

# Chancen für den Einsatz konzentrierender Kollektoren in Mitteleuropa

Dirk Krüger<sup>1</sup>, Dr. Stephan Fischer<sup>2</sup>, Dr. Peter Nitz<sup>3</sup>, Javier Iñigo Labairu<sup>4</sup>

<sup>1</sup> Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Institut für Solarforschung, Linder Höhe, 51147 Cologne, Germany, Tel. +49 2203 601 2661, [dirk.krueger@dlr.de](mailto:dirk.krueger@dlr.de), [www.dlr.de/sf](http://www.dlr.de/sf)

<sup>2</sup> Universität Stuttgart, Institut für Gebäudenergetik, Thermotechnik und Energiespeicherung (IGTE), Pfaffenwaldring 6, 70569 Stuttgart, Tel. +49 711 68563231, [stephan.fischer@igte.uni-stuttgart.de](mailto:stephan.fischer@igte.uni-stuttgart.de), [www.igte.uni-stuttgart.de](http://www.igte.uni-stuttgart.de)

<sup>3</sup> Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE), Heidenhofstr. 2, 79114 Freiburg, Tel.: +49 761 4588 5410, [peter.nitz@ise.fraunhofer.de](mailto:peter.nitz@ise.fraunhofer.de), [www.ise.fraunhofer.de/de/geschaeftsfelder.html#2](http://www.ise.fraunhofer.de/de/geschaeftsfelder.html#2)

<sup>4</sup> Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Institut für Solarforschung, Linder Höhe, 51147 Köln, Tel. +49 2203 601 4804, [javier.inigolabairu@dlr.de](mailto:javier.inigolabairu@dlr.de), [www.dlr.de/sf](http://www.dlr.de/sf)

## Einleitung

Die Bereitstellung von solarer Wärme für Nah- und Fernwärmanlagen, sowie für Prozesswärme erfährt zunehmend mehr Aufmerksamkeit in Mittel- und Nordeuropa. In verschiedenen Veröffentlichungen wurde bereits auf das Potential hingewiesen, auch mit Parabolrinnenkollektoren und anderen nachgeführten und konzentrierenden Kollektoren zur solaren Wärmebereitstellung in Mitteleuropa beizutragen.

Der Einsatz von konzentrierenden Kollektoren, welche die diffuse Strahlung nur geringfügig nutzen, wird allerdings durch intuitive Aussagen gehemmt, dass die Direktstrahlung im Vergleich zur Globalstrahlung in diesen Regionen zu gering wäre und die Energieausbeute nicht attraktiv sei.

Diese Auffassung soll in diesem Beitrag kritisch hinterfragt werden. Anhand von Berechnungen des Jahresertrages auf Basis von Wirkungsgraddaten und Wetterdatensätzen sowie weiterer Aspekte wird die Eignung konzentrierender Kollektoren diskutiert. Die Jahreserträge werden mit zwei Simulationstools berechnet: ScenoCalc und Greenius.

## Zugrunde liegende Kollektortypen

Für die Simulationsrechnungen wurden die Kenndaten des für hohe Betriebstemperaturen vorgesehenen Flachkollektors Arcon-Sunmark HTHEAT boost 35/10, der Vakuumröhre mit CPC Ritter XL 19/49 P und des Parabolrinnenkollektors SL 4600 verwendet. Der Parabolrinnenkollektor ist mit einem Glas-Silber Spiegel und einem Vakuumreceiver mit Antireflexbeschichtung ausgestattet und wird um seine Nord-Südachse gedreht.

Die Daten für die stationären Kollektoren wurden den unter <http://www.solarkeymark.nl/DBF/> aufgeführten Solar Keymark-Zertifikaten entnommen. Für die ScenoCalc-Grafiken wurden die in den Zertifikaten angegebenen Jahresertragsergebnisse für die stationären Kollektoren implementiert, während der Parabolrinnenkollektor durch Einfügen von Kollektorfunktion und Einfallswinkelkorrektur (IAM) berechnet wurde. Die Greenius-Berechnungen basieren auf den Wirkungsgradfunktionen und dem IAM.

Der Parabolrinnenkollektor wurde immer auf der Grundlage der in [1] berichteten Koeffizienten mit einem optischen Wirkungsgrad von 77 % berechnet. Dieser Wert kann erreicht werden, wenn die Kollektoren einen hohen Interceptfaktor, einen Glas/Silber-Spiegel, eine Antireflexionsbeschichtung auf dem Receiver-Glas und ein hohes Absorptionsvermögen haben. Die letzten beiden sind typisch für Vakuumreceiver, die in einigen Prozesswärmekollektoren und auch in dem hier diskutierten Kollektor eingesetzt werden. Die derzeit verfügbaren Kollektorkonstruktionen für Anwendungen in der Prozess- oder Fernwärme sind allerdings sehr unterschiedlich.

Die thermischen Verluste des Vakuumreceivers sind bei Temperaturen bis zu 100°C sehr gering. Der IAM wurde aus einer Messung der ähnlichen HelioTrough-Konstruktion [2] entnommen, da in [1] wegen nicht ausreichender Datenlage keine Funktion für den SL4600 angegeben wurde. Ebenfalls ähnlich aufgebaut ist der LS-2 Kollektor, dessen Messergebnisse eine Funktion mit geringeren IAM-Verlusten aufweisen [3]. In allen Fällen wurde die Bruttofläche als Referenzfläche verwendet.

Die Berechnung der Kollektorleistung und somit auch die des Bruttojahresertrags der Kollektoren erfolgt auf der Grundlage der ISO 9806:2017. Innerhalb dieser wird die Leistung eines Sonnenkollektors durch folgende Gleichungen beschrieben:

$$\dot{Q} = A_G \left[ \eta_{0,b} K_b(\theta_L, \theta_T) G_b + \eta_{0,b} K_d G_d - a_1(\vartheta_m - \vartheta_a) - a_2(\vartheta_m - \vartheta_a)^2 - a_3 u'(\vartheta_m - \vartheta_a) + a_4(E_L - \sigma T_a^4) - a_5 \left( \frac{d\vartheta_m}{dt} \right) - a_6 u' G - a_7 u'(E_L - \sigma T_a^4) - a_8(\vartheta_m - \vartheta_a)^4 \right] \quad (1)$$

$$K_b(\theta_L, \theta_T) = K_b(\theta_L, 0) \cdot K_b(0, \theta_T) \quad (2)$$

Mit:

<b>A<sub>G</sub></b>	[m <sup>2</sup> ]	Brutto-Kollektorfläche
<b>a<sub>1</sub></b>	[W/(m <sup>2</sup> K)]	Wärmedurchgangskoeffizient bei (ϑ <sub>m</sub> - ϑ <sub>a</sub> ) = 0
<b>a<sub>2</sub></b>	[W/(m <sup>2</sup> K <sup>2</sup> )]	temperaturabhängiger Wärmedurchgangskoeffizient
<b>a<sub>3</sub></b>	J/(m <sup>3</sup> K)	windabhängiger Wärmedurchgangskoeffizient
<b>a<sub>4</sub></b>	-	Faktor zur Berechnung der von der Himmelstemperatur abhängigen Strahlungswärmeverluste
<b>a<sub>5</sub></b>	[kJ/(m <sup>2</sup> K)]	effektive spezifische Wärmekapazität des Kollektors
<b>a<sub>6</sub></b>	s/m	Koeffizient zur Berechnung der Windabhängigkeit des Konversionsfaktors
<b>a<sub>7</sub></b>	s/m	Windabhängiger Strahlungsaustauschkoeffizient
<b>a<sub>8</sub></b>	W/m <sup>2</sup> K <sup>4</sup>	Koeffizient zur Berechnung der Strahlungswärmeverluste
<b>E<sub>L</sub></b>	[W/m <sup>2</sup> ]	langwellige Strahlung (λ > 3 μm)
<b>η<sub>0,b</sub></b>	[-]	Konversionsfaktor basierend auf der direkten Bestrahlungsstärke G <sub>b</sub>
<b>G</b>	[W/m <sup>2</sup> ]	hemisphärische Bestrahlungsstärke
<b>G<sub>b</sub></b>	[W/m <sup>2</sup> ]	direkte Bestrahlungsstärke
<b>G<sub>d</sub></b>	[W/m <sup>2</sup> ]	diffuse Bestrahlungsstärke
<b>K<sub>b</sub>(θ<sub>L</sub>, θ<sub>T</sub>)</b>	[-]	Einfallswinkelkorrekturfaktor der direkten Bestrahlungsstärke
<b>K<sub>b</sub>(θ<sub>L</sub>, 0)</b>	[-]	Einfallswinkelkorrekturfaktor der direkten Bestrahlungsstärke (longitudinal)
<b>K<sub>b</sub>(0, θ<sub>T</sub>)</b>	[-]	Einfallswinkelkorrekturfaktor der direkten Bestrahlungsstärke (transversal)

$K_d$	[-]	Einfallswinkelkorrekturfaktor der diffusen Bestrahlungsstärke
$\dot{Q}$	[W]	Kollektorleistung pro Modul
$t$	[s]	Zeit
$T_a$	[K]	Umgebungstemperatur
$u'$	[m/s]	Reduzierte Windgeschwindigkeit
$\vartheta$	[°C]	Temperatur
$\vartheta_a$	[°C]	Umgebungstemperatur
$\vartheta_m$	[°C]	mittlere Fluidtemperatur
$\theta$	[°]	Einfallswinkel der direkten Bestrahlungsstärke
$\sigma$	W/(m <sup>2</sup> K <sup>4</sup> )	Stefan-Boltzmann-Konstante $\sigma = 5.67 \times 10^{-8}$ W/(m <sup>2</sup> K <sup>4</sup> )

In *Tabelle 1* ist dargestellt welche Kollektorkennwerte für die Ertragsberechnung der unterschiedlichen Kollektoren herangezogen wurden.

*Tabelle 1:* Verwendete Kollektorkennwerte

Kennwert	Arcon-Sunmark HTHEAT boost 35/10	Ritter XL 19/49 P	Parabolrinnenkollektor SL 4600
$\eta_{0,b}$	X	X	X
$K_b(\theta_L, \theta_T)$	X	X	X
$K_d$	X	X	-
$a_1$	X	X	X
$a_2$	X	X	-
$a_3$	-	-	-
$a_4$	-	-	-
$a_5$	-	-	-
$a_6$	-	-	-
$a_7$	-	-	-
$a_8$	-	-	X

## Vorangegangene Arbeiten

Berechnungsergebnisse innerhalb eines Berichts der Danish Technical University (DTU) [4] geben bereits einen Hinweis auf den thermischen Jahresertrag für ein moderates Klima, in diesem Fall ein dänisches (Abb. 2). Darin werden hocheffiziente Flachkollektoren und ein hocheffizienter Parabolrinnenkollektor des Anbieters Aalborg auf der Basis des Strahlungsprofils des alten Referenzjahres von Dänemark verglichen. Ab etwa 55°C Betriebstemperatur liefert die Rinne einen höheren Jahreskollektorertrag als die drei Flachkollektorsysteme.

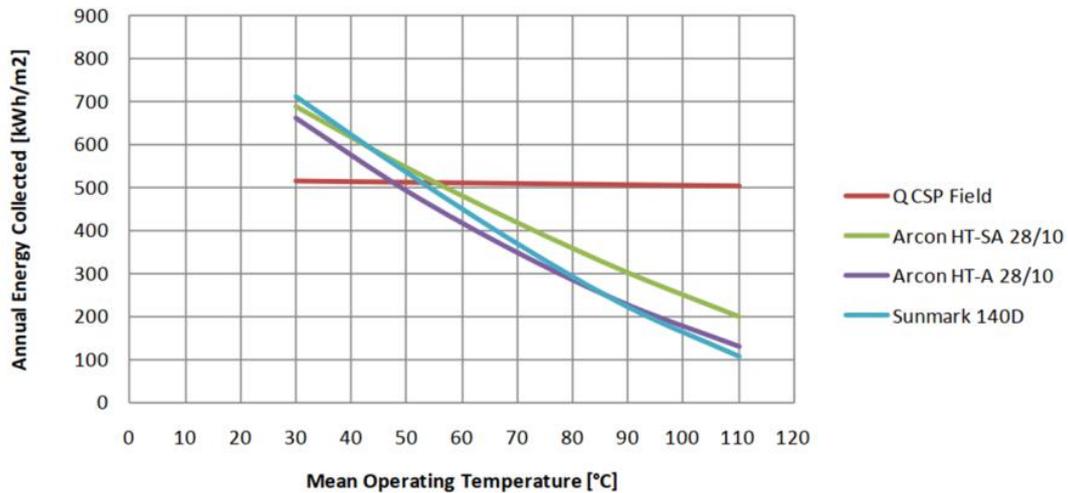


Abbildung 1: Jahresertrag eines Parabolrinnenkollektors im Vergleich zu Flachkollektoren für Dänemark aus DTU Civil Engineering Report R-292 (UK), 2013

Berechnungen innerhalb der VDI-Richtlinie 3988 "Solarthermische Prozesswärme" [5] von Prof. Schabbach zeigen ähnliche Ergebnisse, wobei die Wirkungsgradfunktionen verschiedener Kollektoren gemischt wurden (Abb. 2). Die Funktion des Parabolrinnenkollektors beinhaltet auch einen Kollektor ohne Glashüllrohr, daher sind die thermischen Verluste vergleichsweise hoch.

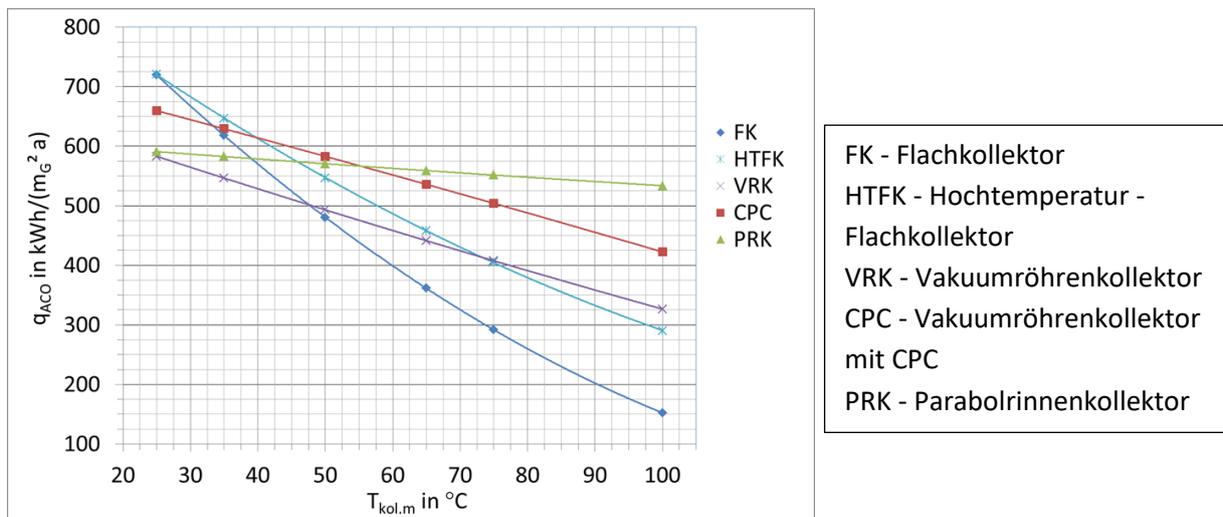


Abbildung 2: Bruttojahresertrag von Kollektoren für ein Mischklima aus Würzburg und Kopenhagen

Bereits in früheren Veröffentlichungen wurden Erträge von konzentrierenden Kollektoren mit denen stationärer Kollektoren verglichen, um das Potential aufzuzeigen [6]. Zu der Zeit standen für Kollektorfeldgrößen von einigen tausend m<sup>2</sup> noch keine hocheffizienten Kollektoren zur Verfügung. Mangels Verfügbarkeit von Komponenten wurden Aluminiumreflektoren genutzt und Receiver ohne Vakuum und Antireflexbeschichtung. Inzwischen bieten einige Hersteller eine Ausrüstung mit Glas/Silberspiegeln und Receivern mit verbesserten Eigenschaften an.

Weitere Ergebnisse, die in den Folgekapiteln erörtert wurden, sind auch Bestandteil der Veröffentlichung [7].

## Ergebnisse aus ScenoCalc

ScenoCalc ist ein EXCEL-basiertes Tool zur Berechnung des Bruttoenergieertrags im Rahmen des Zertifizierungssystems SolarKEYMARK und kann kostenlos unter <http://www.estif.org/solarkeymarknew/component/content/article/13-public-area/163-scenocalc> heruntergeladen werden. ScenoCalc (Solar Collector Energy Output Calculator) wurde im Rahmen des europäischen Projekts QAI<sup>ST</sup> "Quality Assurance in Solar Heating and Cooling Technology" entwickelt und validiert. Für die Berechnung auf Stundenbasis wird eine konstante mittlere Absorberfluidtemperatur angenommen und nur positive Erträge werden kumuliert. In der Version 6.1 müssen die Werte der IAM-Funktion in der Ost-West-Funktion eingegeben werden, um eine nord-südlich ausgerichtete Rinne darstellen zu können. Das Tool ist ein bewährtes Mittel zur Berechnung des jährlichen Solarkollektorsertrags und wurde für den Kollektorvergleich mit stationären und durch die Umsicht des entwickelnden Gremiums auch nachgeführten Kollektoren für Betriebstemperaturen zwischen 25 und 100°C erstellt.

Für Abbildung 1 wurden die Brutto-Jahresertragsfunktionen aus den Zertifikaten hocheffizienter stationärer Kollektoren entnommen und mit ScenoCalc für eine Parabolrinne mit Glas-/Silberspiegeln und einem Vakuumreceiver mit Antireflexbeschichtung berechnet. Der Bruttojahresertrag spiegelt nicht die erwartete Wärmeablieferung an einen Kunden wider, da Wärmeverluste in Rohrleitungen, Wärmekapazitäten und andere potenzielle Verluste nicht berücksichtigt sind. Es zeigt aber deutlich, dass konzentrierende Kollektoren auch an anderen untersuchten Standorten auch bei mittleren Fluidtemperaturen von 100°C in einem gemäßigten Klima einen ähnlichen Energieertrag liefern können wie stationäre Kollektoren bei niedrigeren Mitteltemperaturen.

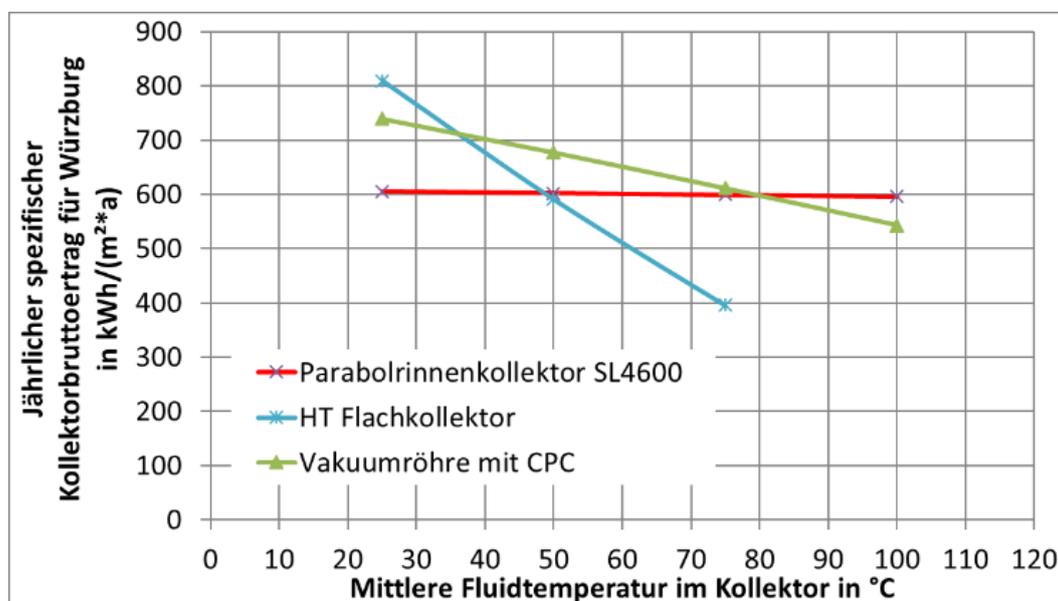


Abbildung 3: Bruttojahresertrag für das Klima von Würzburg, Deutschland für verschiedene Kollektoren

Während Diskussionen oft auf der Grundlage der horizontalen Globalstrahlung im Vergleich zur horizontalen Direktstrahlung geführt werden, ist es zielführender, die Strahlung auf der geneigten Fläche eines stationären Kollektors und die Strahlung auf einer nachgeführten Fläche mit NS-Achse zu vergleichen. In *Tabelle 2* sind daher die Strahlungsdaten aufgelistet, die in ScenoCalc für Würzburg hinterlegt sind oder aus den Daten berechnet wurden.

Während die direkte Strahlung auf die Horizontale nur 49% der Globalstrahlung ausmacht, beträgt das Verhältnis von Direktstrahlung auf eine nachgeführte Fläche mit NS-Achse zur Globalstrahlung auf eine Südfläche mit 35° Neigung 68%. Daraus resultiert immer noch eine größere Strahlungssumme durch die z.B. Flachkollektoren bei niedrigen Betriebstemperaturen einen deutlich höheren Ertrag aufweisen. Mit zunehmenden Betriebstemperaturen machen sich jedoch die geringeren thermischen Verluste des Parabolrinnenkollektors bemerkbar.

*Tabelle 2:* Jahressumme der Einstrahlung für den Standort Würzburg, Deutschland, wie aus der ScenoCalc-Wetterdatendatei verfügbar

Wetterdaten Würzburg ScenoCalc	kWh/(m <sup>2</sup> *a)
Diffuse horizontale Strahlung	562
Direkte horizontale Strahlung	540
DNI	1014
Globalstrahlung auf Südfläche, 35°	1244
Direktstrahlung auf nachgeführte Fläche NS-Achse	848

## Ergebnisse aus Greenius

Greenius ([https://www.dlr.de/sf/desktopdefault.aspx/tabid-11688/20442\\_read-44865/](https://www.dlr.de/sf/desktopdefault.aspx/tabid-11688/20442_read-44865/)) ist ein kostenloses Tool zur Berechnung von Energieerträgen und wirtschaftlichen Daten für erneuerbare Energien mit dem Schwerpunkt auf solarthermischen Kraftwerken. Es wurden jedoch auch Modelle für detaillierte Simulationen verschiedener anderer erneuerbarer Energietechnologien und anderer Anwendungen wie Prozesswärmeversorgung hinzugefügt, einschließlich stationärer Solarkollektoren. Es hat sich in Vergleichsstudien, z.B. im IEA Task 49 Solar Process Heat, gut bewährt. Greenius ist besonders in frühen Phasen von Projekten und für Machbarkeitsstudien mit stündlicher Auflösung nützlich.

Für die Ermittlung von Jahreserträgen verschiedener Kollektortechnologien wurden folgende Annahmen bei der Berechnung mit Greenius getroffen. Die Gesamtkollektorfläche liegt bei allen Berechnungen nahe 10.000 m<sup>2</sup>. Die angenommenen Feldparameter bei den Parabolrinnen sind: 4 Kollektorreihen im Feld mit 6 Kollektormodulen pro Reihe mit 4,6m Aperturbreite und ein Reihenabstand von 13,8 m. Die Neigung der statischen Kollektoren beträgt 35°C nach Süden.

Bei allen Technologien ist eine gesamte Zuleitungslänge zum Solarfeld 500 m mit einem Durchmesser von 0,07 m zugrunde gelegt und es wurden Verschattungen berücksichtigt. Die Berechnung erfolgt in stündlicher Auflösung.

Die mittlere Spiegelsauberkeit bei den Parabolrinnen liegt bei 98% und die Feldverfügbarkeit bei 99%. Bei den Flachkollektoren wurden dazu keine Einflüsse berücksichtigt. Degradation wurde bei keiner der Technologien berücksichtigt. Es sind keine Verluste durch Defokussierung bei hohen Windgeschwindigkeit aufgetreten. Weitere

Wärmeverluste sind durch Leistungsübergabestationen zu erwarten, wurden hier aber nicht einbezogen, da sie auf alle Techniken gleichen Einfluss haben.

Der meist für Berechnungen herangezogene Wetterdatensatz für Würzburg wurde hier nicht herangezogen, weil er einen für Deutschland vergleichsweise hohen Direktstrahlungsanteil aufweist.

Am Standort Potsdam liegen die Jahreserträge nahe beim durchschnittlichen Ertrag für alle drei Systeme für Meteodaten aus Meteonorm 7.3 (Tabelle 3), daher wurden für diesen Standort Jahreserträge berechnet (Abb. 4).

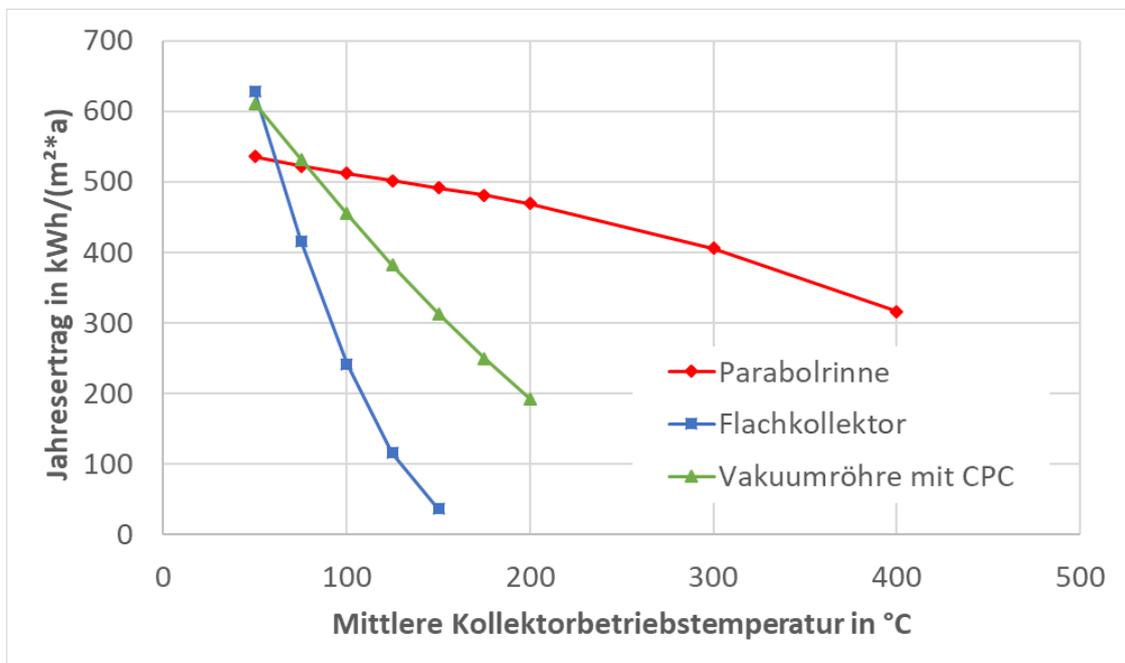


Abbildung 4: Jahreserträge für den Standort Potsdam

Auch hier zeigt sich der für einen Parabolrinnenkollektor mit Vakuumreceiver charakteristisch hohe Ertrag auch noch bei hohen Betriebstemperaturen. Die Technologien erzielen einen ähnlich hohen Ertrag bei ca. 70 bis 80°C mittlerer Betriebstemperatur, darüber hinaus ist ein höherer Ertrag für den Parabolrinnenkollektor zu erwarten. Ein signifikanter Ertrag ist unter den hier getroffenen Annahmen selbst bei Betriebstemperaturen um 300°C möglich.

### Untersuchung für verschiedene Wetterdaten Deutschland

Da der in ScenoCalc zugrundeliegende Wetterdatensatz für Würzburg möglicherweise nicht ausreichend repräsentativ ist, wurden Strahlungsdaten aus verschiedenen Quellen und für verschiedene Standorte in Deutschland untersucht.

Es wurden Strahlungsdaten aus 3 Quellen für 10 über Deutschland verteilte Standorte ermittelt: Stündlich aufgelöste Jahresdaten von DWD [8] und Meteonorm 7.3, sowie SolarGIS Daten als Jahressumme. In Abb. 5 ist beispielhaft die DNI aufgeführt.

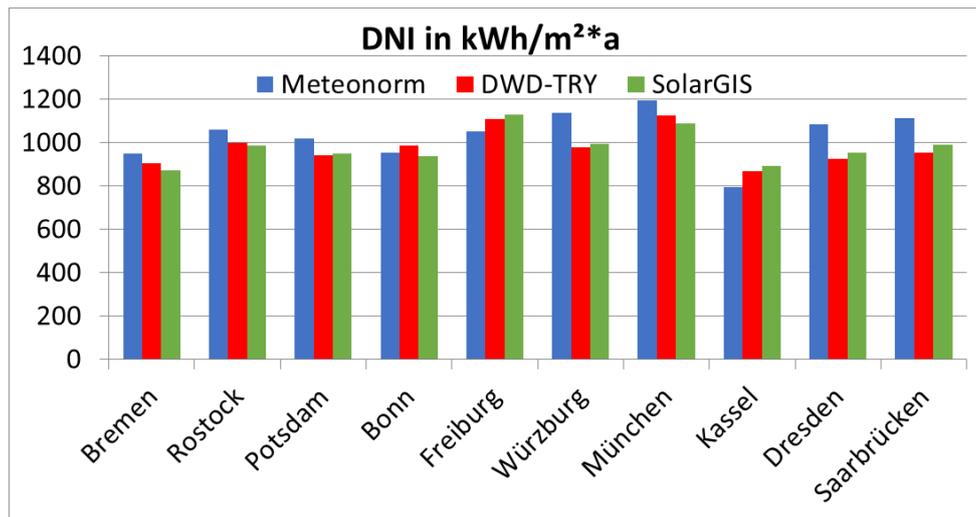


Abbildung 5: Jahressummen der Direktnormalstrahlung für verschiedene Standorte aus Quellen DWD, Meteonorm 7.3 und SolarGIS Stand 2019

Auf Basis der stündlich vorliegenden Wetterdaten von DWD und Meteonorm wurden Kollektorerträge bei 50, 75 und 100°C Betriebstemperatur für alle Standorte mit dem Programm greenius berechnet unter Berücksichtigung der vorgenannten Randbedingungen. In *Tabelle 3* sind die Erträge für 75°C Betriebstemperatur dargestellt. Hier zeigt sich, dass die Verhältnisse aber meist ähnlich bleiben.

*Tabelle 3:* Mit greenius berechnete spezifische Jahreserträge bei 75°C mittlerer Betriebstemperatur

	Meteonorm 75°C			DWD-TRY 75°C		
	Parabolrinne	Flachkollektor	Vakuümrohre mit CPC	Parabolrinne	Flachkollektor	Vakuümrohre mit CPC
<b>Bremen</b>	490	375	499	469	365	487
<b>Rostock</b>	549	415	540	537	406	519
<b>Potsdam</b>	523	416	532	499	398	513
<b>Bonn</b>	491	404	526	518	429	542
<b>Freiburg</b>	565	455	571	607	483	591
<b>Würzburg</b>	607	455	571	524	435	553
<b>München</b>	633	480	605	612	497	607
<b>Kassel</b>	408	334	460	461	363	476
<b>Dresden</b>	567	432	548	480	390	512
<b>Saarbrücken</b>	607	451	565	517	418	532
<b>Mittelwert</b>	544	422	542	522	418	533

## Saisonale Betrachtung

Solarkollektoren stellen Wärme vorwiegend im Sommer bereit, diese saisonale Abhängigkeit ist für die meisten Anwendungen nicht günstig. Daher wird in Abb. 6 die Bereitstellung von Wärme aus den verschiedenen Technologien über das Jahr gezeigt. Der Parabolrinnenkollektor weist einen stärkeren Peak im Sommer aus, hingegen der Vakuümrohrenkollektor eine bessere Verteilung über das Jahr.

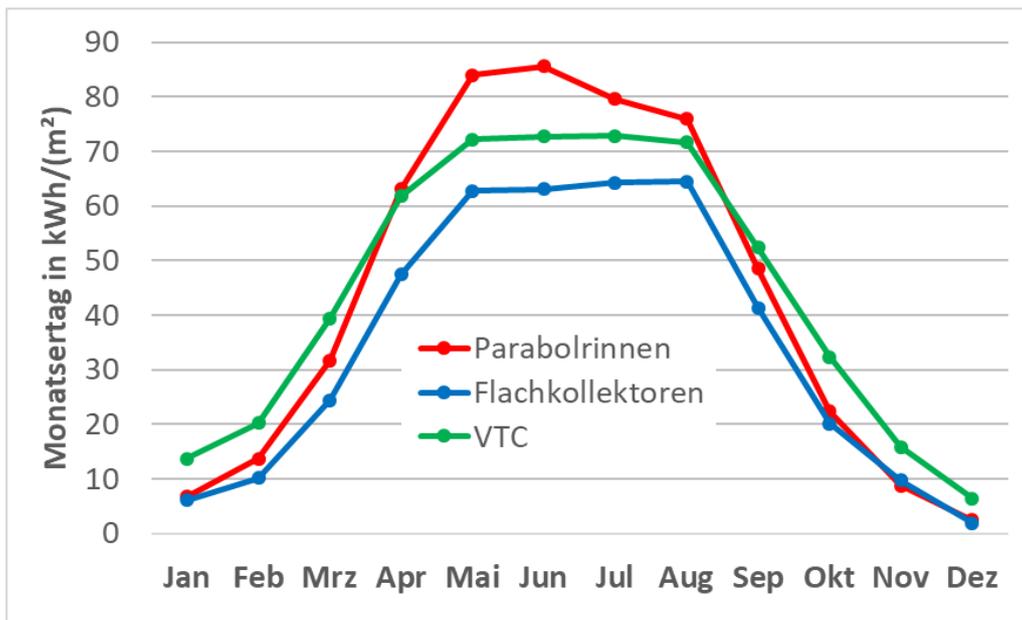


Abbildung 6: Saisonale thermische Erträge bei 75°C Betriebstemperatur Potsdam

## Gebäudeintegration und Platzbedarf

Es gibt einige Anlagen mit linienfokussierenden Kollektoren, die auf Dächern installiert wurden. Dabei wurden insbesondere Fresnelkollektoren und Parabolrinnen mit nicht zu großer Aperturweite gewählt. Fresnelkollektoren bieten dabei eine bessere Ausnutzung der Dachfläche.

Die weltweit größte Aufdachanlage wurde von Xuchen mit 22.000m<sup>2</sup> Aperturfläche in der Inneren Mongolei mit Parabolrinnen aufgestellt [9].

Die in den vorangegangenen Kapiteln aufgeführten Berechnungen gehen von einem Reihenabstand zwischen Parabolrinnenkollektoren von 3 x Aperturbreite aus. Das bedeutet eine Flächennutzung der 3-fachen Aperturfläche. Oft ist allerdings eine engere Aufstellung sinnvoll. Während bei einem Reihenabstand von 3 x Aperturweite ein Ertrag von 512 kWh/m<sup>2</sup>\*a erzielt wird (Annahme 100°C, Potsdam) sind es lediglich 466 kWh/m<sup>2</sup>\*a bei 2-facher Aperturweite, der Ertrag verringert sich also um 9%.

Mit dem ITCollect wurde ein Parabolrinnenkollektor bereits SolarKeymark zertifiziert, der bei einer Länge von 2m und Aperturbreite von 0,5m laut Hersteller auch auf Satteldächern installiert werden kann [10].

## Verschiedene Aspekte, Vor- und Nachteile

Für Prozesswärmeanwendungen, die Beladung von Speichern und selbst für Fernwärmeanlagen ist die Möglichkeit hohe Temperaturen mit noch gutem Ertrag zu erzielen von Vorteil. Dies vereinfacht auch die Integration der Energie einfach, da mit nur geringen Einschränkungen die gewünschte Bedarfstemperatur bereitgestellt werden kann. Die Solarwärme kann z.B. auch als Dampf mit dem gewünschten Druck in ein Dampfnetz eingespeist werden.

Gerade wenn hohe Deckungsgrade erzielt werden, wird durch die intrinsische Stagnationssicherheit durch (nicht-)Nachführung eine Überhitzung vermieden.

Im Tagesverlauf ist die Wärmebereitstellung bei Parabolrinnen mit Aufstellung in Nord-Südachse stärker verteilt im Vergleich zu stationär installierten Kollektoren oder auch

zu Parabolrinnen in Ost-Westachse. Durch die Nachführung des Kollektors „schaut“ der Kollektor bereits morgens zur Sonne, so dass es im Sommerhalbjahr dazu kommen kann, dass die Sonne senkrecht auf der Aperturfläche steht. Mittags hingegen ist der Einfallswinkel entsprechend des Breitengrades größer, so dass der Ertrag sinkt und abends wieder steigt, da dann der Einfallswinkel kleiner wird.

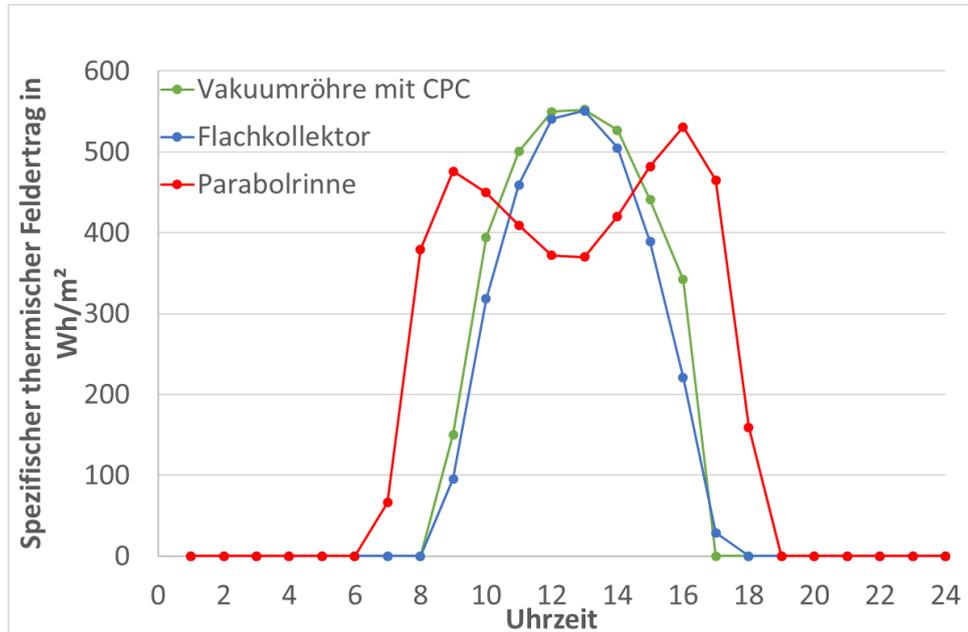


Abbildung 7: Tagesverlauf am 14.9. Potsdam bei 75°C und einer Nord-Süd Ausrichtung des Parabolrinnenkollektors

Soweit den Autoren bekannt wurden die Druckverluste zwischen den verschiedenen Kollektorsystemen noch nicht verglichen. Wegen der kürzeren Absorberstrecke und größeren Absorberdurchmessern (außer bei sehr kleinen Kollektoren) sind Druckverluste und damit Pumpstromverluste von linienfokussierenden Kollektoren potentiell geringer.

Mit zunehmenden Deckungsgraden sind Speicher erforderlich, deren höhere Temperaturen gut mit konzentrierenden Kollektoren gedeckt werden können.

Für Wartung und Betrieb der Anlagen ist ein besseres Verständnis der Betriebsmannschaft für die Technologie erforderlich. Insgesamt ist eine aufwändigere Wartung anzunehmen.

Je nach Umgebung sind stärkere Einbußen durch Verschmutzung des Reflektors und des Receivers zu erwarten. Daher ist eine Reinigung öfter erforderlich.

Derzeit sind mangels Erfahrung höhere Risiken zu erwarten, z.B. durch fehlerhafte Anlagenplanung oder nicht ausreichende Präzision in der Kollektorfertigung.

Ebenfalls kaum erörtert wurde der Einfluss von stark fluktuierender Einstrahlung. In [11] hat die DTU bei Tests festgestellt, „dass durch die Vakuumreceiver die Temperatur bei reduzierten DNI-Werten sehr langsam abfällt und die Absorber durch diffuse Strahlung auch bei Null-DNI warmgehalten werden.“

Einer Klärung Bedarf dabei auch die Frage, ob ein schnelleres Anfahren durch evtl. geringere Wärmekapazität möglich ist.

Eine erweiterte Möglichkeit für Parabolrinnen, insbesondere bei hohen Deckungsgraden, ist eine Aufstellung mit Ost-Westachse bei geringerem spezifischen Jahresertrag aber besserer Verteilung im Jahresverlauf.

Bei Parabolrinnen- und Fresnelkollektoren gibt es unterschiedliche Ausführungen, die verschieden hohe Wirkungsgrade aufweisen. Insbesondere bei den Komponenten Spiegel (Glas/Silber oder Aluminium) und Receiver (Antireflexbeschichtung, Vakuum, Absorptivität).

## Investitionskosten

Weltweit wurden inzwischen einige Prozesswärme- und Nahwärmanlagen mit Parabolrinnen- und Fresnelkollektoren errichtet. Dennoch gibt es in Mitteleuropa kaum öffentlich verfügbare Betriebserfahrungen, da hier bisher nur wenige Anlagen aufgestellt wurden.

Aufgrund der relativ hohen Investitionskosten können kleine Kollektorfelder hohe spezifische Wärmekosten verursachen. Abhängig von der Kollektorkonstruktion werden konzentrierende Kollektoren nur in größeren Installationen wirtschaftlich attraktiv, wie etwa bei Installationen größer als 1000 m<sup>2</sup> Bruttofläche. Die hohe Anzahl der in Mexiko und den USA installierten Systeme mit einer Größe von nur einigen 100 m<sup>2</sup> Bruttofläche zeigt allerdings die Chancen auch für kleine Anlagen. Die Investitionskosten für diese Systeme werden mit 200 bis 500 € pro m<sup>2</sup> Brutto für ein vollständig installiertes System angegeben.

Kosten für geplante, fertig installierte und in Betrieb genommene Solarfelder einschließlich BoP (Balance of Plant - Leistungsübergabestation) liegen laut den Parabolrinnenherstellern protarget und Solarlite bei 230 bis 280 €/m<sup>2</sup> für Feldgrößen von 10.000 m<sup>2</sup>. Dies bezieht sich auf die effizientesten Kollektoren mit Glas-/Silberspiegeln und Vakuumreceiver.

Neben Energieertrag und Investitionskosten gibt es eine Vielzahl von weiteren Aspekten, die die Wirtschaftlichkeit einer Anlage beeinflussen.

Für Vakuumröhren wurden folgende Richtwerte laut Herstellerangaben für realisierte Freilandanlagen genannt:

- 1.000 m<sup>2</sup>: 450 €/m<sup>2</sup>
- 5.000 m<sup>2</sup>: 375 €/m<sup>2</sup>
- 10.000 m<sup>2</sup>: 350 €/m<sup>2</sup>
- 25.000 m<sup>2</sup>: 325 €/m<sup>2</sup>

Für eine ausgeführte Flachkollektoranlage wurden Kosten von 370 €/m<sup>2</sup> bezogen auf ein Kollektorfeld mit 1800 m<sup>2</sup> von einem Betreiber genannt. Unter der Annahme einer Kostendegression wie bei Vakuumröhren liegen die Kosten bei 310 €/m<sup>2</sup>. Es werden jedoch auch Kosten für große Flachkollektorfelder mit bis zu 200€/m<sup>2</sup> genannt.

## Wärmegestehungskosten

Ein Vergleich von thermischen Systemen ist sinnvoll unter Einbeziehung von Energieertrag, Investitions- und Betriebskosten. Da die Kosten insbesondere für konzentrierende Kollektoren noch mit großer Unsicherheit behaftet sind, ist die folgende Betrachtung der Wärmegestehungskosten mit einiger Unsicherheit behaftet. Die Berechnung der LCOH (Levelised costs of heat) erfolgt in Greenius mit folgender Formel:

$$LCOH = \frac{\text{Gesamtinvestitionskosten} + \sum_{t=1}^{t_{ges}} \frac{\text{Jährlich laufende Kosten}_t}{(1+r)^t}}{\sum_{i=1}^{t_{ges}} \frac{\text{Jährliche solare Wärme}_t}{(1+r)^t}}$$

LCOH: Levelised costs Of Heat (en.) / Wärmekosten zur Erzeugung von Wärme für ein bestimmtes System [€/kWh<sub>th</sub>]

r: Diskontrate [%]

t: Jahr (1, 2, ... t<sub>ges</sub>)

t<sub>ges</sub>: Gesamtbetriebslaufzeit [a]

Gesamtinvestitionskosten [€]: Wesentliche Anlagenkosten "EPC" (Solarfeld, Fundamente, Feldverrohrung, Leistungsübergabestation, Infrastrukturkosten, Projektentwicklung, Bauaufsicht und Inbetriebnahme)

Jährlich laufende Kosten [€]: Betriebskosten, Ersatzteilkosten, Versicherungskosten, Stromkosten, Wasserkosten

Jährliche solar Wärme: Solarfeldertrag im Jahr [kWh<sub>th</sub>].

Der Pumpstromverbrauch wurde nicht berücksichtigt.

Die Berechnung der LCOH in diesem Bericht basiert auf die folgenden Annahmen:

- Diskontrate für alle Technologien  $r = 3\%$
- Gesamtbetriebslaufzeit für alle Technologien  $t_{ges} = 25$  Jahren
- Die spezifischen Investitionskosten für die Parabolrinnen betragen 230 €/m<sup>2</sup> und 300 €/m<sup>2</sup>, für die Flachkollektoren 200 €/m<sup>2</sup> und 310 €/m<sup>2</sup>, und für die VTC 350 €/m<sup>2</sup>.
- Die laufenden spezifischen Kosten betragen 1% der gesamten Investitionskosten für Parabolrinnen und 0.5% der gesamten Investitionskosten für Flachkollektoren und die VTC.

Die LCOH wurden basierend auf den oben diskutierten Werte für den Standort Postdam berechnet und in Abb. 8 in Abhängigkeit der Betriebstemperaturen dargestellt. Für die Technologien Flachkollektor und Parabolrinnenkollektor wurde eine Spannweite an Investitionskosten angenommen, verdeutlicht durch die Schraffierungen. In einem Übergangsbereich von 50 bis 80°C mittlerer Absorberfluidtemperatur liegen die Wärmegestehungskosten für alle Technologien in etwa gleicher Höhe. Bei Betriebstemperaturen über 80°C hat unter den getroffenen Annahmen die Parabolrinnentechnologie die geringsten Gestehungskosten.

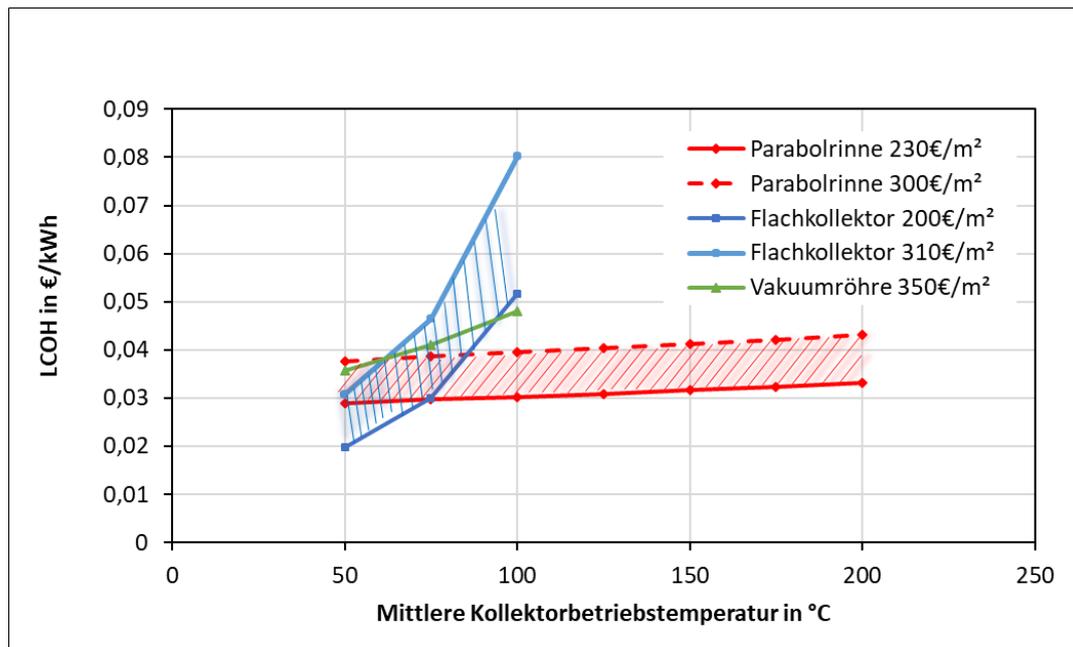


Abbildung 8: Wärmegestehungskosten verschiedener Kollektoren

## Zusammenfassung

Parabolrinnenkollektoren können in Deutschland einen technisch interessanten Beitrag zur Bereitstellung solarer Wärme leisten, auch bereits bei vergleichsweise geringen Temperaturen. Ab einer Solarfeldgröße von einigen 1000 m<sup>2</sup> liegen die Investitionskosten laut Herstellern in einer ähnlichen Größenordnung wie bei Flachkollektoren. Ab ca. 80°C aufwärts kann dann mit geringeren Wärmegestehungskosten für Parabolrinnen gerechnet werden. Neben Ertrag und Investitionskosten gibt es weitere spezifische Vor- und Nachteile konzentrierender Kollektoren, die die Wirtschaftlichkeit beeinflussen und bei einer Projektierung zu berücksichtigen sind.

Es gibt nur wenige Anlagen mit konzentrierenden Kollektoren, bei denen die Leistung von unabhängigen Stellen gemessen wurde, so dass bei potentiellen Nutzern Unsicherheiten bezüglich ihrer Leistung und Qualität bestehen. Dies anhand von beispielhaften Anlagen zu demonstrieren und zu untersuchen sollte das Ziel von Forschungsarbeiten der nahen Zukunft sein.

## Literatur

1. J. F. Feldhoff, M. Eickhoff, L. Keller, J. León Alonso, M. Meyer-Grünefeldt, L. Valenzuela, J. Pernpeintner, T. Hirsch, Status and first results of the DUKE project – Component qualification of new receivers and collectors, Energy Procedia 49 pp 1766 – 1776, Proceedings of SolarPACES 2013 published in 2014
2. N. Janotte, G. Feckler, J. Kötter, S. Decker, U. Herrmann, M. Schmitz, E. Lüpfert, Dynamic performance evaluation of the HelioTrough® collector demonstration loop – towards a new benchmark in parabolic trough qualification, Energy Procedia 49 pp 109 – 117, Proceedings of SolarPACES 2013 published in 2014

3. V. Dudley, et al., Test Results: SEGS LS-2 Solar Collector, SAND94-1884, Sandia National Laboratories, Albuquerque, New Mexico, 1994
4. B. Perers, S. Furbo, J Dragsted, Thermal performance of concentrating tracking solar collectors, Danish Technical University, Civil Engineering Report R-292 (UK), 2013
5. VDI Guideline 3988 „Solar Thermal Process Heat“, 2019. Publisher: VDI-Gesellschaft Energie und Umwelt, Germany
6. D. Krüger, A. Heller, K. Hennecke and K. Duer, Parabolic trough collectors for district heating systems at high latitudes? A case study, Eurosun, Kopenhagen, 19th of June 2000
7. D. Krüger, S. Fischer, T. Hirsch, J. Iñigo Labairu, Concentrating Solar Systems in moderate climates, Proceedings of SolarPACES 2020, (eingereichter Beitrag AiP 2021)
8. DWD, Ortsgenaue Testreferenzjahre (TRY) von Deutschland für mittlere und extreme Witterungsverhältnisse.  
<https://www.bbsr.bund.de/BBSR/DE/FP/ZB/Auftragsforschung/5EnergieKlimaBauen/2013/testreferenzjahre/01-start.html?nn=436654&notFirst=true&docId=1595620>  
Klimaberatungsmodul
9. World´s largest solar district heating plant with concentrating collector, Bärbel Epp, <https://www.solarthermalworld.org/news/worlds-largest-solar-district-heating-plant-concentrating-collectors>
10. Dr. Vetter GmbH, [www.itcollect.de](http://www.itcollect.de)
11. B. Perers, S. Furbo, J. Dragstede, Verification of high temperature performance for the 0.8 MW CSP test plant at Brønderslev, DTU Civil Engineering-Report, SR 15-03, August 2015