen Ertrags definiert. Für andere Kollektor-Technologien sehen alle bisherigen Diagramme anders aus. Bild 6 ist hauptsächlich einer aktuellen Studie vom ITW der Universität Stuttgart entnommen¹⁾. Mit dem Programm ScenoCalc²⁾ wurden die Kollektor-Jahreserträge mehrerer Kollektortypen für den Standort Würzburg gerechnet. Der für das konkrete Wärmenetzmodell bisher angenommene Kollektorertrag von 626 kWh/m² Bruttokollektorfläche wird in Bild 7 bei ca. 70°C mittlerer Netz- bzw. Kollektortemperatur gekennzeichnet.

Der Solarnutzungsgrad zeigt, wie viel der Jahreseinstrahlung in Jahreswärmeertrag verwandelt wird, dazu proportional ist der spezifische Bruttokollektorflächen-Jahresertrag aufgetragen. Die untere x-Achse zeigt die mittlere Kollektortemperatur, welche identisch ist mit der mittleren Netztemperatur, wenn es keinen Solarwärmetauscher gibt. Mit Solarwärmetauscher wird bei gleicher Netztemperatur einfach nur eine höhere Kollektortemperatur benötigt, z.B. um 10 Kelvin bei einer guten Planung. Deshalb wurde bei der oberen x-Achse (blau) die Netztemperatur einfach nur um 10 K nach unten verschoben, womit sie die Jahresertragsverhältnisse mit Solarwärmetauscher widerspiegelt. Neben den Vakuumkollektoren (grün)³⁾ als Benchmark werden zum Vergleich die Bruttoflächen-Jahreserträge der besten dänischen Großanlagen-Flachkollektoren (braun), von Standard-Großanlagen-Flachkollektoren (blau), von Heat-Pipe-Kollektoren (rot) und von Photovoltaik-Modulen (gelb) dargestellt. Die Bruttoflächen-Jahreserträge sind sehr sicher vorhersagbar. Bei den Systemerträgen nach Abzug der Wärmeverluste gibt es viel zu bedenken, was eine Pauschalierung sehr schwer macht:

1. Die Verluste sind von absoluter Natur und im Wesentlichen unabhängig von der Kollektortechnologie. Sie hängen vor allem von den Temperaturen, dem Rohrnetz und dessen Wärmedämmung sowie auch von der Regelung ab.
2. Je minimalistischer und schlanker eine Solaranlage ist, umso geringer sind die Verluste.
3. Solaranlagen, die mit Glykol-Wasser-Gemisch arbeiten, haben

bereits 3 bis 5 % geringere Kollektorerträge als Bild 6 angibt, da die Solar-Keymark-Daten mit Wasser ermittelt werden, was jede Simulation stark schön.

4. Solaranlagen mit Glykol-Wasser-Gemisch benötigen größere Rohre, um zu den gleichen Druckverlusten wie mit Wasser zu kommen. Andernfalls erhöht sich der Pumpenstrombedarf wesentlich. Größere Rohre haben größere Wärmeverluste zur Folge. Zum einen wegen der größeren Oberfläche, jedoch vor allen aufgrund der näherungsweise Verdopplung ihres Inhalts bzw. ihrer Wärmekapazität, was bei jedem morgendlichen Warmlaufen und nächtlichem Abkühlen die Verluste erhöht.
5. Solaranlagen mit Wasser benötigen 1 bis 4 % ihres Jahresertrages für aktiven Frostschutz.
6. Wärmetauscher senken den Kollektorertrag, wie Bild 6 und 7 zeigen. Wärmetauscher für Glykol-Wasser-Gemische müssen zudem 2 bis 3 mal so groß sein wie Wasser-Wasser-Wärmetauscher.
7. Solaranlagen mit Glykol-Wasser-Gemisch vertragen keine thermische Stagnation. Deshalb müssen sie gemäß Bild 5 immer rechts bzw. unterhalb des technischen Optimums, d. h. mit zu großen Speichern, ausgelegt und/oder mit Kollektorfeld-Notkühlungen ausgestattet werden. Insofern ist das nächste Bild 7 auf Glykol-Anlagen gar nicht korrekt anwendbar, weil die Bedingung „kleiner Speicher“ von diesen nie erfüllbar ist.

Das Bild 7 entwickelt Bild 6 weiter, indem von der Jahreseinstrahlung für mittlere Kollektortemperaturen von 25°C bis 125°C linear von 0 % bis 12 % an Systemverlusten abgezogen wird. Bei der konkreten Anlage ohne Wärmetauscher sind das 5,4 % der Jahreseinstrahlung oder 11 % vom Jahresertrag oder knapp 70 kWh/(m²-a), woraus großzügig abgerundet die 550 kWh/(m²-a) Systemertrag resultieren.

Diese Pauschalierung berücksichtigt nur die Punkte 1, 2, 5 und 6. Die Bilder 6 und 7 zeigen auch den Unterschied zwischen dänischen und deutschen Wärmenetzen. Da die dänische Energiepolitik der Solarthermie schon seit über 20 Jahren den Weg in die Wärmenetze ebnet, haben sich dort alle jüngeren Netzplanungen stark an die etablierten Flachkollektor-Technologie mit besonders niedrigen Rücklaufemperaturen von ca. 30 bis 35°C und mo-

deraten Vorlauftemperaturen von 55 bis 70°C angepasst. In Deutschland sind die Endverbraucher netze etwa 20 Grad, die Primärnetze bis zu 50 Grad heißer. Bild 7 zeigt, dass Flachkollektortechnik besonders in deutschen Wärmenetzen stark hinter Hochleistungs-Vakuümrohrentechnik zurückfällt und dass unter deutschen Netzbedingungen mit deutlich niedrigeren Jahreserträgen gerechnet werden muss. Bild 7 widerspiegelt nicht, dass Glykol-Systeme zusätzlich noch einen sehr großen Speicher brauchen, um Überschüsse und Stagnation im Sommer ganz auszuschließen. Heat-Pipe-Vakuümrohrentechnik schneiden relativ schlecht ab, weil sie aufgrund der ungenutzten Lücken zwischen den Röhren die Bruttokollektorfläche nur sehr schlecht ausnutzen können. Die Photovoltaik kommt mit Power-To-Heat erst bei mittleren Netztemperaturen von weit über 100°C sinnvoll in Frage.

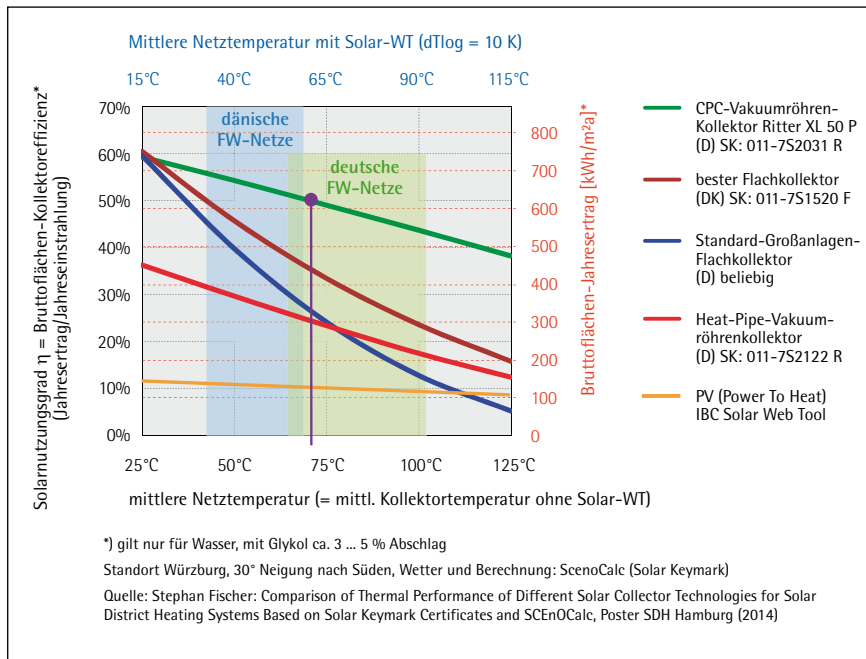


Bild 6: Kollektor-Jahresertragsvergleich

Fazit

Nahezu ohne Solarspeicher kann Solartermie in Wärmenetzen die Mindestlast und die Verluste kostengünstig bis ca. 8 % des Jahres- bzw. etwa 30 % des Sommerbedarfs decken. Mit Speichern kann dieser Anteil derzeit auf kaum mehr als ca. 20 % des Jahresbedarfs erhöht werden, weil eine Bevorratung von Solarwärme aktuell noch nur über wenige Tage ökonomisch ist. Wenn jedoch im Sommer zusätzliche Wärmelasten vom Wärmenetz bedient werden müssen (z.B. Bäder oder wärmeverbrauchende Industrie) oder wenn sich das Wärmenetz selbst als zusätzlicher Wärmespeicher eignet, dann kann der Deckungsanteil von Solarwärme noch weiter erhöht werden. Mit steigenden Energiepreisen wird es sich auch zunehmend lohnen, die Energieeinsparung mittels größerer Speicherkapazitäten zu erhöhen. Angesichts der langen Betriebszeiten von 20 bis 30 Jahren könnte man der voraussichtlichen Verknappung fossiler Energieträger damit aber auch spekulativ etwas entgegen kommen. Zur solaren Unterstützung aller bestehenden deutschen Wärmenetze mit nur 10 % ihres Wärmebedarfs würden ca. 20 km² Kollektorfläche ausreichen, womit über 10.000 GWh Endenergie und mindestens 2 Mio. Tonnen CO₂ gespart würden. Das Potenzial zur Substitution des gesamten deutschen Wärmebedarfs mit Sonnenwärme um 10 % im Temperaturbereich bis 100°C ist noch etwa 10 mal größer. Beim Vergleich von verfügbarer Kollektortechnik gibt es bei Wärmenetzen beträchtliche Unterschiede im Jahres-Kollektor- bzw. Systemertrag, die hin zu größeren Netztemperaturen immer größer werden.

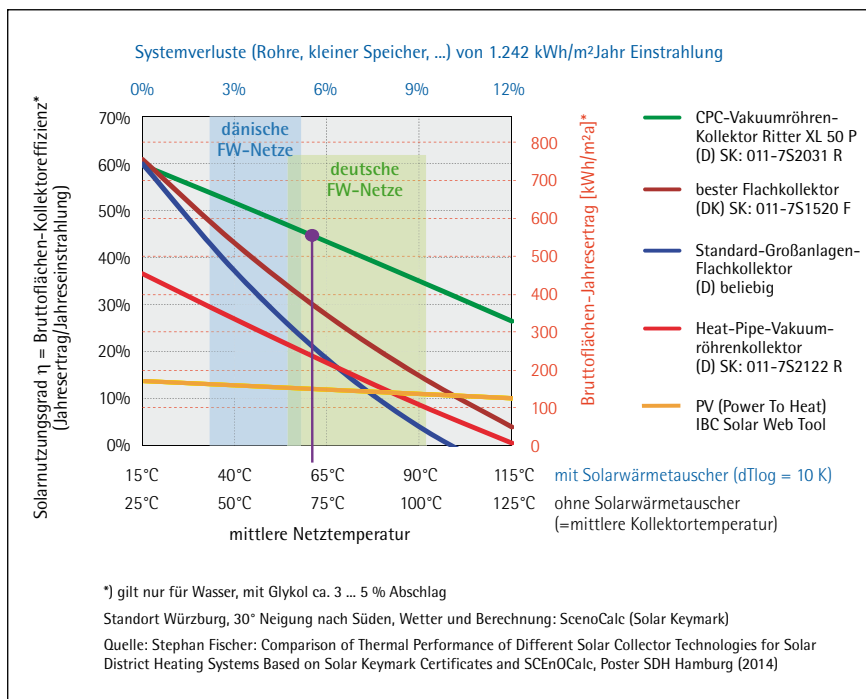


Bild 7: System-Jahresvergleich

Fußnoten

- 1) Stephan Fischer: Comparison of Thermal Performance of Different Solar Collector Technologies for Solar District Heating Systems Based on Solar Keymark Certificates and SCEnOCalc, Poster SDH Hamburg (2014)
- 2) ScenoCalc-Download: www.sp.se/en/index/services/solar/ScenoCalc/Sidor/default.aspx
- 3) Zertifikate-Download: <http://solarkey.dk/solarkeymarkdata/qCollectorCertificates/ShowQCollectorCertificatesTable.aspx>

ZUM AUTOR:

► Dr. Rolf Meissner
Ritter XL Solar GmbH, Karlsbad
r.meissner@ritter-xl-solar.com