

---

**BAYERISCHES ZENTRUM FÜR**

**ANGEWANDTE ENERGIEFORSCHUNG E.V.**

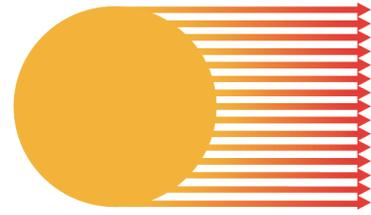
Bereich Energiespeicherung

BAVARIAN CENTER FOR APPLIED ENERGY RESEARCH

Division Energy Storage

ZAE Bayern, Walther-Meißner-Str. 6, D-85748 Garching, Germany

---



**ZAE BAYERN**

## Schwach konzentrierender PV-T Kollektor für hohe Gesamteffizienz

### Forschungsbericht - Abschlussbericht

zu Nr. 8.2 (NKBF 98)

Version 1.1 Mai 2016

#### ZAE Bayern

Markus Pröll, Dipl.-Phys.

Hanne Karrer, Dip.-Ing.

Peter Osgyan, M. Sc.

Gefördert durch:



Bundesministerium  
für Wirtschaft  
und Energie

aufgrund eines Beschlusses  
des Deutschen Bundestages

Förderzeitraum 01.10.2012 - 30.09.2015 (inkl. Verlängerung)

#### Zuwendungsempfänger:

Bayerisches Zentrum für  
Angewandte Energieforschung e.V.  
(ZAE Bayern)  
Bereich Energiespeicherung  
Walther-Meißner-Straße 6  
85748 Garching

#### Förderkennzeichen:

0325993A

**Gefördert vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.**



# Inhaltsverzeichnis



# 1 Zusammenfassung

Das hier beschriebene Forschungsvorhaben hat die Entwicklung eines thermisch verbesserten PVT-Flachkollektors zum Ziel. Die Notwendigkeit einer thermischen Verbesserung ergibt sich aus der hohen Emissivität von Wärmestrahlung des PVT-Absorbers im Vergleich zu einem selektiv beschichteten Absorber eines solarthermischen Kollektors.

Erreicht wird diese Verbesserung durch den Einsatz von schwach konzentrierenden CPC-Reflektoren<sup>1</sup> mit einem Konzentrationsfaktor  $C \approx 2$  bis 3. Die Strahlungskonzentration verringert anteilig die Oberfläche des PVT-Absorbers in Relation zur Aperturfläche und somit die Verluste durch Wärmestrahlung. Diese Verringerung der Zellgröße ermöglicht auch die Direktlamination der PV-Zelle auf einen vollflächig durchströmten Rechteckabsorber, was einen optimalen thermischen Übergang von der Zelle auf das Wärmeträgerfluid und damit geringe Zelltemperaturen garantiert. Die CPC-Reflektoren akzeptieren Einstrahlung innerhalb eines Einfallswinkelbereichs (genannt Akzeptanzwinkelbereich), weshalb der hier entwickelte CPC-PVT-Kollektor nicht der Sonne nachgeführt werden muss. Diese Tatsache, zusammen mit einer erhöhten thermischen Effizienz und der flachen Bauart des CPC-PVT-Kollektors, ermöglicht den Einsatz in klassischen Anwendungsgebieten der Solarthermie.

Eine detaillierte theoretische Modellierung des CPC-PVT-Kollektors ermöglicht eine Vorhersage des thermischen, elektrischen und optischen Verhaltens, was für die Auslegung und Planung der Experimente sowie für die Interpretation der resultierenden Messdaten von hoher Bedeutung ist. Die thermische Effizienz des Kollektors wird über ein sogenanntes Knotenmodell berechnet, welches alle Arten des Wärmetransportes im CPC-PVT-Kollektor bilanziert. Diese Ergebnisse fließen in ein eigens programmiertes dynamisches Kollektormodell in der TRNSYS-Umgebung, was die Simulation des Ertrags auf Basis von Jahressimulationen ermöglicht, unter Berücksichtigung aller optischen, thermischen und elektrischen Aspekte des CPC-PVTs.

Über diese Ertragssimulationen auf Jahresbasis wird der Vergleich zwischen dem CPC-PVT-Kollektor und drei anderen Kollektorarten (Solarthermie, PVT-Flachkollektor, PV-Modul) angestellt, um den Nachweis für einen Mehrertrag des CPC-PVT-Prinzips zu erbringen. Bei der Ermittlung der Jahres-Primärenergieeinsparung eines Kollektors mit konstanter Arbeitstemperatur am Standort München zeigt der CPC-PVT einen deutlichen Mehrertrag im Vergleich zu einem solarthermischen Flachkollektor, vor allem für hohe Kollektor-Arbeitstemperaturen. Für Arbeitstemperaturen des CPC-PVT-Kollektors bis etwa 85 °C ist dieser sowohl aus Sicht der Primärenergieeinsparung als auch aus Sicht der CO<sub>2</sub>-Einsparung einem reinen PV-Modul vorzuziehen.

Um eine Betrachtung bei realistischen Kollektortemperaturen durchzuführen, werden Ertragssimulationen für den Fall einer Brauchwarmwassererwärmung, einer solaren

---

<sup>1</sup>Compound Parabolic Concentrator

Kombianlage sowie einer solaren Kühlung mit einer einstufigen Absorptionskältemaschine durchgeführt, jeweils für den Standort München und Madrid. Dabei ergeben sich folgende Beobachtungen:

Durch schwache Konzentration der Solarstrahlung erreicht der CPC-PVT eine höhere thermische Effizienz, bei geringerem optischen Wirkungsgrad. Damit sind Anwendungen bei sehr niedrigen Temperaturen nicht bevorzugt. Ein Mehrertrag gegenüber einem solarthermischen Kollektor oder einem abgedeckten PVT-Flachkollektor zeigt sich bei höheren Anwendungstemperaturen ( $\Delta T > 40$  K, Kombianlage), bei einem hohen Direktstrahlungsanteil (Madrid) und einer Gleichzeitigkeit von solarem Angebot und Wärmebedarf (solare Kühlung). Allgemein lässt sich sagen, dass der CPC-PVT für alle gezeigten Anwendungen sehr gut mit den genannten Kollektoren (oder deren gleichzeitiger Installation) aus Sicht der Primärenergieeinsparung konkurrenzfähig ist, teilweise auch leicht überlegen.

Ein deutlicher Mehrertrag zeigt sich vor allem im Vergleich der Primärenergieeinsparung zu einem PVT-Flachkollektor, welcher zwar für die Niedertemperaturanwendung der Brauchwarmwasserbereitung gute Ergebnisse zeigte, für höhere Temperaturen aber die geforderten solaren Deckungsraten nicht erfüllen konnte.

Für eine Anwendung in einer solaren Kombianlage am Standort München erreicht der CPC-PVT bei einer solaren Deckungsrate von 30 % eine 21 % höhere Primärenergieeinsparung als ein solarthermischer Kollektor mit typischer Effizienz. Für den optimal geeigneten Fall einer solaren Kühlung in Madrid erreichte der CPC-PVT bei einer solaren Deckungsrate von 40 % eine um 72 % höhere Primärenergieeinsparung als der solarthermische Kollektor.

Aus den simulierten energetischen Erträgen lässt sich auch ein finanzieller Ertrag aus der Bilanzierung von Strom- und Wärmeeinsparung mit den Investitionskosten der unterschiedlichen Kollektoren berechnen. Unter Annahme von Investitionskosten von 360 € pro m<sup>2</sup> für den CPC-PVT und einer PV-Einspeisevergütung von 12 ct/kWh ist für eine Brauchwarmwasserbereitung keine finanzielle Wettbewerbsfähigkeit zu erreichen. Für den optimalen Fall der solaren Gebäudekühlung am Standort Madrid ist der CPC-PVT einem Flachkollektor mit durchschnittlicher Effizienz im finanziellen Ertrag überlegen. Grundsätzlich wirkt sich ein hoher Preis für den PV-Stromertrag positiv auf die finanzielle Rentabilität von PVT-Kollektoren aus. Unter Annahme einer vollständigen Eigennutzung<sup>2</sup> des PV-Ertrags kann ein deutlicher Mehrertrag von mindestens 75 % nachgewiesen werden gegenüber den untersuchten solarthermischen Kollektoren.

Dem theoretischen Nachweis des Mehrertrages folgt die Untersuchung technischer Aspekte, sowie die Umsetzung des CPC-PVT-Versuchskollektors:

Für die Direktlaminierung der PV-Zelle auf den Absorber wurde ein experimenteller Nachweis zur Verbesserung des thermischen Übergangs in einem Laborversuch im Realmaßstab erbracht. Die Reduzierung des thermischen Widerstandes zwischen PV-Zelle und Wärmeträgerfluid von  $R_{PV} = 9,3 \pm 0,4$  (m<sup>2</sup>·K)/kW auf  $R_{PV} = 5,3 \pm 0,4$  (m<sup>2</sup>·K)/kW gegenüber einer konventionellen rückseitigen Rohranbindung entspricht einer Verbesserung um  $\eta_0 = 75$  %. Die Bedeutung des thermischen Widerstandes  $R_{PV}$  liegt in der sich einstellenden Zelltemperatur relativ zur Fluidtemperatur. Bei einem angenommenen

---

<sup>2</sup>ohne Berücksichtigung der Kosten der elektrischen Speicherung

thermischen Wirkungsgrad von 75 % resultiert für  $R_{PV} = 5,3 \text{ (m}^2\text{K)}/\text{kW}$  eine Temperaturdifferenz von  $\Delta T \approx 9,4 \text{ K}$ , bedingt durch die Strahlungskonzentration eines CPC mit  $\theta_A = 25^\circ$ . Die Reduzierung dieser Temperaturdifferenz wirkt sich positiv auf den thermischen und elektrischen Wirkungsgrad aus und verringert thermische Spannungen in der Zellebene.

In einem weiteren Experiment wurde der Einfluss unterschiedlicher CPC-Reflektoren auf die PV-Effizienz untersucht. Ein spezieller Versuchskollektor, welcher zahlreiche Variationen in der Reflektorgeometrie ermöglicht, wurde am in-situ Solarteststand auf seine PV-Effizienz vermessen. Grundsätzlich lässt sich sagen, dass sich eine steigende Strahlungskonzentration deutlich negativ auf die PV-Effizienz auswirkt. Eine Analyse des Kurzschlussstroms zeigt, dass optische Verluste der größte Faktor für den Effizienzverlust bei senkrechtem Einfall der Sonnenstrahlung sind, wenn auch nicht der Alleinige. Alle CPC-Geometrien zeigen einen vorzeitigen Einbruch der einfallswinkelabhängigen PV-Effizienz von  $1^\circ$  bis  $3^\circ$  vor dem theoretisch erreichbaren Akzeptanzwinkel. Die Homogenisierung der Einstrahlverteilung durch die optimierte Reflektorgeometrie „LA-CPC“ kann zwar theoretisch nachgewiesen werden, jedoch erzielt diese Verbesserung im experimentellen Nachweis der PV-Effizienz keine Verbesserung. Die erhöhten optischen Verluste für hohe Einfallswinkel des LA-CPC gegenüber der klassischen S-CPC Geometrie führen dazu, dass die beiden Geometrien fast gleiche Effizienzkurven aufweisen. Aus diesem Grund wurde der Standard S-CPC-Reflektor für den CPC-PVT-Kollektor im Realmaßstab ausgewählt.

Ein eigens entwickeltes CPC-PVT-Gesamtmodell berechnet unter Vorgabe einer beliebigen Einstrahlverteilung aus der Strahlverfolgungssimulation den elektrischen PV-Wirkungsgrad durch Verwendung finiter Elemente. Durch die simultane Berechnung thermischer, elektrischer und optischer Vorgänge wird die gegenseitige Beeinflussung berücksichtigt. Die Modellanalyse zeigt, dass der Effizienzverlust durch die jeweilige Einstrahlverteilung auf der PV-Zelle bei der S-CPC-Geometrie deutlich ausgeprägter ist, woraus man schließen kann, dass die Homogenisierung der Strahlungskonzentration durch den LA-CPC prinzipiell den vorhergesagten Effekt erzielt. Die Temperaturerhöhung der PV-Zelle aufgrund der Strahlungskonzentration trägt bei beiden Geometrien stark zum Effizienzverlust bei, ist aber im Wesentlichen einfallswinkelunabhängig.

Mit den Erkenntnissen der anwendungsbezogenen Simulationen, der Optimierung und Quantifizierung des thermischen Übergangs von der PV-Zelle auf das Fluid sowie der experimentellen Untersuchung des Zusammenspiels von CPC-Reflektoren und PV-Zelle wurde ein Versuchskollektor im Realmaßstab gebaut. Dieser CPC-PVT-Kollektor hat eine Aperturfläche von  $A_{koll} = 0,87 \text{ m}^2$ , eine Bauhöhe von 15 cm und wurde auf dem in-situ Solarteststand vermessen.

Bei offener Klemmspannung  $U_{oc}$  erreicht der CPC-PVT einen optischen Wirkungsgrad von 0,743 und eine Stagnationstemperatur von  $140^\circ\text{C}$  (bei  $20^\circ\text{C}$  und  $1000 \text{ W}/\text{m}^2$  Einstrahlung). Die elektrische Effizienz wird bei  $U_{oc}$  und MPP-Tracking gemessen und beträgt übereinstimmend  $\eta_{PV} = 9,1 \%$  bei  $25^\circ\text{C}$  Zelltemperatur mit einem Temperaturkoeffizienten  $k_t = -4,1 \cdot 10^{-4} \text{ K}^{-1}$ .

Folgende weitere Erkenntnisse ergeben sich aus den Experimenten: Das Seiten- zu

## 1 Zusammenfassung

Aperturflächenverhältnis beträgt 70 %, hat aber keinen negativen Einfluss auf die Wärmeverluste. Der elektrische IAM der PV-Effizienz wurde gemessen und zeigt dabei keine Verschlechterung bei höheren Kollektortemperaturen. Bei der horizontalen Aufstellung des CPC-PVTs (CPC-Rinne in Ost-West) gibt es keine Ertragsverluste aufgrund des Akzeptanzwinkelbereichs  $\pm\theta_A$  im Tagesverlauf. Allerdings ist die vertikale (Nord-Süd) Aufstellung des Kollektors der horizontalen (Ost-West) vorzuziehen, vermutlich aufgrund von internen Konvektionseffekten. Die Stagnationstemperatur des CPC-PVTs an einem Sommertag liegt unterhalb der kritischen Temperatur einer Materialschädigung von  $T_{stag} \approx 160^\circ\text{C}$ , weshalb die Sinnhaftigkeit einer weiteren Verbesserung der thermischen Effizienz hinterfragt werden sollte.

Zusammenfassend kann man sagen, dass der theoretische Nachweis des Mehrertrags erbracht werden konnte und passende Anwendungsfälle und Randbedingungen identifiziert wurden. Die Verbesserung der thermischen Zellanbindung wurde experimentell nachgewiesen und quantifiziert. Das Zusammenspiel von CPC-Reflektor und PV-Effizienz wurde erfolgreich untersucht, wobei alle Verlustmechanismen identifiziert und quantifiziert werden konnten. Ein CPC-PVT-Kollektor im Realmaßstab wurde erfolgreich entwickelt und intensiv experimentell untersucht. Er zeigt für höhere Temperaturen eine deutliche Effizienzsteigerung gegenüber abgedeckten PVT-Flachkollektoren.

## 2 Einleitung

Ein PVT-Kollektor, oder auch Hybridkollektor, steht für die gleichzeitige Bereitstellung von Wärme und Elektrizität. Er entsteht aus der Motivation heraus, die flächenspezifische Gesamteffizienz von solaren Nutzflächen zu maximieren, in Relation zu Solarzellen mit geringen Wirkungsgraden kleiner 20%.

Um das Temperaturniveau der entstehenden Nutzwärme eines PVT-Kollektors zu erhöhen, können leicht konzentrierende CPC-Reflektoren eingesetzt werden. Gleichzeitig wird dadurch die thermische Effizienz des Kollektors erhöht. Diese CPC-Reflektoren haben die Eigenschaft sämtliche solare Einstrahlung innerhalb eines bestimmten Einfallswinkelbereichs (dem sogenannten Akzeptanzwinkelbereich) auf den PVT-Absorber zu projizieren, sodass der Kollektor nicht der Sonne nachgeführt werden muss (Abbildung ??). Außerdem kann dieser CPC-PVT-Kollektor trotz Strahlungskonzentration als Flachkollektor ausgeführt werden.

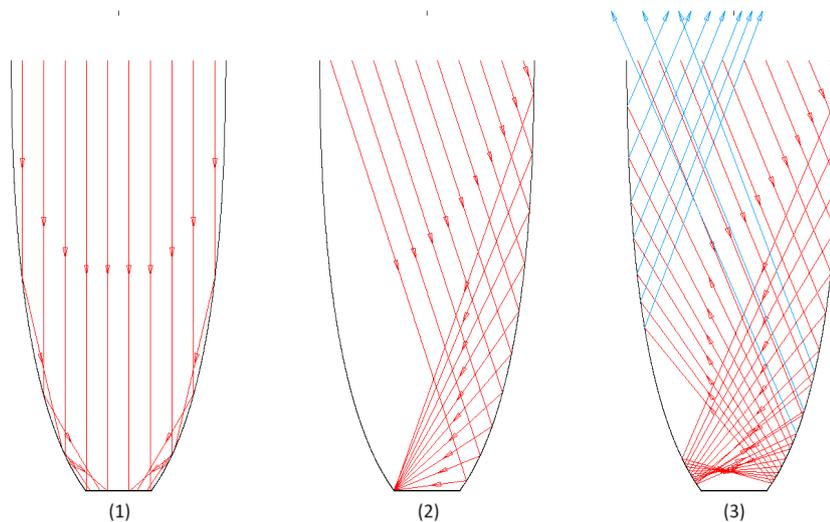


Abbildung 2.1: Prinzip des CPC-Reflektors: Vollständige Absorption von parallelem Licht für Einfallswinkel zwischen  $0^\circ$  (1) und dem sog. Akzeptanzwinkel  $\theta_A$  (2). Einfallende Strahlen mit Winkeln größer als  $\theta_A$  gehen verloren (3). [?]

Die auf dem deutschen Markt verfügbaren PVT Flachkollektoren sind hauptsächlich für die Steigerung des Photovoltaikertrags durch Zellkühlung ausgelegt und eignen sich damit in ihrer Anwendung nur für die Bereitstellung von Niedertemperaturwärme unter  $35^\circ\text{C}$ . Vorangegangene Forschungsarbeiten und Betriebserfahrungen zeigten, dass der elektrische Mehrgewinn durch Zellkühlung nur sehr gering ist [?, ?]. Durch die niedrigen

## 2 Einleitung

Temperaturen ist die Zahl der Anwendungsgebiete für die Nutzung des thermischen Ertrags stark eingeschränkt.

In der Frage nach der richtigen Nutzung und dem profitablen Einsatz von PVT Kollektoren herrscht also seitens der herstellenden Industrie Unsicherheit. Für den Einstieg in die PVT Technologie wählen die meisten Firmen die technisch einfachste Lösung und damit die thermische Aktivierung von PV-Modulen.

Wie bereits erwähnt, ist dies wenig rentabel und nicht auf den Gesamtertrag aus elektrischem und thermischem Ertrag optimiert. Ein sicherer Mehrertrag durch PVT Kollektoren auf der Basis einer richtigen Bewertung des Gesamtertrags muss also exemplarisch nachgewiesen werden, um eine weitere Entwicklung des PVT-Marktes in Deutschland zu ermöglichen. Voruntersuchungen zur erwarteten Primärenergie- und CO<sub>2</sub>-Einsparung sowie exergetische Betrachtungen zeigen, dass der optimale Betriebspunkt eines CPC-PVT-Kollektors bei Temperaturen von 60 °C bis 80 °C und damit deutlich über den Bereitstellungstemperaturen herkömmlicher PVT-Flachkollektoren liegt. Um diese Temperaturen mit dem benötigten thermischen Wirkungsgrad bereitstellen zu können, muss vom reinen Flachkollektor auf ein leicht-konzentrierendes, jedoch nicht nachgeführtes System umgestellt werden. Diese Überlegungen bilden die Grundlage des vorliegenden Forschungsprojektes. Das Erreichen höherer Temperaturen erschließt klassische Anwendungsgebiete der Solarthermie, wie die Heizungsunterstützung und die Bereitstellung von Brauchwarmwasser, aber auch die solare Kühlung mit einstufigen Absorptionskältemaschinen [?, ?].

Für das Erreichen der Ziele der Bundesregierung von 40 % erneuerbarer Stromerzeugung und mindestens 14 % erneuerbarer Wärmebereitstellung bis 2025 stellt das CPC-PVT Prinzip für höhere Arbeitstemperaturen bei maximaler Primärenergieeinsparung ein nachhaltiges Konzept dar, um verfügbare Dachflächen mit hohen Gesamterträgen zu nutzen.

Es ergibt sich damit folgende Aufgabestellung: Für den Nachweis des Mehrertrags hinsichtlich Exergie, Primär- und CO<sub>2</sub>-Einsparung und dem somit inbegriffenen Nachweis der vorhergesagten höheren thermischen Effizienz gegenüber PVT-Flachkollektoren soll ein experimenteller Vergleich zwischen dem CPC-PVT Kollektor und alternativen Systemen angestellt werden.

Grundlage für die Umsetzung des CPC-PVT-Prinzips war das Verständnis des Zusammenspiels aus CPC-Reflektoren und Photovoltaik, welches in Kapitel ?? untersucht wird. Zur Interpretation dieser experimentellen Ergebnisse wurde ein Gesamtmodell (Kapitel ??) erstellt, welches, ausgehend von Strahlverfolgungssimulationen, thermische und elektrische Eigenschaften des CPC-PVT-Verbundes abbildet.

Die durch die Strahlungskonzentration der CPC-Reflektoren resultierende Verkleinerung der PV-Zellen ermöglicht die Direktlamination der Zellen auf einen vollflächig durchströmten thermischen Absorber. Dies führt zu einer erheblichen Verbesserung der thermischen Anbindung der Zelle an das Wärmeträgerfluid und damit zu einer Verbesserung der thermischen und elektrischen Kollektoreffizienz. In Kapitel ?? wird über einen Laborversuch im Originalmaßstab der thermische Widerstand des CPC-PVT-Absorbersverbundes im Vergleich zu einer herkömmlichen Rohranbindung vermessen.

Auf Grund von theoretischen Vorhersagen für die thermische und elektrische Effizienz, wurden über Jahresertragssimulationen in TRNSYS Anwendungsszenarien auf einen

möglichen Mehrertrag untersucht (Kapitel ??) und bewertet.

Abschließend werden die Fertigstellung des CPC-PVT Flachkollektors und die Ergebnisse der experimentellen Untersuchung auf dem in-situ Solarteststand beschrieben (Kapitel ??).

**Ausgangssituation und Stand der Technik** Folgende deutsche Forschungsprojekte sind für das Vorhaben relevant. Das Vorhaben BiSolar-WP am ISFH (BMU FKZ 0325952) behandelte die Kopplung unverglaster PVT-Kollektoren mit erdgekoppelten Wärmepumpen. Der Abschlussbericht wurde im September 2011 veröffentlicht [?]. Die dabei untersuchten Kollektoren weisen jedoch Stagnationstemperaturen von unter 65 °C auf, wobei die Forschungsschwerpunkte auf deren Anwendung liegen.

Am Fraunhofer ISE wurde ein verglaster PVT Flachkollektor mit Direktlaminiierung entwickelt [?] und im Rahmen des Forschungsvorhabens PVTmax (DBU FKZ28569) [?] noch verbessert. Die Ergebnisse im Kollektorertrag und in der Kollektoreffizienz werden in Kapitel ?? und ?? mit denen des CPC-PVTs verglichen.

Forschung an schwach konzentrierenden PVT-Kollektoren wurde in Schweden durchgeführt. Brogren [?], Nilsson [?, ?] und Karlsson arbeiteten ebenfalls an einem CPC-PVT-Kollektor, allerdings ohne direktdurchströmte Wärmetauscher. Eine spezielle Auslegung auf höhere Fluidtemperaturen erfolgte nicht und der CPC mit Konzentration  $C = 4$  wird nachgeführt. Hatwaambo [?, ?, ?] führte Messungen der elektrischen Effizienz von PV-Zellen bei Variation des Einfallswinkels an einem rein elektrischen CPC PV-Kollektor durch, jedoch im Hinblick auf die Optimierung des verwendeten Reflektormaterials.

Im Jahre 2006 wurde außerdem durch Natko [?, ?] ein Patent angemeldet, welches sich auch auf PV Module mit CPC Reflektoren und Fluidkühlung bezieht. Durch vorhergehende Veröffentlichungen, insbesondere durch Brogren [?] scheint dieser Schutz nach jetziger Kenntnis jedoch nicht gerechtfertigt zu sein.



# 3 Modellierung und Strahlverfolgung

Die Herausforderung in der Forschung um den CPC-PVT Kollektor besteht im Zusammenspiel von Optik (CPC-Reflektor), elektrischer (PV-Zelle) und thermischer Betrachtung (Wärmetransport) des Systems (Abbildung ??). Das Forschungsvorhaben selbst gliederte sich u.a. in zwei Teilbetrachtungen, in denen elektrischer und thermischer Teil annähernd isoliert betrachtet wurden. In einem weiteren Arbeitspunkt wurde dann das Zusammenspiel aller Aspekte im abschließenden Versuchskollektor experimentell untersucht. Für eine einleitende Ertragsanalyse über Jahressimulationen werden außerdem PV-Effizienz und thermische Effizienz als Eingangsgrößen verlangt.

Für alle diese Untersuchungen ist ein theoretisches Verständnis zur Vorhersage, Analyse oder Auswertung erforderlich. Sowohl die Reflektoroptik als auch das elektrische und thermische Verhalten wurden in eigenen Modellen umgesetzt und abschließend als Gesamtmodell vereint.

## 3.1 Der CPC Spiegel

Man unterscheidet zwei Arten von Konzentratoren. Zu den abbildenden Konzentratoren zählen beispielsweise Parabolrinnenspiegel und Paraboloiden. Diese Arten müssen ein- oder zweiachsig der Sonne nachgeführt werden, um die Strahlen im Laufe eines Tages immer auf den gleichen Punkt oder die gleiche Linie zu fokussieren. Nicht abbildende Konzentratoren wie der CPC<sup>1</sup> ermöglichen eine stationäre Aufstellung und auf eine Nachführung kann verzichtet werden.

Idealerweise reflektiert der CPC-PVT alle Strahlen auf den Absorber, die aus dem Akzeptanzwinkelbereich  $\pm\theta_A$  auf die Eingangsaperturfläche  $2a$  treffen. Ausgehend von einem ideal reflektierenden Spiegel lässt sich der optische Wirkungsgrad  $\eta_{opt}$  eines vollständigen CPC-Spiegels in drei Bereiche unterteilen:

$$\eta_{opt,ideal}(\theta_i) = \begin{cases} 0 & \text{für } 90^\circ \geq \theta_i > \theta_A \\ 1 & \text{für } \theta_A \geq \theta_i \geq -\theta_A \\ 0 & \text{für } -\theta_A > \theta_i \geq -90^\circ \end{cases} \quad (3.1)$$

Der symmetrische CPC ist aus zwei um  $\theta_A$  (in Abbildung ?? mit  $\theta_c$  bezeichnet) zur CPC-Achse gegeneinander verdrehten Parabelästen zusammengesetzt, wie in Abbildung ?? zu sehen ist. Die Brennpunkte der jeweiligen Parabeln bilden zugleich die Randpunkte der Ausgangsaperturbreite  $2a'$ .

---

<sup>1</sup>compound parabolic concentrator

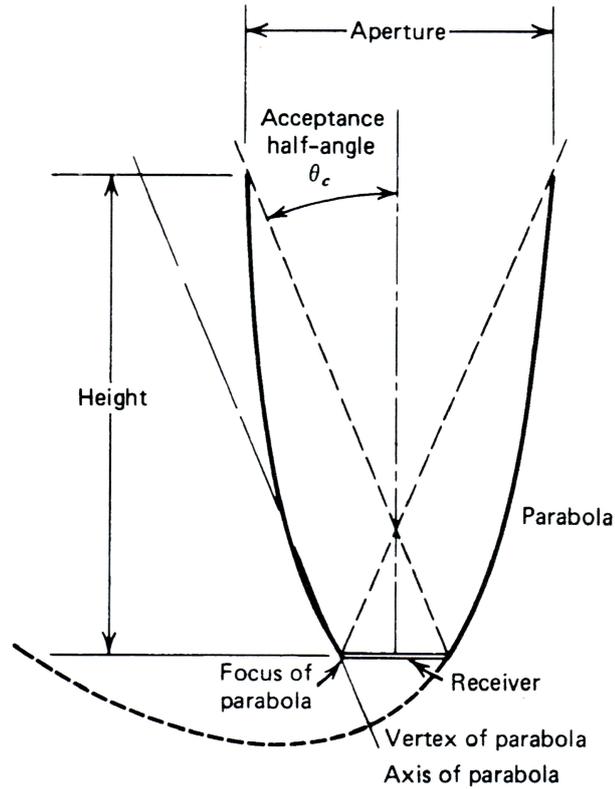


Abbildung 3.1: Schema eines symmetrischen CPC mit dem Akzeptanzhalbwinkel  $\theta_A$  [?].

Mit ?? und ?? lassen sich die Parabeläste unter Verwendung der Polarkoordinaten beschreiben [?].

$$x = \frac{2f \sin(\phi - \theta_A)}{1 - \cos \phi} - a' \quad (3.2)$$

$$y = \frac{2f \cos(\phi - \theta_A)}{1 - \cos \phi} \quad (3.3)$$

Für  $f$  gilt:

$$f = a'(1 + \sin \theta_A) \quad (3.4)$$

Abbildung ?? zeigt die Definition des Polarwinkels  $\phi$ .

Der Konzentrationsfaktor  $C$  (Gleichung ??) jedes CPCs wird über das Verhältnis der Eingangsaperturbreite  $a$  zur Ausgangsaperturbreite  $a'$  definiert. Er lässt sich ebenso in Abhängigkeit des Akzeptanzhalbwinkels  $\theta_A$  darstellen [?].

$$C = \frac{a}{a'} = \frac{1}{\sin \theta_A} \quad (3.5)$$

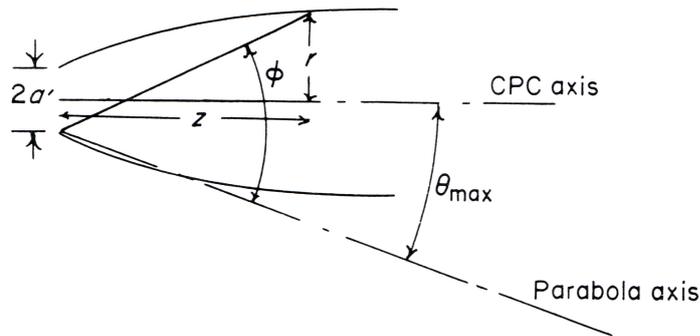


Abbildung 3.2: Der Polarwinkel  $\phi$  und Ausgangsaperturbreite  $a'$  laut Parabelgleichungen ?? und ?? [?]

Hieraus wird der Widerspruch zwischen den zwei Hauptzielen solarer Strahlungskonzentration über CPC-Spiegel deutlich. Einerseits sollen Sonnenstrahlen aus einem möglichst weiten Winkelbereich (Tagesverlauf) eingefangen werden, was einen großen Akzeptanzwinkel erfordert. Andererseits gilt es eine hohe Konzentration zu erzielen, um thermische Verluste zu minimieren.

Im oberen Teil des CPCs geht die Steigung der Spiegel gegen Unendlich. Daher ändert sich die Eingangsaperturbreite in diesem Bereich kaum noch. Gleiches gilt somit auch für den Konzentrationsfaktor. Dadurch ergibt sich die Möglichkeit, durch Kürzung des CPCs die Höhe des Aufbaus deutlich zu reduzieren ohne große Konzentrationsverluste zu erhalten. Diese Art nennt sich truncated CPC.

**Verbesserung der Optik: S-CPC und LA-CPC** Aus Voruntersuchungen am ZAE Bayern und aus der Literatur war bekannt, dass der CPC zu einer ungleichmäßigen Einstrahlverteilung in der Absorberebene führt und dass diese Ungleichmäßigkeit den PV-Wirkungsgrad mindert. Die Quantifizierung dieses Effektes ist eine der Aufgaben dieses Forschungsvorhabens.

Die Ursache für diese Einstrahlverteilung liegt in der oben beschriebenen Herleitung der beiden CPC-Parabeläste: Der Fokuspunkt eines Parabelastes liegt demnach im Ursprung des gegenüberliegenden Parabelastes und führt somit zu einer Konzentrationsspitze. Aus diesem Grund wurde von Thoma [?] eine Abänderung der Geometrie vorgeschlagen, in der der Absorber aus dem ursprünglichen Fokus genommen wird und über vertikale Hilfsspiegel abgesenkt wird (siehe Abbildung ?? rechts).

Diese Variation soll nachfolgend als LA-CPC<sup>2</sup> genannt werden, gegenüber dem herkömmlichen Standardreflektor S-CPC<sup>3</sup>.

## 3.2 Strahlverfolgung

**Strahlungsverteilung** Primäres Ziel der Strahlverfolgungsrechnungen ist die orts aufgelöste Bestimmung der Strahlungsverteilung auf dem PVT-Absorber, unter Variation

<sup>2</sup>Lowered absorber CPC

<sup>3</sup>Standard CPC

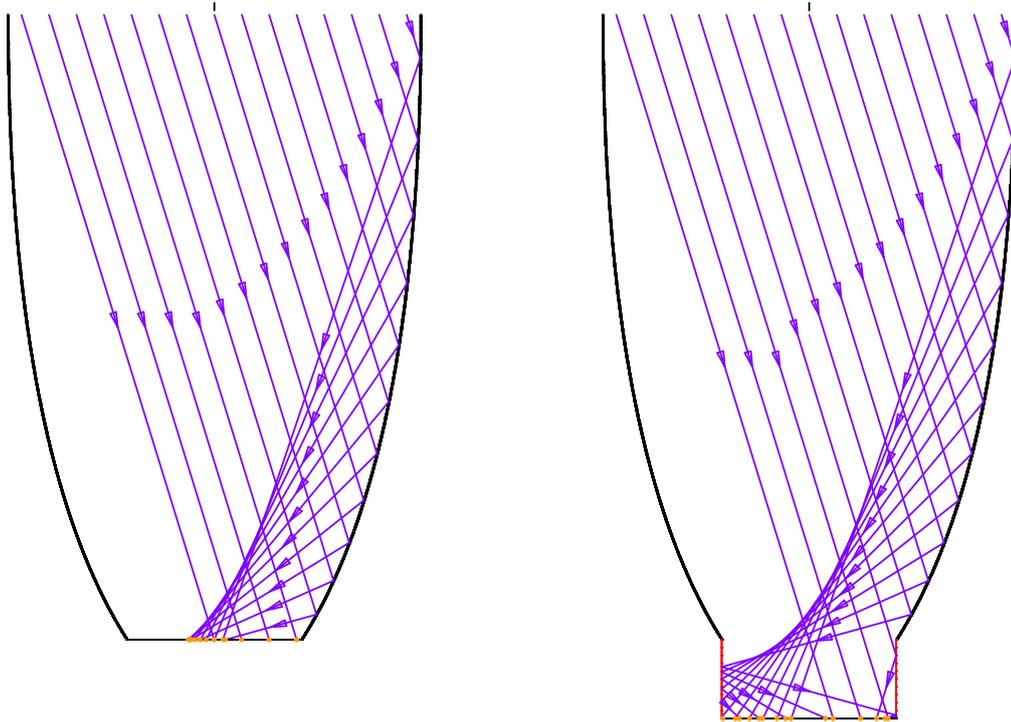


Abbildung 3.3: *links*: S-CPC, Strahlverfolgungsrechnung an einem symmetrischen CPC Reflektor mit Standardgeometrie. *rechts*: LA-CPC, Strahlverfolgung an einem symmetrischen CPC Reflektor mit abgesenkter Absorberebene („Lowered Absorber“).

der CPC-Reflektorgeometrie und dem Einfallswinkel. Dazu werden die verschiedenen CPC-Formen als zweidimensionale Projektion in der Ebene, gemäß der Gleichungen in Kapitel ?? berechnet. Die optischen Eigenschaften des CPC-PVT-Absorberverbunds wurden dabei wie folgt abgebildet: Für die Spiegel wurde ein konstanter Reflektionsindex von  $\rho = 0,85$  angenommen. Da es für die Ermittlung der Einstrahlverteilung durchaus relevant ist,

- welcher Strahl,
- mit welchem Energietransport,
- mit welchem Einfallswinkel,
- an welche Stelle der PV-Zelle auftrifft,

wurde der optische Durchgang durch die obere Laminatschicht über die Fresnel-Formeln und einem Brechungsindex von  $n_1 = 1$  auf  $n_2 = 1,4$  berechnet. Um dem Umstand Rechnung zu tragen, dass reale Sonneneinstrahlung nicht vollständig gerichtet ist, wurde die Strahlungsquelle in einen Anteil Direktstrahlung  $G_b = 800 \text{ W/m}^2$  und einen diffusen Lambertschen Strahler  $G_d = 200 \text{ W/m}^2$  in der Eingangsapertur unterteilt.

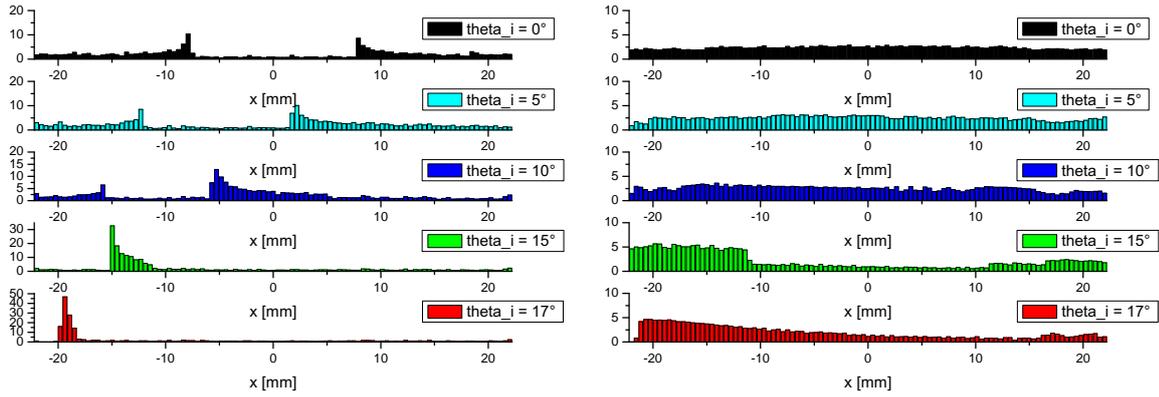


Abbildung 3.4: Lokale Konzentration der Solarstrahlung (Anzahl der Sonnen) über die Zellbreite, bedingt durch die S-CPC (links) bzw. LA-CPC Geometrie (rechts), mit  $\theta_A = 18^\circ$ , für unterschiedliche Einfallswinkel  $\theta_i$ .

**Beispiel zum Strahlengang:** Ein (Sonnen-)Strahl mit der Strahlungsleistung  $G_b/n_b$  (mit  $n_b$ : Zahl der direkt einfallenden Strahlen) und einem Einfallswinkel  $\theta_i$  tritt in die Aperturebene des CPC ein, trifft auf den Reflektor und verliert dabei 15% seiner Leistung. Der Strahl trifft mit dem Neuberechneten Einfallswinkel auf eine Stelle  $x=x_i$  auf den PVT-Absorber. Unter Berücksichtigung des Auftreffwinkels wird nach dem Fresnel-Gesetz der Leistungsanteil des transmittierten Strahls berechnet, welcher dann tatsächlich von der PV-Zelle absorbiert wird. Im Falle eines LA-CPC, mit abgesenktem Absorber, kann dieser Strahl zusätzlich eine Mehrfachreflektion an den senkrechten Reflektoren erfahren, um dann zwar mit gleichem Einfallswinkel, jedoch an anderer Stelle  $x_j \neq x_i$  und mit entsprechend geringerem Leistungsanteil auf die PV-Zelle zu treffen.

Abbildung ?? zeigt exemplarisch den simulierten Strahlengang eines symmetrischen S-CPC und LA-CPC mit  $\theta_A = 25^\circ$  und jeweils dem Einfallswinkel  $\theta_i = 17^\circ$  in die Eingangsapertur.

Für jede CPC-Geometrie und jeden Einfallswinkel werden nun Strahlverfolgungsrechnungen durchgeführt. Die Integration der in der PV-Zelle absorbierten Leistung über die gesamte Zahl der verfolgten Strahlen  $n_b + n_d$  (direkt und diffus) ergibt für jeden solaren Einfallswinkel  $\theta_i$  eine Einstrahlverteilung  $I^a(x)$  als Funktion des Ortes auf der PV-Zelle.

$$I^a(x_j, \theta_i) = \sum_n^{n_b+n_d} I_n^a(x_j) \quad (3.6)$$

Um also eine bestimmte CPC-Geometrie zu beschreiben, wird eine zweidimensionale Matrix übergeben, in welcher in endlicher Ortsauflösung die gemittelte lokale Strahlungskonzentration  $C_{lok}(x)$  übergeben wird. Diese wird normiert auf „1 Sonne“, also  $1000 \text{ W/m}^2$  angegeben.

Abbildung ?? (links) zeigt beispielhaft die Strahlungsverteilung eines S-CPC mit  $\theta_A = 18^\circ$  für unterschiedliche Einfallswinkel  $\theta_i = 0^\circ, 5^\circ, 10^\circ, 15^\circ, 17^\circ$ . Man erkennt deutlich die Konzentrationsspitzen, welche durch den Fokus der beiden Parabeläste des CPC verursacht werden. Bei direkter Einstrahlung bleibt der mittlere Bereich  $\theta_i = -8^\circ \dots +8^\circ$  bei Konzentration  $C_{lok} = 1$ , was bedeutet, dass lediglich direkt Sonnenstrahlung auf

### 3 Modellierung und Strahlverfolgung

diesen Bereich trifft. Für ansteigende Einfallswinkel verschieben sich die zwei Konzentrationsspitzen zum Randbereich, bis für  $\theta_i = \theta_A = 18^\circ$  der äußerste Punkt des PVT-Absorbers direkt im Fokuspunkt des gegenüberliegenden Parabelastes liegt.

Abbildung ?? (rechts) zeigt analog dazu die Strahlungsverteilung für einen LA-CPC. Die Vergleichmäßigkeit der Strahlungsverteilung für alle Einfallswinkel ist deutlich erkennbar. Für  $\theta_i = 17^\circ$  lässt sich die vergleichmäßigste Maximalspitze des S-CPC noch erahnen. Was der Darstellung in Abbildung ?? nicht zu entnehmen ist, ist die Verschlechterung des optischen Wirkungsgrads des LA-CPC durch eine bzw. mehrere zusätzliche Reflektionen an den vertikalen abgesenkten Reflektoren. Dazu müsste für den sog. IAM<sup>4</sup>, also dem optischen Wirkungsgrad über dem solaren Einfallswinkel in der Aperturebene, die Einstrahlverteilung  $I'(x, \theta_i)$  für den jeweiligen Einfallswinkel  $\theta_i$  über die Zellbreite integriert werden. Der IAM ist also definiert als:

$$IAM(\theta_i) = \int_{x=-22 \text{ mm}}^{x=+22 \text{ mm}} I'(x, \theta_i) dx \quad (3.7)$$

In Abbildung ?? ist der IAM für einen S-CPC sowie einen LA-CPC mit je  $\theta_A = 25^\circ$  dargestellt<sup>5</sup>. Die Verluste durch zusätzliche Reflektionen an den abgesenkten vertikalen Spiegeln treten bei geringen Einfallswinkeln zuerst nicht auf, um aber dann für wachsende Einfallswinkel deutlich anzusteigen.

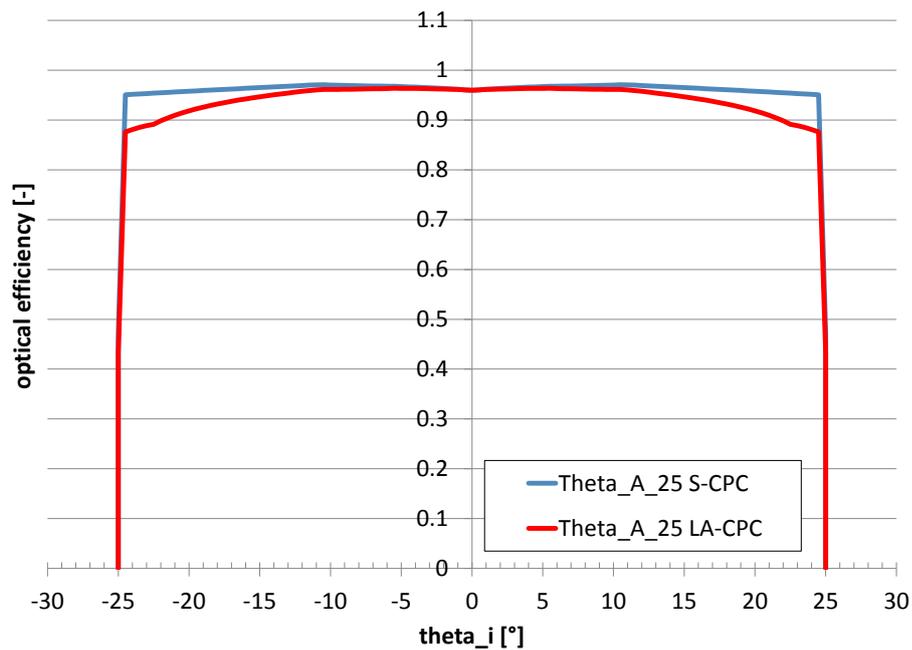


Abbildung 3.5: IAM bzw. optischer Wirkungsgrad für einen S-CPC und LA-CPC mit Akzeptanzwinkel  $\theta_a = 25^\circ$  und Reflektivität  $\rho = 0,95$ .

<sup>4</sup>Incidence angle modifier

<sup>5</sup>Ohne Berücksichtigung der winkelabhängigen Transmission durch das PVT-Laminat

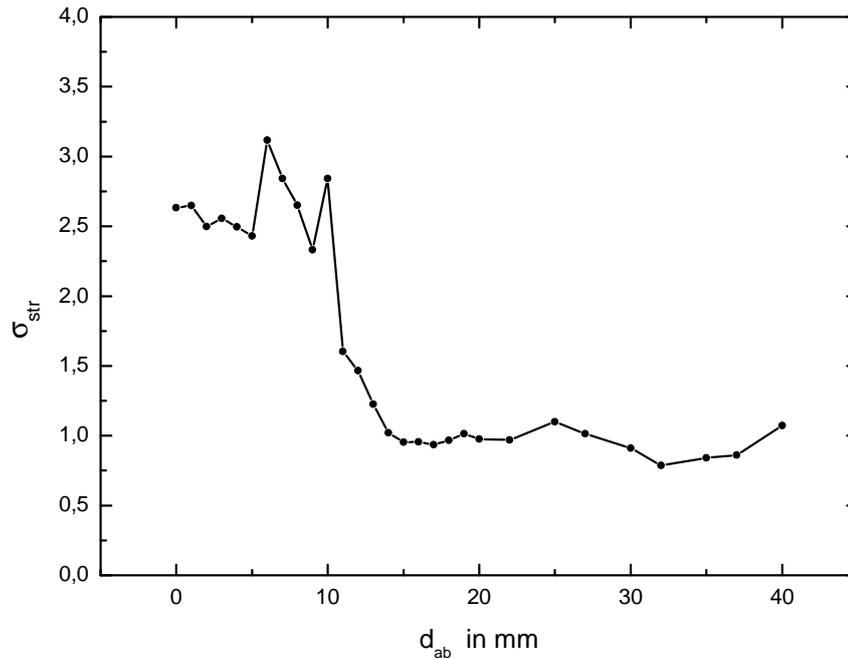


Abbildung 3.6: Standardabweichung der Strahlungsverteilung eines CPCs mit senkrechten Spiegelflächen und abgesenktem Absorber für  $\theta_i = 0^\circ$  in Abhängigkeit von der Größe der Absenkung  $d_{ab}$  [?].

**Absenktiefe.** Es konnte also gezeigt werden, dass durch den Ansatz der Absenkung der Absorberebene aus der Fokalebene des CPC über vertikale Hilfsspiegel eine deutliche Vergleichmäßigung der Einstrahlverteilung erreicht werden kann. Dies allerdings unter Einbußen an optischem Wirkungsgrad vor allem für hohe Einfallswinkel. Dieser Widerspruch führt zwangsläufig zur Fragestellung nach der optimalen Absenktiefe der vertikalen Spiegel. Im optimalen Fall würde dies aus der experimentellen Bestimmung der PV-Effizienz unter Variation der Absenktiefe erfolgen, was aber einen erheblichen Aufwand bedeuten würde.

Einfacher ist es, als Parameter für die Gleichmäßigkeit der Einstrahlung die Standardabweichung der Verteilung heranzuziehen [?]. Abbildung ?? zeigt für einen Einfallswinkel  $\theta_i = 0^\circ$  die Standardabweichung  $\sigma_{str}$  für einen S-CPC mit  $\theta_A = 18^\circ$  unter Variation der Absenktiefe  $d_{ab}$ . Es zeigt sich, dass eine optimale Vergleichmäßigung ab etwa 15 mm Absenktiefe erreicht wird und dass für tiefere Absenkungen keine weitere Vergleichmäßigung mehr stattfindet. Über diese Art der Betrachtung und Abwägung kann vorab der experimentellen Untersuchung eine optimale Absenktiefe festgelegt werden.

Vertiefende Untersuchungen zur Optik des CPC findet man bei Scheck [?] und Thoma [?].

### 3.3 Thermisches Knotenmodell

Für die Vorhersage der thermischen Effizienz und die Interpretation der späteren experimentellen Ergebnisse ist eine Modellierung des thermischen Verhaltens des CPC-PVT-

Kollektors erforderlich. Dieses nachfolgend beschriebene Modell wird in allen Teilprojekten des Forschungsvorhabens zur Anwendung kommen: Bei der Analyse der verbesserten thermischen Anbindung der PV-Zelle, bei der Erstellung des CPC-PVT-Gesamtmodells zur Analyse des PV-Wirkungsgrads, sowie zur Simulation des anwendungsbezogenen Kollektorertrags auf Jahresbasis.

**Modellierung CPC-PVT-Kollektor** Für die Modellierung wurden alle thermisch relevanten Bauteile des Kollektors berücksichtigt und die entsprechend auftretenden Wärmeströme analytisch beschrieben. Die Bilanzierung dieser Wärmeströme unter Vorgabe der Randbedingungen (Einstrahlung, Fluid- und Umgebungstemperatur, Wind, Himmelstemperatur) ergibt unter Annahme eines stationären Zustandes die jeweiligen Bauteiltemperaturen (u.a. Absorber- und Zelltemperatur), die thermische Nutzleistung und somit die thermische Effizienz. Für eine Betriebsweise im MPP-Tracking wurde angenommen, dass absorbierte und nicht in Elektrizität umgewandelte Solarstrahlung in Wärme umgewandelt wird. Abbildung ?? (links) zeigt das stationäre thermische Knotenmodell schematisch, worin jeder Knotenpunkt einem berücksichtigten Bauteil entspricht.

Das daraus resultierende Gleichungssystem wurde gelöst mit der Software Engineering Equation Solver (EES) [?]. Die verwendeten Wärmetransportgleichungen wurden größtenteils dem VDI Wärmeatlas entnommen [?].

Durch Variation der Kollektor-Fluidtemperatur erhält man, unter Vorgabe der solaren Konzentration  $C$ , die Wirkungsgradkennlinie des CPC-PVT. Abbildung ?? zeigt eine Schar von thermischen Wirkungsgradkennlinien bei offener Klemmspannung  $U_{oc}$ , basierend auf der Variation von  $C$  zwischen 1,0 bis 4,0. Der optische Wirkungsgrad  $\eta_0$  wurde in dieser Voruntersuchung abgeschätzt über die Herstellerangaben von abdeckender Glasscheibe, Reflektoren und abdeckendem Laminat. Man erkennt, dass, abhängig von der gewählten Konzentration, Stagnationstemperaturen von etwa 100 K bis 200 K über Umgebung erreichbar sind.

Als Vergleich wurden die thermischen Wirkungsgradkennlinien zweier repräsentativer solarthermischer Flachkollektoren mit dargestellt. Die verwendeten Kollektorparameter sind in Tabelle ?? dargestellt. Für einen angenommenen Arbeitsbereich von  $\Delta T = 60$  K über Umgebung wäre demnach eine Strahlungskonzentration von  $C = 2,5$  für den CPC-PVT ausreichend, um der thermischen Effizienz von handelsüblichen solarthermischen Flachkollektoren gleichzukommen. Für die Erstellung des CPC-PVT-Gesamtmodells in Kapitel ?? wird eine Variation des thermischen Knotenmodells verwendet (Abbildung ??, rechts), da dieser Versuchskollektor ohne abdeckende Glasscheibe und ohne Kollektorwanne gefertigt ist.

Tabelle 3.1: Wirkungsgradparameter der solarthermischen Referenzkollektoren.

	$\eta_0$	$a_1$	$a_2$
	-	W/(m <sup>2</sup> ·K)	W/(m <sup>2</sup> ·K <sup>2</sup> )
ST Flachkollektor gut	0,80	3,64	0,01
ST Flachkollektor mittel	0,76	4,21	0,01

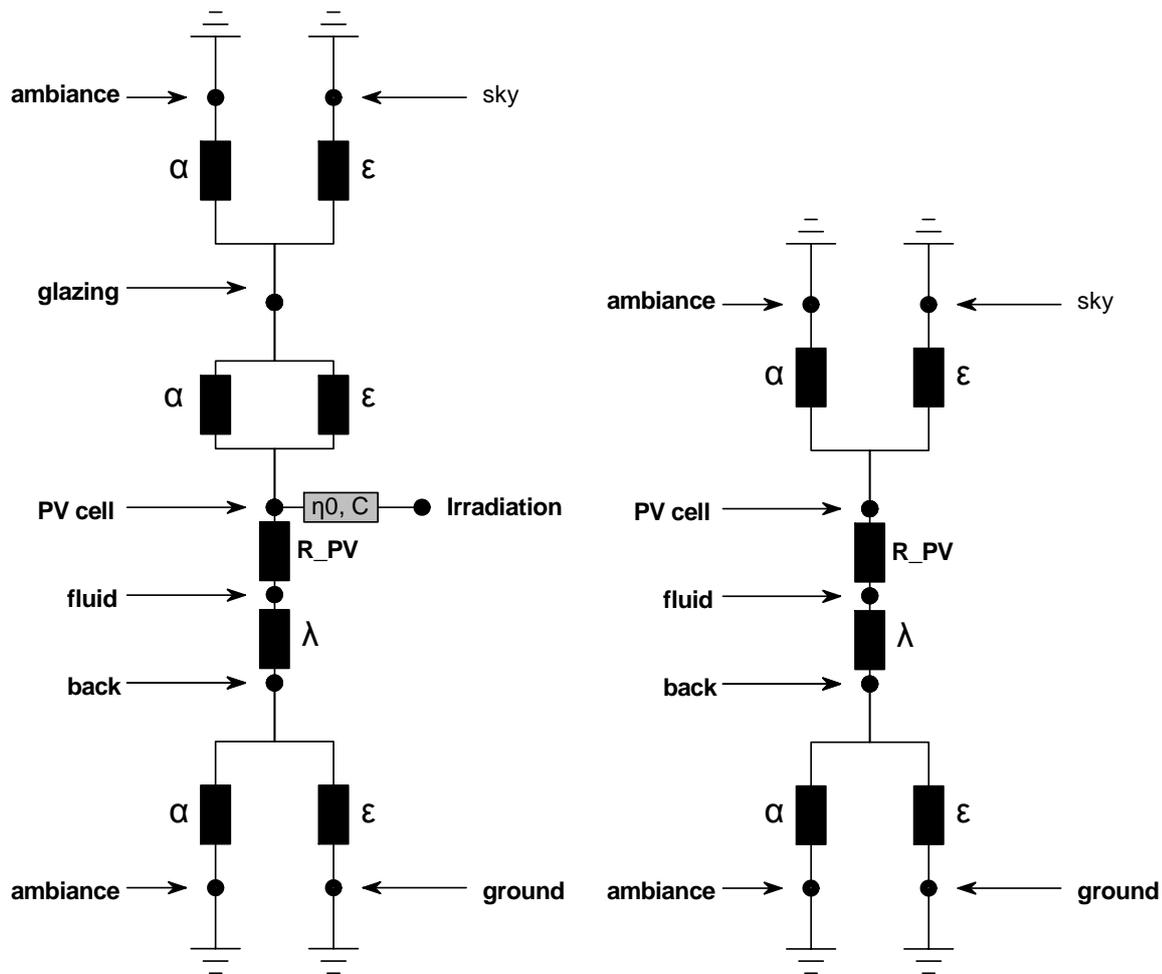


Abbildung 3.7: Knotenmodell der Wärmeströme zur Veranschaulichung des thermischen Modells, mit  $\alpha$ : Konvektion,  $\epsilon$ : Wärmestrahlung,  $\lambda$  und  $R_{PV}$ : Wärmeleitung.

### 3.4 Dynamisches ST/PVT Kollektormodell zur Ertragsermittlung

Für die dynamische Simulation des CPC-PVT zur späteren Ermittlung des Kollektor-ertrags in TRNSYS wurde ein Modell in der Programmiersprache Fortran erstellt, welche alle relevanten Leistungsdaten auf empirischer Basis abbildet.

Als Vorlage wurde das bereits existierende detaillierte „Matched Flow Collector Model for simulation and testing“ verwendet. Um dieses Modell an alle Anforderungen des CPC-PVT-Systems anzupassen, wurde das Modell auf Grundlage der vollständigen mathematischen Beschreibung von Isakson und Eriksson [?] nachprogrammiert. Diese Modellvariante erlaubt einerseits die detaillierte Abbildung jeglicher solarthermischer oder PVT-Kollektoren, andererseits die Einbindung von longitudinaler und transversaler IAM-Kurven, für je thermischen und elektrischen optischen Wirkungsgrad.

Für die Abbildung des thermischen Verhaltens des Kollektors wurden die parametrisierten Wirkungsgradkurven des Knotenmodells aus Kapitel ?? verwendet. Die Kolle-

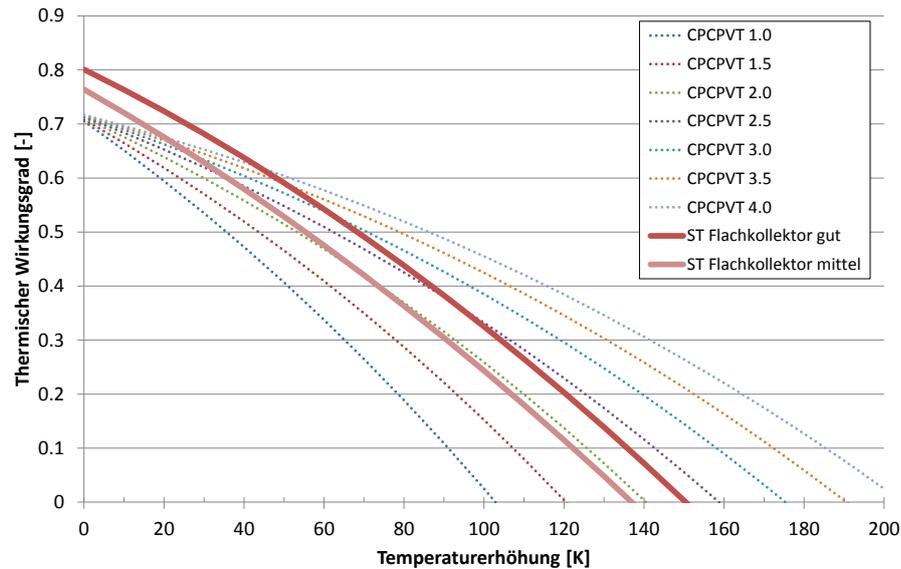


Abbildung 3.8: Vergleich der konzentrationsabhängigen Wirkungsgradkennlinie des CPC-PVT mit zwei handelsüblichen solarthermischen Flachkollektoren.

torkapazität wurde aus den verwendeten Materialien rechnerisch abgeschätzt. Die IAM-Kurven in transversaler und longitudinaler Richtung wurden den Strahlverfolgungssimulationen (Kapitel ??) entnommen und über Datentabellen bereitgestellt.

Anders als für herkömmliche Flachkollektoren muss für den CPC-PVT-Kollektor sowohl der Kollektoranstellwinkel, als auch der Akzeptanzwinkel (und damit die Strahlungskonzentration) auf den jeweiligen Anwendungsfall und dessen Standort und Klimaverhältnisse optimal angepasst werden. Dazu wurde die Schar aus Wirkungsgradkurven aus Kapitel ?? (Abbildung ??) als Funktion des Akzeptanzwinkels parametrisiert und die zugehörigen IAM Kurven durch theoretische Berechnung bereitgestellt. Dies ermöglicht nun die dynamische Simulation beliebiger CPC-Akzeptanzwinkel, unter Berücksichtigung des Einflusses der Konzentration auf den thermischen Wirkungsgrad.

## 3.5 Thermisch-elektrisches CPC-PVT Gesamtmodell

Die ungleichmäßige Einstrahlverteilung auf dem PVT-Absorber erzeugt eine Temperaturverteilung in der Zelle, welche den PV-Wirkungsgrad beeinflusst und umgekehrt. Aus diesem Grund müssen für ein hinreichendes Gesamtmodell des CPC-PVT sowohl das thermische als auch das elektrische Verhalten gleichzeitig, unter Vorgabe der Einstrahlverteilung, gelöst werden (Abbildung ??).

Um die experimentellen Ergebnisse der Untersuchungen zum Einfluss der Reflektoren, sowie der thermischen Anbindung auf den PV-Wirkungsgrad (Kapitel ?? und ??) zu interpretieren, wurde also ein Modell erstellt, welches Strahlverfolgung, thermische und elektrische Aspekte berücksichtigt.

Dabei wurde der PVT-Absorber senkrecht zu Fluss- und Symmetrierichtung der Reflektorrinne in  $N$  finite Elemente zerlegt (Abbildung ??). Die finiten Elemente ermögli-

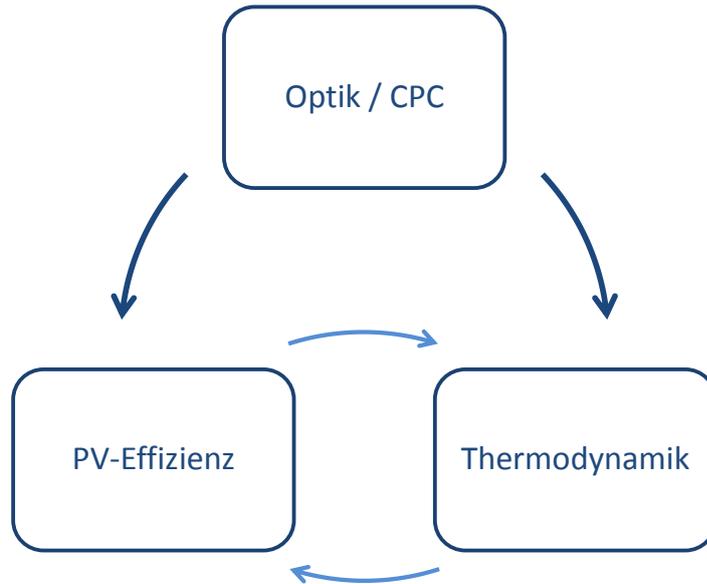


Abbildung 3.9: Veranschaulichung der Zusammenhänge bei der Gesamtmodellierung des CPC-PVT.

chen die orts aufgelöste Abbildung der CPC typischen Einstrahlverteilung. Um zusätzlich den Schichtaufbau unterschiedlicher PVT-Absorbertypen zu berücksichtigen, erfolgt weiterhin die Einteilung in drei Schichten (PV-Zelle, thermischer Absorber, Wärmeträgerfluid) senkrecht zur genannten Ortsauflösung der finiten Elemente, sodass eine zweidimensionale Temperaturmatrix  $3 \times N$  entsteht.

Jedem finiten Element in der absorbierenden Schicht der PV-Zelle wird also entsprechend Abbildung ?? eine lokale Konzentration zugeordnet. Anschließend erfolgt der Wärmetransport in Richtung Wärmesenke, also in Richtung Wärmeträgerfluid. Der Wärmetransport erfolgt sowohl von Schicht zu Schicht, wie auch zwischen den benachbarten finiten Elementen. Der Wärmetransport zwischen PV-Zelle und thermischem Absorber wird durch einen Wärmeleitwiderstand  $R_{PV}$  berechnet.

Die Temperaturverteilung in der PV-Zelle stellt sich im stationären Fall also aus der Bilanz der absorbierten CPC-Strahlungsverteilung, dem Wärmetransport auf das Wärmeträgerfluid, sowie den thermischen Verlusten an die Umgebung ein. Für letztere wird jedem finiten Element ein Verlustterm zweiter Ordnung, entsprechend dem Knotenmodell in Abbildung ?? (rechts) zugeordnet.

Die fluidführende Schicht berücksichtigt den massestromabhängigen Wärmeübergang Fluid/Absorber und dient unter anderem dazu, unterschiedliche Absorbertypen abzubilden. Abbildung ?? zeigt als Variation des Modells einen PVT-Absorber mit rückseitigem zentralem Fluidrohr, um später die Vorteile einer vollflächigen rückseitigen Durchströmung durch den CPC-PVT aufzuzeigen und zu quantifizieren.

Für die Abbildung des elektrischen Verhaltens wird jedes einzelne finite PV-Elemente entsprechend dem in Abbildung ?? dargestellten Ersatzschaltbild als 1-Diodenmodell

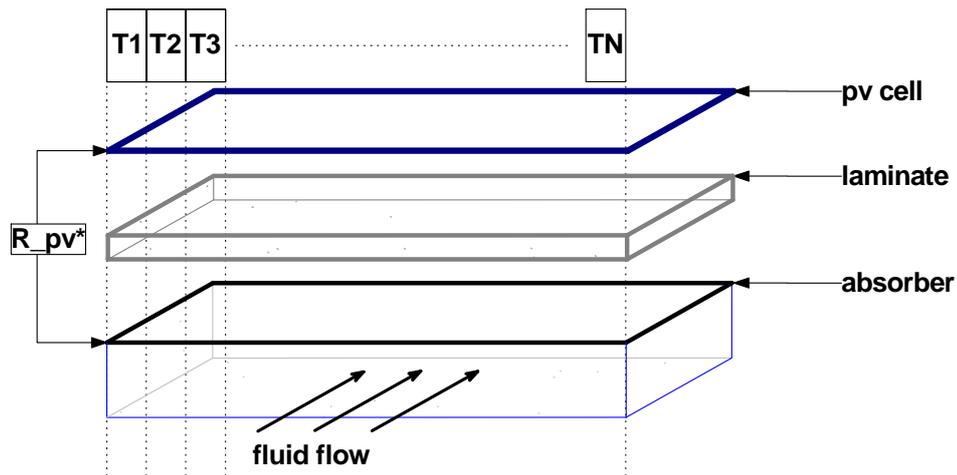


Abbildung 3.10: Prinzipskizze der Gesamtmodellierung des CPC-PVT und Unterteilung in FE-Elemente.

betrachtet.

Unter Vorgabe der einfallswinkel- und geometrieabhängigen Strahlungsverteilung (Abbildung ??) kann nun der Gesamt-PV-Wirkungsgrad und damit der elektrische IAM bestimmt werden.

**PV-Diodenmodell** Die elektrische Beschreibung des CPC-PVT-Gesamtmodells basiert im Wesentlichen auf drei Grundannahmen:

1. An allen finiten PV-Elementen liegt dasselbe Potenzial an, welches durch den Messaufbau vorgegeben wird.
2. Jedes finite PV-Element agiert gemäß einem 1-Diodenmodell.
3. Eine Abbildung der tatsächlichen Geometrie von elektrischen Front- und Rückkontakten findet nicht statt und wird stattdessen über den vorab experimentell bestimmten ohmschen Serien- und Parallelwiderstand  $R_s$  und  $R_{sh}$  abgebildet und, in Annahme einer linearen Korrelation, auf die einzelnen finiten PV-Elemente interpoliert.
4. Als empirischen Parameter beschreibt der Nachbarschaft-Widerstand  $R_{nb}$  den Potenzialausgleich unter den finiten PV-Elementen (siehe Gleichung ??).
5. Die Summe aller Teilströme der finiten PV-Elemente ergibt den Gesamtstrom der Zelle.

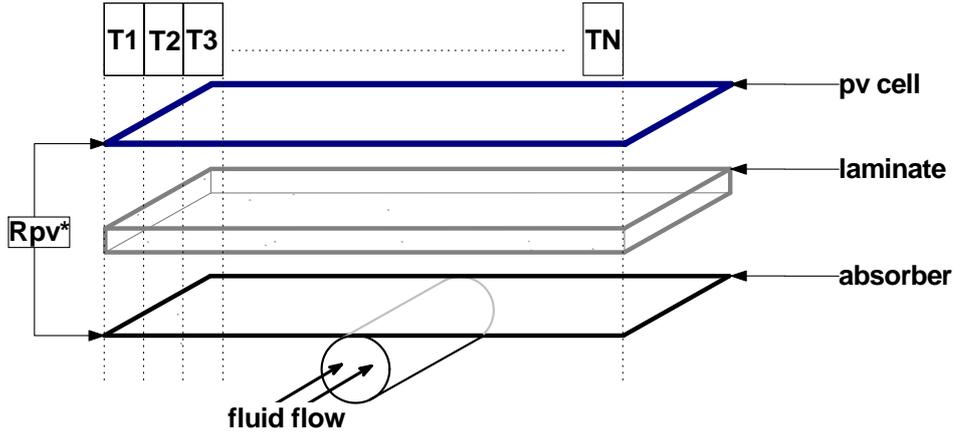


Abbildung 3.11: Prinzipskizze der Gesamtmodellierung eines PVT-Kollektors mit Rohanbindung und Unterteilung in FE-Elemente.

Die U-I-Kennlinie des 1-Diodenmodells des einzelnen finiten PV-Elements ist nach [?] und [?]

$$I = I_{ph} - I_s \cdot \left[ \exp \left( \frac{U + I \cdot R_s}{\tilde{n} \cdot k_B \cdot T} \right) - 1 \right] - \frac{U + I \cdot R_s}{R_{sh}} \quad (3.8)$$

mit

$$I_s = I_{SC} \cdot \exp \left( \frac{-U_{oc}}{k_B \cdot T} \right) \quad (3.9)$$

Zusätzlich wurden für  $U_{oc}$  und  $I_{SC}$  jeweils deren Temperaturabhängigkeit berücksichtigt, basierend auf den experimentellen Ergebnissen bei STC<sup>6</sup>.

Der Gesamtstrom der Zelle ergibt sich demnach unter Vorgabe der anliegenden Spannung durch die Summe der Teilströme der N finiten Elemente zu

$$I^{tot} = \sum_j^N I^j \quad (3.10)$$

**Lokaler Potentialausgleich** Die nachgewiesene lokale Verteilung der Einstrahlungskonzentration, bedingt durch die CPC Spiegel, führt also zu unterschiedlichen lokalen Teilströmen  $I^j$  in den finiten Elementen, welche entsprechend der zugrunde liegenden Theorie zur Degradation des Wirkungsgrades führt. Berücksichtigt man nun, dass die unterschiedlichen Teilströme der finiten Elemente  $I^j$  zu einer Potentialdifferenz zwischen den finiten Elementen untereinander führen, muss ein Ausgleich erfolgen.

<sup>6</sup>Standard test conditions, 25 °C, 1000 W/m<sup>2</sup>

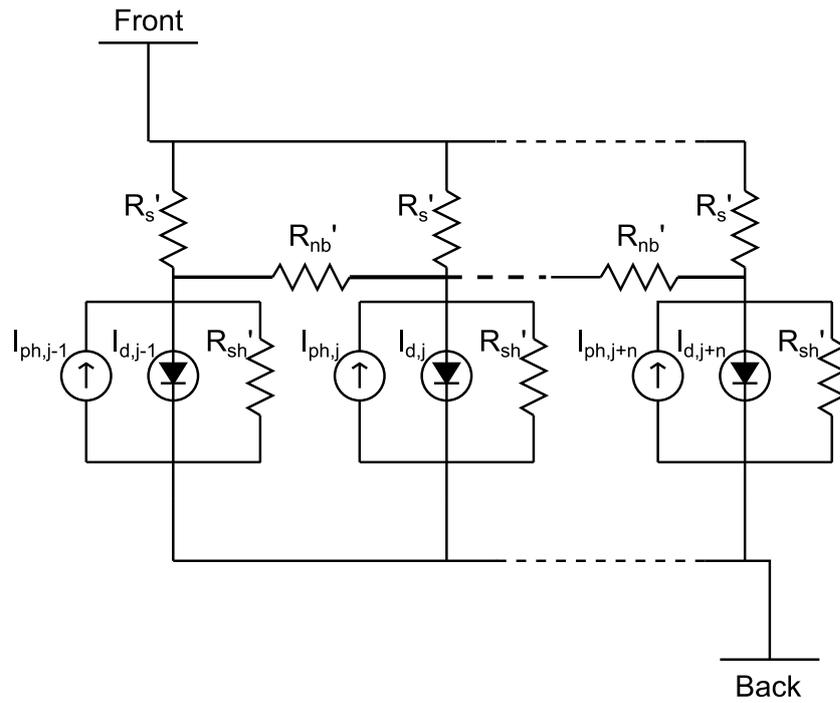


Abbildung 3.12: Ersatzschaltbild von  $n$  parallel geschalteten 1-Diodenmodellen entsprechend  $n$  finiten Elementen im Gesamtmodell.

Dieser wurde in einer Modellerweiterung berücksichtigt, indem dem Ersatzschaltbild ein weiterer Parameter hinzugefügt wurde. Der Nachbarschafts-Widerstand  $R_{nb}$  beschreibt den ohmschen Ausgleichsstrom zwischen benachbarten Zellen, womit das verbesserte Ersatzschaltbild laut Abbildung ?? folgt. Die Berechnung des Potenzialausgleichs, bedingt durch die unterschiedlichen lokalen Strahlungskonzentrationen  $C^j$ , lautet demnach wie folgt:

$$I^j = I(C^j) - \delta I^{j-1} + \delta I^j \quad (3.11)$$

wobei

$$\delta I^j = (U^j - U^{j+1})/R_{nb} \quad (3.12)$$

$R_{nb}$  ist als Parameter im Ersatzschaltbild nicht als physikalische Materialkonstante zu verstehen und lässt sich deshalb nicht unabhängig berechnen. Eine Abschätzung dieses empirischen Wertes erfolgt durch Anpassung des Modells an die experimentell bestimmten Daten des elektrischen IAMs.

**Thermische Modellierung** Die thermische Modellierung der einzelnen finiten Elemente im Gesamtmodell folgt der grundsätzlichen Annahme, dass alle absorbierte Einstrahlung, welche nicht durch die PV-Zelle in elektrische Leistung  $P_{PV}$  umgewandelt wird, zur Erwärmung des jeweiligen Elementes beiträgt (Gleichung ??). Für das  $j$ -te Element folgt daraus:

$$P_{therm}^j = C_{PV}^j \cdot G^j \cdot A_{PV}^j - P_{PV}^j \quad (3.13)$$

wobei das finite Element durch die thermische Leistung  $P_{therm}$  aufgeheizt wird.  $C_{PV}$  beinhaltet zum Zeitpunkt der Absorption durch die PV-Zelle bereits alle optischen Verluste. Für die Oberfläche des j-ten Elements gilt

$$A_{PV}^j = \frac{A_{PV}}{N}$$

Der Wärmefluss zwischen zwei benachbarten Elementen ist weiterhin:

$$\dot{Q}_{nb}^j = A_{nb} \cdot \lambda / d_{nb} \cdot (T^{j-1} - T^j) \quad (3.14)$$

Der Wärmetransport zwischen der PV-Zelle und dem thermischen Absorber wird wie schon erwähnt durch den thermischen Widerstand  $R_{PV}^*$  repräsentiert, so dass:

$$\dot{Q}_{flu}^j = \frac{A_{PV}^j \cdot (T_{PV}^j - T_{abs}^j)}{R_{PV}} \quad (3.15)$$

Der Wärmeverlust der finiten PV-Elemente ergibt sich näherungsweise aus dem Ergebnis der thermischen Modellierung in Kapitel ?? (siehe Abbildung ??) und wird durch die gebräuchliche quadratische Näherung übergeben:

$$\dot{Q}_{loss}^j = a_1 \cdot (T_{PV}^j - T_{amb}) + a_2 \cdot (T_{PV}^j - T_{amb})^2 \quad (3.16)$$

**Zusammenfassung** Das Gesamtmodell berechnet unter Vorgabe einer beliebigen Einstrahlverteilung aus der Strahlverfolgungssimulation den elektrischen PV-Wirkungsgrad durch Verwendung finiter Elemente. Durch die simultane Berechnung thermischer und elektrischer Vorgänge wird die gegenseitige Beeinflussung berücksichtigt.

Als weiteres Ergebnis erhält man die resultierende Temperaturverteilung in der Zellebene. Neben dem CPC-PVT-Absorberaufbau kann auch die herkömmliche thermische Anbindung über ein rückseitiges Fluidrohr abgebildet werden.



## 4 Nachweis höherer Erträge

Zu den generellen Fragen in diesem und ähnlichen Forschungsvorhaben zählt die Formulierung bzw. der Nachweis eines Mehrwertes von PVT-Hybridkollektoren gegenüber einer separaten Aufstellung von Solarthermie und Photovoltaik. Der Primärenergieeinsparung kommt dabei eine besondere Rolle zu, da sowohl finanzielle Rentabilität, aber auch CO<sub>2</sub>-Einsparung mit ihr zusammenhängen, wenn auch in unterschiedlicher Größenordnung.

Nachfolgend soll zuerst eine theoretische Betrachtung des Mehrertrags des CPC-PVT-Kollektors gegenüber einem solarthermischen Kollektor und einem PV-Modul erfolgen. Anschließend wird ein Vergleich des CPC-PVTs mit weiteren Solarkollektoren an Hand der Simulation von typischen Anwendungsfällen angestellt.

### 4.1 Theoretische Betrachtung erzielbarer Gesamterträge

Beim Vergleich von PVT-Kollektoren mit solarthermischen Kollektoren oder PV-Modulen, sowie bei der notwendigen Definition eines Gesamtertrags stellt sich die Frage nach der Bewertung von Strom und Wärme. Der Stromertrag von PV-Modulen und PVT-Kollektoren soll hier unter Vernachlässigung von Speicherung, Umwandlung und/oder Transport zunächst als reine Exergie betrachtet werden. Umgekehrt kann man die solar erzeugte Wärme als reine Primärenergie-Einsparung (PEE) ansehen.

Rechnet man dem durch den PV-Ertrag eingesparten Strom einen Primärenergiefaktor<sup>1</sup> von  $f_p=2,6$  zu, lassen sich Strom und Wärme durch eine gemeinsame Primärenergieeinsparung ausdrücken. Dem Stromertrag bzw. der Stromeinsparung wird damit eine höhere Wertigkeit zugeschrieben.

Für erstere Betrachtungsweise ist der Exergiegehalt als Vergleichsgröße der jeweiligen Energieform naheliegend. Betrachtet man den Exergiegehalt der erzeugten Wärme eines CPC-PVT-Kollektors (Tabelle ??) durch Berechnung über den Carnot-Wirkungsgrad kann ein in Abbildung ?? (links) dargestellter Gesamtertrag berechnet werden. Man sieht wie der Exergieertrag des produzierten Stroms aufgrund des Temperaturkoeffizienten der PV-Zelle mit zunehmender Kollektortemperatur sinkt. Die zunehmende Wertigkeit der produzierten Wärme, welche mit steigender Temperatur sinkt, kann aber diese Verluste an Stromertrag exergetisch überkompensieren. Dies führt, unter den angenommen Randbedingungen, zu einem Maximum der Gesamtexergie bei Kollektortemperaturen von etwa 70...80°C. Die Exergieberechnung nach Carnot ist aber in der Praxis von geringer Aussagekraft, sofern sie als brauchbare Energie zur Erzeugung von mechanischer Energie verstanden wird.

---

<sup>1</sup>Stand 2012

#### 4 Nachweis höherer Erträge

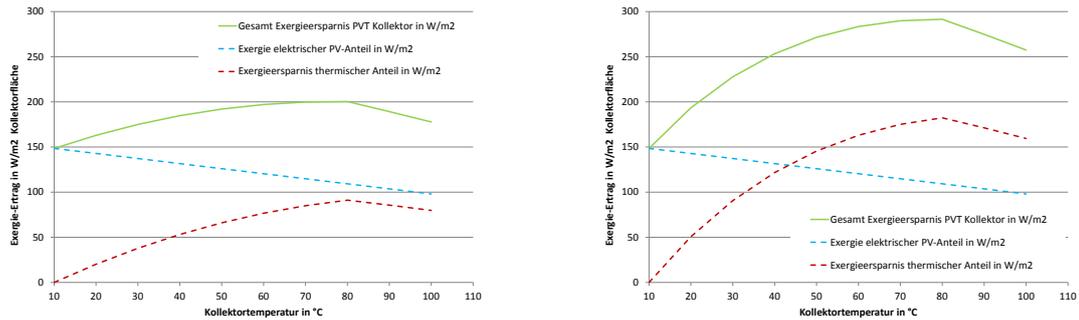


Abbildung 4.1: *links*: Exergieersparnis eines CPC-PVT durch Anhebung der Quelltemperatur einer idealen Kraftwärmemaschine bei  $T_{amb} = 10\text{ °C}$ . *rechts*: Unter Annahme eines Gütefaktor der Kraftwärmemaschine von  $GF = 0,5$ .

Um die Erzeugung von Wärme durch Solarkollektoren anschaulich zu bewerten, hilft folgende Betrachtung: Die vor Ort erzeugte Wärme ersetzt in der Regel einen Teil der konventionell erzeugten Wärme. Diese wird entweder durch Verbrennung erzeugt. Dann ist es sinnvoll die Einsparung von Primärenergie bei der Bewertung von Solarenergie zu berechnen. Die konventionelle Wärmeerzeugung kann aber auch durch eine Kraftwärmemaschine erfolgen. In Abbildung ?? (links) wird die fiktive Einsparung von Exergie in Form von elektrischer Antriebsenergie einer idealen Wärmepumpe durch Anhebung der Quelltemperatur gezeigt (siehe Tabelle ??). Somit wird der solarthermische erzeugten Wärme eine Exergieersparnis zugeordnet, welche exakt dem oben beschriebenen Exergieinhalt nach Carnot entspricht.

Berücksichtigt man weiterhin einen Gütefaktor von  $GF=0,5$  einer realen Wärmepumpe (Abbildung rechts), so wird die Einsparung des thermischen Ertrags im Betrag größer, die Temperaturabhängigkeit bleibt jedoch erhalten. Letztere zeigt, dass für die angenommenen Randbedingungen ein idealer Betrieb maximaler Exergieeffizienz des CPC-PVTs in einem Temperaturbereich von etwa  $60 \dots 80\text{ °C}$  liegt.

Tabelle 4.1: Randbedingung der Berechnung der Exergieersparnis.

Einstrahlung $G$	$\text{W/m}^2$	1000
Außentemperatur $T_{amb}$	$\text{°C}$	10
Heiztemperatur	$\text{°C}$	80
Gütefaktor $GF$	-	1,0 bzw. 0,5
$\eta_0$	-	0,71
$a_1$	$\text{W/m}^2/\text{K}$	1,85
$a_2$	$\text{W/m}^2/\text{K}^2$	0,01
$\eta_{pv}$	-	0,14
$k_T$	$1/\text{K}$	0,004

Ein wichtiger Einfluss bei der Vorhersage des Ertrags eines CPC-PVT-Kollektors ist

die Optik der CPC-Reflektoren, also der IAM<sup>2</sup>, sowie der Standort und die Strahlungsbedingungen. Aus diesem Grund wurden Jahressimulationen in TRNSYS durchgeführt, um den Einfluss des Verlaufs der Sonne auf Tages- und Jahresbasis zu quantifizieren und dabei die optischen Verluste des CPC-Reflektors zu berücksichtigen. Als Vergleich wurde zusätzlich ein solarthermischer Flachkollektor unter den gleichen Randbedingungen simuliert. Die ermittelten Erträge werden dann mit dem Ertrag eines PV-Moduls verglichen.

Durch den eingeschränkten Akzeptanzwinkelbereich der Reflektoren, bedingt durch die Strahlungskonzentration, treten Verluste  $(1 - \eta_{CPC}^{diff})$  an Diffusstrahlung auf. Der Anteil an akzeptierter Diffusstrahlung eines angestellten CPCs kann unter Annahme einer isotropen Verteilung der Einstrahlung in erster Näherung wie folgt abgeschätzt werden:

$$\eta_{CPC}^{diff} = \frac{2 \cdot \theta_A}{180^\circ - \beta} \quad (4.1)$$

mit dem Akzeptanzwinkel  $\theta_A$  und Anstellwinkel<sup>3</sup>  $\beta$ .

Weiterhin wird der Verlust an PV-Effizienz miteinbezogen, welcher aus dem Anstieg der Kollektor- und damit Zelltemperatur resultiert. Für ein klares Ergebnis zum Einfluss der Optik wurde angenommen, dass der CPC-PVT im  $U_{oc}$ -Betrieb eine vergleichbare thermische Effizienz wie der untersuchte solarthermische Flachkollektor hat. Für eine hohe Strahlungskonzentration von  $C=3,24$  (entspricht  $\theta_A=18^\circ$ ) des CPCs ist dies laut thermischer Simulation plausibel. Das PV-Modul wiederum besitzt die gleiche elektrische Effizienz wie der CPC-PVT. Die Simulationsrandbedingungen werden in Tabelle ?? gezeigt.

Berechnet wird der reine Kollektorertrag ohne Verwendung eines thermischen Speichers und unter Annahme einer perfekten Wärmesenke. Ab Erreichen einer vorgegebenen Arbeitstemperatur  $T_A$  wird die Kollektorumwälzpumpe mit einem variablen Volumenstrom aktiviert, welcher auf eine Temperaturspreizung am Kollektor von  $\Delta T=5$  K geregelt wird.

Als Ergebnis erhält man für die drei Kollektorarten einen energetischen Jahresertrag, wobei Strom und Wärme nach Primärenergie- und CO<sub>2</sub>-Einsparung bewertet werden können. Der Ertrag wird separat für unterschiedliche Arbeitstemperaturen von  $T_A = 20^\circ\text{C}$  bis  $110^\circ\text{C}$  berechnet.

Die energetischen Ergebnisse von Strom- und Wärmeertrag lassen sich nun also als Primärenergieeinsparung (PEE) ausdrücken. Betrachtet man Abbildung ?? (links), so lässt sich erkennen, dass für niedrige Arbeitstemperaturen die PEE von solarthermischem und CPC-PVT-Kollektor fast identisch ist. Mit zunehmenden Kollektor-Arbeitstemperaturen steigt die PEE des CPC-PVTs gegenüber dem solarthermischen Kollektor. Grund dafür ist, dass die PV-Effizienz des CPC-PVTs mit steigender Temperatur proportional weniger Effizienzverlust aufweist als dessen thermische Effizienz. Der rein elektrische Ertrag des PV-Moduls ist unabhängig von der definierten Arbeitstemperatur. Es zeigt sich, dass der CPC-PVT bis zu einer Arbeitstemperatur von etwa  $T_A=85^\circ\text{C}$  mehr Primärenergie einspart als ein reines PV-Modul.

Abbildung ?? (rechts) zeigt die Aufschlüsselung der PEE des CPC-PVTs in elektri-

---

<sup>2</sup>Incidence Angle Modifier

<sup>3</sup>Kollektorneigung

Tabelle 4.2: Randbedingungen der Jahressimulation.

Kollektor Azimuth	°	0
Anstellung	°	45
Aperturfläche	m <sup>2</sup>	6
Wetterdaten		Meteonorm tm2 DE-Munich-Riem
$\eta_0$	-	0,79
$a_1$	W/m <sup>2</sup> /K	3,4
$a_2$	W/m <sup>2</sup> /K <sup>2</sup>	0,0131
Akzeptanzwinkel CPC	°	18
Konzentration CPC	-	3,24
Temperaturspreizung	K	5
Massenstrom	kg/s	variabel
$\eta_{pv}$	-	0,14
$k_T$	1/K	0,004

schen und thermischen Anteil. Man erkennt, wie der elektrische Anteil langsamer sinkt im Vergleich zum thermischen Anteil.

Geht man von einem Haushalt mit einer Wärmeerzeugung durch Erdgas aus und nimmt einen Strombezug aus dem deutschen Stromnetz [?] an, so lässt sich der Einsparung von Strom und Wärme durch die Solarkollektoren eine CO<sub>2</sub>-Einsparung zuordnen.

Hier fällt die Bilanz nicht so eindeutig wie bei der Betrachtung der PEE aus (Abbildung ??, links). Für niedrige Arbeitstemperaturen zeigt der solarthermische Kollektor eine höhere CO<sub>2</sub>-Einsparung als der CPC-PVT aufgrund des hohen thermischen Ertrags. Für hohe Arbeitstemperaturen zeigt sich der CPC-PVT effektiver in der CO<sub>2</sub>-Einsparung, da mit sinkender thermischer Effizienz die Bedeutung des Stromertrags steigt. Aus Sicht der CO<sub>2</sub>-Einsparung ist ein Betrieb von solarthermischen und CPC-PVT-Kollektoren bis Arbeitstemperaturen von  $T_A = 80^\circ\text{C}$  bis  $90^\circ\text{C}$  sinnvoll.

Abbildung ?? (rechts) zeigt analog zur PEE die Zusammensetzung der CO<sub>2</sub>-Einsparung des CPC-PVTs aus Strom- und Wärmeanteil. Für Arbeitstemperaturen bis ca.  $T_A=65^\circ\text{C}$  ist die CO<sub>2</sub>-Einsparung des thermischen Ertrags höher als die des PV-Ertrags.

## Zusammenfassung

- Bei der Ermittlung der Primärenergieeinsparung auf Jahresbasis zeigte der CPC-PVT eine größere Einsparung im Vergleich zu einem solarthermischen Flachkollektor, vor allem für höhere Kollektor-Arbeitstemperaturen.
- Für Temperaturen bis  $85^\circ\text{C}$  ist aus Sicht der Primärenergieeinsparung der CPC-PVT einem reinen PV-Modul vorzuziehen.
- Sowohl solarthermischer als auch CPC-PVT-Kollektor sind bei der Berechnung der CO<sub>2</sub>-Einsparung einem PV-Modul bis zu einer Temperatur von  $80^\circ\text{C}$  bis  $90^\circ\text{C}$  vorzuziehen.

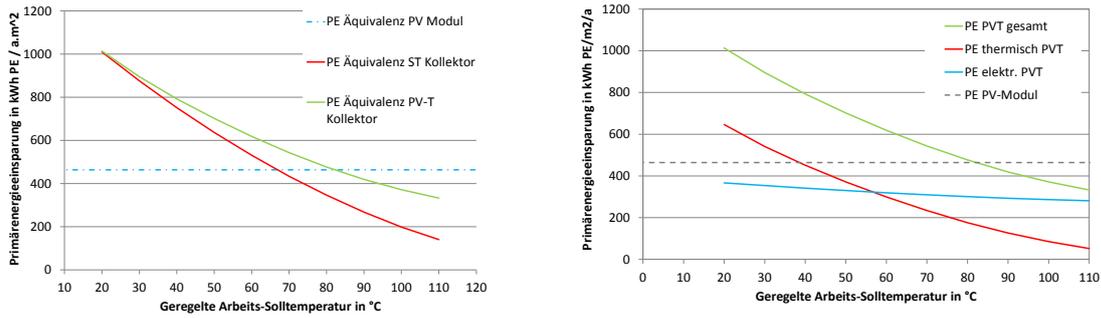


Abbildung 4.2: *links*: Vergleich der PEE der drei Kollektorarten unter Variation der Kollektor-Arbeitstemperatur in einer Jahressimulation am Standort München. *rechts*: Zusammensetzung der PEE des CPC-PVTs nach Strom-, Wärme- und Gesamtanteil.

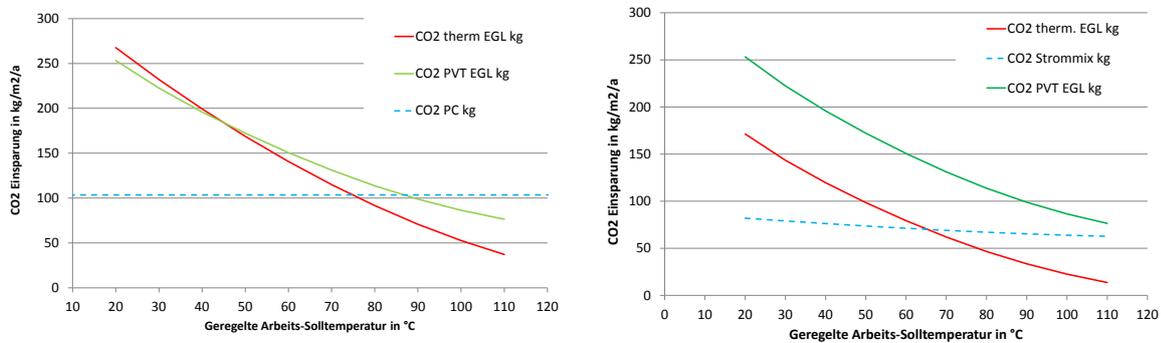


Abbildung 4.3: *links*: Vergleich der CO<sub>2</sub>-Einsparung der drei Kollektorarten unter Variation der Kollektor-Arbeitstemperatur in einer Jahressimulation am Standort München. *rechts*: Zusammensetzung der CO<sub>2</sub>-Einsparung des CPC-PVTs nach Strom-, Wärme- und Gesamtanteil.

## 4.2 Simulation des anwendungsbezogenen Jahresertrags

In Kapitel ?? wurde grundsätzlich der Vergleich von reiner Solarthermie und Photovoltaik zu einem CPC-PVT-Kollektor angestellt. Dabei wurden thermische, elektrische und optische Effizienz der unterschiedlichen Kollektoren miteinbezogen und damit der maximale Kollektorjahresertrag berechnet für eine bestimmte Arbeitstemperatur  $T_A$ .

Gerade die tatsächliche Arbeitstemperatur, welche dem Kollektor durch das jeweilige System vorgegeben wird, ist jedoch entscheidend, wenn es um die letztendliche Bilanz des jeweiligen Solarkollektors hinsichtlich Ertrag, Primärenergie- und CO<sub>2</sub>-Einsparung geht.

Aus diesem Grund wurden im folgenden Kapitel der Jahresertrag anhand von Referenzanwendungsfällen für den CPC-PVT und drei weitere Solarkollektorarten untersucht

## 4 Nachweis höherer Erträge

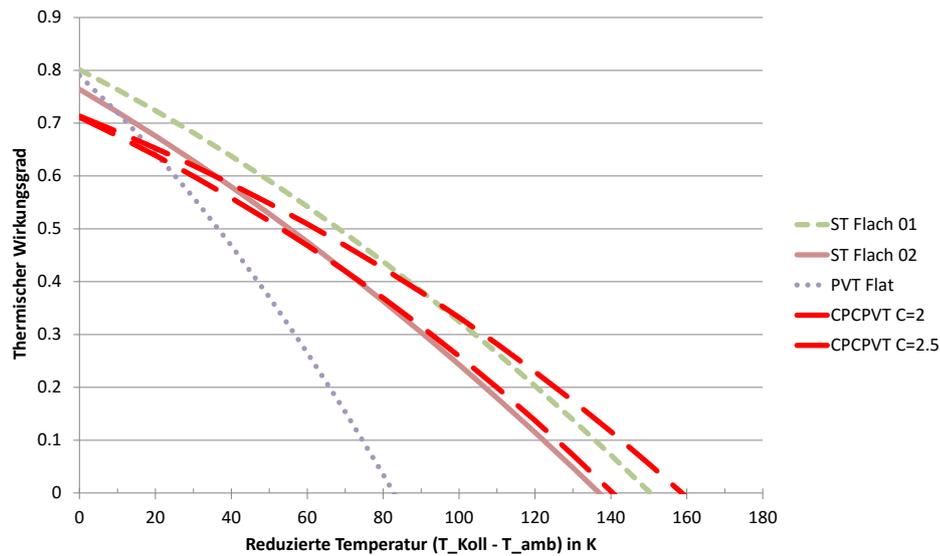


Abbildung 4.4: Vergleich der thermischen Wirkungsgradkennlinien der untersuchten Kollektortypen.

und bewertet. Diese Anwendungen geben dabei den Standort, das Klima, den Lastgang und die auftretenden Kollektorvorlauftemperaturen im Jahresverlauf vor.

Untersucht wurden neben dem CPC-PVT-Kollektor zwei solarthermische Flachkollektoren aus dem mittleren und oberen Leistungssegment sowie ein abgedeckter PVT-Flachkollektor. Die Effizienzvorsagen der beiden PVT-Kollektoren wurden durch das Knotenmodell in Kapitel ?? berechnet. Die thermischen Effizienzkurven werden in Abbildung ?? gezeigt. Die Parameter der jeweiligen Kollektoreffizienz sind im Anhang ?? in Tabelle ?? gezeigt. Für den CPC-PVT werden beispielhaft zwei Konfigurationen mit Strahlungskonzentration  $C=2,0$  und  $C=2,5$  dargestellt. Der Akzeptanzwinkel  $\theta_A$  bzw. die Strahlungskonzentration  $C$  des CPC-PVTs wird für jeden Anwendungsfall durch Optimierungsrechnung bestimmt.

Als Orientierung wird zu jedem simulierten Anwendungsfall der Ertrag eines PV-Moduls unter Berücksichtigung dessen Modultemperatur dynamisch berechnet. Dargestellt wird lediglich der reine Modulertrag ohne Abzüge durch Wechselrichter oder elektrischer Speicherung. Der dargestellte PV-Ertrag ist lediglich als eine Veranschaulichung gedacht und dient nicht einer Wärmeerzeugung für den Anwendungsfall.

Für alle Kollektorarten (solarthermisch, PV-Modul, PVT) wurde dasselbe Kollektormodell (Kapitel ??) verwendet. Alle Randbedingungen zu den TRNSYS-Simulationen sind im Anhang ?? aufgelistet.

### 4.2.1 Bewertung des elektrischen und thermischen Ertrags

Es muss zuerst auf die Bewertungskriterien für den Vergleich von Wärme- und Strom einsparung eingegangen werden, um einen PVT-Kollektor mit rein solarthermischen Kollektoren und PV-Modulen vergleichen zu können. Die Bewertung erfolgt anhand der Primärenergieeinsparung (PEE) eines Jahres, wobei wieder ein Primärenergiefaktor von

$f_p = 2,6$  für den PV-Ertrag  $E_{PV}$  angesetzt wird.

Die eingesparte Wärme durch einen thermischen Kollektor ertrag  $Q_{use}$  wird als 100 % PEE definiert, sodass

$$PEE = E_{PV} \cdot f_p + Q_{use} \quad (4.2)$$

Die Einsparung von Primärenergie erscheint volkswirtschaftlich, wie auch aus Klimaschutzgründen als bedeutendste Größe. Die Verwendung von Primärenergiefaktoren spiegelt die unterschiedliche Wertigkeit von Wärme und elektrischer Energie wider.

Ein gerechter Vergleich des thermischen Jahresertrags der unterschiedlichen Kollektoren gestaltet sich schwierig. Nimmt man für den Vergleich eine konstante Kollektorfläche an, so entstehen unterschiedliche solare Deckungsraten durch die unterschiedliche thermische Effizienz der Kollektoren.

Dies führt jedoch dazu, dass gute Kollektoren bei höheren Vorlauftemperaturen arbeiten, wenn man die Größe des thermischen Speichers konstant lässt. Somit werden thermisch effizientere Kollektoren in diesem Vergleich benachteiligt. Der Vergleich der Kollektorerträge der unterschiedlichen Solarkollektoren erfolgt also auf zwei Arten:

**Bewertung a)** Die Forderung einer konstanten solaren Deckung bietet für die Vergleichbarkeit zwei Vorteile: Die Jahresverteilung der Speichertemperatur (und somit der Kollektorvorlauftemperatur) sollte für alle Kollektortypen annähernd gleich sein. Als Ergebnis dieses Vergleichs erhält man die Kollektorfläche, welche benötigt wird, um diese solare Deckung zu erreichen. Ein thermisch effizienter Kollektor wird somit weniger Dachfläche bei gleicher solarer Deckung benötigen.

**Bewertung b)** Der Gesamtertrag einer verfügbaren Dachfläche berechnet sich über die gleichzeitige Installation von solarthermischen Kollektoren neben PV-Modulen (ST + PV), bzw. von PVT-Kollektoren neben PV-Modulen (PVT+PV) (Nachfolgend auch Sidy-by-Side genannt).

Die insgesamt verfügbare Dachfläche wird als Randbedingung vorgegeben. Dabei wird auch weiterhin eine bestimmte solare Deckungsrate gefordert. Die Dachfläche, welche nicht zur solaren Deckung des thermischen Bedarfs der jeweiligen Anwendung benötigt wird, wird mit PV-Modulen aufgefüllt. Somit kann für eine verfügbare Dachfläche die Jahresprimärenergieeinsparung berechnet werden. Das Ergebnis bezieht sich im Gegensatz zum Bewertungskriterium a) nun nicht mehr auf unterschiedliche Kollektorflächen.

Analog zur Berechnung in Kapitel ?? wird die Bedeutung der Kollektorarbeitstemperatur  $T_A$  insofern berücksichtigt, als dass die Temperaturanforderung der jeweiligen Anwendung sowie ein vorgegebener solarer Deckungsgrad befriedigt werden müssen.

**Aussagekraft** Alle Simulationen unterliegen stark den gewählten Randbedingungen wie Speichergöße, Schichtladeverhalten, angenommene Last, Wetterdatensatz, solare Deckungsrate oder verfügbare Dachfläche (siehe Anhang ??).

## 4.2.2 Brauchwarmwasserbereitung

Durch die Erhöhung der thermischen Effizienz des CPC-PVTs über schwache Strahlungskonzentration und seine Aufstellung als Flachkollektor ohne Nachführung sollen

klassische Anwendungsgebiete der Solarthermie erschlossen werden.

Die Bereitung von Brauchwarmwasser in Wohn- und Nutzgebäuden zählt zu der häufigsten Anwendung in der Niedertemperatursolarthermie. Der Bedarf ist ganzjährig und jahreszeitlich unabhängig. Die Nutztemperatur beträgt 45 °C, die Speicheraustrittstemperatur muss jedoch aus hygienischen Gründen auf 60 °C gehalten werden. Die Temperaturhaltung im oberen Speicherbereich wird durch Heizung mit einer nicht spezifizierten Primärenergiequelle garantiert. Das Jahresintegral des Energieverbrauchs dieser Heizung geht dann in die Berechnung der solaren Deckungsrate ein.

Die Simulation dieses Anwendungsfalls war aus strategischen Gründen von Bedeutung für das Forschungsvorhaben, da die Bereitung von Brauchwarmwasser allgemein für die Vorhersage des solarthermischen Kollektorertrags verwendet wird. Die Beurteilung durch diese Standardanwendung ist zwar nicht durch eine Richtlinie reglementiert, die angenommenen Randbedingungen sind jedoch allgemein bekannt und akzeptiert. So konnte diese Simulation dazu verwendet werden, das eigene Kollektormodell (Kapitel ??) zu validieren.

### Standort München

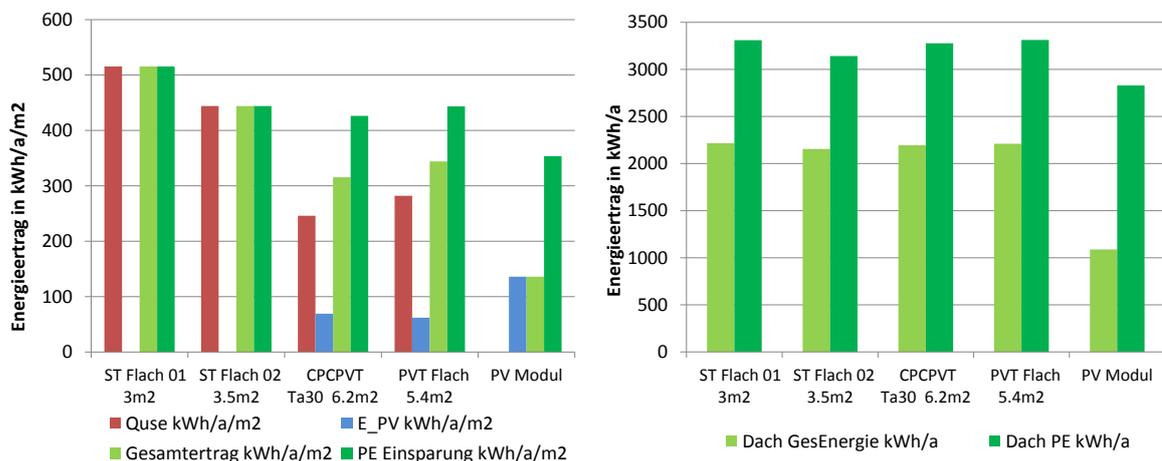


Abbildung 4.5: Brauchwarmwasserbereitung - *links*: Simulativ ermittelter energetischer Ertrag pro m<sup>2</sup> Kollektorfläche. *rechts*: Simulativ ermittelter energetischer Gesamtertrag bei einer Dachfläche von 8 m<sup>2</sup>.

Abbildung ?? zeigt die spezifischen Jahreserträge der fünf Kollektorarten für die solarthermische Unterstützung der Bereitung von Brauchwarmwasser von 45 °C. Der Bedarf von Brauchwarmwasser ist ganzjährig etwa gleichbleibend. Die Kollektorvorlauftemperaturen sind das meiste Jahr günstig, da der Kollektorvorlauf aus dem unteren Speicherbereich gespeist wird (siehe Abbildung ??).

Das Diagramm zeigt den rein thermischen Ertrag  $Q_{use}$ , sowie gegebenenfalls den elektrischen Ertrag  $E_{PV}$ . Für die PVT-Kollektoren gilt ebenso wie für das PV-Modul, dass lediglich der reine Modulertrag ohne Abzüge durch Wechselrichter, Speicherung oder Netzeinspeisung angegeben wird. Zusätzlich wird, wie oben beschrieben, die Primärenergieeinsparung (PEE) des jeweiligen Kollektortyps angegeben, welche im folgenden

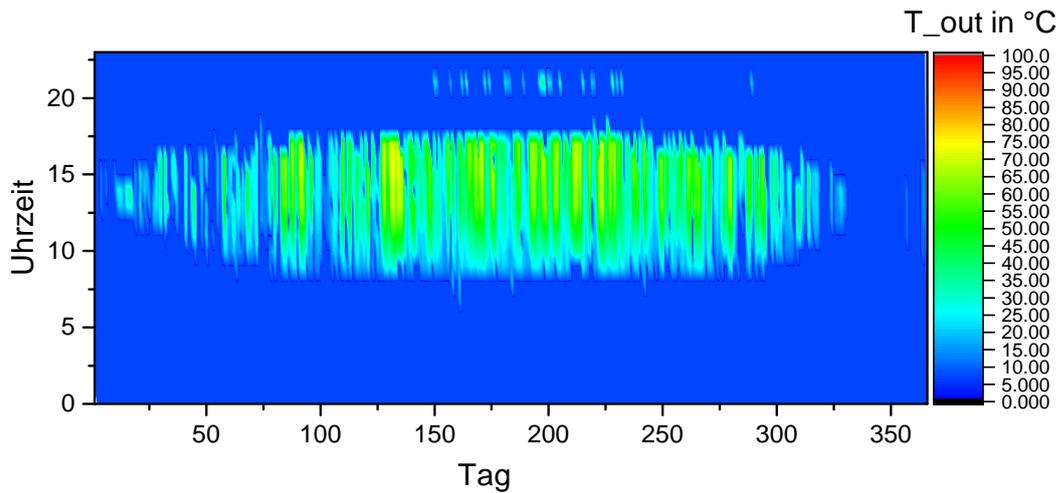


Abbildung 4.6: 3D Rasterdiagramm der Kollektorvorlauftemperatur für eine solare Brauchwarmwasserbereitung am Standort München. Werte für laufende Kollektorpumpe.

Verlauf hier als maßgeblich behandelt wird. Für rein solarthermische Kollektoren stimmen demnach thermischer Ertrag, gesamtenergetischer Ertrag und PEE überein.

Die höchsten Energie- und Primärenergieeinsparungen zeigt der effiziente solarthermische Kollektor „ST Flach 01“. Der CPC-PVT und der PVT-Flachkollektor zeigen in der Primärenergieeinsparung ähnliche Werte wie der weniger effiziente Kollektor „ST Flach02“. Für den PVT-Flachkollektor ist dieses Einsatzgebiet sehr attraktiv. Niedrige Kollektorvorlauftemperaturen verlangen einen hohen optischen Wirkungsgrad und wenig thermische Effizienz. Im Gegensatz zum CPC-PVT-Kollektor erzielt der PVT Flachkollektor auch bei diffusen Lichtbedingungen gute Erträge.

Für den CPC-PVT-Kollektor, dessen Konfiguration auf  $\theta_A=30^\circ$  und  $C=2$  optimiert wurde, sind die Randbedingungen dieses Einsatzgebietes prinzipiell unpassend: geringe Direktstrahlung im Betrachtungsgebiet des Wetterdatensatzes (DWD, TRY2010, Region 13), vor allem im Winterbetrieb, sowie geringe Wärmesenktemperaturen. Durch die großzügige Auslegung des Warmwasser-Schichtspeichers und die Entnahme der Kollektorvorlauftemperatur aus dessen unterster Schicht, bleiben die Kollektor-Arbeits-temperaturen vorwiegend niedrig und die verbesserte thermische Effizienz im oberen Temperaturbereich des CPC-PVT kommt nicht zum Tragen. Somit werden in diesem Anwendungsbeispiel thermische Kollektoren mit hohen optischen Wirkungsgraden bevorzugt.

Auf der x-Achse von Abbildung ?? (links) sind die Kollektorflächen, welche benötigt werden, um den geforderten solaren Deckungsanteil von 40 % zu erreichen, mit angegeben. Nach der oben beschriebenen zweiten Bewertungsmethode b) wird nun die Jahresgesamteinsparung bezogen auf die gesamte Dachfläche von  $8 \text{ m}^2$  berechnet.

In Abbildung ?? (rechts) zeigen alle Kollektoren eine vergleichbare Jahresprimärenergieeinsparung, bezogen auf die verfügbare Dachfläche (unter Einhaltung der geforderten Deckungsrate). Diese Art der Ertragsbetrachtung scheint hier unpassend, da thermisch effiziente Kollektoren durch den höheren Zubau von PV an Gesamteffizienz einbüßen.

Abschließend ist weiterhin anzumerken, dass alle thermischen Kollektorarten eine deutlich höhere PEE zeigen als ein reines PV-Modul.

### 4.2.3 Solare Kombianlage

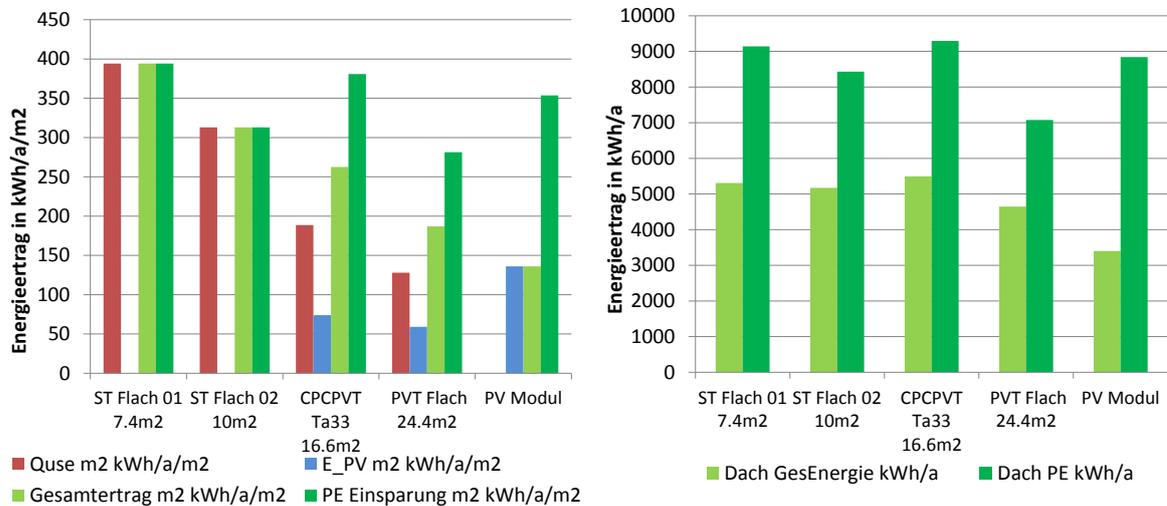


Abbildung 4.7: Kombisystem in München - *links*: Simulativ ermittelter energetischer Ertrag pro m<sup>2</sup> Kollektorfläche. *rechts*: Simulativ ermittelter energetischer Gesamtertrag bei einer Dachfläche von 25 m<sup>2</sup>.

**Standort München** Der Anwendungsfall „solarthermisch unterstützte Kombianlange“ zeichnet sich durch seine höhere Anwendungstemperatur und damit Speicher- und Kollektorvorlaufstemperatur aus. Die benötigte Heizwärme erstreckt sich natürlich über die direktstrahlungsarmen Wintermonate. Die ganzjährig anfallende Brauchwarmwasserbereitung speist kaltes Brunnenwasser in den unteren Speicherbereich ein und führt dadurch zu niedrigeren Kollektorvorlaufstemperaturen.

Als Raumheizung wurde eine konventionelle Raumheizung mit 65 °C Vorlaufstemperatur und einer Spreizung von  $\Delta T=25$  K (entspricht einer Rücklaufstemperatur von 40 °C) angenommen.

Abbildung ?? zeigt, dass der CPC-PVT-Kollektor, hier ausgelegt mit einer Konfiguration von  $\theta_A=33^\circ$  und  $C=1,84$ , aufgrund der höheren Anwendungstemperatur den PVT-Flachkollektor nun im Ertrag übertrifft. Durch die höheren Anwendungs- und Kollektortemperaturen (Abbildung ??) kommt die verbesserte Effizienz des CPC-PVT jetzt zum Tragen.

Trotz des zeitlich ungünstigen Heizwärmebedarfs im Winter ist der CPC-PVT-Kollektor primärenergetisch etwa vergleichbar mit einem guten solarthermischen Kollektor „ST Flach 01“, auch wegen des zusätzlichen elektrischen PV-Ertrags in den Sommermonaten. Betrachtet man die benötigte Dachfläche für eine geforderte solare Deckungsrate von  $SD=30\%$ , so zeigen sich große Unterschiede zu den thermischen Kollektoren im Faktor von etwa 1,5 bis 2. Allgemein führt die gestiegene Anwendungs- bzw. Speichertemperatur bei allen Systemen zur Verringerung des thermischen Ertrags.

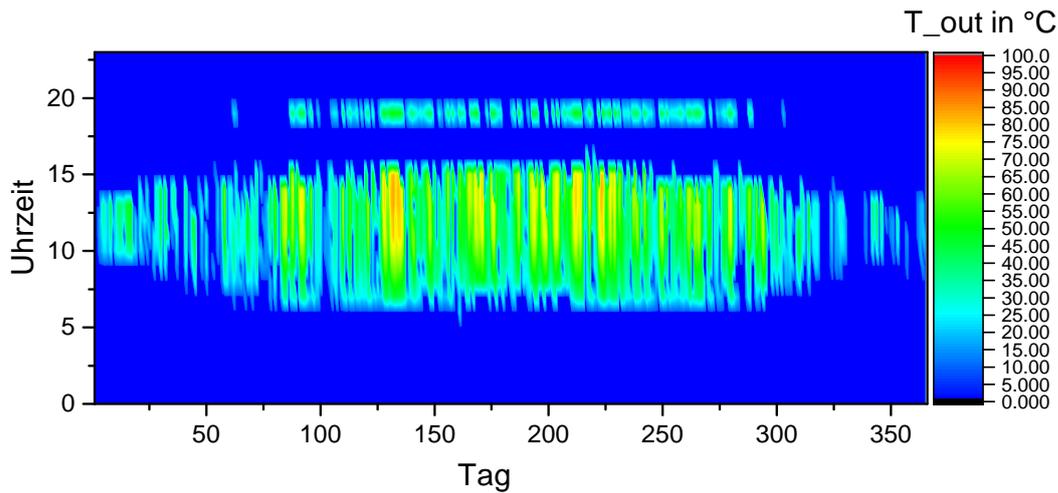


Abbildung 4.8: 3D Rasterdiagramm der Kollektorvorlauftemperatur für eine solare Kombianlage am Standort München. Werte für laufende Kollektorpumpe.

Überträgt man diese Ergebnisse nun auf den Gesamtertrag einer maximal verfügbaren Dachfläche von  $25 \text{ m}^2$  (solare Deckung 30 %), kann der Kollektor „ST Flach02“ etwas aufholen, die obige Schlussfolgerung bleibt aber bestehen. Der CPC-PVT zeigt sich in der Betrachtung der Gesamtdachfläche jetzt sogar leicht im Vorteil gegenüber den rein thermischen Kollektoren, sowie dem hier angenommenen PVT-Flachkollektor.

Erstmals zeigt der Referenzfall des idealisierten PV-Ertrags eine höhere PE-Einsparung als der schwächere thermische Kollektor „ST Flach 02“ und der PVT-Flachkollektor. Allerdings deckt dieser PV-Ertrag natürlich nicht den Anwendungsbedarf und unterliegt auch keinen Systemverlusten.

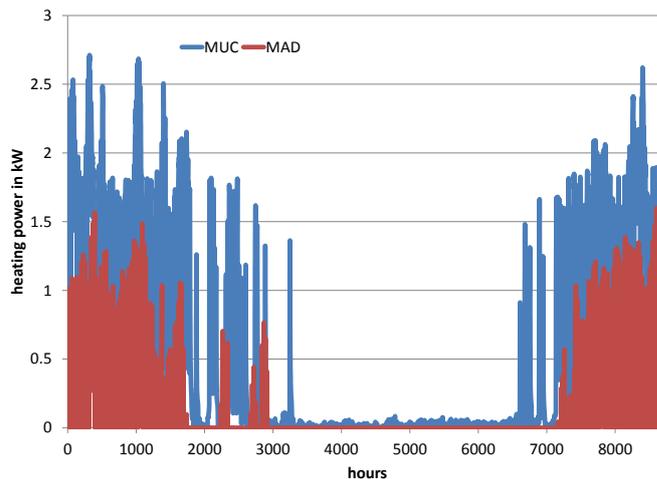


Abbildung 4.9: Vergleich der Heizlasten für den Standort in München und Madrid.

## 4 Nachweis höherer Erträge

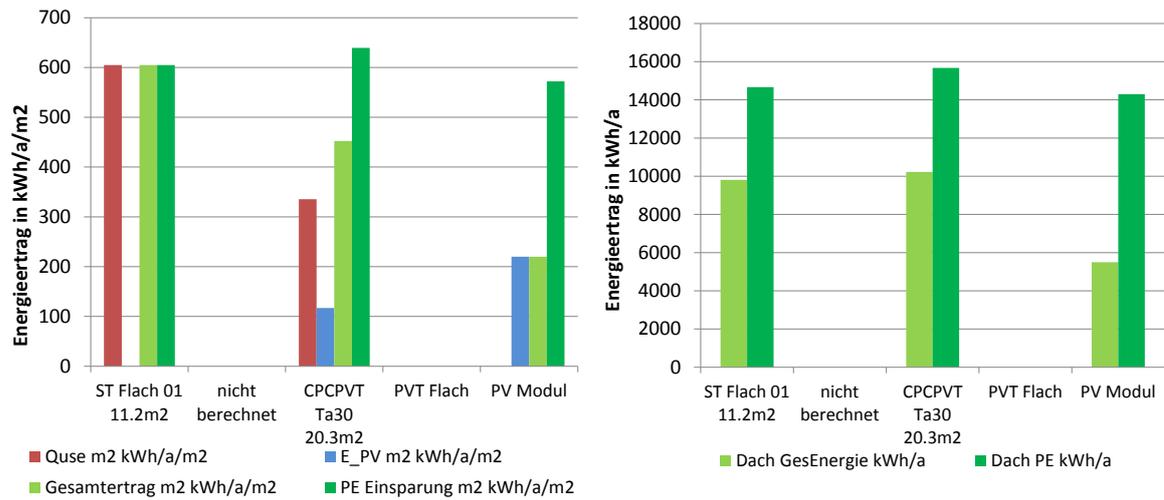


Abbildung 4.10: Kombisystem in Madrid - *links*: Simulativ ermittelter energetischer Ertrag pro m<sup>2</sup> Kollektorfläche. *rechts*: Simulativ ermittelter energetischer Gesamtertrag bei einer Dachfläche von 25 m<sup>2</sup>.

**Standort Madrid** Bei der Verlagerung des Standortes von München nach Madrid ändert sich natürlich der Betrag der jährlichen Einstrahlung, der mit  $1662 \frac{\text{kWh}}{\text{a} \cdot \text{m}^2}$  gegenüber  $1022 \frac{\text{kWh}}{\text{a} \cdot \text{m}^2}$  in München deutlich höher ausfällt. Es verändert sich aber auch das Direkt- zu Diffusstrahlungsverhältnis, vor allem in den Wintermonaten.

Für die Berechnung der Heizlast wurde das betrachtete Gebäude identisch von München nach Madrid verschoben und die Heizlast neu simuliert. Der Heizbedarf ist in Madrid somit geringer. Der Vergleich der unterschiedlichen Heizlasten ist in Abbildung ?? dargestellt.

Abbildung ?? zeigt nun durch die günstigeren Direktstrahlungsverhältnisse zum ersten Mal einen nennenswerten Mehrertrag des CPC-PVTs gegenüber dem konventionellen thermischen Kollektor, welcher bei der Betrachtung der gesamten Dachfläche von 25 m<sup>2</sup> bestehen bleibt, da thermische und elektrische Primärenergieeinsparung in derselben Größenordnung liegen.

Der PVT Flachkollektor konnte die bewusst sehr hoch angesetzte geforderte solare Deckung von 75 % nicht erbringen und fällt deswegen aus der Ansicht raus. Die Forderung dieser hohen solaren Deckung führt zu hohen Speicher- und Kollektortemperaturen und verlangt demnach eine gute thermische Effizienz in diesem Bereich. Dieser Anwendungsfall scheint also auch wegen den thermischen Anforderungen auf Grund der Strahlungskonzentration von  $C=2$  (also  $\theta_A = \pm 30^\circ$ ) passend für den CPC-PVT.

### 4.2.4 Solare Kühlung

Die solarthermische Unterstützung einer Gebäudekühlung mit einer einstufigen Absorptionskältemaschine<sup>4</sup> scheint als Anwendungsfall für den CPC-PVT sehr geeignet.

Trotz Optimierung des Akzeptanzwinkels des CPC-PVT auf den Sonnenverlauf treten bei diesem Kollektortyp, bedingt durch die Reflektoren, Verluste an Diffusstrahlung auf.

<sup>4</sup>Abk.: AKM

Dies wirkt sich vor allem bei Anwendungsszenarien mit Lasten in den Wintermonaten negativ aus. Für konzentrierende solarthermische Kollektoren und den CPC-PVT im Speziellen ist eine Lastverteilung auf Jahreszeiten mit hohen Direktstrahlungsanteilen erstrebenswert.

Die bisherigen Anwendungsfälle konnten für den Standort in München keinen nennenswerten Mehrertrag des CPC-PVT gegenüber konventionellen Kollektoren aufzeigen. Für eine solare Brauchwarmwasserbereitung sind die Kollektorvorlauftemperaturen auf Grund des niedrigeren optischen Wirkungsgrades zu gering, um über den CPC-PVT einen Mehrertrag zu generieren. Bei solarer Heizungsunterstützung liegen die Hauptbetriebsstunden im Winter und somit in einer Zeit mit sehr hohem Diffusstrahlungsanteil, welcher vom CPC-PVT nur zu etwa 40 % verwertet werden kann.

Es liegt also nahe, eine solarthermisch unterstützte Gebäudekühlung über eine einstufige Absorptionskältemaschine zu untersuchen. Entscheidend ist, dass Wärmebedarf und solares Angebot übereinstimmen, und dass die Hauptbetriebsstunden in Zeiten mit hohem Direktstrahlungsanteil fallen, was dem CPC-PVT-Prinzip entgegenkommt.

Betrachtet wurde die Kühlung eines Bürogebäudes mit 2000 m<sup>2</sup> Nutzfläche. Einstufige Absorptionskältemaschinen benötigen Antriebswärme mit Temperaturen von ca.  $T > 75^\circ\text{C}$  (vergleiche Kollektorvorlauftemperatur Abbildung ??). Die Kühllastdaten wurden mit dem „Polysmart Load Generator“ [?] erstellt. Das Bürogebäude wurde erneut für den Standort München und Madrid gerechnet. Dabei wurde angenommen, dass die solare Wärme über einen vollständig durchmischten Pufferspeicher an die AKM weitergegeben wird. Der Puffer erhöht die jährliche solare Deckung und die Durchmischung sorgt für eine klarere Aussage des Ergebnisses, da die Kollektorvorlauftemperatur nicht durch das Schichtverhalten beeinträchtigt wird.

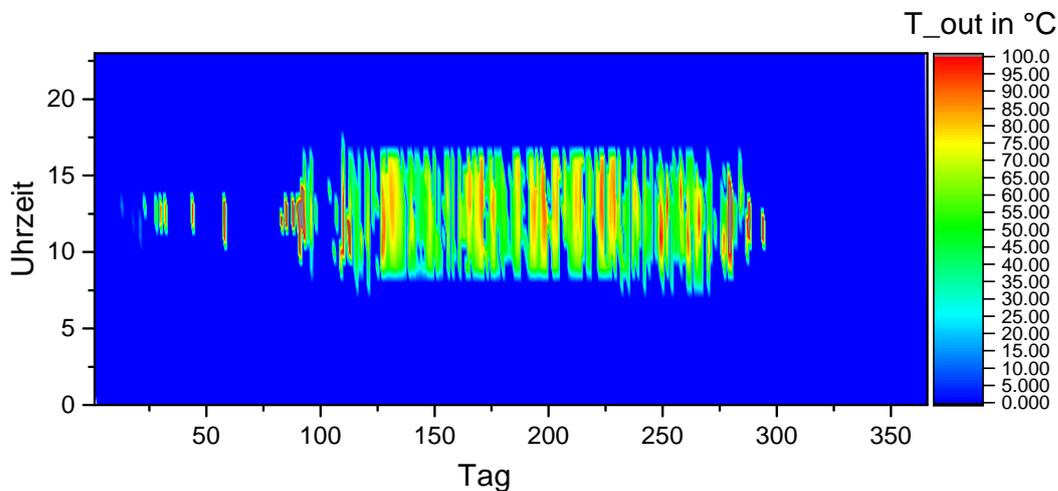


Abbildung 4.11: 3D Rasterdiagramm der Kollektorvorlauftemperatur für eine solare Gebäudekühlung am Standort München.

Die Absorptionskältemaschine wird dabei vereinfacht über ein Kennfeld abgebildet (Abbildung ??), als Funktion der total treibenden Temperaturdifferenz  $\Delta T_{total}$ .

$$\Delta T_{total} = T_{Verdampfer} - T_{Kondensator} + 0,88 \cdot (T_{Generator} - T_{Absorber}) \quad (4.3)$$

#### 4 Nachweis höherer Erträge

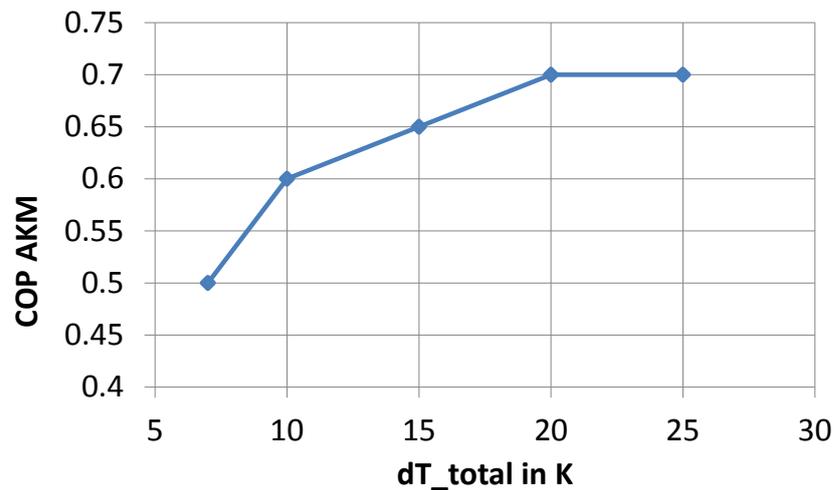


Abbildung 4.12: COP der einstufigen Absorptionskältemaschine als Funktion der reduzierten Temperatur  $\Delta T_{total}$ .

#### Standort München

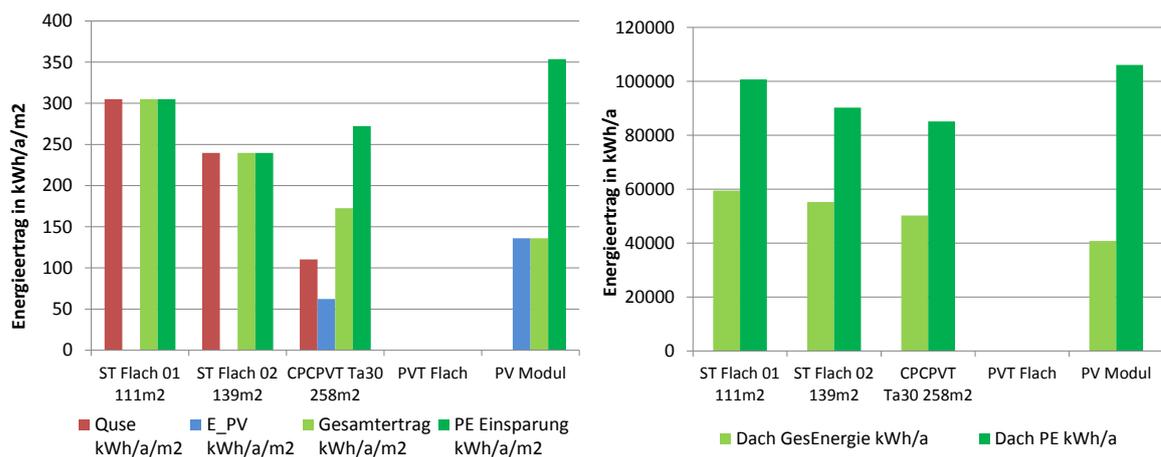


Abbildung 4.13: Solare Kühlung München - *links*: Simulativ ermittelter energetischer Ertrag pro m<sup>2</sup> Kollektorfläche. *rechts*: Simulativ ermittelter energetischer Gesamtertrag bei einer Dachfläche von 300 m<sup>2</sup>.

Betrachtet man also das Ergebnis der Jahressimulation in Abbildung ?? (links), so überrascht, dass der CPC-PVT im Ergebnis nur im Mittelfeld herkömmlicher solarthermischer Flachkollektoren rangiert. Die Ursache ist erneut im schlechten Direkt- zu Diffusverhältnis für den Standort München zu suchen. Angesetzt wurde dabei eine solare Deckung von 20%. Bezogen auf den Anwendungsfall scheinen am Standort München Tage mit hoher Außentemperatur, also hohem Kühlbedarf, nicht gleichzeitig Tage mit hohem Direktstrahlungsanteil zu sein.

Für die Betrachtung der Gesamtprimärenergieeinsparung bei einer verfügbaren Dachfläche von 300 m<sup>2</sup> fällt der CPC-PVT sogar noch hinter die konventionellen solarthermi-

schen Kollektoren „ST Flach 01“ und „ST Flach 02“. Die Ursache liegt in den bedeutenden Flächenunterschieden, welche für die vorgegebene solare Deckung benötigt werden. Der PV-Ertrag ist bei dieser Anwendung in Relation von hohem Wert, da durch die hohen Anwendungstemperaturen der thermische Ertrag entsprechend gering ausfällt.

### Standort Madrid

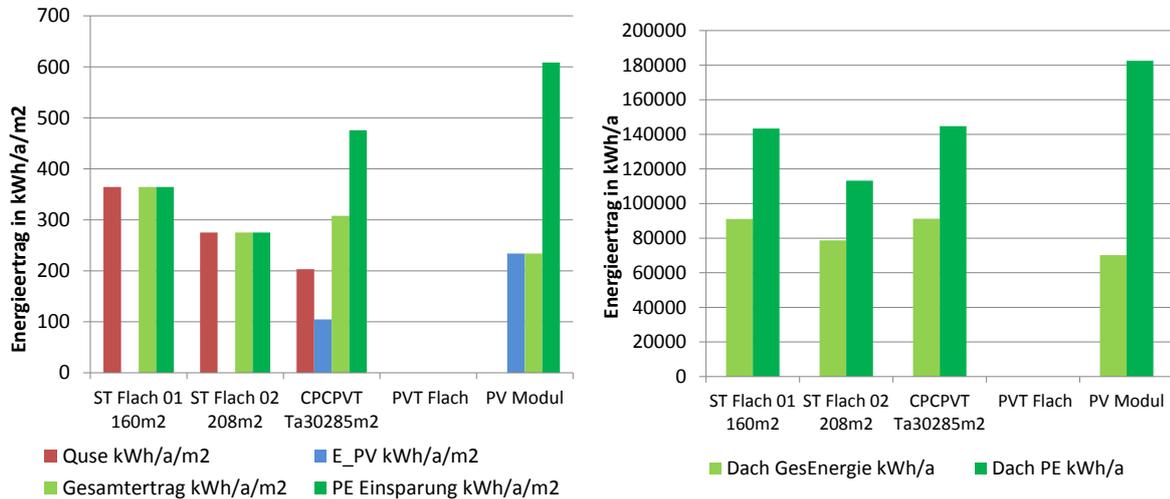


Abbildung 4.14: Solare Kühlung Madrid - *links*: Simulativ ermittelter energetischer Ertrag pro m<sup>2</sup> Kollektorfläche. *rechts*: Simulativ ermittelter energetischer Gesamtertrag bei einer Dachfläche von 300 m<sup>2</sup>.

In diesem Anwendungsszenario sprechen jetzt nun alle Randbedingungen für den CPC-PVT. Die AKM benötigt hinreichend hohe Antriebstemperaturen, sodass die verbesserte thermische Effizienz zum Tragen kommt. Dies wird zusätzlich durch den durchmischten Pufferspeicher sichergestellt. Das zeitliche Bedarfsprofil zeigt eine hohe Gleichzeitigkeit mit dem solaren Angebot, sodass wenig Betrieb im Schwach- und Diffuslicht stattfindet. Der Standort Madrid bietet im Vergleich zum Standort München einen höheren relativen Anteil an Direktstrahlung.

Dies zeigt sich dann auch in den Ergebnissen in Abbildung ???. Der CPC-PVT hat zwar erneut einen geringeren thermischen Ertrag, ist aber gesamtenergetisch konkurrenzfähig mit den thermischen Kollektoren. In dieser Anwendung zeigt sich in der Primärenergieeinsparung des CPC-PVTs ein deutlicher Mehrertrag gegenüber allen anderen Systemen. Auf Grund des niedrigen thermischen Ertrags ist natürlich die benötigte Kollektorfläche deutlich erhöht, um die geforderte solare Deckung von 40 % zu erreichen.

Die Primärenergieeinsparungen aller thermischen Systeme sind im Betrag auf Grund der hohen Temperaturanforderungen niedrig, weshalb der idealisierte Ertrag des PV-Moduls in Relation groß ist. Dies ist auch der Grund, warum „ST Flach 01“ und CPC-PVT im Gesamt-Dachflächen-Vergleich etwa ausgeglichen erscheinen.

### 4.2.5 Beurteilung der Anwendungsszenarien

Durch schwache Konzentration der Solarstrahlung erreicht der CPC-PVT eine höhere thermische Effizienz, bei geringerem optischen Wirkungsgrad. Damit sind Anwendungen bei sehr niedrigen Temperaturen nicht bevorzugt. Abbildung ?? zeigt noch einmal den Vergleich der Kollektorvorlauftemperaturen des CPC-PVT für die unterschiedlichen Anwendungen am Standort München als Histogramm.

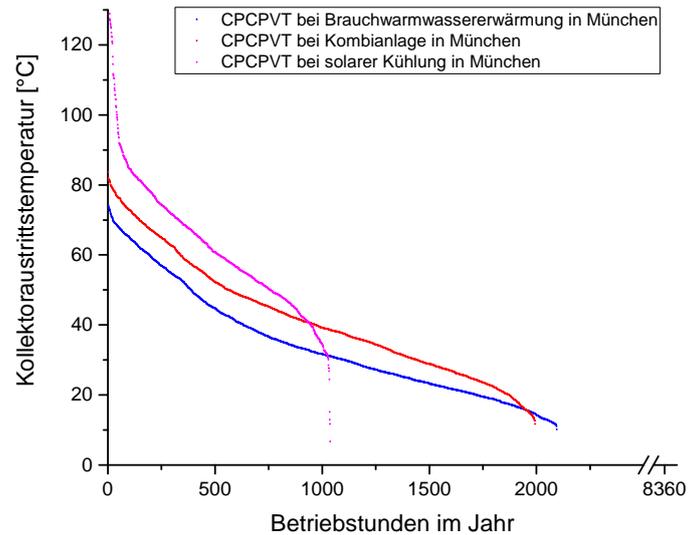


Abbildung 4.15: Histogramm der Kollektorvorlauftemperaturen des CPC-PVT für die unterschiedlichen Anwendungen am Standort München bei laufender Kollektorpumpe.

Ein Mehrertrag gegenüber konventionellen Technologien zeigt sich bei höheren Anwendungstemperaturen ( $\Delta T > 40$  K Kombianlage), hohem Direktstrahlungsanteil (Madrid) und Gleichzeitigkeit von solarem Angebot und Wärmebedarf (solare Kühlung).

Es ist wichtig zu erwähnen, dass die vorgestellten Simulationsergebnisse stark von deren Rahmenbedingungen abhängen. Somit erheben die ermittelten Erträge nicht den Anspruch einer Vorhersage im absoluten Betrag. Da alle Kollektortypen den gleichen Rahmenbedingungen unterliegen, ist eine relative Vergleichbarkeit der Erträge jedoch gewährleistet.

Die vorgestellten Simulationsrandbedingungen nehmen jedoch Einfluss auf das Ergebnis. Das verfügbare Speichervolumen beeinflusst die Kollektorvorlaufstemperatur. Kleine Speicher erreichen schneller ein hohes Temperaturniveau und fördern somit thermisch effizientere Kollektoren. Auch muss die gewählte Einschichtungsstrategie kritisch hinterfragt werden. Bei thermisch effizienten Kollektoren kann eine Einspeisung bei höheren Kollektorentemperaturen die solare Deckung erhöhen.

Bei der Ermittlung der PEE der Gesamtdachfläche rücken sehr große Dachflächen die Ergebnisse des thermischen Ertrags in den Hintergrund.

**Einfluss Wetterdatensatz.** Nicht zuletzt unterliegt diese Art des Ertragsvergleichs dem Einfluss der Verwendung eines bestimmten Referenz-Wetterdatensatzes. Dieser beeinflusst entsprechend der Jahresgesamteinstrahlung natürlich die Höhe des Kollektorertrags. Er beeinflusst jedoch weiterhin den qualitativen Vergleich unterschiedlicher Kollektortypen. Es wurde herausgefunden, dass verschiedene Wetterdatensätze für den gleichen Standort zu einem sehr unterschiedlichen Verhältnis von Direkt- zu Diffusstrahlung führen können.

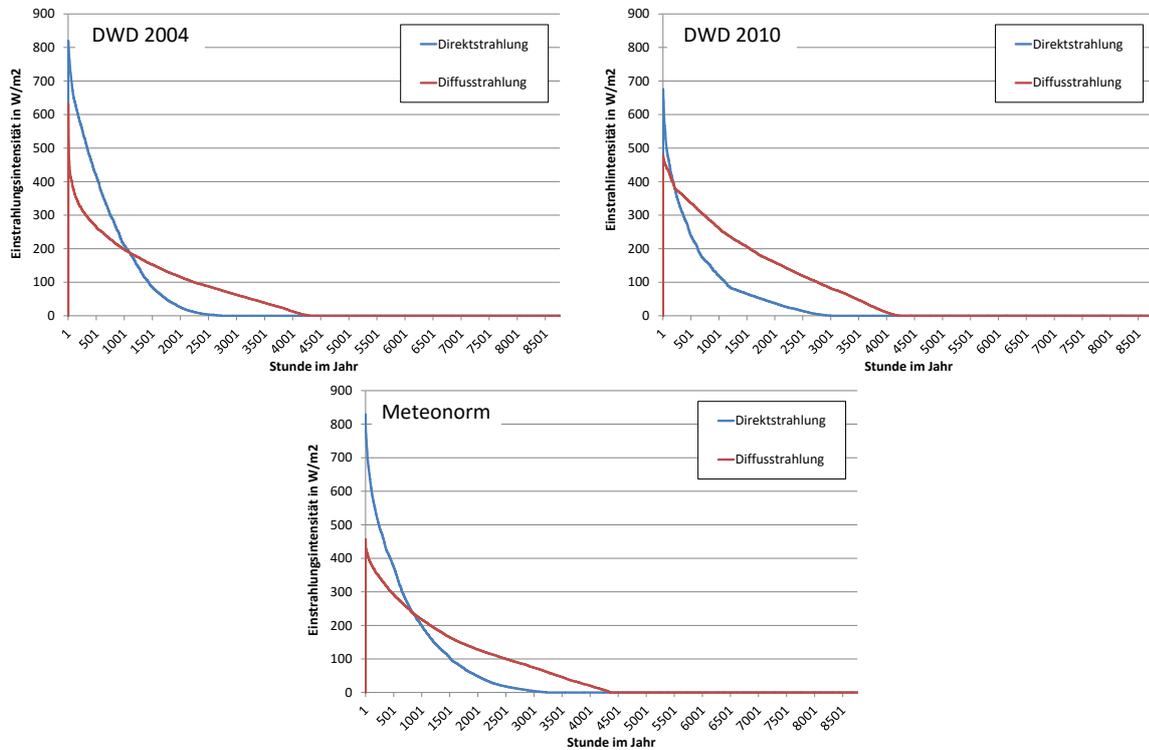


Abbildung 4.16: Vergleich der Histogramme der Direkt- und Diffusstrahlung am Standort München für die Wetterdatensätze des Deutschen Wetterdienstes „DWD 2004“ und „DWD 2010“, sowie der Firma Meteonorm.

Abbildung ?? zeigt für drei unterschiedliche Wetterdatensätze am Standort München das Histogramm von Direkt- und Diffusstrahlung. Die Integrale der Kurven liefern demnach die jeweilige Jahreseinstrahlung (Tabelle ??). Wie in der Beschreibung der Simulationsergebnisse am Standort München und Madrid schon erläutert wurde, bevorzugt der CPC-PVT-Kollektor Strahlungsbedingungen mit hohem Direktstrahlungsanteil. Die Diagramme zeigen, dass bei der Aktualisierung des Wetterdatensatzes des deutschen Wetterdienstes (DWD) von 2004 auf 2010 das Verhältnis von Direkt- zu Diffusstrahlung stark verändert wurde zu Lasten der Direktstrahlung. Der Meteonorm-Wetterdatensatz „München-Riem“ ähnelt in seiner Form dem des DWD in der Fassung aus 2004.

Tabelle ?? fasst die jeweilige Gesamteinstrahlung zusammen. Dabei ist zu erkennen, dass das Direkt- zu Diffusstrahlungsverhältnis des verwendeten Wetterdatensatzes „DWD 2010“ mit 0,5 deutlich reduziert ist gegenüber den Datensätzen „DWD 2004“ (0,96) und „Meteonorm“ (0,85). Damit lässt sich sagen, dass die in Kapitel ?? vorgestellten Ertragsergebnisse für den Standort München unvoreilhaft für den CPC-PVT

gewählt wurden. Der positive Einfluss von einem hohen Direkt- zu Diffusstrahlungsverhältnis konnte durch die Ertragsanalyse am Standort Madrid gezeigt werden.

Tabelle 4.3: Vergleich der jeweiligen Jahresgesamteinstrahlung durch Direkt- und Diffusstrahlung für drei unterschiedliche Wetterdatensätze am Standort München, sowie am Standort Madrid.

		horizontal			Direkt-/ Diffus- verhältnis
		Direkt- strahlung	Diffus- strahlung	Gesamt- strahlung	
		kWh/a/m <sup>2</sup>	kWh/a/m <sup>2</sup>	kWh/a/m <sup>2</sup>	-
München	Meteonorm	525	618	1143	0,850
München	DWD 2004	540	562	1102	0,961
München	DWD 2010	357	716	1073	0,499
Madrid	Meteonorm	1008	654	1662	1,541

#### 4.2.6 Zusammenfassung

Allgemein lässt sich sagen, dass der CPC-PVT, bezogen auf die Primärenergieeinsparung für alle gezeigten Anwendungen sehr gut mit solarthermischen (ST) oder Side-by-side Systemen (ST+PV, PVT+PV) konkurrenzfähig ist, teilweise auch leicht überlegen.

Ein deutlicher Mehrertrag zeigt sich vor allem im PE-Vergleich zu dem hier angenommenen PVT-Flachkollektor, welcher zwar für die Niedertemperaturanwendung der Brauchwarmwasserbereitung sehr gute Ergebnisse zeigte, für höhere Temperaturen aber die geforderten solaren Deckungsraten nicht erfüllen konnte. Die hohe Breite an Einsatzmöglichkeiten des CPC-PVT unter den PVT-Kollektoren lässt sich also als ein deutliches Plus des CPC-PVT feststellen.

Man muss aber auch feststellen, dass die Frage nach dem besten System für eine Nutzung von solaren Nutzflächen nicht eindeutig beantwortet werden kann. Sowohl PVT-Kollektoren mit PV-Ergänzung (PVT+PV) als auch thermische Kollektoren mit PV-Ergänzung (ST+PV) zeigen vergleichbar gute Gesamt-Primärenergieeinsparungen. Dies ist also kein abschließendes Argument für die PVT-Technik.

### 4.3 Auslegung des optischen Systems des CPC-PVTs

#### 4.3.1 Methodik

Die Ertragssimulationen auf Jahresbasis aus Kapitel ?? für den CPC-PVT setzen die Kenntnis der optimalen CPC-Konfiguration voraus. Anders als andere Flachkollektoren, hat der CPC-PVT mit dem Akzeptanzwinkel (bzw. dem Konzentrationsfaktor, siehe Gleichung ??) einen Freiheitsgrad, welcher sowohl auf die jeweilige Anwendung, als auch auf den jeweiligen Standort angepasst werden muss.

Die hier präsentierten Jahressimulationen gehen von einem CPC-PVT-Kollektor aus, dessen Reflektorrinnen in horizontaler Ausrichtung (Ost-West) positioniert sind. Grob

gesagt bedeutet dies, dass der Akzeptanzwinkelbereich damit einen bestimmten Höhenwinkelbereich abdeckt, bzw. sich auf eine bestimmte Jahreszeit konzentriert. Stünden die Reflektorrinnen in vertikaler Ausrichtung (Nord-Süd), wäre die Aufstellung jahreszeitlich eher unabhängig und der Kollektorsertrag würde sich auf ein bestimmtes Tageszeitfenster konzentrieren.

Ändert man nun den Konzentrationsfaktor  $C$ , um z. B. eine höhere thermische Effizienz zu erreichen, wird gleichzeitig der Akzeptanzwinkel  $\theta_A$  verändert. Damit muss aber auch der Anstellwinkel der Kollektorfläche angepasst werden. Somit ergibt sich ein zweiter Freiheitsgrad bei der Bestimmung der optimalen Konfiguration eines CPC-PVTs.

Eine weitere Schwierigkeit ergibt sich bei der Umsetzung der eigentlich Simulation. Jeder CPC-PVT-Konfiguration ist eine thermische Effizienz zugeordnet, welche üblicherweise über ein Polynom zweiten Grades beschrieben wird. Gleichzeitig muss die Optik des Reflektors über eine IAM-Funktion beschrieben werden. Die Anzahl der Freiheitsgrade und der Aufwand der Zuweisung der thermischen und optischen Parameter für das Kollektormodell würden eine manuelle Optimierung der CPC-PVT-Konfiguration auf den Anwendungsfall zeitlich sehr aufwendig, bis unmöglich machen.

Zur Lösung dieses Problems wurde das in Kapitel ?? beschriebene thermische Knotenmodell, zur Berechnung der thermischen Effizienz des CPC-PVTs in die Simulationsumgebung in TRNSYS eingebunden. Das Modell erzeugt, unter Vorgabe eines Konzentrationsfaktors, eine temperaturabhängige thermische Wirkungsgradkurve. Abbildung ?? (Seite ??) zeigt als Ergebnis der Variation des Konzentrationsfaktors eine Schar aus Wirkungsgradkurven. Mit dieser Schar kann das dynamische TRNSYS-Kollektormodell (Kapitel ??) unter Vorgabe des Akzeptanzwinkels (Gleichung ??) auf die jeweilige Wirkungsgradkurve zurückgreifen und durch Parametrisierung zur Berechnung des thermischen Ertrags verwendet werden.

Um die optischen Eigenschaften des Reflektors ebenfalls als Funktion von  $\theta_A$  übergeben zu können, wird der transversale IAM als idealisierte analytische Funktion modellintern berechnet. Der IAM kann als Heaviside-Funktion ausgedrückt werden:

$$IAM(\theta_i) = \eta_0 \cdot \mathcal{H}(\theta_i - \theta_A) = \begin{cases} \eta_0 & -\theta_A < \theta_i < \theta_A \\ 0 & \text{sonst} \end{cases} \quad (4.4)$$

Unter Vorgabe von  $\theta_A$  können somit sämtliche Konfigurationen eines CPC-PVTs untersucht werden.

Abbildung ?? zeigt das Verhalten der unterschiedlichen Ertragsarten unter Variation des Akzeptanzwinkels. Gezeigt werden Simulationsergebnisse für den eher extremen Anwendungsfall einer reinen Heizungsunterstützung in München mit einer Anwendungstemperatur  $T_{Heiz} = 80^\circ\text{C}$  bei einer Kollektorfläche von  $A_{koll} = 15\text{ m}^2$ . Man erkennt, dass für hohe thermische Erträge und damit hohe solare Deckungsraten ein niedriger Akzeptanzwinkel, also eine hohe Konzentration mit hoher thermischer Effizienz bevorzugt wird. Niedrige Akzeptanzwinkel  $\theta_A$  mindern jedoch den elektrischen Ertrag, da durch die Reflektoren Diffusstrahlung teilweise verschattet wird.

Betrachtet man den Verlauf der Kurve der Gesamt-PEE, so folgt diese in ihrer Form dem Verlauf des thermischen Ertrags. Die Kurve der Primärenergieeinsparung bildet für  $\theta_A > 30^\circ$  nahezu ein Plateau, da sich die Kurven von thermischem Ertrag und elektrischem Ertrag bedingt durch die unterschiedlichen Primärenergiefaktoren ausgleichen

(siehe Gleichung ??).

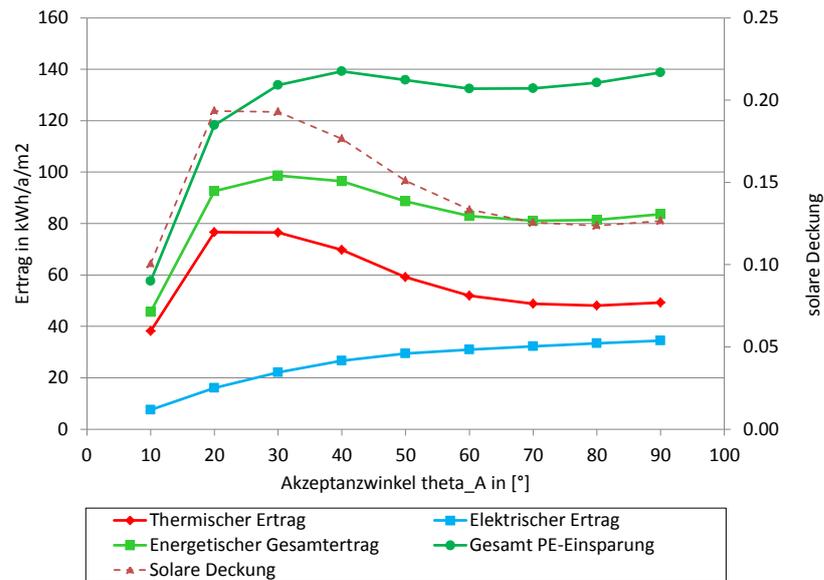


Abbildung 4.17: Abhängigkeit des elektrischen und thermischen Ertrags sowie der solaren Deckung vom Akzeptanzwinkel  $\theta_A$  des CPC-PVTs, bei der Heizungsunterstützung mit  $80^\circ\text{C}$ . Weiterhin angegeben: Der energetische Gesamtertrag und die PE-Einsparung.

### 4.3.2 Variation von Konzentration und Akzeptanzwinkel

Die Suche nach der optimalen Konfiguration des CPC-PVTs, unter Vorgabe von Wetter und Standort, ist somit ein dreidimensionales Feld, bestehend aus  $\theta_A$ , Anstellwinkel  $\beta$  und der gesuchten Zielgröße. Je nach Definition der Zielgröße können sehr unterschiedliche CPC-PVT-Konfigurationen resultieren. Für hohe PV-Erträge ist ein möglichst großer Akzeptanzwinkel zielführend. Für hohe thermische Erträge ist die richtige Kombination aus hoher Strahlungskonzentration (hohe thermische Effizienz) und hohem Akzeptanzwinkelbereich erforderlich, was bekanntermaßen gegensätzlich ist.

Abbildung ?? zeigt nun den Einfluss der gleichzeitigen Variation von Anstellwinkel („Slope“)  $\beta$  und  $\theta_A$ . Untersucht wird die solare Unterstützung einer Kombianlage in München mit einer Kollektorfläche von  $A_{koll} = 15\text{ m}^2$ .

Jeder schwarze Punkt in der dreidimensionalen Darstellung entspricht einem  $\beta$ - $\theta_A$ -Paar. Diese Punkte bilden die Stützstellen für die Interpolation der Fläche. Man erkennt, dass auf Grund der hohen Arbeitstemperatur das Maximum des thermischen Ertrags bei höheren Konzentrationen liegt, in einem Bereich des Anstellwinkels von etwa  $\beta = 45^\circ$  bis  $50^\circ$ . Die solare Deckung folgt im Verhalten dem thermischen Ertrag. Der PV-Ertrag wird analog zu Abbildung ?? für hohe Akzeptanzwinkel maximal. Da die thermischen Erträge im Betrag mit den PV-Erträgen vergleichbar sind, verschiebt sich das Maximum des energetischen Gesamtertrags in Richtung hoher Akzeptanzwinkel und niedriger Strahlungskonzentration.

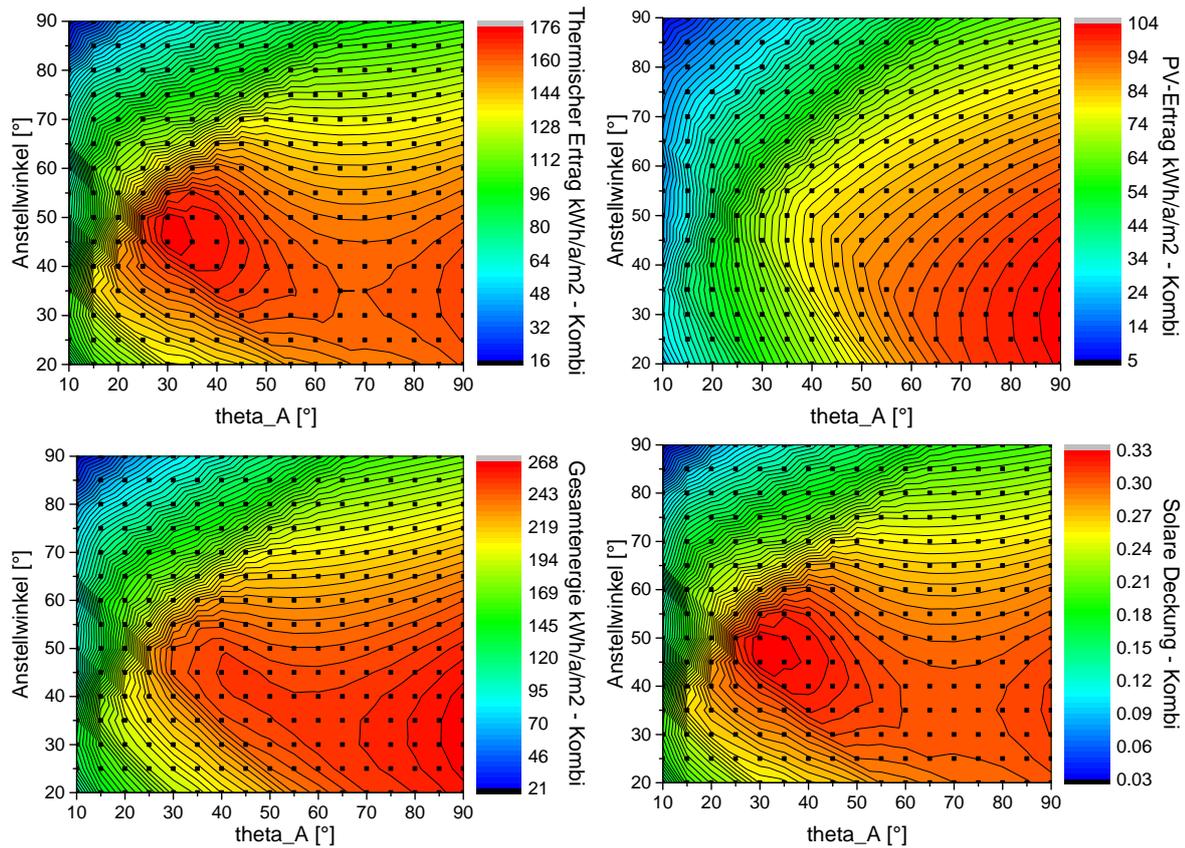


Abbildung 4.18: Optimierung von Akzeptanz- und Anstellwinkel für ein solares Kombisystem bezogen auf thermischen, elektrischen und Gesamtertrag, sowie solare Deckung.

### 4.3.3 Optimierungsrechnung

Über die beschriebene Modellierung in TRNSYS und die Kopplung von thermischer und optischer Parametrisierung ist auch eine zielgerichtete Optimierung der CPC-PVT-Konfiguration möglich. Über den Optimierungsalgorithmus „Genopt“ [?] kann durch Festlegung einer Zielgröße die optimale Konfiguration für eine bestimmte Anwendung berechnet werden.

Abbildung ?? zeigt den Maximierungsverlauf des Algorithmus unter Definition des thermischen Ertrags als Zielgröße. Untersucht wird die Brauchwarmwasserbereitung am Standort München bei einer Kollektorgröße von  $A_{koll} = 8 \text{ m}^2$ . Die ermittelte optimale Konfiguration ist im Diagramm markiert und beträgt für dieses Beispiel  $\theta_A = 42^\circ$  und  $\beta = 46^\circ$ .

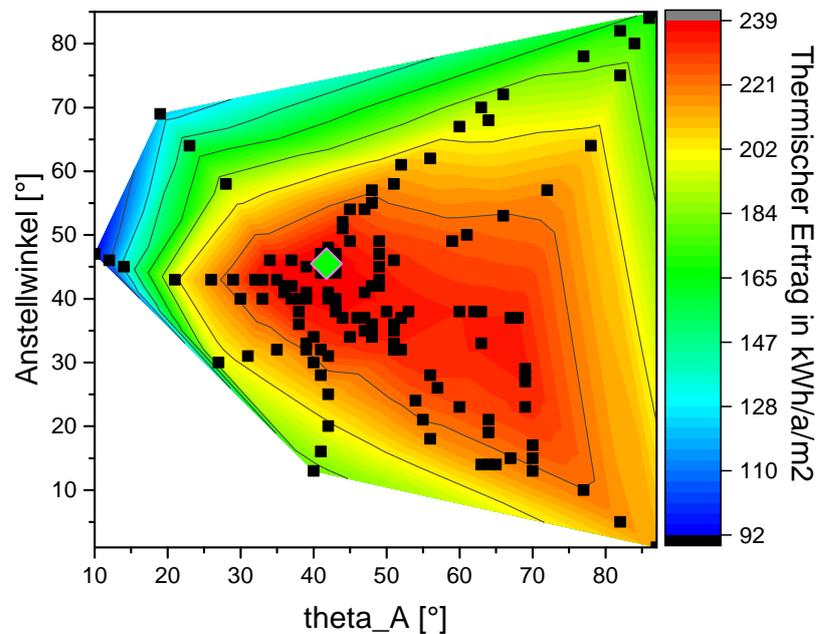


Abbildung 4.19: Maximierung des thermischen Ertrags bei der Brauchwarmwasserbereitung durch den Optimierungsalgorithmus „Genopt“ durch gezielte Variation von Anstellwinkel  $\beta$  und CPC-Akzeptanzwinkel  $\theta_A$ .

## 4.4 Finanzielle Betrachtung

Auf Basis der spezifischen Ertragsberechnung der unterschiedlichen Kollektorarten soll nun eine Abschätzung des finanziellen Ertrags erfolgen. Diese Abschätzung unterliegt den folgenden Annahmen: Beide solarthermischen Kollektoren werden mit einem typischen Quadratmeterpreis von 288 € pro m<sup>2</sup> angesetzt[?]. Die Kosten für einen Kessel werden vernachlässigt, da davon ausgegangen wird, dass eine Heizkesselinstallation unabhängig von einer thermischen Solaranlage notwendig ist. Für die Installation des reinen PV-Moduls als Referenzwert wird von Installationskosten von 200 € pro m<sup>2</sup> ausgegangen, jedoch inklusive Wechselrichter, Modul- und Netzanschlusskosten. Für die Anschaffungskosten der beiden PVT-Kollektoren werden 360 € pro m<sup>2</sup> angesetzt, in der Annahme, dass die Einsparung an Zellmaterial im CPC-PVT die Mehrkosten durch die CPC-Reflektoren ausgleicht.

Die Investitionen werden auf 20 Jahre umgelegt und mit dem finanziellen Ertrag von brauchbarer Wärme und Elektrizität bilanziert. Der finanzielle Ertrag einer eingesparten Kilowattstunde Wärme wird mit dem Erdgaspreis von 7 ct/kWh angesetzt. Für den elektrischen Ertrag wird eine Netzeinspeisevergütung von 12 ct/kWh<sup>5</sup> angenommen.

### 4.4.1 Anwendungsfall Brauchwarmwasserbereitung München

Betrachtet wird zuerst der ungünstige Fall der solaren Brauchwarmwasserbereitung in Kapitel ???. Sowohl CPC-PVT als auch PVT-Flachkollektor konnten am Standort München in etwa die gleiche flächenspezifische Primärenergieeinsparung erbringen wie der

<sup>5</sup>BMWi, EEG2014, Stand 2016

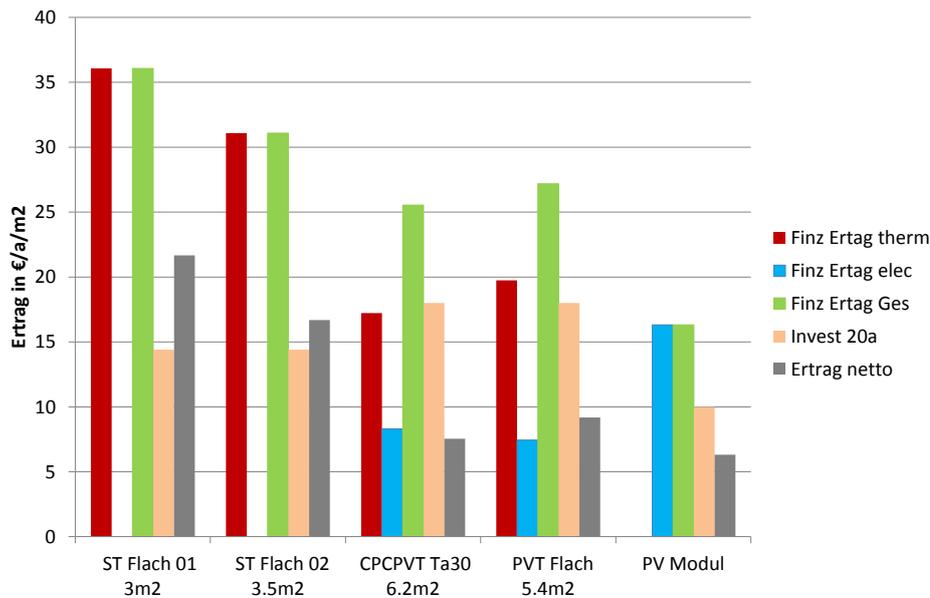


Abbildung 4.20: Berechnung des finanziellen Kollektorsertrags bei der solaren Deckung einer Brauchwarmwasserbereitung in München von  $SD = 40\%$ .

thermische Flachkollektor mittlerer Effizienz „ST Flach 02“.

In Abbildung ?? werden für alle Kollektortypen die folgenden Werte gezeigt: der jährliche finanzielle Ertrag durch thermischen und elektrischen Ertrag, sowie der resultierende Gesamtertrag. Mit der jährlichen Abschreibung der Investitionskosten auf 20 Jahre resultiert der finanzielle Nettoertrag (Gewinn) pro Jahr. Man sieht, dass der finanzielle Mehrwert des elektrischen Ertrags der beiden PVT-Kollektoren (PVT Flach und CPC-PVT) nicht ausreicht, um den finanziellen Gesamtertrag der beiden solarthermischen Kollektoren zu erreichen. Durch den geringeren finanziellen Ertrag des CPC-PVTs und die höher angesetzten Investitionskosten ergibt sich ein deutlich geringerer jährlicher Nettoertrag von  $8\text{ €/m}^2/\text{a}$  gegenüber  $17\text{ €/m}^2/\text{a}$  bis  $22\text{ €/m}^2/\text{a}$  bei den solarthermischen Kollektoren.

Ein Mehrertrag des CPC-PVTs aus finanzieller Sicht ist bei dieser Betrachtung auf Grund von zwei Randbedingungen schwieriger als ein Mehrertrag aus primärenergetischer Sicht. Während der Primärenergiefaktor von Strom als  $f_p = 2,6$  angesetzt wurde, beträgt der finanzielle Mehrwert von Strom gegenüber Wärme nur einen Faktor 1,7.

Würde man unter diesen Randbedingungen einen gleichen finanziellen Nettoertrag des CPC-PVTs wie für „ST Flach 02“ anstreben, so müssten auch gleiche Investitionskosten wie bei den thermischen Kollektoren erreicht werden, was jedoch auf Grund des Mehraufwands unrealistisch ist. Für Investitionskosten des CPC-PVTs von  $288\text{ € pro m}^2$  würde sich dann ein finanzieller Nettoertrag von  $11\text{ € pro m}^2$  und Jahr einstellen.

Attraktiver als eine Einspeisevergütung wäre eine vollständige Eigennutzung des erzeugten Stroms. Der eingesparte Strom durch den PV-Ertrag hat dann den Wert des Bezugspreises von etwa  $22\text{ ct/kWh}$ . Vernachlässigt man in einer best-case Betrachtung die zusätzlichen Investitionskosten eines Stromspeichers, so erhält man das Ergebnis in Abbildung ?. Auch hier reicht der finanzielle Nettoertrag des CPC-PVTs mit  $14\text{ € pro}$

#### 4 Nachweis höherer Erträge

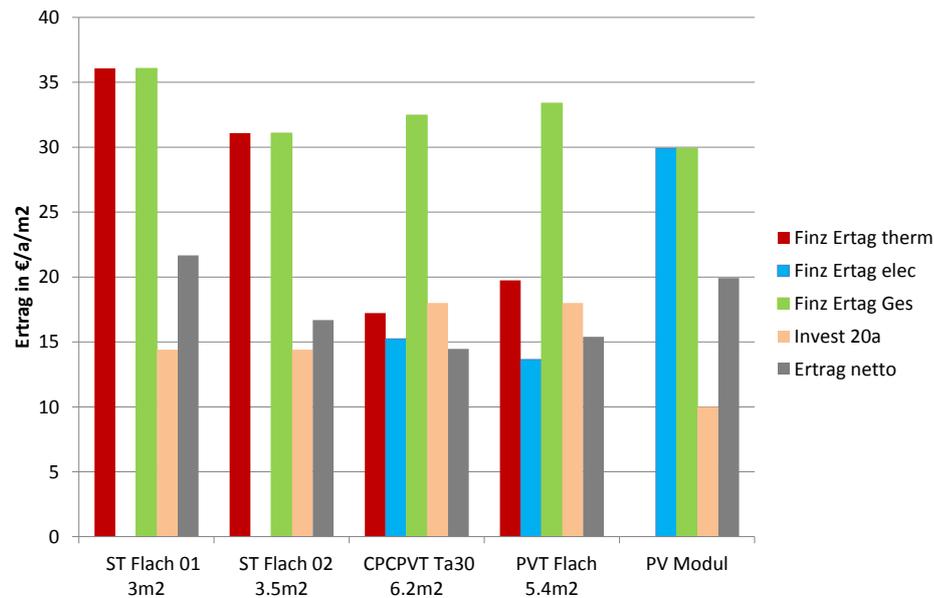


Abbildung 4.21: Berechnung des finanziellen Kollektorertrags bei der solaren Deckung einer Brauchwarmwasserbereitung in München von  $SD = 40\%$  und unter Annahme einer vollständigen Eigennutzung des Stromertrags.

$m^2$  und Jahr nicht an die Erträge der thermischen Kollektoren heran, liegt nun jedoch lediglich  $17\%$  unter dem des „ST Flach 02“.

#### 4.4.2 Anwendungsfall solare Kühlung Madrid

Eine analoge Betrachtung des finanziellen Ertrags erfolgt nun für den optimalen Anwendungsfall der solaren Gebäudekühlung mit AKM am Standort Madrid. Die finanziellen Rahmenbedingungen an diesem Standort unterscheiden sich vom deutschen Strommarkt, sie sollen dennoch beibehalten werden, um die Aussagekraft des Vergleichs der zwei Anwendungsgebiete zu stärken.

Abbildung ?? zeigt wieder die Zusammensetzung des finanziellen Nettoertrags aller Kollektortypen für die genannte Anwendung (siehe Kapitel ??). Der CPC-PVT-Kollektor übertrifft dank höherer flächenspezifischer PE-Einsparung den „ST Flach 02“ im finanziellen Nettoertrag deutlich. Für einen finanziellen Nettoertrag entsprechend dem „ST Flach 01“ wären spezifische Investitionskosten für den CPC-PVT von  $320 \text{ € pro } m^2$  nötig. Dies entspricht  $22 \text{ € pro } m^2$  Mehrkosten gegenüber den rein thermischen Kollektoren.

Setzt man wiederum für den PV-Ertrag eine finanzielle Einsparung durch Eigennutzung voraus (Abbildung ??), so zeigt sich ein deutlicher Mehrertrag von  $19 \text{ € pro } m^2$  und Jahr gegenüber  $11 \text{ € bzw. } 5 \text{ € pro } m^2$  und Jahr.

#### 4.4.3 Zusammenfassung

- Ein Mehrwert in der PE-Einsparung für den CPC-PVT ist Voraussetzung für einen finanziellen Mehrertrag.

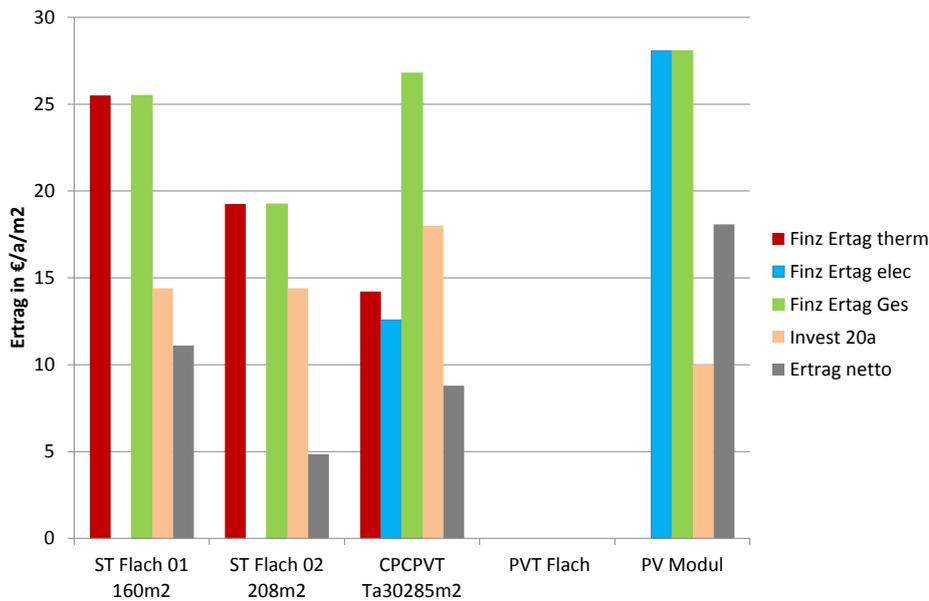


Abbildung 4.22: Berechnung des finanziellen Kollektorertrags bei der Deckung einer solaren Kühlung in Madrid von  $SD = 40\%$ .

- Ein hoher finanzieller Wert (Strompreis) des PV-Stromertrags gegenüber dem Wert des thermischen Ertrags wirkt sich positiv auf die finanzielle Rentabilität von PVT-Kollektoren aus.
- Unter Annahme plausibler Investitionskosten für den CPC-PVT (Schätzung 360 € pro  $m^2$ ) ist für die Brauchwarmwasserbereitung nur unter vollständiger Eigennutzung des Stromertrags eine finanzielle Wettbewerbsfähigkeit zu erreichen.
- Für den optimalen Fall der solaren Gebäudekühlung am Standort Madrid ist der CPC-PVT einem Flachkollektor mit durchschnittlicher Effizienz im finanziellen Ertrag überlegen.
- Unter Annahme einer vollständigen Eigennutzung des PV-Ertrags konnte ein deutlicher Mehrertrag von mindestens 75 % für eine solare Kühlung am Standort Madrid nachgewiesen werden.

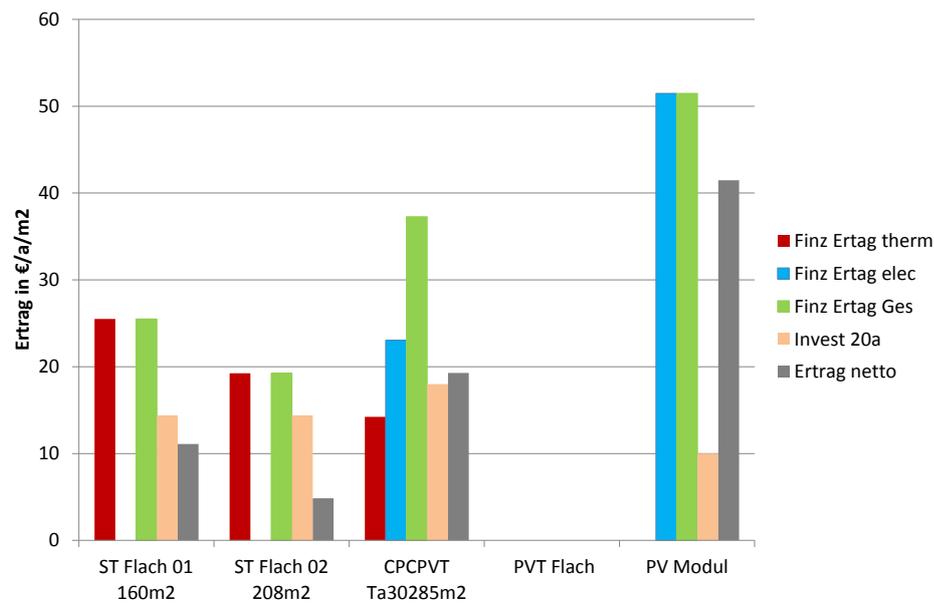


Abbildung 4.23: Berechnung des finanziellen Kollektorsertrags bei der Deckung einer solaren Kühlung in Madrid von  $SD = 40\%$  und unter Annahme einer vollständigen Eigennutzung des Stromertrags.

## 4.5 Abgleich mit dem Forschungsprojekt „PVTmax“

Bei der Entwicklung eines thermisch verbesserten PVT-Flachkollektors in dem vom DBU geförderten Forschungsvorhaben „PVTmax“ (FKZ28569) [?] wurden ebenfalls Ertragsimulationen durchgeführt, welche mit den hier präsentierten Ergebnissen verglichen werden sollen. Untersucht wurde ein PVT-Flachkollektor, sowie ein solarthermischer Flachkollektor. Tabelle ?? zeigt die zugehörigen Effizienzparameter.

Tabelle 4.4: Effizienzparameter der untersuchten Kollektoren lt. Abschlussbericht PVTmax

	$\eta_0$	$a_1$	$a_2$
Flachkollektor thermisch	0,0823	3,09	0,026
PVT Flachkollektor ISE 2010 MPP	0,72	6,14	0,024

Die Effizienzparameter der beiden Kollektoren aus dem „PVTmax“-Projekt stehen in guter Übereinstimmung mit den Effizienzdaten der in diesem Projekt angenommenen Kollektoren (siehe Tabelle ??), sodass die jeweiligen Jahressimulationen der beiden Projekte gut vergleichbar sind.

### 4.5.1 Brauchwarmwasserbereitung

Analog zu den in Kapitel ?? durchgeführten Simulationen wurden auch in PVTmax die Jahreserträge eines solarthermischen und eines PVT-Flachkollektors am Beispiel einer

Brauchwarmwasserbereitung berechnet und mit dem Ertrag eines reinen PV-Moduls verglichen.

### Ertrag bei konstanter Kollektorfläche

Die Simulationen in PVTmax ergeben einen Verlust von PV-Ertrag für den PVT-Flachkollektor im Vergleich zu einem reinen PV-Modul, aufgrund höherer Kollektortemperaturen, Glasabdeckung und schlechterer Packungsdichte der PV-Zellen. Der Ertragsverlust liegt für Kollektorflächen von jeweils  $6 \text{ m}^2$  bei 10 % (am Standort Passau).

Für den CPC-PVT ergab sich in Kapitel ?? ein deutlich höherer Verlust im PV-Ertrag von 48 % und sogar 54 % für den PVT-Flachkollektor (bei ebenfalls  $6 \text{ m}^2$  Kollektorfläche).

Allerdings wurde im Vergleich zum vorliegenden Projekt als Referenz ein etwas schlechteres PV-Modul angenommen. Der Jahresertrag eines reinen PV-Moduls beträgt in PVTmax<sup>6</sup>  $117 \text{ kWh/a/m}^2$ , gegenüber  $136 \text{ kWh/a/m}^2$  im CPC-PVT-Projekt.

### Ertrag der gesamten Dachfläche

Bei der Betrachtung des Ertrags einer gesamten Dachfläche (siehe Bewertung (b) Kapitel ??) wurde die verfügbare Fläche im PVTmax mit  $50 \text{ m}^2$  verhältnismäßig groß gewählt, was zu einem großen Zubau von reinen PV-Modulen führt. Vorgegeben wurde eine Einhaltung der solaren Deckung von 74 % am Standort Passau. Als Resultat wurde ein elektrischer Mehrertrag von 8,2 % der PVT+PV Kombination berechnet gegenüber der ST+PV-Kombination.

Die in Kapitel ?? gezeigte Simulation ergibt bei einer angenommenen Dachfläche von nur  $8 \text{ m}^2$  und einer solaren Deckung von 40 % im Vergleich die folgenden Ergebnisse:

Die CPC-PVT+PV-Kombination zeigt einen elektrischen Mehrertrag von 9 % gegenüber ST+PV-Kombination (mit „ST Flach 02“) und die PVT+PV-Kombination (mit „PVT Flach“) einen Mehrertrag von 11 %. Die hier angestellte Berechnung führt also zu einem höheren elektrischen Mehrertrag verglichen mit dem PVTmax-Projekt. Dies ist erklärbar, da die gesamte Dachfläche auf nur  $8 \text{ m}^2$  statt  $50 \text{ m}^2$  definiert wurde. Der relative Anteil der thermischen Kollektoren fällt somit kleiner aus, was die Ergebnisse des PV-Mehrertrags plausibel macht. Auch hier zeigt sich erneut, dass die Wahl der Randbedingungen im simulativen Vergleich zwischen PV, PVT und solarthermischen Kollektoren entscheidenden Einfluss hat.

## 4.5.2 Solare Kombianlage

Analog wurde in beiden Projekten der elektrische Mehrertrag bei der Verwendung einer solaren Kombianlage untersucht.

### Ertrag bei konstanter Kollektorfläche

Der Verlust an PV-Ertrag des PVT-Flachkollektors gegenüber einem PV-Modul bleibt im PVTmax-Projekt fast unverändert bei 11,5 % für eine feste Kollektorfläche von  $12 \text{ m}^2$ .

<sup>6</sup>Die Annahmen für die PV-Effizienz des PVT-Flachkollektors und des PV-Moduls aus dem PVTmax-Projekt sind nicht bekannt.

Für den CPC-PVT ergibt sich wieder ein deutlich größerer PV-Verlust von 44 % im Vergleich zu einem PV-Modul und 55 % im Vergleich des PVT-Flachkollektors zu einem PV-Modul.

#### Ertrag der gesamten Dachfläche

In beiden Forschungsprojekten wurde die geforderte Deckungsrate auf 30 % gesetzt. Für eine angenommene Dachfläche von 50 m<sup>2</sup> erhält man im PVTmax-Projekt einen elektrischen (PV-)Mehrertrag der PVT+PV Kombination von 15 % gegenüber der ST+PV-Kombination.

Für die in Kapitel ?? angenommene Dachfläche von 25 m<sup>2</sup> ergibt sich in diesem Projekt ein Mehrertrag der CPC-PVT+PV-Kombination von 16 % gegenüber der ST+PV-Kombination (mit „ST Flach 02“). Für die PVT+PV-Kombination (mit „PVT-Flach“) wurde hier sogar ein Verlust im PV-Ertrag von 25 % gegenüber der ST+PV-Kombination (mit „ST Flach 02“) ermittelt, da der PVT-Flachkollektor fast die gesamte Dachfläche zur Einhaltung der geforderten solaren Deckung benötigt.

#### 4.5.3 Zusammenfassung des Vergleichs CPC-PVT und PVTmax

In der Schlussfolgerung gibt es die folgenden Gemeinsamkeiten der beiden Forschungsprojekte:

- Übereinstimmung konnte erzielt werden in der Erkenntnis, dass die PVT-Kollektoren für die Einhaltung einer solaren Deckungsrate einen wesentlich größeren Platzbedarf haben, der in beiden Fällen etwa den Faktor 2 bis 3 beträgt.
- Bei der Betrachtung ganzer Dachflächen führen sowohl der PVT-Flachkollektor aus PVTmax (PVT+PV), also auch der CPC-PVT (CPC-PVT+PV) zu größeren PV-Erträgen im Vergleich mit (ST+PV) von etwa:
  - 9 % (Brauchwarmwasserbereitung)
  - 15 % (solare Kombianlage)
- Der Hauptansatzpunkt zur Verbesserung der thermischen Effizienz ist die erhöhte Wärmeabstrahlung der PVT-Absorber. Das Fraunhofer ISE setzt dabei auf zusätzliche Low-E Schichten, während in diesem Vorhaben die Reduktion der Absorberfläche über schwach konzentrierende CPC-Reflektoren umgesetzt wurde.

# 5 Thermischer Übergang von der PV-Zelle auf das Wärmeträgerfluid

## 5.1 Einleitung

Dieses Kapitel zielt auf den Nachweis der Verbesserung der thermischen Anbindung der PV-Zelle an das Wärmeträgermedium im CPC-PVT-Absorberverbund durch Direktlamination.

Der Untersuchung der thermischen Anbindung kommt im CPC-PVT-Kollektor im Speziellen und bei PVT-Kollektoren im Allgemeinen eine besondere Bedeutung zu. Der thermische Widerstand  $R_{PV}$  zwischen PV-Zelle und Wärmeträgerfluid bestimmt die Temperaturdifferenz, um welche die PV-Zelle über dem Wärmeträgerfluid liegt. Bei kommerziellen unabgedeckten PVT-Flachkollektoren wurden durch Bertram et. al. [?] typische Werte von  $R_{PV} = 0,042 \text{ (m}^2\text{K)/W}$  gemessen, was bei  $1000 \text{ W/m}^2$  Einstrahlung und einem  $\eta_0 = 0,7$  zu einer Temperaturerhöhung der Zelle von  $29 \text{ K}$  führt.

Bei abgedeckten PVT-Flachkollektoren ist dieser Aspekt umso wichtiger, da bei diesem Kollektortyp höhere Nutzttemperaturen angestrebt werden. Eine Fluidtemperatur von  $40 \text{ }^\circ\text{C}$  würde bei  $\eta = 0,5$  und gleichem  $R_{PV}$  zu einer Zelltemperatur von  $T_{PV} = 61 \text{ }^\circ\text{C}$  und somit zu starken Einbußen im elektrischen Ertrag führen.

Betrachtet man nun das CPC-PVT Kollektorprinzip, so erhält die thermische Anbindung durch die Strahlungskonzentration zusätzliche Bedeutung, da der bestimmende Wärmefluss um den Konzentrationsfaktor erhöht ist. Ausgehend vom obigen Rechenbeispiel würde eine Konzentration von  $C = 2,5$  und  $\eta_0 = 0,7$  zu einer Erhöhung der Zelltemperatur von  $70 \text{ K}$  über Fluidtemperatur führen, was natürlich nicht mehr darstellbar wäre. Im Nachfolgenden wird gezeigt werden, dass durch eine Direktlamination der PV-Zelle auf einen vollflächigen Aluminiumabsorber eine Verbesserung des thermischen Übergangs von etwa einem Faktor 8 gegenüber den, an unabgedeckten PVT Flachkollektoren bestimmten Werten, erreicht werden konnte.

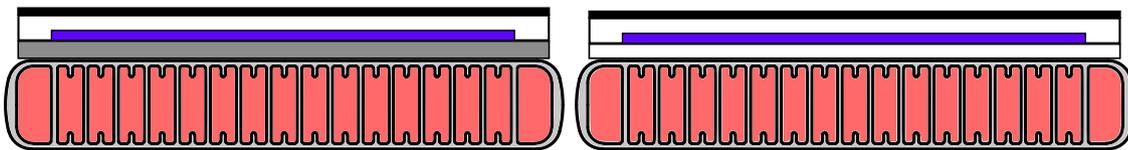


Abbildung 5.1: Schichtaufbau der verbesserten Anbindung mit Epoxydharzklebstoff („Rechteck Epoxydharz“, links) und Rechteckabsorber mit Silikonlaminat („Rechteck Laminat“, rechts).

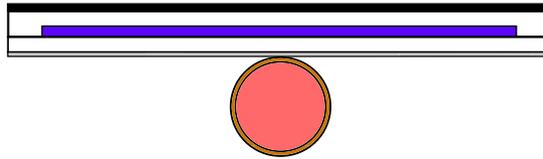


Abbildung 5.2: Schichtaufbau klassische Anbindung („Zentrales Rohr Laminat“).

Die Bestimmung des Messwertes des thermischen Widerstandes erfolgte in einem Laborversuch unter Realbedingungen durch Fluidheizung und thermografische Oberflächentemperaturmessung.

Vermessen wurden zum einen die Verbesserung des thermischen Übergangs durch einen Spezialkleber zwischen den PV Zellen und einem Aluminium-Wärmetauscher (Abbildung ??, links), im Vergleich zur CPC-PVT-Laminatanbindung (Abbildung ??, rechts). Zum anderen wurde die thermische Anbindung eines konventionellen PVT-Absorbers mit rückseitiger Rohrleitung untersucht (Abbildung ??).

## 5.2 Berechnung des Temperatureinflusses

Das in Kapitel ?? vorgestellte Gesamtmodell findet hier Anwendung, um die Auswirkung der konzentrierten CPC Einstrahlverteilung auf die Temperaturverteilung der Zelle und die damit verbundene elektrische Effizienzerminderung für die dargestellten Absorberarten zu untersuchen.

Dieses Modell bildet, wie bereits erläutert, sowohl das thermische Verhalten der unterschiedlichen PVT-Absorber, als auch das elektrische Verhalten an Hand der Strom-Spannungs-Charakteristik ab. Dabei wird der PVT-Absorber zweidimensional in finite Elemente zerlegt und unter Vorgabe der CPC charakteristischen Einstrahlverteilung (Vergleiche Abb. ?? , ??) der PV Wirkungsgrad berechnet.

Die nachfolgenden Berechnungen untersuchen also vor allem die Auswirkung der Art der thermischen Anbindung auf die Temperaturverteilung in der PV-Zelle und die dadurch bedingte Degradation des Zellwirkungsgrads. Die angestrebte Verbesserung durch den vollflächig durchströmten CPC-PVT Absorber gegenüber der herkömmlichen thermischen Anbindung soll dadurch quantifiziert werden.

Simuliert wird dazu die Bestrahlung unterschiedlicher 44 mm breiter PVT Absorbertypen mit einer Einstrahlung von  $G = 800 \text{ W/m}^2$ , einer Konzentration von  $C = 3$  (entsprechend einem CPC-Akzeptanzhalbwinkel von  $\theta_A = 18^\circ$ ) und einer rückseitigen Fluidtemperatur von  $T_{flu} = 25^\circ \text{C}$ . Die äußeren Grenzen bei  $x = \pm 22 \text{ mm}$  werden dabei als adiabat angenommen, was im Fall eines PVT Flachkollektors einem Meanderabstand von 44 mm entspräche. (Reale Meanderabstände bei solarthermischen Kollektoren liegen eher bei 9 cm.)

**Untersuchte Absorberarten** Die folgenden Szenarien wurden durch Simulation untersucht:

- a) PV Zelle laminiert auf den vollflächig durchströmten Aluminium Flachabsorber (CPC-PVT Variante, Abb. ??)

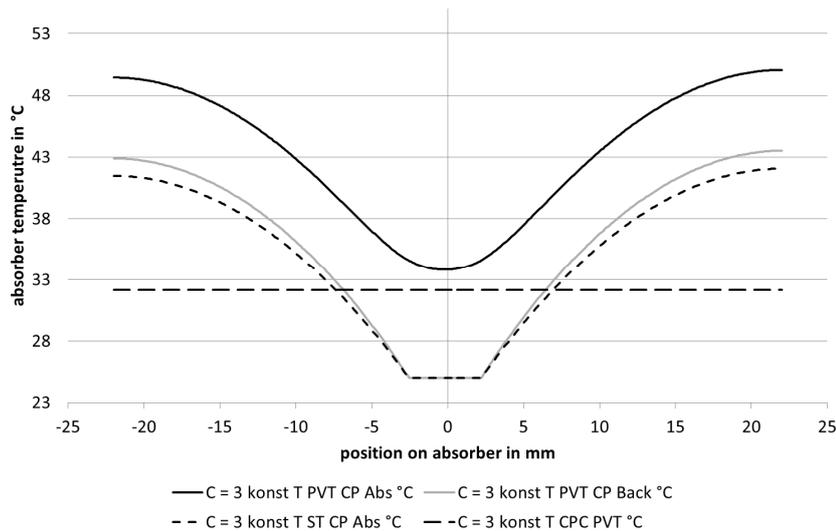


Abbildung 5.3: Simulierte Temperaturverteilung auf den Absorbern des CPC-PVT a), des solarthermischen Absorber c), sowie PV- und Rückseitentemperatur des flachen PVT b) bei konstanter Einstrahlung  $C = 3$ .

- b) PV Zelle laminiert auf ein Kupferblech, mit einem einzelnen rückseitigen zentralen Fluidrohr (PVT CP<sup>1</sup>) und einer groß bemessenen Kontaktfläche von 5 mm (herkömmliche PVT Variante, Abb. ??)
- c) Kupferblech, mit einem einzelnen rückseitigen zentralen Fluidrohr (ST CP) und einer Kontaktfläche von 5 mm (solarthermische Variante als Referenz)

Abbildung ?? zeigt das Ergebnis der beschriebenen drei Absorberarten bei gleichmäßiger Einstrahlung über die Absorberfläche und einer Konzentration der Solarstrahlung von  $C = 3$ . Absorbertyp b) und c) zeigen deutlich den Einfluss des zentralen rückseitigen Fluidrohrs mit stark erhöhten Oberflächentemperaturen am Absorberrand. Die Temperaturdifferenz zwischen PV-Zelle und Kupferplatte innerhalb des PVT Flachabsorbers b) entspricht dabei dem thermischen Widerstand der Laminierung ( $R \approx 4,0 \text{ (m}^2\text{K)/kW}$ ). Durch die vollflächige Durchströmung des CPC-PVT Absorbers a) ist die Temperaturverteilung erwartungsgemäß konstant, mit einer Temperaturerhöhung von bis zu 10 K gegenüber dem Fluid.

Im nächsten Schritt wurde die Einstrahlverteilung auf die für den CPC charakteristische Verteilung bei senkrechter solarer Einstrahlung gesetzt (Abbildung ??). Die ungleichmäßige Einstrahlverteilung, deren Mittelwert ebenfalls  $\bar{C} = 3$  beträgt, ist deutlich in allen drei Temperaturverteilungen wiederzufinden. Vor allem der PVT Absorber b) zeigt Temperaturgradienten von bis zu 23 K in der PV-Ebene. Der CPC-PVT Absorber a) zeigt zwar ebenfalls die Charakteristik des CPCs, bleibt aber mit Temperaturgradienten von maximal 8 K deutlich konstanter. In der praktischen Umsetzung führen diese Temperaturgradienten innerhalb der PV-Zelle zu thermischem Stress, auch bedingt durch unterschiedliche thermische Ausdehnungskoeffizienten der beteiligten Materiali-

<sup>1</sup>central pipe (zentrales Rohr)

## 5 Thermischer Übergang von der PV-Zelle auf das Wärmeträgerfluid

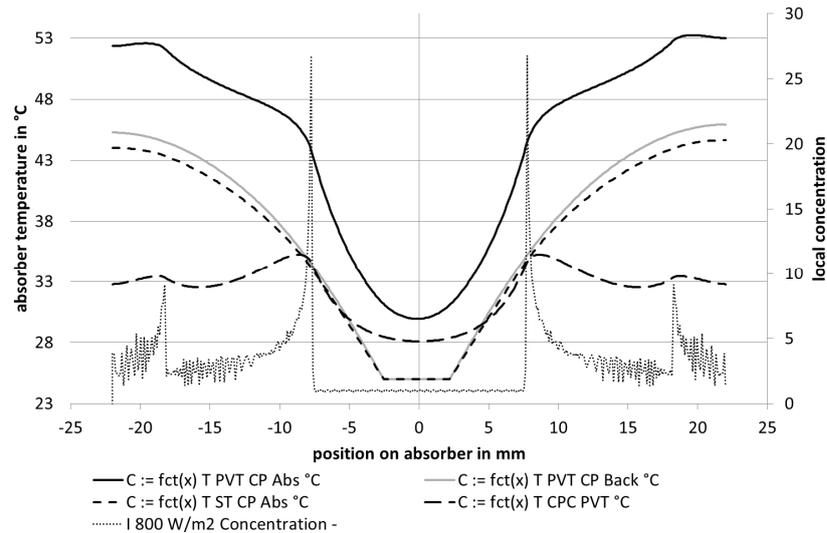


Abbildung 5.4: Simulierte Temperaturverteilung auf den Absorbern des CPC-PVT a), des solarthermischen Absorbers c), sowie PV- und Rückseitentemperatur des flachen PVT b) bei CPC typischer Einstrahlverteilung mit  $\bar{C} = 3$ .

en. Die gezeigte Verbesserung sollte also wesentlich zur Erhöhung der Langlebigkeit des PVT-Absorbers beitragen.

Die Temperaturverteilung in der PV-Zelle beeinflusst den Zellwirkungsgrad in negativer Art. Die ungleichmäßige Einstrahlverteilung hat weiterhin einen rein elektrischen Einfluss auf den PV-Wirkungsgrad, welcher bewusst außer Acht gelassen wurde, um nur den Effekt der Temperaturverteilung zu ermitteln. Mit dem beschriebenen FE-Modell kann nun die Auswirkung der Temperaturverteilung auf den Zellwirkungsgrad berechnet werden. Die Ergebnisse sind dargestellt in Tabelle ??.

Tabelle 5.1: Auswirkung der Temperaturverteilung auf den PV-Wirkungsgrad unter Annahme  $C(x) = konst.$

Absorbertyp	$C$	Temperaturverteilung	$\eta_{PV}$	$\frac{\Delta\eta_{PV}}{\eta_{PV}}$
a),b)	$C(x) = 3$	$T_{PV} = 25\text{ °C}$	14,9	0%
b)	$C(x) = 3$	$T_{PV} = fct(CPC)$	13,2	-11%
a)	$C(x) = 3$	$T_{PV} = fct(CPC)$	14,3	-4%

Im ersten Referenzfall behält der PVT-Absorber mit Rohranbindung mit 14,9 % nahezu seine volle PV-Effizienz, unter Annahme einer gleichmäßigen Zelltemperatur von  $T_{PV} = 25\text{ °C}$ . Unter Vorgabe der in Abbildung ?? dargestellten Temperaturverteilung ergibt sich für Absorbertyp b) eine relative Verschlechterung des PV-Wirkungsgrades von 11 %. Dieselbe Methode angewendet auf den CPC-PVT-Absorber führt temperaturbedingt nur zu einer Verschlechterung von 4 %.

Diese Verschlechterung des PV-Wirkungsgrades ist hauptsächlich auf die Erhöhung der mittleren PV-Temperatur zurückzuführen. Es ist also eine deutliche Verbesserung von ca. 6 % gegenüber der herkömmlichen Anbindung über ein rückseitiges Fluidrohr

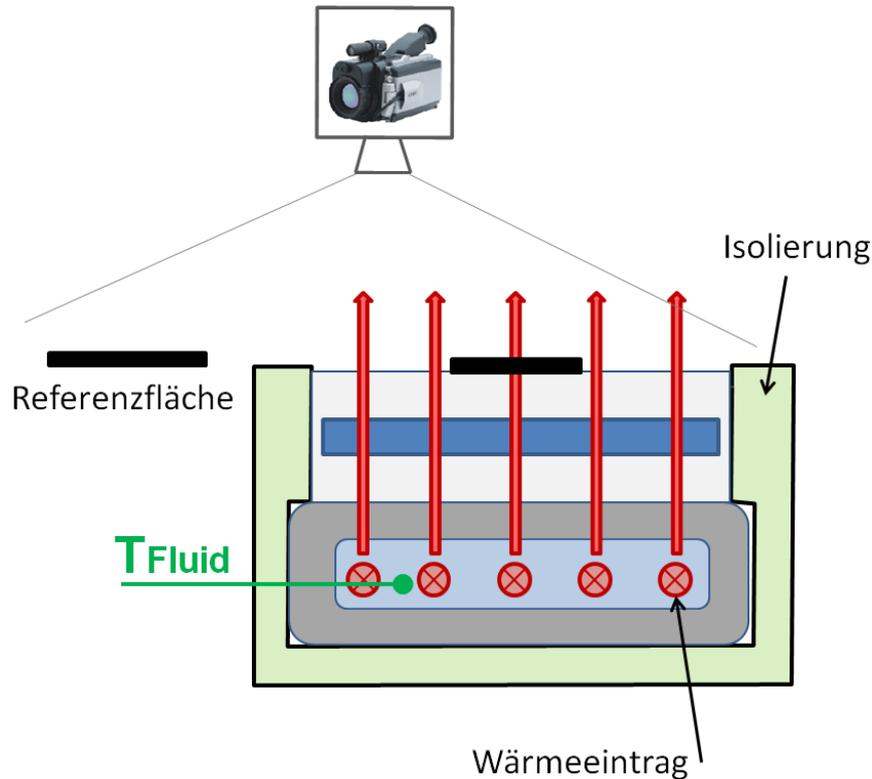


Abbildung 5.5: Prinzipskizze der experimentellen Bestimmung des thermischen Widerstandes  $R_{PV}$  über Thermographie. [?]

festzustellen.

## 5.3 Bestimmung des thermischen Widerstandes

Nachdem im vorangegangenen Kapitel gezeigt wurde, welche Verbesserung die Direktlamination der PV-Zelle mit vollflächiger Durchströmung im CPC-PVT-Absorber qualitativ wie quantitativ bewirkt, erfolgt nun der experimentelle Nachweis der verbesserten thermischen Anbindung im Labormaßstab. Bestimmt werden soll der thermische Widerstand zwischen Fluid und PV-Zelle. Dazu werden sowohl PVT-Absorber mit rückseitigem Rohr, sowie mit vollflächiger rückseitiger Durchströmung (CPC-PVT) hergestellt. Diese PVT-Absorber werden mit reinem Wasser durchströmt und die Verlustleistung an die Umgebung gemessen. Unter Kenntnis der PV- und Fluidtemperatur kann anschließend ein thermischer Widerstand ermittelt werden. Die Bestimmung der Oberflächentemperatur erfolgt über Thermographie (Abbildung ??).

### 5.3.1 Methode

Ziel war die Vermessung des Originalaufbaus der CPC-PVT-Absorber im Labormaßstab. Dabei ist jedoch der Wärmestrom gegenüber dem Realbetrieb (Abbildung ??) bei Son-

## 5 Thermischer Übergang von der PV-Zelle auf das Wärmeträgerfluid

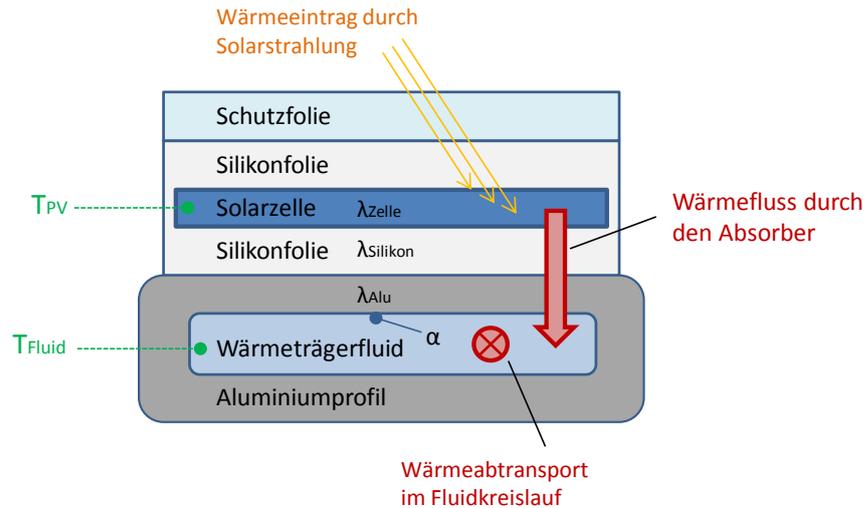


Abbildung 5.6: Skizze des Aufbaus des PVT-Absorbers und des Wärmeflusses im Realbetrieb. [?]

neneinstrahlung umgekehrt, was prinzipiell gleichwertig ist. Grundsätzlich sind jedoch zwei Messaufbauten denkbar: Die direkte Vermessung der Zell-Oberflächentemperatur oder die Messung der Oberfläche der einlamierten Zelle.

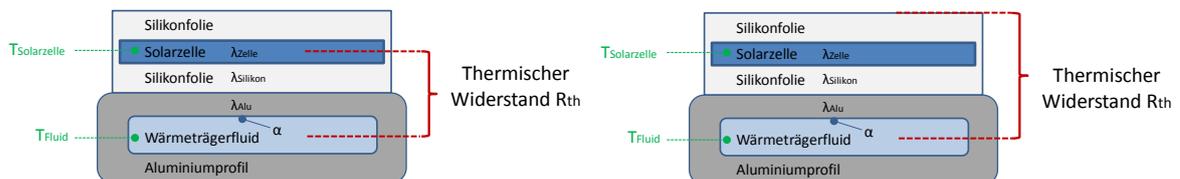


Abbildung 5.7: Mögliche Definitionen des thermischen Widerstandes  $R_{PV}$ . [?]

Bei ersterer Methode (Abbildung ??, links) erhält man den tatsächlichen Widerstand zwischen Fluid und Zelle, was für eine spätere indirekte Bestimmung der Zelltemperatur nützlich wäre. Die zweite Methode (Abbildung ??, rechts) ergibt einen thermischen Widerstand, der eine Aussage über die thermische Effizienz des späteren Kollektors zulässt, da alle thermischen Verluste von der Oberfläche des einlamierten PVT-Absorberverbunds ausgehen. Ausgewählt wurde die zweite Methode, da der Einfluss des thermischen Widerstandes  $R_{PV}$  auf die thermische Effizienz im Vordergrund stehen soll. Weiterhin kann die Zelltemperatur später auch über die U-I-Kennlinie der Zelle bestimmt werden. Im Unterschied zum Realbetrieb sind Temperaturmaximum und -minimum nicht in Fluid und PV-Zelle, sondern in Fluid und Absorberoberfläche.

Der thermische Widerstand berechnet sich also zu

$$R_{PV}(x) = \frac{\Delta T_{PV}(x)}{\dot{q}_{loss}} \quad (5.1)$$

mit

$$\dot{q}_{loss} = [(T_{in} - T_{out}) \cdot \dot{m} \cdot c_p(T_{flu})] / A_{abs} \quad (5.2)$$

und

$$\Delta T_{PV}(x) = T_w(x) - T_{flu}(x) \quad (5.3)$$

wobei  $\dot{q}_{loss}$  in erster Näherung konstant in Flussrichtung angenommen wurde. Weiterhin wurde der Verlauf von  $T_{flu}(x)$  linear zwischen  $T_{in}$  und  $T_{out}$  interpoliert.  $A_{abs}$  ist hier die tatsächliche Absorberoberfläche mit 50 mm Breite, gegenüber 40 mm Breite der PV-Zelle.

Für die Vergleichbarkeit der Untersuchungen wurde also jedem Absorber durch Auftragen eines Thermolacks ein identischer Emissionskoeffizient zugewiesen, welcher zuvor in einem Kalibrierversuch temperaturabhängig bestimmt wurde (siehe Kapitel ??). Die Bestimmung des thermischen Widerstandes erfolgt bei einer Durchströmung der Absorber mit Wasser bei einer Vorlauftemperatur von ca. 80 °C. Dieses Temperaturniveau ist notwendig, um über die Länge des PVT-Absorbers einen relevanten Wärmeverlust an die Umgebung und damit eine gut messbare Temperaturspreizung zu generieren. Das Temperaturniveau entspricht einem typischen Betriebspunkt des CPC-PVT Kollektors.

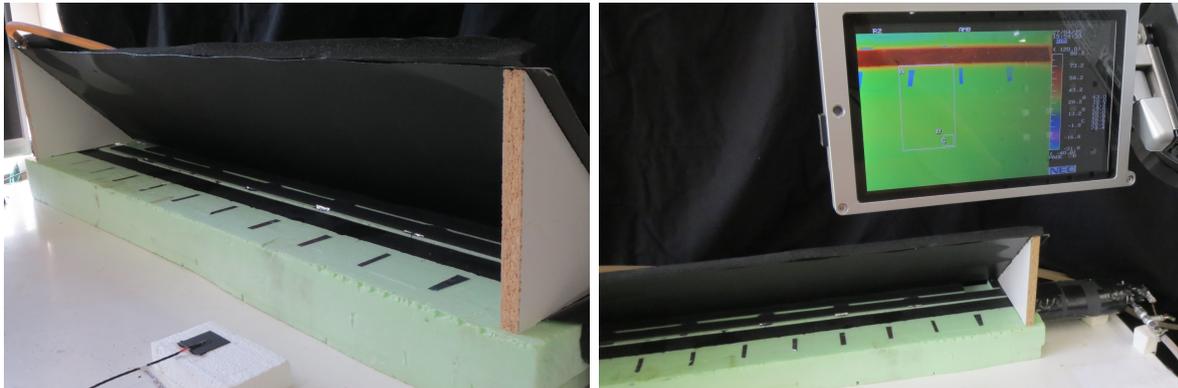


Abbildung 5.8: Messaufbau der experimentellen Bestimmung des thermischen Widerstandes  $R_{PV}$  mit PVT-Absorber unter Strahlungsschild (links), sowie Thermographiebild (rechts).

Um die hohe relative Genauigkeit der thermographischen Oberflächenmessung auszunutzen, wurde ausgehend von einem kalibrierten PT100 Umgebungssensor ( $T_{amb}$ : Abbildung ??, Abbildung ?? links unten), die Temperaturdifferenz  $\Delta T(x)_{WB}$  auf die PVT-Oberflächentemperatur gemessen (Abbildung ??). Da der verwendete Thermolack einen endlichen Emissionkoeffizienten besitzt, wurde resultierende Umgebungsstrahlung, welche sich in der zu vermessenden Oberfläche reflektiert, durch einen Kühlschild (Abbildung ??) minimiert. Der Versuch wurde abgedunkelt von Tageslicht durchgeführt, um Störung durch kurzweilliger Strahlung ebenfalls zu minimieren.

#### 5.3.2 Messprinzip und Kalibrierung

Die Kalibrierung der Messeinrichtung (Abbildung ??) erfolgt analog zum eigentlichen Messaufbau. Lediglich der PVT-Absorberverbund wird ersetzt durch eine beheizte Plat-

## 5 Thermischer Übergang von der PV-Zelle auf das Wärmeträgerfluid

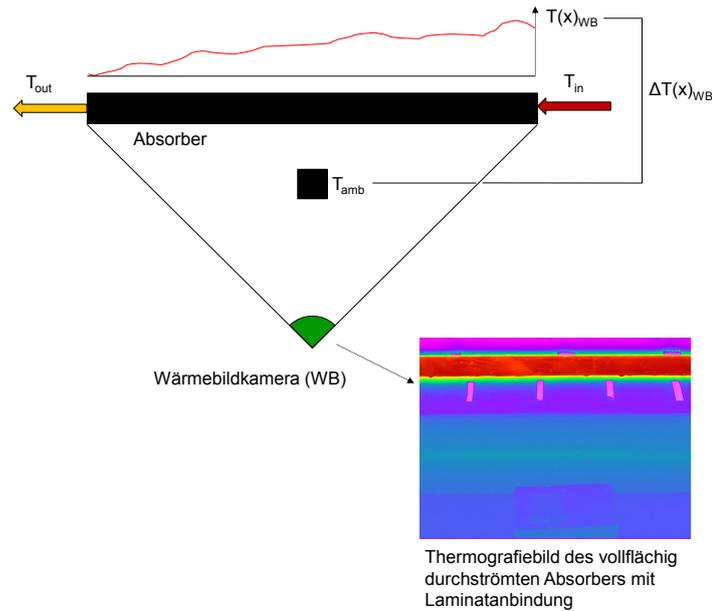


Abbildung 5.9: Schematische Darstellung des Messprinzips.

te („warme Seite“) mit identischen Oberflächeneigenschaften. An dieser Platte wird präzise die Temperatur über Pt100-Widerstandssensoren gemessen. Die Temperatursensoren von warmer und kalter Seite wurden paarweise kalibriert. Auf allen Oberflächen (Umgebungssensor, PVT-Absorber und beheizte Platte) ist die gleich Lackierung aufgebracht.

Die Thermographie-Aufnahmen werden mit der Annahme  $\epsilon = 1$  durchgeführt ( $T_{w,WB}^*$  und  $T_{k,WB}^*$ ), um dann auf die gemessene Strahlungsleistung des jeweiligen Messpunktes zurückzurechnen. Unter Berücksichtigung des Emissionskoeffizienten der Oberfläche ergibt sich dann die tatsächliche Temperatur  $T_{w,WB}$  und  $T_{k,WB}$ . Für die eigentliche Bestimmung des thermischen Widerstandes berechnet sich die Oberflächentemperatur des PVT-Absorber somit zu:

$$T_w(\epsilon) = T_{k,Pt100} + (T_{w,WB}(\epsilon) - T_{k,WB}(\epsilon)) \quad (5.4)$$

mit

$$T_{w,WB}(\epsilon) = \sqrt[4]{\frac{T_{w,WB}^*}{\epsilon}} \quad (5.5)$$

und

$$T_{k,WB}(\epsilon) = \sqrt[4]{\frac{T_{k,WB}^*}{\epsilon}} \quad (5.6)$$

Unter Kenntnis der Temperaturen von warmer und kalter Platte (also der Umgebungstemperatur  $T_{amb}$ ) durch die Kalibriersensoren ist

$$T_w(\epsilon) = T_{w,Pt100}$$

und

$$T_{k,Pt100} = T_{amb}$$

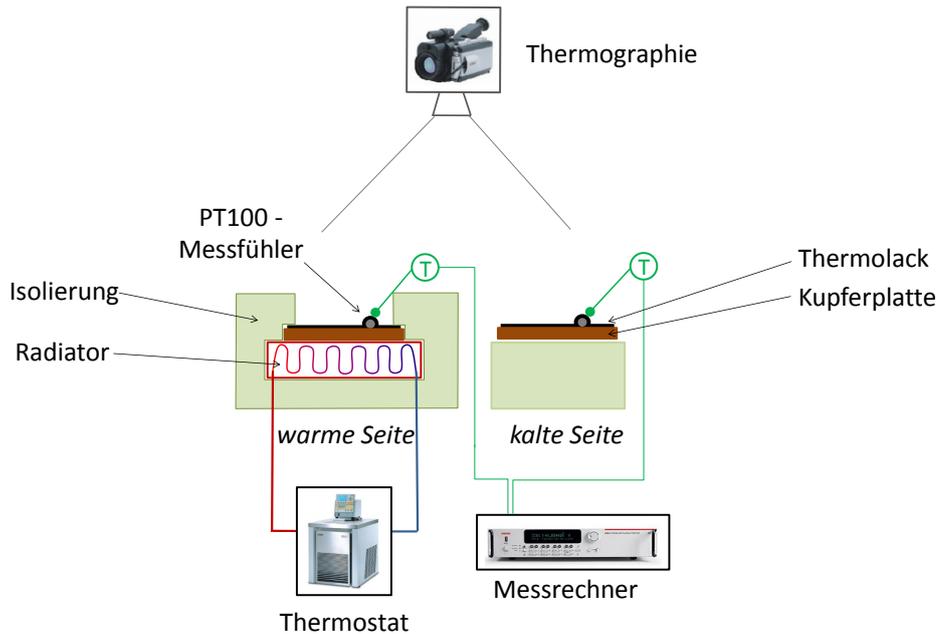


Abbildung 5.10: Schematische Darstellung der Kalibrierung des thermographischen Messaufbaus. [?]

Somit kann  $\epsilon$  über Gleichung ?? bis ?? bestimmt werden. Diese Kalibrierung enthält außer den Emissionseigenschaften der Oberflächenlackierung auch alle systematischen Unsicherheiten des Versuchsaufbaus. Die Kalibrierung wurde bei Fluidtemperaturen zwischen  $T_{flu} = 75^\circ\text{C}$  bis  $89^\circ\text{C}$  und führten dabei zu konstanten Ergebnissen von  $\epsilon$ .

**Messunsicherheiten** Für die spätere Bewertung der Aussagekraft der Ergebnisse wurde eine Fehlerabschätzung durchgeführt. Dafür wurden die partiellen Ableitungen von  $R_{PV}$  gebildet und eine systematische Unsicherheit  $u_{R_{PV}}$  bestimmt:

$$u_{R_{PV}}^2 = \sum_i u_{x_i}^2 \cdot \left( \frac{\partial R_{PV}}{\partial x_i} \right)^2 \quad (5.7)$$

Berücksichtigt wurden dabei die Unsicherheiten von  $T_w(\epsilon)$ ,  $T_{flu}$  und  $\dot{q}_{loss}$ . Wobei die Unsicherheiten dieser Größen wiederum über die entsprechenden partiellen Ableitungen bestimmt wurden. Die PT100 Temperatursensoren von Fluid und Kalibrierung wurden jeweils paarweise kalibriert. Es resultiert eine verhältnismäßig große Unsicherheit von  $R_{PV}$  von

$$u_{R_{PV}} = \pm 11\%$$

Im nachfolgenden Kapitel wird sich jedoch zeigen, dass die ermittelten Unterschiede der Absorberarten in  $R_{PV}$  jenseits der ermittelten Unsicherheiten liegen.

## 5 Thermischer Übergang von der PV-Zelle auf das Wärmeträgerfluid

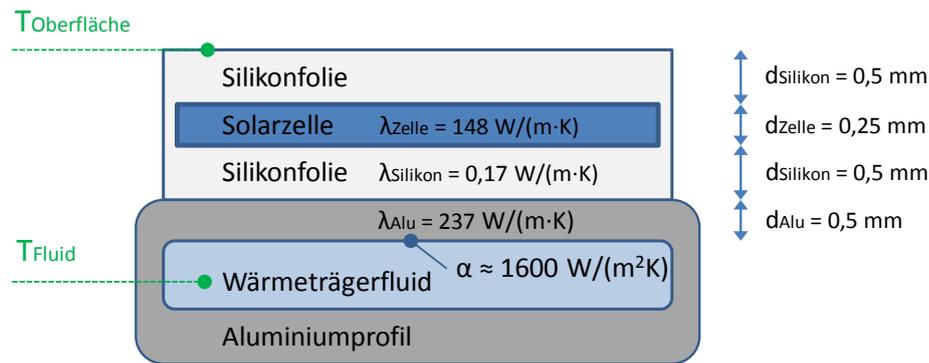


Abbildung 5.11: Skizze zur theoretischen Abschätzung des thermischen Widerstandes. [?]

### 5.3.3 Ergebnisse der Messung

Nach Vorstellung der Absorbententypen (Abbildung ?? und ??) und der Mess-Methodik sollen nachfolgend die Ergebnisse präsentiert werden.

Die vorgestellten Ergebnisse können, zumindest für den Aufbau mit Rechteckabsorber, selbstverständlich auch theoretisch berechnet werden. Abbildung ?? zeigt die Herleitung des thermischen Widerstandes  $R_{PV}$  für die Laminatanbindung durch Addition der Übergangswiderstände<sup>2</sup>. Diese ergibt als erste Annäherung einen thermischen Widerstand von  $R_{PV} = 6,5 \text{ (m}^2\text{K)/kW}$ .

Der praktische Erkenntnisgewinn durch den Laborversuch geht allerdings über den reinen Schichtaufbau und die verwendeten Materialien hinaus. Die thermographische Bildgebung und deren Analyse zeigten deutlich Effekte lokaler Unebenheiten in der Schichtdicke und Unregelmäßigkeiten in der thermischen Anbindung. Die Auswertung der Messung zeigte auch, dass die tatsächlichen Ergebnisse von den theoretischen Abschätzungen deutlich abweichen.

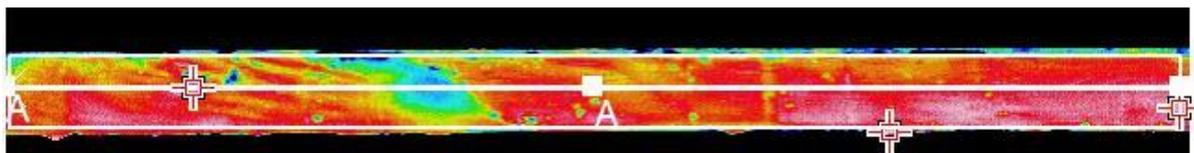


Abbildung 5.12: Ausschnitt aus thermographischer Aufnahme

Abbildung ?? zeigt beispielhaft einen Ausschnitt des Thermographiebildes des Rechteckabsorbers mit Epoxydharzanbindung (Abb. ??). Die Aufnahme wurde im Modus  $\epsilon = 1$  aufgenommen und berücksichtigt noch nicht die Kalibrierungsmethode (s. Kap. ??). Im linken mittleren Bildausschnitt zeigt sich ein deutlicher Bereich niedrigerer Oberflächentemperatur, was auf eine schlechte lokale Wärmeanbindung schließen lässt. Die stichprobenartige Auswertung entlang der markierten mittleren horizontalen Linie zeigt dies in Abbildung ?? noch einmal deutlich.

<sup>2</sup>Wärmeleitfähigkeit Silikonfolie experimentell bestimmt.  $2,0 \text{ W/(m}\cdot\text{K)}$  lt. Herstellerangabe

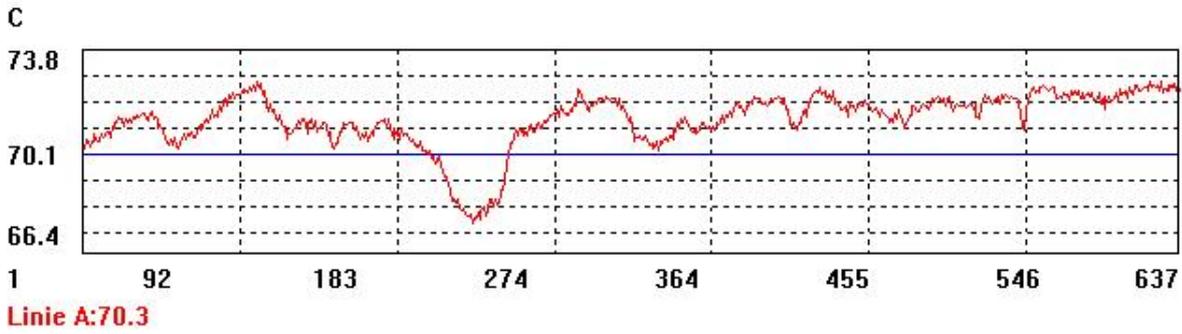


Abbildung 5.13: Linienprofil zur thermografischen Aufnahme

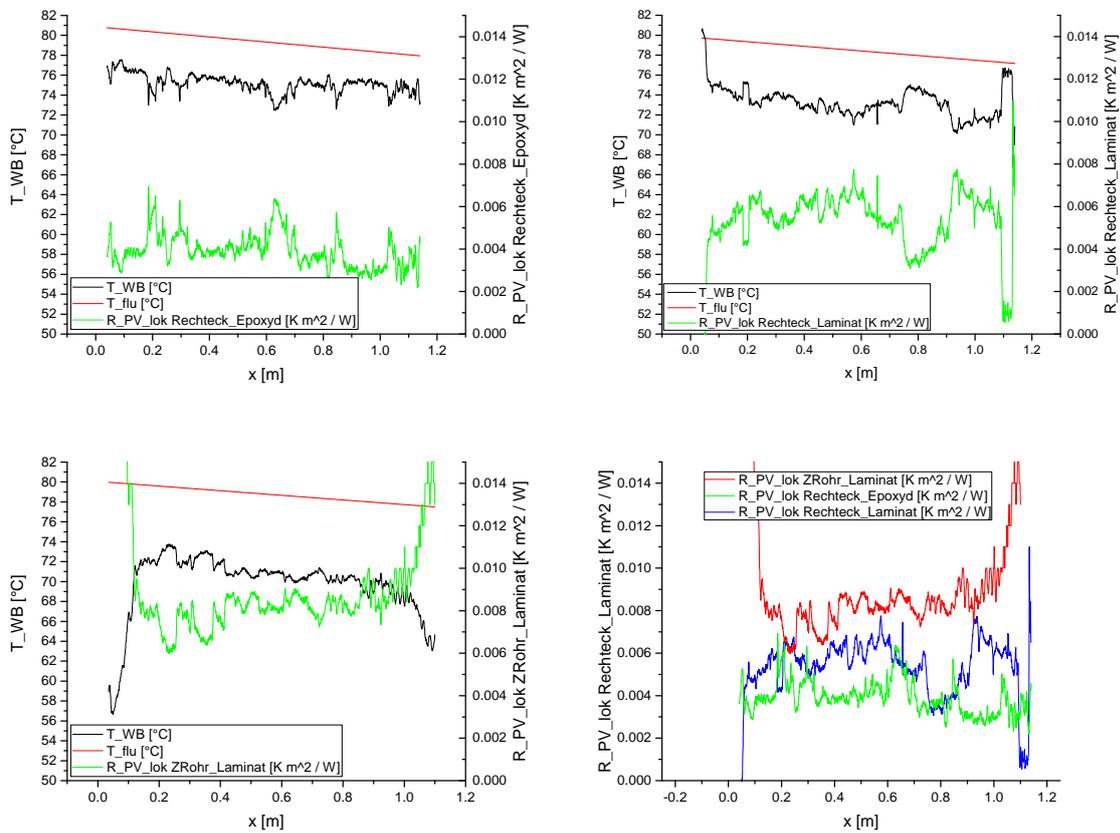


Abbildung 5.14: Für die drei PVT-Absorberarten werden jeweils die gemessenen Temperaturverläufe und die resultierenden lokalen thermischen Widerstände gezeigt. Das Diagramm rechts unten zeigt den Vergleich der lokalen Widerstände.

In der Auswertung der Thermographiebilder wurden fünf Linienprofile, verteilt über die Absorberbreite, gemittelt und durch die Kalibrieremethode die tatsächliche Oberflächentemperatur berechnet. Abbildung ?? zeigt für alle drei untersuchten PVT-Absorberarten die korrigierte Oberflächentemperatur  $T_w$  (Gln. ??) sowie die linear interpolierte Fluidtemperatur. Über die Oberfläche des PVT-Absorbers und die gemessene thermische Verlustleistung erhält man einen lokalen thermischen Widerstand  $R_{PV}^{lok}$ , welcher ebenfalls dargestellt ist.

Alle drei Verläufe von  $R_{PV}^{lok}$  zeigen einen unregelmäßigen Verlauf. Auffällig ist der starke lokale Anstieg des thermischen Widerstandes beim PVT Absorber mit zentraler Rohranbindung im Bereich  $x > 1,0\text{m}$ . Dies ist auf einen systembedingten Nachteil der rückseitigen Rohranbindung zurückzuführen, da die Meanderrohrführung im Randbereich eine Biegung macht, worunter die thermische Ankopplung leidet. Abbildung ?? (unten, rechts) zeigt den Vergleich der drei Widerstandsprofile.

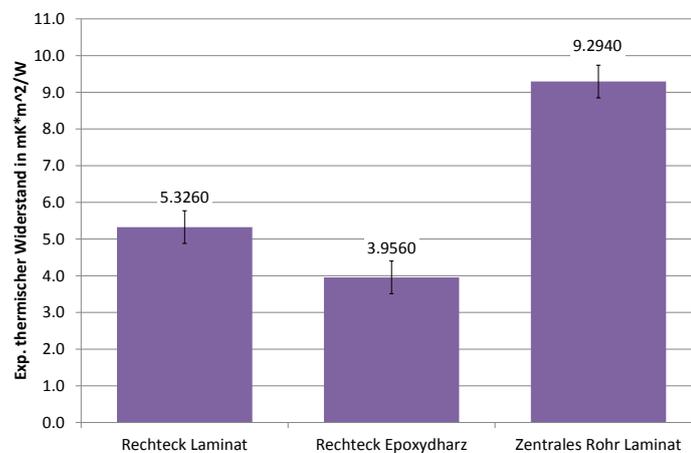


Abbildung 5.15: Ergebnisse des thermischen Widerstandes

**Zusammenfassung:** Durch die direkte Laminatanbindung der PV Zellen an einen vollflächig durchströmten Aluminiumabsorber nimmt der thermische Widerstand im Vergleich zur Laminatanbindung an einen konventionellen Absorber mit rückseitigem Rohr signifikant ab (Abbildung ?? ). Die Reduzierung des thermischen Widerstandes von  $R_{PV} = 9,3 \pm 0,4 (\text{m}^2\cdot\text{K})/\text{kW}$  auf  $R_{PV} = 5,3 \pm 0,4 (\text{m}^2\cdot\text{K})/\text{kW}$  entspricht einer Verbesserung von  $\eta_0 = 75\%$ .

Eine weitere Reduzierung des thermischen Widerstandes konnte durch den Einsatz eines thermisch verbesserten Klebstoffes erreicht werden. In diesem Fall wurde ein Epoxydharzklebstoff untersucht, welcher den thermischen Widerstand auf  $R_{PV} = 4,0 \pm 0,4 (\text{m}^2\cdot\text{K})/\text{kW}$  reduzieren konnte. Allerdings muss angemerkt werden, dass die untere Verbindung von Epoxydharz-Klebstoff und Zellunterseite steif ist im Vergleich zur Laminatanbindung und daher potenziell zu Zellbrüchen führen könnte.

Die Bedeutung des thermischen Widerstandes  $R_{PV}$  liegt in der sich einstellenden Zelltemperatur relativ zur Fluidtemperatur. Bei einem angenommenen thermischen Wirkungsgrad von 75 % resultiert für  $R_{PV} = 5,3 (\text{m}^2\text{K})/\text{kW}$  eine Temperaturdifferenz von  $\Delta T \approx 9,4\text{K}$ , bedingt durch die Strahlungskonzentration eines CPCs mit  $\theta_A = 25^\circ$ .

### *5.3 Bestimmung des thermischen Widerstandes*

Die Reduzierung dieser Temperaturdifferenz wirkt sich positiv auf den thermischen und elektrischen Wirkungsgrad aus und verringert thermische Spannungen in der Zellebene.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass die Ergebnisse eine deutliche Verbesserung bei der thermischen Anbindung der PV Zellen an einen Absorber nachweisen konnten. Der experimentelle Nachweis konnte die theoretischen Vorhersagen sogar leicht unterbieten.



# 6 Einfluss der veränderten Randbedingungen der PV-Zelle

**Motivation** Aus der Literatur und eigenen Vorstudien ist der negative Einfluss der CPC-Einstrahlverteilung auf die PV-Effizienz bekannt. Im Rahmen der Entwicklung eines CPC-PVT-Versuchskollektors im Realmaßstab ist ein tieferes Verständnis, sowie eine Quantifizierung dieser und anderer optischer Effekte auf die spätere Gesamteffizienz des System notwendig.

Zur Reduzierung lokaler Konzentrationsspitzen durch die CPC-Geometrie wurde am ZAE Bayern zuvor durch Thoma [?] eine optische Homogenisierung der Einstrahlverteilung vorgeschlagen. Diese beruht darauf, die PVT-Absorberebene aus dem Fokus der Reflektoren zu ziehen, indem der Absorber mittels vertikaler Hilfsspiegel abgesenkt wird (LA-CPC<sup>1</sup>). Dieses Konzept wird parallel zur Standard CPC-Geometrie S-CPC untersucht.

Um die diversen Einflüsse auf die PVT-Effizienz experimentell zu quantifizieren wurde deshalb ein variabler CPC-PVT-Versuchskollektor gebaut, welcher in der Lage ist, für ein und denselben PVT-Absorber unterschiedlichste Kombinationen von CPC-Reflektoren aufzunehmen. Der Versuchskollektor wurde unter in-situ Bedingungen auf dem Solar-teststand in Garching bei München vermessen.

Gemessen wurde jeweils der IAM<sup>2</sup> der PV-Effizienz für jeweils drei unterschiedliche Akzeptanzwinkel  $\theta_A$ . Zusätzlich wurden Einflüsse weiterer Randbedingungen wie thermischer Entkopplung, Absorber-Absenktiefe und Absorberbreite untersucht. Über das in Kapitel ?? vorgestellte Gesamtmodell und anhand von Strahlverfolgungssimulationen konnten die gemessenen Effekte interpretiert werden.

## 6.1 Strahlverfolgungssimulationen - Analyse und Optimierung

Über ausführlichere Strahlverfolgungssimulationen wurde der Einfluss einzelner geometrischer Randbedingungen (Abbildung ??) untersucht. Die einfallswinkelabhängigen Effekte überlagern in den späteren IAM-Kurven der PV-Effizienz die thermischen und elektrischen Effekte, welche ebenfalls einfallswinkelabhängig sind.

**Einfluss Reflexionsgrad** In Abbildung ?? wird der Einfluss des Reflexionsgrades auf eine LA-CPC und eine CPC mit  $\theta_A=25^\circ$  dargestellt. Für S-CPC-Geometrien durch-

---

<sup>1</sup>Lowered Absorber CPC

<sup>2</sup>Incidence Angle Modifier

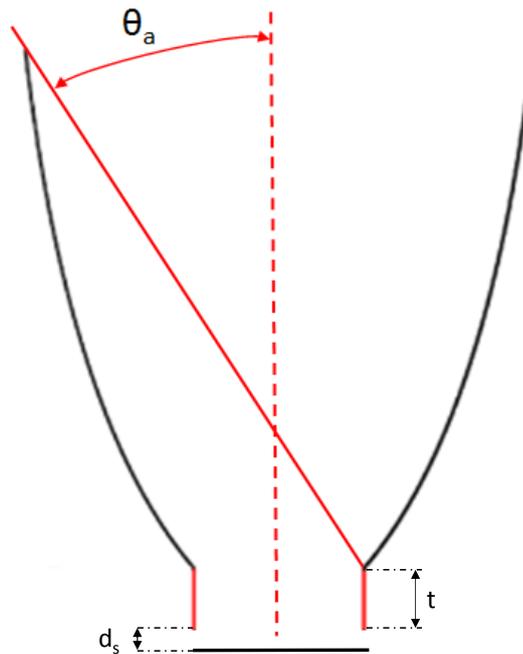


Abbildung 6.1: Grafische Darstellung der Parameter  $\theta_a$ ,  $R$ ,  $t$ ,  $d_v$ ,  $d_s$  und  $R_{ETFE}$ , welche für die Simulationen variiert werden

läuft jeder einfallende Strahl höchstens eine Reflexion. Im extremalen Fall für  $\theta_i = \theta_A$  widerfährt genau jedem Strahl je eine Reflexion.

Da bei der LA-CPC-Geometrie durch die Homogenisierung der vertikalen Reflektoren auch zwei oder mehr Reflexionen auftreten können, ist diese Geometrie mit steigendem Einfallswinkel deutlich mehr beeinflusst vom Reflektionsgrad  $\rho$ . Betrachtet man die Verluste des S-CPC mit  $\rho = 0,85$ , so stellt man eine direkt proportionale Verschlechterung gegenüber  $\rho = 0,95$  fest. Der LA-CPC mit  $\rho = 0,85$  zeigt eine überproportionale Verschlechterung gegenüber  $\rho = 0,95$ , da mit steigendem Einfallswinkel  $\theta_i$  auch die Anzahl der Reflexionen steigen.

**Einfluss der thermischen Lücke** Die thermische Entkopplung zwischen heißem Absorber und kaltem Reflektor ist unumgänglich, um den gewünschten Verbesserungseffekt in der thermischen Effizienz durch Strahlungskonzentration zu erreichen. Die Berechnung bzw. Abschätzung des Wärmestroms zwischen Absorber und Reflektor ist aus Geometrie Gründen jedoch sehr schwierig und unzuverlässig. Im Gegensatz dazu lassen sich die optischen Verluste durch die Lücke gut durch Strahlverfolgung abschätzen. Zur Verifikation wurde die thermische Lücke in der späteren experimentellen Untersuchung (Kapitel ??) variiert. Ein Abwiegen der beiden Effekte führte zur letztendlich willkürlichen Festlegung der thermischen Lücke für den CPC-PVT-Kollektor im Realmaßstab.

Abbildung ?? zeigt den optischen IAM eines S-CPC mit  $\theta_A = 25^\circ$  unter Variation der thermischen Lücke  $t$ . Man sieht, dass relevante Verluste erst für sehr hohe Einfallswinkel auftreten, da durch die Lücke reflektierte Strahlen ungenutzt entweichen können.

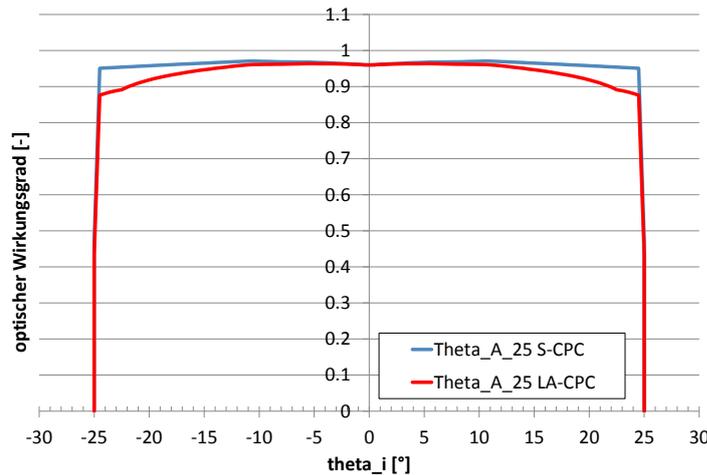


Abbildung 6.2: IAM bzw. optischer Wirkungsgrad bei Reflexionsgraden von 0,95 und 0,85 für einen CPC mit Akzeptanzwinkel  $\theta_a = 25^\circ$  mit und ohne Absenkung mit Rechteckspiegeln ( $t = 20$  mm)

**Einfluss der Absorberabsenkung  $t$**  In Kapitel ??, Abbildung ?? wurde erläutert, wie die optimale Absenktiefe der vertikalen Reflektoren eines LA-CPC über die Standardabweichung der Einstrahlverteilung ermittelt wird. Abbildung ?? zeigt den Einfluss einer Änderung der Absenkung von  $t=20$  mm auf  $t=23$  mm. Man erkennt, dass dieser Einfluss aus optischen Gesichtspunkten vernachlässigbar ist.

## 6.2 Experimentelle Ergebnisse

### 6.2.1 Konstruktion und Bau des Versuchskollektors

Für die Untersuchung des CPC-Einflusses auf den PV-Wirkungsgrad wurde ein spezieller PVT-Versuchskollektor gebaut, welcher in der Lage ist, verschiedene Arten von CPC-Reflektoren aufzunehmen (Abbildung ??, rechts). Alle Reflektoren werden gemäß ihrer Herleitung in Gleichung ?? und ?? in ihrer vollen Höhe gefertigt. Zusätzliche Effekte auf den IAM des PV-Wirkungsgrads, welche aus der Höhenkürzung („Truncation“) der Reflektoren folgen, sollen damit ausgeschlossen werden.

Die Experimente finden unter konstantem Massestrom und Fluidtemperatur statt. Der Volumenstrom wurde möglichst hoch gewählt, um die Temperaturgradienten in Flussrichtung möglichst klein zu halten. Der verwendete PVT-Absorber mit den Maßen  $50 \text{ mm} \times 1200 \text{ mm}$  ist laminiert mit  $44 \text{ mm} \times 156 \text{ mm}$  c-Si Zellen und entspricht im Aufbau genau dem abschließenden CPC-PVT-Kollektors im Realmaßstab. Die zu vermessende einzelne Zelle liegt dem Fluidvorlauf am nächsten, während dieser von einem Thermostaten auf konstant  $T_{in} = 25^\circ \text{C}$  gehalten wird.

Abbildung ?? (links) zeigt den Schnitt durch das entworfene Kollektor-Rahmengestell. Die Seitenverstellung (Nr. 2) ermöglicht die Aufnahme von CPC-Reflektoren unterschiedlicher Aperturbreite (entsprechend unterschiedlichem Konzentrationsfaktor  $C$ ). Die Seitenverstellung (Nr. 1) ermöglicht die Anpassung der vertikalen Hilfsreflektoren

## 6 Einfluss der veränderten Randbedingungen der PV-Zelle

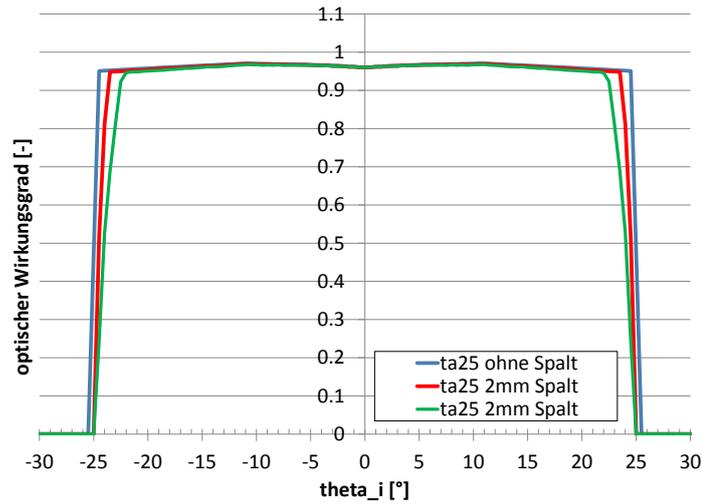


Abbildung 6.3: Optischer Wirkungsgrad für einen CPC mit  $\theta_a = 25^\circ$  bei einem Spalt zum Absorber von  $d_s = 0, 1, 2$  mm ( $R = 0,95$ )

im Falle des LA-CPC. Die unterschiedlichen Reflektorhöhen werden durch eine Höhenverstellung der gesamten unteren PVT-Absorberaufnahme kompensiert.

Tabelle 6.1: Variationsmöglichkeiten der Spiegelgeometrie beispielhaft für  $\theta_A = 18^\circ$

$\theta_A$ [°]	$C$ [-]	$d_{Abs}$ [mm]	$d_s$ [mm]	$t$ [mm]
18	3,24	44	0	0
18	3,24	44	0	$\geq 20$
18	3,24	44	$> 0$	0
18	3,24	44	$> 0$	$\geq 20$
18	3,24	50	0	0
18	3,24	50	0	$\geq 20$
18	3,24	50	$> 0$	0
18	3,24	50	$> 0$	$\geq 20$

Tabelle ?? zeigt beispielhaft für einen Akzeptanzwinkel von  $\theta_A = 18^\circ$  die Variationsmöglichkeiten der Reflektorgeometrie. Für die unterschiedlichen Akzeptanzwinkel  $\theta_A = 18^\circ, 23,5^\circ, 25^\circ$  und  $30^\circ$  können jeweils Absenktiefe  $t$  (also S-CPC oder LA-CPC) und thermische Lücke  $d_s$  variiert werden. Die Ausgangsapertur kann wahlweise auf Zellbreite  $2a' = 44$  mm oder Absorberbreite  $2a' = 50$  mm eingestellt werden. Die Konstruktion des Reflektors kann aber muss dabei aber nicht angepasst werden. Hintergrund ist dabei die Idee einer rein thermischen Nutzung des Randbereichs des Absorbers für Einfallswinkel  $\theta_i \approx \theta_A$ . Für diesen Winkelbereich treten für den S-CPC bekanntlich hohe Konzentrationsspitzen auf.

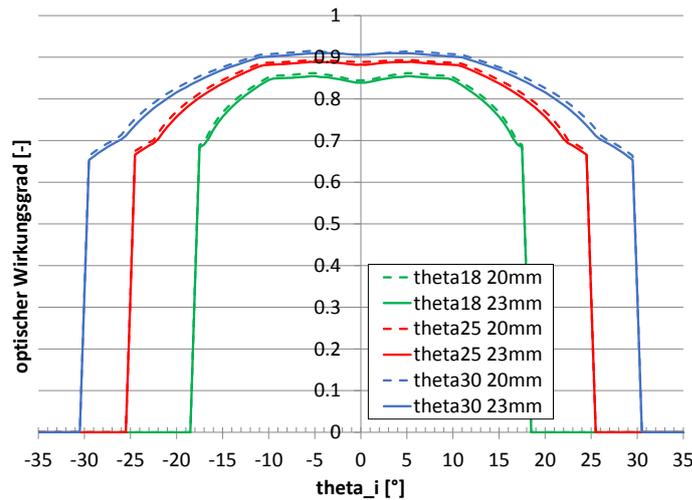


Abbildung 6.4: Optischer Wirkungsgrad für CPCs mit  $\theta_a = 18^\circ, 25^\circ, 30^\circ$  ( $R = 0,85$ ) und mit  $t = 20$  mm bzw.  $23$  mm

## 6.2.2 Versuchsaufbau

Die Versuche wurden unter in-situ Bedingungen auf dem Solarteststand des ZAE Bayern auf dem Gebäude der Fakultät Maschinenwesen der TU München durchgeführt<sup>3</sup>.

Die solare Direkt- und Diffusstrahlung, sowie die Globalstrahlung in horizontaler und Kollektorebene  $G_{sol}^{Koll}$  wurden gemessen. Die Umgebungstemperatur  $T_{amb}$ , Vor- und Rücklauftemperatur ( $T_1 = T_{in}$  und  $T_2 = T_{out}$ ) wurden ebenfalls gemessen, jedoch zur Versuchsauswertung nicht benötigt.

Für die Bestimmung des PV-Wirkungsgrads wurde eine elektrische Last verwendet, um damit die Strom-/ Spannungskennlinie in einer 4-Quadrantenmessung aufzuzeichnen. Daraus bestimmt werden  $I_{SC}$ ,  $U_{oc}$ ,  $R_s$ ,  $R_p$ , sowie der Füllfaktor. Für die Auswertung von  $\eta_{PV}$  wurden lediglich Messdaten mit einer Globalstrahlung von  $900 \text{ W/m}^2 < G_{sol}^{Koll} < 1100 \text{ W/m}^2$  berücksichtigt.

Der Versuchskollektor wird in Flussrichtung vertikal auf einem Biaxial-Tracker montiert (Abbildung ??), was es erlaubt, beliebige solare Einfallswinkel in transversaler Ebene anzufahren, also Einfallswinkel senkrecht zur Symmetrieachse der CPC-PVT-Kollektorrinne.

## 6.2.3 Ergebnisse

### Einfluss der Strahlungskonzentration

Für das erste Experiment wurde der Biaxialtracker bei Südausrichtung  $\alpha_s = 0^\circ$  und konstantem Anstellwinkel gehalten, während der transversale Einfallswinkel im natürlichen Sonnenverlauf der Tageszeit entsprechend variiert. Der Anstellwinkel der Kollektorebene

<sup>3</sup>Standort: Höhe: 476 m

Breitengrad: N 48°15'54.9" 48.26525°

Längengrad: E 11°40'4.53" 11.66793°

Ortszeit: 18.02.2016 16:47 UTC+1

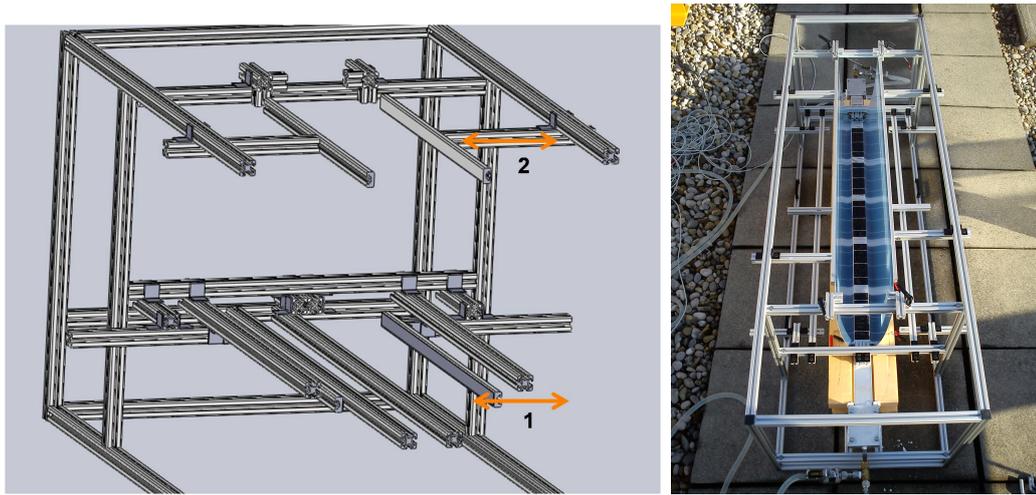


Abbildung 6.5: Komplette aufgebauter PVT-Versuchskollektor.

wird so gewählt, dass der longitudinale Einfallswinkel (also parallel zur Symmetrieachse) über den Akzeptanzwinkelbereich annähernd  $\theta_{\parallel} = 0^{\circ}$  beträgt. Dieses Experiment ermöglicht eine maximale Winkelauflösung, setzt aber optimale Wetterbedingungen über mehrere Stunden voraus.

Es wurden drei CPC-PVT-Variationen mit Standard S-CPC-Reflektoren und Akzeptanzwinkeln von  $\theta_A = \pm 18^{\circ}$ ,  $\theta_A = \pm 25^{\circ}$  und  $\theta_A = \pm 30^{\circ}$  untersucht. Abbildung ?? (links) zeigt den Vergleich der drei IAM-Kurven des PV-Wirkungsgrads. Generell erkennt man einen Abfall des PV-Wirkungsgrads für sinkende Akzeptanzwinkel  $\theta_A$  und damit für steigende Konzentrationen  $C$  (siehe Gleichung ??). Mögliche negative Einflüsse sind optische Verluste, darunter Reflexionsverluste und Verluste an Diffusstrahlung, sowie ohmsche Verluste am Serienwiderstand der Frontkontakte.

Alle drei IAM Kurven brechen etwa  $3^{\circ}$  vor ihrem nominellem Akzeptanzwinkel ein.

Die Kurven weisen einen charakteristischen Zackenverlauf in der Größenordnung  $\Delta\theta_i \approx 2^{\circ}$  auf, welcher auf das Durchwandern der Konzentrationspeaks der elektrischen Frontfinger zurückzuführen ist. Die elektrischen Frontfinger verlaufen senkrecht zur transversalen Symmetrieebene des CPCs, die Sammelkontakte parallel (Abbildung ??).

**Interpretation** Um den gemessenen Wirkungsgrad bei  $\theta_i = 0^{\circ}$  auf Plausibilität zu überprüfen, kann folgende Abschätzung getroffen werden: Setzt man den ursprünglichen Zellwirkungsgrad von  $\eta_{PV}^{Ref} = 15,5\%$  an und berücksichtigt sowohl Reflektivität des Spiegels, Transmissionsverluste durch die Laminierung, sowie die Verluste an Diffusstrahlung, bedingt durch den endlichen Akzeptanzwinkelbereich des CPC, so erhält man einen effektiven elektrischen PV-Wirkungsgrad von  $\eta_{PV}^{eff} = 11,75\%$ . Dies steht in guter Übereinstimmung mit dem Experiment, wenn man berücksichtigt, dass einzelne Einflussgrößen unter Umständen größer sind und weitere Einflüsse wie Temperatur- und Einstrahlverteilung hinzukommen. Die Abschätzung ist in Tabelle ?? nochmals dargestellt.

Um die Form der IAM-Kurven quantitativ beschreiben zu können, wird nach Glei-

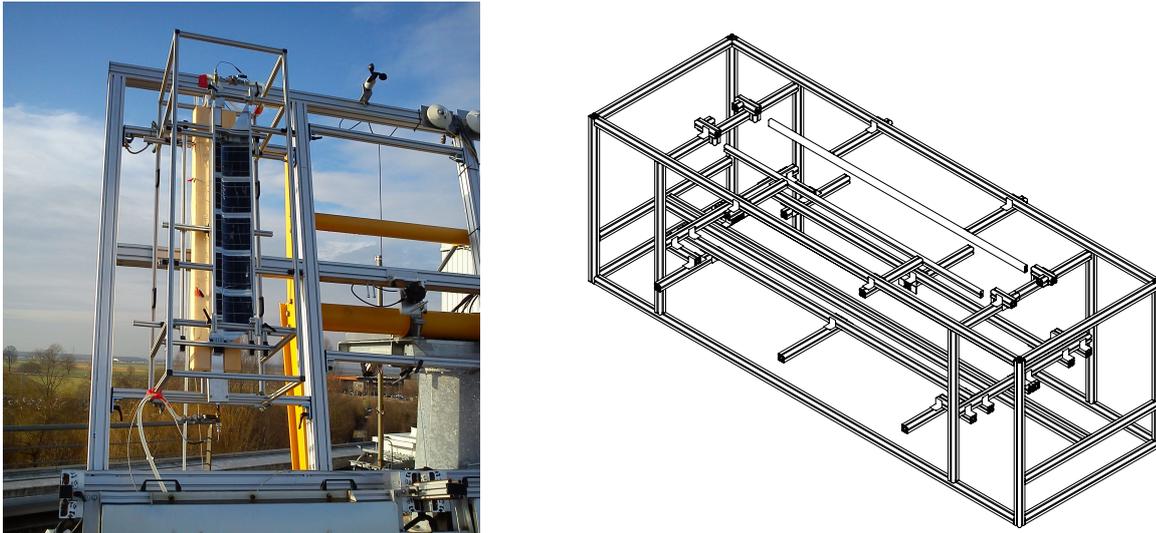


Abbildung 6.6: *links*: Variabler PVT-Versuchskollektor auf dem Biaxial-Solartracker. *rechts*: Rahmengestell des PVT-Versuchskollektors zur Aufnahme unterschiedlicher CPC-Geometrien.

Tabelle 6.2: Theoretische Abschätzung des zu erwartenden Wirkungsgrads, bedingt durch Reflektivität und Transmission von Reflektor, Laminierung, sowie den Diffusstrahlungsverlusten am CPC.

$\eta_{pv}^{ref}$	$\tau$	$\rho$	$\eta_{diff}$	$\eta_{pv}^{eff}$
%				%
15,50	14,73	13,99	11,75	<b>11,75</b>

chung ?? ein IAM-Füllfaktor  $FF^{opt}$  definiert:

$$FF^{opt} = \frac{\int_{-\theta_A}^{+\theta_A} IAM(\theta_i) d\theta_i}{2 \cdot \theta_A \cdot IAM(\theta_i = 0^\circ)} \quad (6.1)$$

Tabelle ?? zeigt, dass auch der IAM-Füllfaktor leicht mit steigender Konzentration  $C$  abnimmt. Der normierte IAM-Füllfaktor weist auf winkelabhängige Verlusteffekte hin, wozu vor allem auch der Einfluss der ungleichmäßigen Strahlungsverteilung zählt.

Tabelle 6.3: Comparison of the optical fill factor  $FF^{opt}$  for different acceptance half angles.

$\theta_A$	$C$	$FF^{opt}$
18°	3,24	86,2 %
25°	2,37	88,2 %
30°	2,00	90,0 %

In Abbildung ?? (rechts) ist der Kurzschlussstrom  $I_{SC}$  unter senkrechter Einstrahlung  $\theta_{\perp} = 0^\circ$  über dem Konzentrationsfaktor aufgetragen.  $I_{SC}$  weicht dabei zunehmend von der idealisierten, linearen Vorhersage mit Einheitssteigung ab. Der Kurzschlussstrom ist

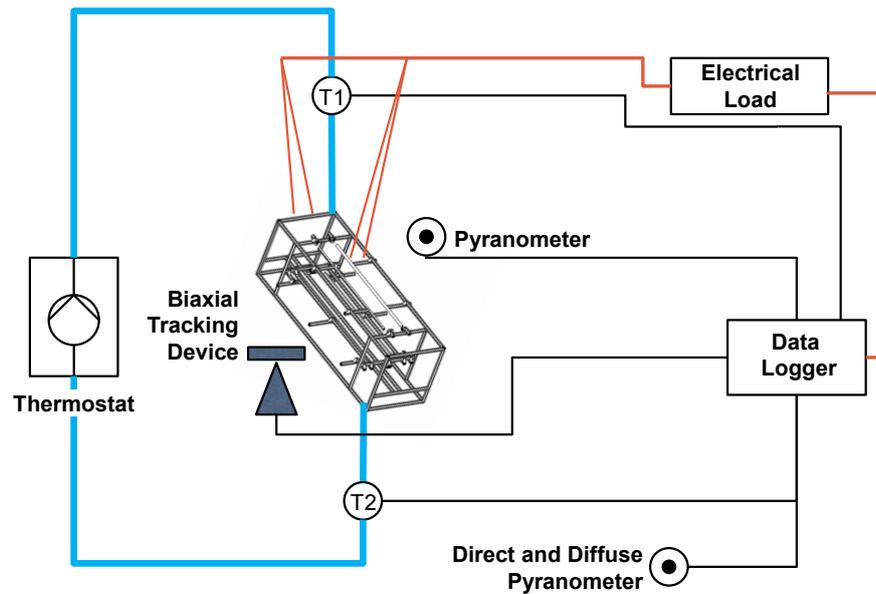


Abbildung 6.7: Versuchsaufbau zur Messung des IAMs der PV-Effizienz auf dem Solarteststand.

ein Indikator für optische Verluste. Die proportionale Abnahme des PV-Wirkungsgrads mit  $C$  ist größer im Vergleich zu den Verlusten am Kurzschlussstrom, was auf weitere Verlustmechanismen wie Temperaturverteilung und Einstrahlverteilung der Zelle hinweist.

In der Analyse der Ergebnisse in Kapitel ?? wird eine quantitative Unterscheidung der einzelnen Verlustmechanismen durchgeführt.

### Effekte der Reflektorgeometrie

Für eine detaillierte Untersuchung verschiedener Variationen (siehe Abbildung ??) in der Reflektorgeometrie wurde der Versuchskollektor sowohl in S-CPC- als auch in LA-CPC-Ausführung (Abbildung ??) auf dem Biaxial-Solartracker montiert. Durch die Verwendung des Trackers konnte, im Gegensatz zur stationären Versuchsanordnung, eine Vielzahl von IAM-Kurven aufgezeichnet werden. Jede von ihnen benötigte etwa 44 bis 52 Minuten, wodurch konstante in-situ Bedingungen während einer Messung garantiert werden konnten. Die wichtigsten Ergebnisse werden nun nachfolgend präsentiert.

**S-CPC und LA-CPC** Wie in Kapitel ?? beschrieben, muss aus Effizienzgründen in einem späteren CPC-PVT-Kollektor (im Realmaßstab) zwischen Reflektor und Absorber eine sogenannte „thermische Lücke“ eingehalten werden, um beide Bauteile voneinander zu entkoppeln. Für den nachfolgenden Vergleich von S-CPC und LA-CPC wird diese Lücke je 1 mm betragen. Die Absenkung des PVT-Absorbers für den LA-CPC beträgt jeweils  $t = 23$  mm.

Abbildung ?? zeigt den Vergleich der experimentell ermittelten PV-Effizienz zwischen S-CPC und LA-CPC für einen Reflektor mit  $\theta_A = 18^\circ$ . Die Messpunkte zeigen ein leicht-

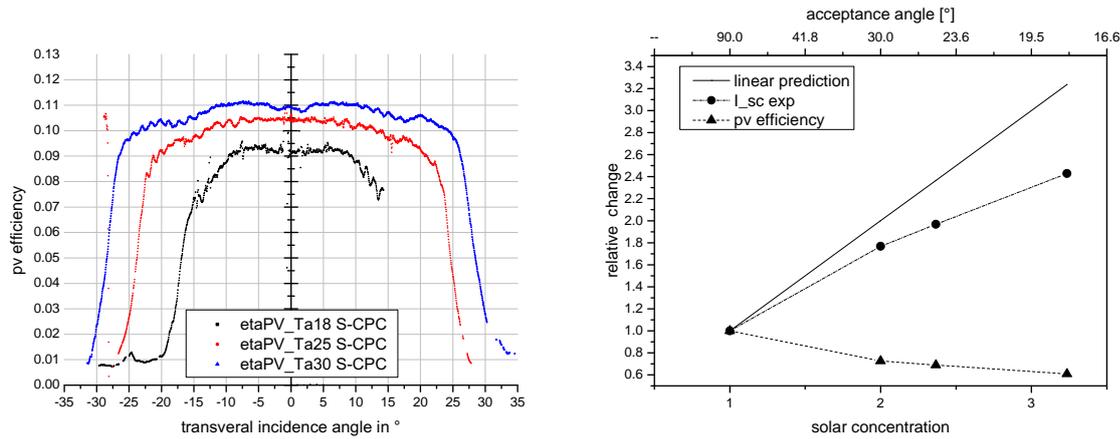


Abbildung 6.8: *links*: Experimentelle Ergebnisse der drei S-CPC mit  $\theta_A = 18^\circ, 25^\circ, 30^\circ$ . *rechts*: Normierter Vergleich des idealen und gemessenen Kurzschlussstroms  $I_{SC}$ , sowie der gemessenen PV-Effizienz gegen den Konzentrationsfaktor, bei senkrechtem Einfall  $\theta_i = 0^\circ$ .

tes Rauschen in y-Richtung. Dies ist darauf zurückzuführen, dass jede einzelne Messung der PV-Effizienz einem diskreten Einfallswinkel  $\theta_i$  zugeordnet wird. Das Rauschen entspricht also dem Gradienten der Effizienz zwischen zwei Einfallswinkeln.

Entgegen der Erwartung erkennt man, dass der LA-CPC keine Effizienzsteigerung bewirkt. Für Einfallswinkel  $|\theta_i| < 9^\circ$  ist der S-CPC dem LA-CPC sogar überlegen. Ähnlich der stationären Messung in ?? brechen beide IAM-Kurven etwa  $3^\circ$  zu früh, also vor  $\theta_i = \theta_A = 18^\circ$  ein.

Abbildung ?? zeigt ein ähnliches Ergebnis für den Vergleich bei  $\theta_A = 25^\circ$ . Die Messung des LA-CPC wird jedoch verglichen mit der stationären Messung ( $NV^4$ ) des IAM des S-CPC, da der entsprechende Datensatz unbrauchbar war. Im Bereich niedriger Einfallswinkel sind die beiden Kurven hier vergleichbar. Für höhere Einfallswinkel fällt der IAM des LA-CPC jedoch frühzeitig ab. Beide Kurven halten ihre Effizienz bis nahe an  $\theta_A$  und fallen jeweils etwa  $1^\circ$  bis  $2^\circ$  zu früh ab.

Abbildung ?? zeigt den Vergleich für  $\theta_A = 30^\circ$ . Gezeigt wird der IAM für eine Messung des LA-CPC ohne thermische Lücke, also  $t = 0$  mm, was die eindeutige Aussagekraft des Vergleichs mindert. Die gezeigte Kurve sollte also geringfügig besser gegenüber der Kurve mit  $t = 1$  mm sein.

Für geringe Einfallswinkel ist die IAM-Kurve des LA-CPC nun erstmals besser als die des S-CPC, wenn auch nur leicht. Für höhere Einfallswinkel zeigt der LA-CPC wieder Effizienzeinbußen gegenüber der Standardgeometrie, wie es schon für  $\theta_A = 25^\circ$  zu sehen war. Die Kurven brechen analog zu den vorherig gezeigten Messungen wieder etwa  $2^\circ$  bis  $3^\circ$  zu früh ein. Dieser Effekt scheint nicht relativ zum steigenden Akzeptanzwinkel  $\theta_A$  zu wachsen.

It can be concluded, that also for  $\theta_A = 30^\circ$  the S-CPC is clearly preferable.

<sup>4</sup>natural variation: Natürliche Variation des Sonnenwinkels.

## 6 Einfluss der veränderten Randbedingungen der PV-Zelle

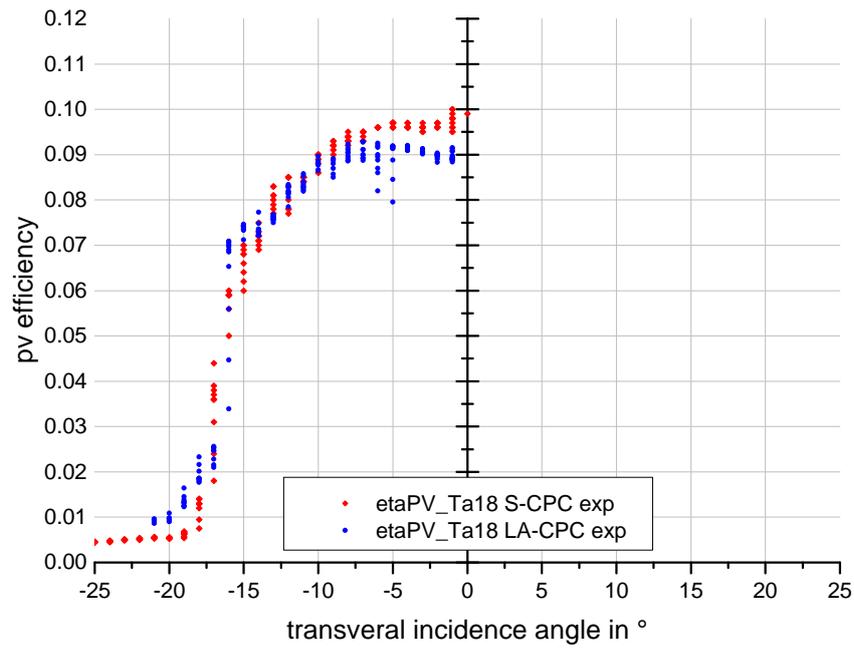


Abbildung 6.9: Experimenteller Vergleich des IAMs der PV-Effizienz eines S-CPCs und eines LA-CPCs mit jeweils  $\theta_A = 18^\circ$ .

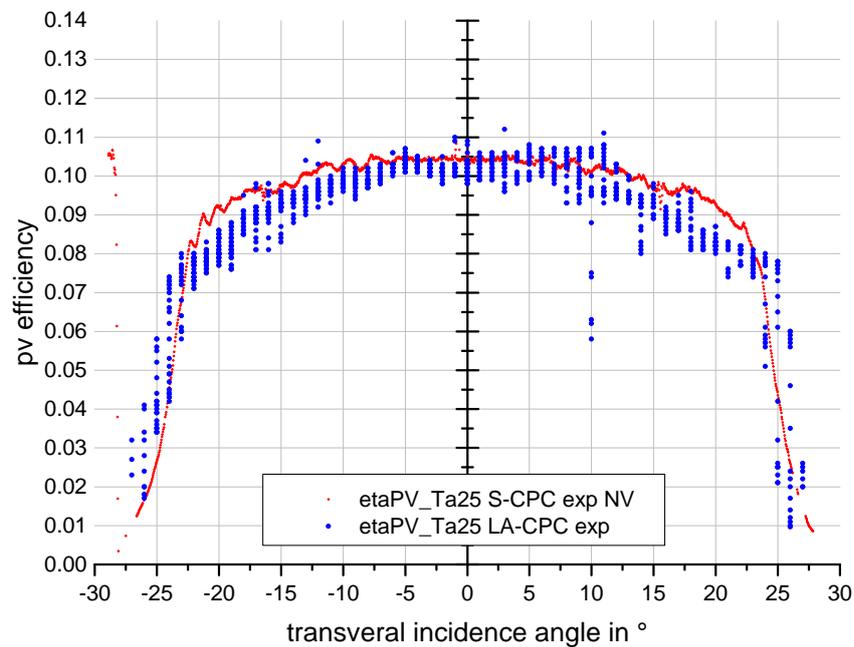


Abbildung 6.10: Experimenteller Vergleich des IAMs der PV-Effizienz eines S-CPCs und eines LA-CPCs mit jeweils  $\theta_A = 25^\circ$ .

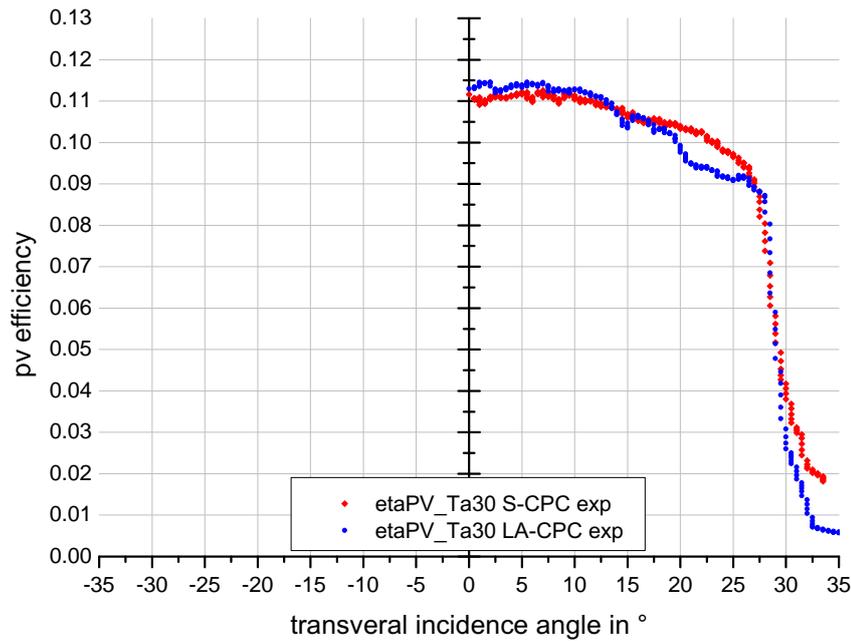


Abbildung 6.11: Experimenteller Vergleich des IAMs der PV-Effizienz eines S-CPCs und eines LA-CPCs mit jeweils  $\theta_A = 30^\circ$ .

**Thermische Lücke  $d_s$ :** Die Notwendigkeit einer („thermischen“) Lücke zwischen Absorber und Reflektor (Abbildung ??) folgt aus Gründen der thermischen Effizienz des späteren CPC-PVT-Kollektors im Realmaßstab.

Hier soll die Auswirkung auf den IAM der PV-Effizienz experimentell betrachtet werden, indem sowohl für einen LA-CPC mit  $\theta_A=18^\circ$  als auch für  $\theta_A=25^\circ$  die thermische Lücke  $d_s$  auf 0 mm und 2 mm variiert wird.

Abbildung ?? (rechts) zeigt den Vergleich für  $\theta_A=25^\circ$ . Die Aussagekraft des Vergleichs ist geschwächt durch ein Effizienzauschen, das den Diffusstrahlungsbedingungen des Messtages geschuldet ist. Die Differenz der beiden Kurven mit und ohne thermischer Lücke liegt in der Größenordnung  $\Delta\eta_{pv} \approx 0,05$ . Für  $\theta_A=18^\circ$  (Abbildung links) ist der Effekt geringer.

Die theoretische Vorhersage der Strahlungssimulation in Abbildung ?? zeigte keine Einbußen in der PV-Effizienz, dafür aber Verluste im Rand des Akzeptanzwinkelbereichs. Diese vorhergesagten Randverluste sind zumindest für  $\theta_A=25^\circ$  gut zu erkennen, nicht jedoch für  $\theta_A=18^\circ$ .

**Absenkung  $t$ :** Für alle experimentellen Tests einer LA-CPC-Reflektorgeometrie wurde eine Absorberabsenkung von  $t=23$  mm auf Grundlage der Voruntersuchung auf Seite ??, Abbildung ?? umgesetzt.

Abbildung ?? zeigt den Vergleich zweier LA-CPC mit Absenktiefe  $t=23$  mm und  $t=20$  mm. Als Referenz ist zusätzlich ein S-CPC mit  $d_s=1$  mm dargestellt. Der PV-IAM mit  $t=20$  mm zeigt einen sehr unregelmäßigen Verlauf, was auf die ungünstigen Strahlungsbedingungen des Messtages zurückzuführen ist. Man kann jedoch feststellen, dass für Einfallswinkel  $\theta_i > 22^\circ$  beide LA-CPC-Geometrien den typischen Effizienzverlust

## 6 Einfluss der veränderten Randbedingungen der PV-Zelle

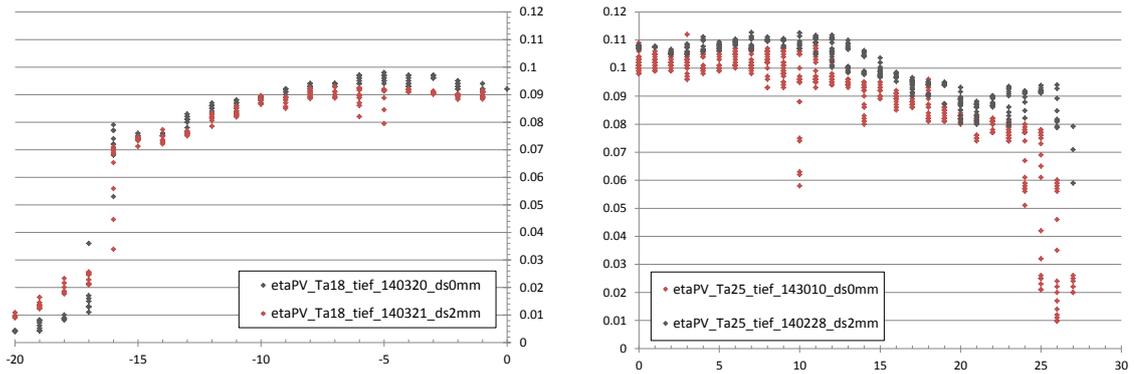


Abbildung 6.12: Auswirkung der thermischen Lücke  $d_s$  auf den IAM der PV-Effizienz für einen LA-CPC mit  $\theta_A=18^\circ$  (links) und einen LA-CPC mit  $\theta_A=25^\circ$  (rechts).

gegenüber dem S-CPC aufweisen, welcher auf zusätzliche optische Verluste hindeutet. Der restliche Winkelbereich ist auf Grund der Messqualität schwer interpretierbar, aber auch von geringem Interesse. Die Fragestellung, ob geringere Absenktiefen  $t$  zu geringeren optischen Verlusten im Randbereich des IAM führen, kann jedoch deutlich verneint werden.

**Absorberbreite  $a'$**  Der Umstand, dass für hohe Einfallswinkel  $\theta_i \approx \theta_A$  bei S-CPC-Geometrien hohe Konzentrationspeaks im Absorberrandbereich auftreten, führt zu folgender Überlegung:

Durch Verbreiterung der Ausgangsapertur (Abbildung ??) von  $2a' = 44 \text{ mm}$  auf  $50 \text{ mm}$  wird der Fokus für die Nutzung hoher Einfallswinkel auf den rein thermischen Ertrag gelegt. Der Reflektor muss dafür eigens auf  $\theta_A=25^\circ$  und  $2a' = 50 \text{ mm}$  konstruiert werden. Abbildung ?? zeigt den Vergleich dieser zwei Geometrien. Erwartet wird unter Annahme einer gleichmäßigen Konzentration, in Näherung erster Ordnung ein Verlust von etwa  $(1 - \frac{44 \text{ mm}}{50 \text{ mm}}) = 12\%$  auf Grund der verringerten Zellbreite gegenüber der designierten Ausgangsapertur.

Diese Abschätzung trifft bei senkrecht einfallendem Licht auch zu. Mit steigender Ungleichmäßigkeit verbessert sich dann die Effizienz, da proportional weniger Strahlung auf den Randbereich trifft und dort (zumindest zur photovoltaischen Nutzung) verloren geht. Die IAM-Kurve bricht bei  $20^\circ$  frühzeitig ein, da der Konzentrationspeak nicht mehr auf die PV-Zelle trifft und nur noch einer thermischen Nutzung zugeordnet ist.

Eine abschließende Aussage über diese Form der Reflektorauslegung kann nur getroffen werden, wenn gleichzeitig ein Mehrwert in der thermischen Nutzung nachgewiesen werden könnte und somit ein gesamtenergetischer IAM bestimmt werden würde.

### Zusammenfassung

Grundsätzlich lässt sich sagen, dass eine steigende Strahlungskonzentration sich deutlich negativ auf die Effizienz auswirkt.

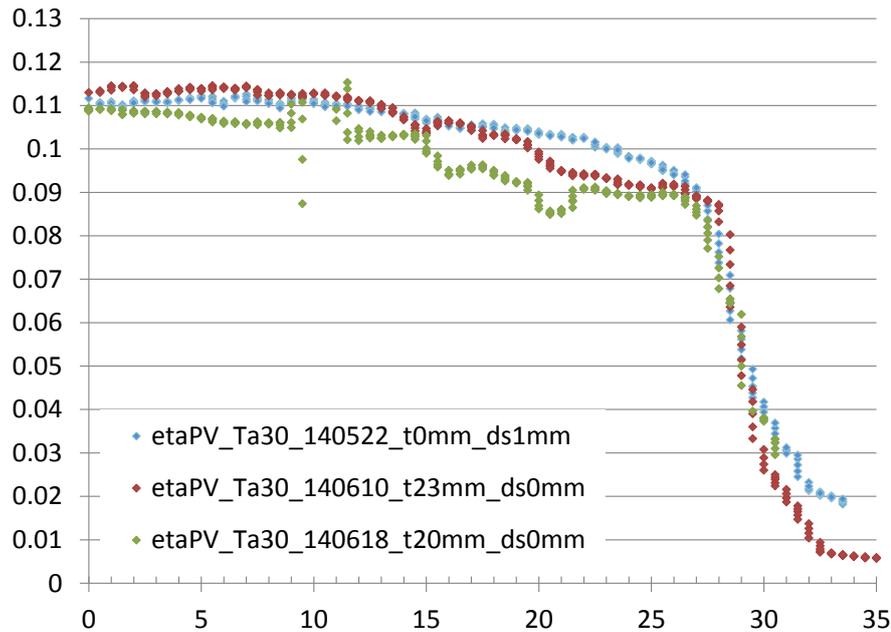


Abbildung 6.13: Vergleich zweier LA-CPC mit Absenktiefe  $t = 23$  mm und  $t = 20$  mm. Zusätzlich ein S-CPC mit  $d_s = 1$  mm als Referenz.

Eine Analyse des Kurzschlussstroms legt den Schluss nahe, dass optische Verluste ein wichtiger Faktor für diesen Effizienzverlust sind, wenn auch nicht der Alleinige.

Alle CPC-Geometrien zeigten einen vorzeitigen Einbruch an PV-Effizienz nahe  $\theta_A$  von etwa  $1^\circ$  bis  $3^\circ$ , wobei dieser Effekt nicht mit  $\theta_A$  ansteigt.

Die Homogenisierung der Einstrahlverteilung konnte zwar theoretisch nachgewiesen werden, jedoch konnte diese Verbesserung im experimentellen Nachweis der PV-Effizienz keine Verbesserung erzielen.

Für geringe solare Einfallswinkel ist die Effizienzkurve des LA-CPC nur für  $\theta_A = 30^\circ$  leicht verbessert. Dabei scheint es eine leichte Tendenz zu geben, dass sich die LA-CPC-Geometrie für höhere Akzeptanzwinkel gegenüber dem S-CPC leicht verbessert.

Für höhere Einfallswinkel ist der LA-CPC nicht der Standardgeometrie vorzuziehen. Nur für  $\theta_A = 18^\circ$  sind beide IAM-Kurven vergleichbar. Es wird vermutet, dass für diesen Einfallswinkelbereich die optischen Verluste des LA-CPC durch zusätzliche Reflektionen am senkrechten Reflektor den positiven Effekt der Einstrahlverteilung egalalisieren.

Die dargelegten experimentellen Ergebnisse haben gezeigt, dass die Homogenisierung der Strahlungsverteilung nicht zu einer Effizienzsteigerung führt, was nahelegt, dass der Effekt ungleichmäßiger Strahlungsverteilung auf die PV-Effizienz überschätzt wird. Die Experimente sind jedoch nicht hinreichend, um die verschiedenen Verlustmechanismen auszumachen. Im anschließenden Kapitel ?? wird nachfolgend über das Gesamtmodell eine Quantifizierung der Verlustmechanismen angestellt.

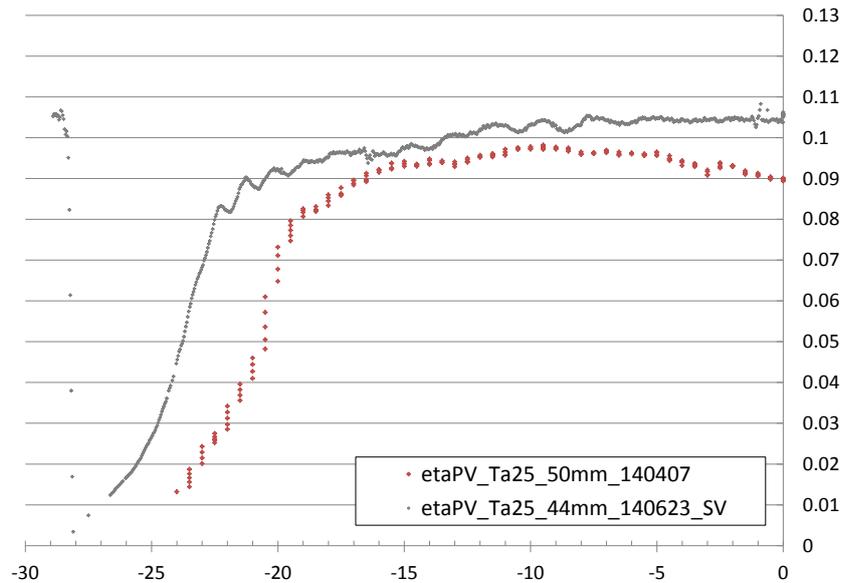


Abbildung 6.14: Einfluss der Verbreiterung der Ausgangsapertur von  $2a' = 44$  mm auf 50 mm auf den IAM der PV-Effizienz.

### 6.3 Analyse der Ergebnisse

Um die experimentellen Ergebnisse zu interpretieren wurde das in Kapitel ?? gezeigte Gesamtmodell angewendet. Für den in Kapitel ?? untersuchten optischen Aufbau wurden über Strahlverfolgungssimulation die Einstrahlverteilungen in der PV-Absorberebene ermittelt und dem CPC-PVT-Gesamtmodell vorgegeben. Die zugrunde liegende solare Einstrahlung wurde auf  $G_b = 800 \text{ W/m}^2$  und  $G_d = 200 \text{ W/m}^2$  in Kollektorebene festgelegt. Die rückseitige Fluidtemperatur beträgt  $T_{flu} = 25 \text{ °C}$ .

**Einflüsse auf die Strom-Spannungskennlinie** Für je einen S-CPC und einen LA-CPC mit  $\theta_A=18^\circ$  wurde die Strom-Spannungskennlinie einer Zelle berechnet. Anschließend erfolgte die Berechnung mehrerer Kurve unter Variation des Einfallswinkels.

Als Referenz wurden weiterhin die Kennlinien ohne Konzentration  $C=1$  und mit perfekter Konzentration  $C=3,236$  (entsprechend  $C = 1/\sin(18^\circ)$ ) dargestellt, jeweils unter Annahme einer verlustfreien (idealen) Bestrahlung.

Abbildung ?? (links) zeigt, dass schon ab einem Einfallswinkel von  $\theta_i=5^\circ$  eine Minderung des Kurzschlussstroms in der Größenordnung 10,% stattfindet, welche auf die optischen Verluste des Reflektoraufbaus oder die Temperaturverteilung zurückzuführen ist. Mit steigendem Einfallswinkel bricht die U-I-Kennlinie stark ein und damit der PV-Füllfaktor  $FF_{pv}$ , welcher sich direkt proportional auf die PV-Effizienz auswirkt. Es ist

$$FF_{pv} = \frac{U_{MPP} \cdot I_{MPP}}{U_{oc} \cdot I_{sc}} \quad (6.2)$$

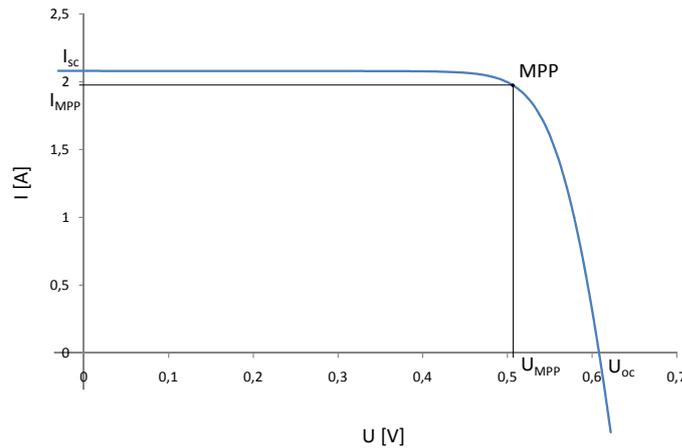


Abbildung 6.15: Spannungs-Strom-Kennlinie einer Solarzelle unter Annahme einer idealen Diode

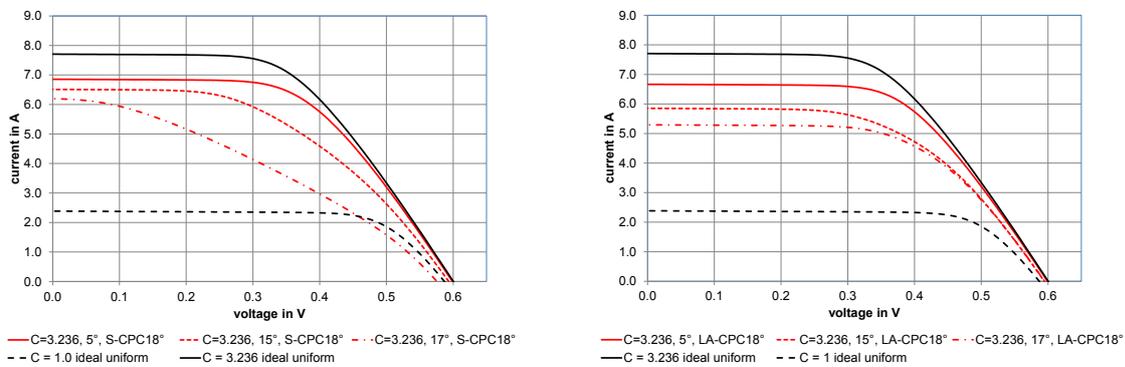


Abbildung 6.16: Simulierte U-I-Kennlinie für einen S-CPC (links) und einen LA-CPC (rechts) mit jeweils  $\theta_A = 18^\circ$ , im Vergleich zu einer perfekt gleichmäßigen Einstrahlverteilung.

mit  $P_{MPP}$ , dem Betriebspunkt maximaler Leistung

$$P_{MPP} = U_{MPP} \cdot I_{MPP} \quad (6.3)$$

$$\eta_{pv} = \frac{P_{MPP}}{G_{tot}^{Koll}} \quad (6.4)$$

Ursache für die Minderung des Füllfaktors ist die ungleichmäßige Einstrahlverteilung, welche lokal zu höheren ohmschen Verlusten führt.

Betrachtet man nun die U-I-Kennlinien des LA-CPC (Abbildung ??, rechts) unter den gleichen Gesichtspunkten, so ergeben sich folgende Beobachtungen: Der Abfall des Kurzschlussstroms mit steigendem Einfallswinkel ist wesentlich höher, was auf die zusätzlichen optischen Verluste des Reflektoraufbaus hindeutet. Die Degradation des PV-Füllfaktors, also der Kennlinienform, fällt dabei aber wesentlich geringer aus. Besonders deutlich fällt dies bei einem Einfallswinkel von  $\theta_i=17^\circ$  aus.

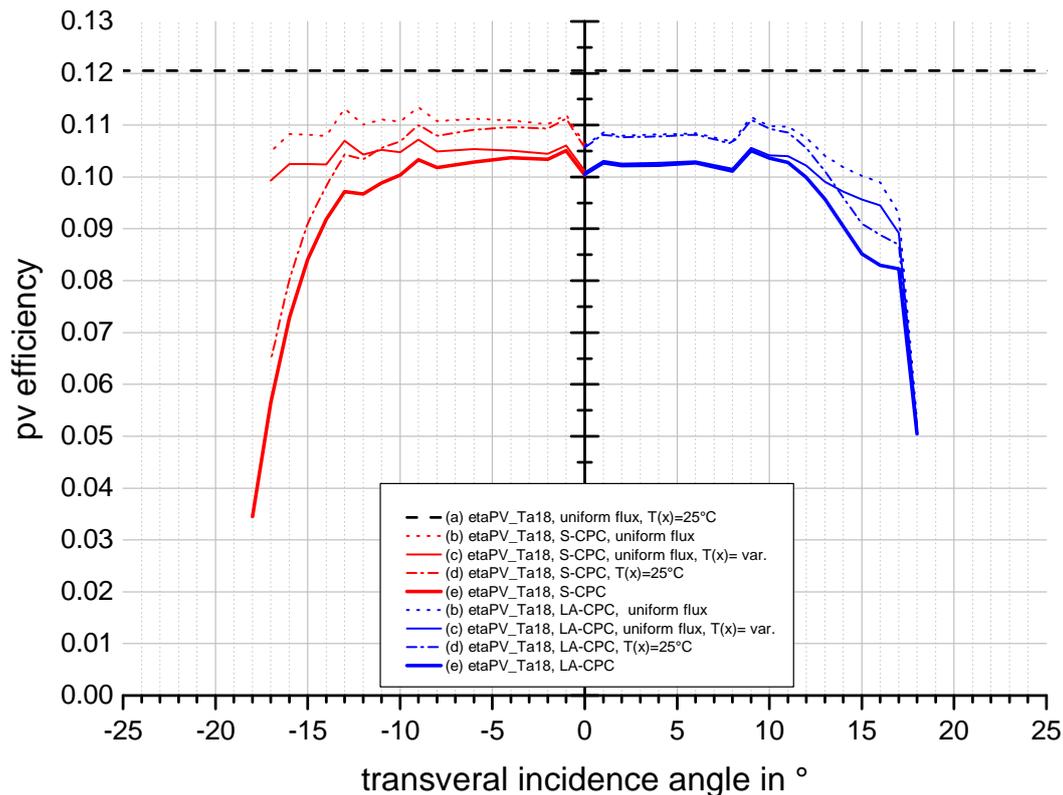


Abbildung 6.17: Modellvorhersage des elektrischen IAMs für S-CPC sowie LA-CPC mit  $\theta_A = 18^\circ$ . Die Darstellung zeigt die theoretisch erreichbare PV-Effizienz unter schrittweiser Einbeziehung von Temperatur- und Einstrahlverteilung.

**Einflüsse auf den IAM der PV-Effizienz** Führt man nun diese Berechnungen für sämtliche Einfallswinkel innerhalb des Akzeptanzwinkelbereichs durch, erhält man jeweils die PV-Effizienz im MPP. Die Verwendung des CPC-PVT erlaubt dabei die gezielte Berücksichtigung einzelner Einflüsse wie Optik, Temperaturverteilung und Einstrahlverteilung.

Abbildung ?? zeigt also die Modellvorhersage für den IAM der PV-Effizienz von S-CPC und LA-CPC. Dabei steht Kurve (a) für die theoretisch erreichbare maximale Effizienz, unter Annahme einer gleichmäßigen Strahlungskonzentration von  $C=3,236$  und einer PV-Zellentemperatur von  $T_{pv} = 25^\circ\text{C}$ . Der Verlust von etwa 3% gegenüber der ursprünglichen Zelleffizienz von 15% ist begründet in den höheren ohmschen Verlusten am Serienwiderstand  $R_s$  der Zelle.

Berücksichtigt man nun in einem ersten Schritt (b) die optischen Verluste der CPCs und der senkrechten Reflektoren, zeigt sich der S-CPC verbessert gegenüber dem LA-CPC, während dessen IAM für hohe Einfallswinkel zusätzlich einbricht aufgrund der zusätzlichen (Mehrfach-) Reflexionen.

Weiterhin wurde der negative Einfluss der Temperatur- bzw. Einstrahlverteilung in der PV-Ebene jeweils separat berechnet. In Kurve (c) berechnet das Modell die für die

beiden CPC-Reflektorformen typischen Temperaturverteilungen in der PV-Zelle (siehe Abbildung ??), ignoriert dabei jedoch die Einstrahlverteilung im elektrischen Sinne (also einer lokalen Variation der Teilströme). Kurve (c) verläuft annähernd parallel zu (a), der IAM-Kurve reiner optischer Verluste, und zeigt sich damit unabhängig vom Einfallswinkel. Dies weist auf die hohe Güte der thermischen Anbindung der PV-Zelle an das Wärmeträgerfluid hin. Der Verlust an PV-Effizienz durch erhöhte Zelltemperatur wurde in Kapitel ?? bereits quantifiziert.

Betrachtet man den umgekehrten Fall (d) und berücksichtigt die Auswirkung der CPC-Einstrahlverteilung im elektrischen Sinne, während die Zelltemperatur wiederum konstant auf  $T_{pv} = 25^\circ\text{C}$  gehalten wird, macht man folgende Beobachtung: Die S-CPC-Kurve zeigt einen starken linearen Abfall mit steigendem Einfallswinkel, während die LA-CPC-Kurve erst ab etwa  $\theta_i = 10^\circ$  gemäßigt abfällt. Dieser Vergleich zeigt, dass es einen tatsächlichen Effekt gibt, welcher auf den negativen Einfluss der Einstrahlverteilung auf die elektrische Effizienz der PV-Zelle zurückzuführen ist. Weiterhin zeigt sich auch, dass die Homogenisierung des LA-CPC einen positiven Effekt hat.

The two curves look surprisingly similar. The improvement of the LA-CPC in terms of flux homogenization seems to be compensated by the additional optical losses. For small incoming angles  $\theta_i$  the S-CPC shows even a slightly higher efficiency. The LA-CPC remains about  $3^\circ$  longer at high values, before breaking down.

In einem letzten Schritt werden alle Einflüsse (Optik, Einstrahl-/Temperaturverteilung) simultan berücksichtigt und in der finalen Vorhersage (e) für den IAM der PV-Effizienz dargestellt. Trotz der sehr unterschiedlichen Einflüsse auf die PV-Effizienz ergeben die beiden Kurven für S-CPC und LA-CPC ein sehr ähnliches Bild. Die Verbesserung im LA-CPC durch die Homogenisierung der Strahlungsverteilung wird kompensiert durch die zusätzlichen optischen Verluste. Für niedrige Einfallswinkel zeigt der S-CPC eine geringfügig höhere Effizienz. Im Randbereich hoher Einfallswinkel hält der LA-CPC bis etwa  $\theta_A - 3^\circ$  seine Effizienz, bevor er bei  $\theta_i = 17^\circ$  ebenfalls einbricht.

## Zusammenfassung

- Der Einfluss der ungleichmäßigen Einstrahlverteilung des CPC wurde experimentell nachgewiesen und konnte durch das CPC-PVT-Gesamtmodell bestätigt und quantifiziert werden. Die lokalen Konzentrationsspitzen führen nicht in gleichem Maße zu hohen Strömen, da über die elektrischen Frontkontakte und/oder im Leitungsband der Zelle ein Potenzialausgleich stattfindet.
- Der Effizienzverlust durch die jeweiligen Strahlungsverteilungen ist bei der S-CPC deutlich ausgeprägter, woraus man schließen kann, dass die Vergleichmäßigung der Konzentration durch den LA-CPC den vorhergesagten Effekt erzielt.
- Die Temperaturerhöhung trägt bei beiden Geometrien stark zum Effizienzverlust bei, ist aber im Wesentlichen einfallswinkelunabhängig.
- Die erhöhten optischen Verluste für hohe Einfallswinkel des LA-CPC gegenüber der klassischen S-CPC Geometrie führen allerdings dazu, dass die beiden Geometrien fast gleiche Effizienzkurven aufweisen. Dies sogar mit leichten Nachteilen für den LA-CPC bei hohen Einfallswinkeln.



# 7 Experimentelle Ermittlung des möglichen Gesamtertrags

## 7.1 Bau eines Versuchskollektors im Originalmaßstab

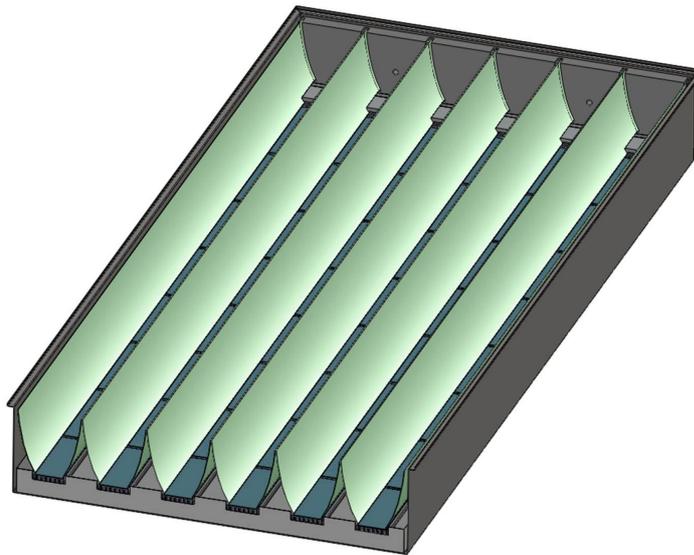


Abbildung 7.1: Frühe CAD Konstruktion des CPC-PVT-Versuchskollektors in der Schnittansicht.

Nach der Auslegung des CPC-PVT Kollektorkonzeptes und der wissenschaftlichen Bewertung der Teilaspekte erfolgt nun die Beschreibung der Fertigung des Versuchskollektors im Realmaßstab<sup>1</sup>. Nachfolgend werden Schritt für Schritt die Fertigung aller beteiligten Komponenten beschrieben.

Abbildung ?? zeigt eine CAD-Skizze aus der Planungsphase des Versuchskollektors in der Schnittansicht.

**Zellen** Die Zellen mit den Maßen  $44\text{ mm} \times 156\text{ mm}$  werden aus einer Standard-Silizium Zelle ( $156\text{ mm} \times 156\text{ mm}$ ) mit drei frontseitigen Busbars gefertigt. So entsteht lediglich ein kleiner Verschnitt von etwa 14 % (siehe Abbildung ?? rechts).

**Elektrische Zellkontaktierung** Diese konfektionierten Zellen müssen an allen drei Busbars mit elektrischen Verbindern kontaktiert werden. Der Verbinder besteht aus

<sup>1</sup>Nachfolgend Versuchskollektor genannt.

## 7 Experimentelle Ermittlung des möglichen Gesamtertrags

einem verzinnnten Kupferband, welches maschinell punktweise auf die Busbars gelötet wird. Eine fertig kontaktierte Zelle ist ebenfalls in Abbildung ?? (links) zu sehen.

Das maschinelle Punktlöten ermöglicht die Verwendung dünnerer Lötbander für die Busbars, was eine höhere Qualität in der Einkapselung beim Laminierprozess gegen Umwelteinflüsse verspricht. Die maschinelle Fertigung führt zudem vermutlich zu geringeren Qualitätsschwankungen über alle im Versuchskollektor verwendeten Zellen.

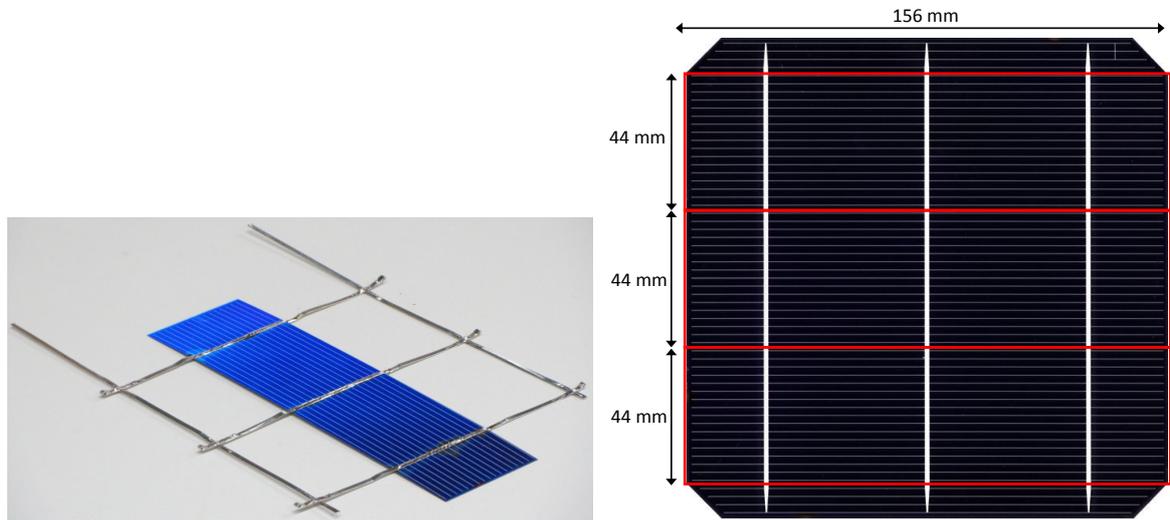


Abbildung 7.2: links: Kontaktierung der Zelle. rechts: Zuschnitt der Originalzellen [?].

**Laminierung des PVT-Absorberverbunds** Der Laminieraufbau besteht aus einem Unterdruckprofil in der länglichen Form der PVT-Absorberrohre. Das Unterdruckprofil ist eingefasst in einem Kunststoffschlauch, welcher angeschlossen ist an eine Vakuumpumpe. Durch rückseitige Heizung und punktuelle Kontrolle der Aufheiztemperatur am Absorber kann eine reproduzierbare Laminierung ohne Luftpinschlüsse verwirklicht werden. Abbildung ?? zeigt das Unterdruckprofil.



Abbildung 7.3: Laminieraufbau mit PVT-Absorber im Innenraum des länglichen Unterdruckprofils.

Als Absorber wird ein Multiport-Wärmetauscher-Extrusionsprofil der Fa. Erbslöh Aluminium GmbH verwendet, dessen Querschnitt in Abbildung ?? dargestellt ist. Durch die einzelnen Kammern, die dünnen Wandstärken und Aluminium als Material wird ein

sehr guter Wärmeübergang vom Absorber auf das Fluid ermöglicht. Dieser wurde durch die Messungen in Kapitel ?? nachgewiesen.

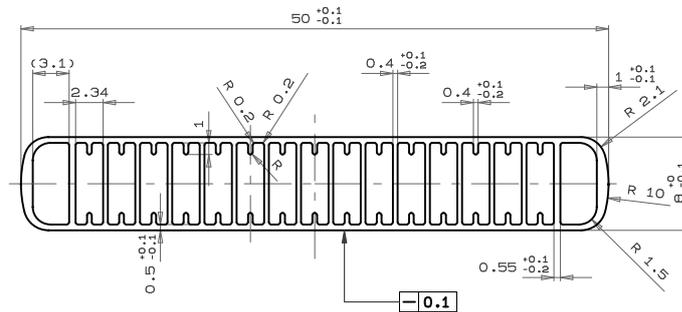


Abbildung 7.4: 50 mm Rechteckrohr der Firma Fa. Erbslöh Aluminium GmbH als thermischer Absorber des PVT-Verbunds.

Bei der Laminierung werden die Zellen von einem thermoplastischen Silikonelastomer mit dem Namen TECTOSIL 185 PV Film der Fa. Wacker Chemie eingekapselt, um sie vor Feuchtigkeit zu schützen und sie mit dem Absorber thermisch zu verbinden. Zudem werden die Zellen auf diese Weise durch die untere Laminatschicht gegenüber dem thermischen Absorber elektrisch isoliert.

Um die elektrische Isolierung der PV-Zelle gegenüber dem Wärmeträgerfluid sicherzustellen, wird zusätzlich zwischen die elektrischen Rückseitenkontakte und den Absorber lokal ein Teflonstreifen als elektrischer Isolator eingefügt. Dieser sollte zwischen Absorber und unterer Laminatschicht platziert werden, um die einwandfreie Einkapselung der Zellen und dadurch den Schutz vor Feuchtigkeit weiterhin zu gewährleisten. Die elektrische Isolierung wurde mit 500 V gegen Durchschlag getestet.

Das verwendete Laminat ist technisch vergleichbar mit einer EVA Folie, allerdings im Hinblick auf die thermische Leitfähigkeit verbessert, um einen effizienteren Wärmeübergang von den Zellen auf den Absorber zu ermöglichen. Laut Datenblatt, besitzt das Produkt TECTOSIL optische Verluste von weniger als 7% und dementsprechend eine Licht-Transmission von mehr als 93% für den Wellenlängenbereich zwischen 390 nm und 1100 nm, welchen die c-Si Zelle nutzen kann. Der Brechungsindex liegt für 409 nm bis 780 nm Wellenlänge im Bereich zwischen 1,436 – 1,416. Da diese Laminatfolie sehr stark Staub und andere Verschmutzungen anzieht, wird eine Frontabdeckung mit auf laminiert. Auch wenn dafür zusätzliche optische Verluste in Kauf genommen werden müssen.

Als effizienteste Möglichkeit für den Einsatz als Schutzschicht wurde eine mit einer speziellen Primerung versehene ETFE-Folie der Fa. NOWOFOL verwendet. Diese wird bereits im Bereich flexibler Solarmodule eingesetzt. Sie verbindet sich während des Laminierungsprozesses aufgrund der Primerung gut mit der Laminatfolie. Zudem besitzt diese Folie gute schmutzabweisende Eigenschaften. Ein Vorteil im Vergleich zu Plexiglas ist auch die dauerhafte Temperaturbeständigkeit bis 150 °C (kurzzeitig bis 230 °C). Aufgrund der ähnlichen Brechungsindizes von ETFE- und Laminatfolie verspricht die ETFE-Folie niedrige optische Verluste auf der Frontseite des PVT-Absorbers.

**PVT Absorberverbund und Absorberharfe** Für die hydraulische Anbindung der PVT Absorberrohre mit rechteckigem Querschnitt wurde am ZAE eine spezielle, wiederlösbare Klemmdichtverbindung entworfen (Abbildung ??, rechts). Eine über Gewin-deschrauben an das Sammelrohr befestigte Blende presst einen Dichtungsring über eine Formschräge an das PVT-Absorberrohr und dichtet sowohl am Absorberrohr, als auch am Sammelrohr ab. (Abbildung ??, links). Die Anbindung wurde mit 5 bar auf Dichtheit getestet.

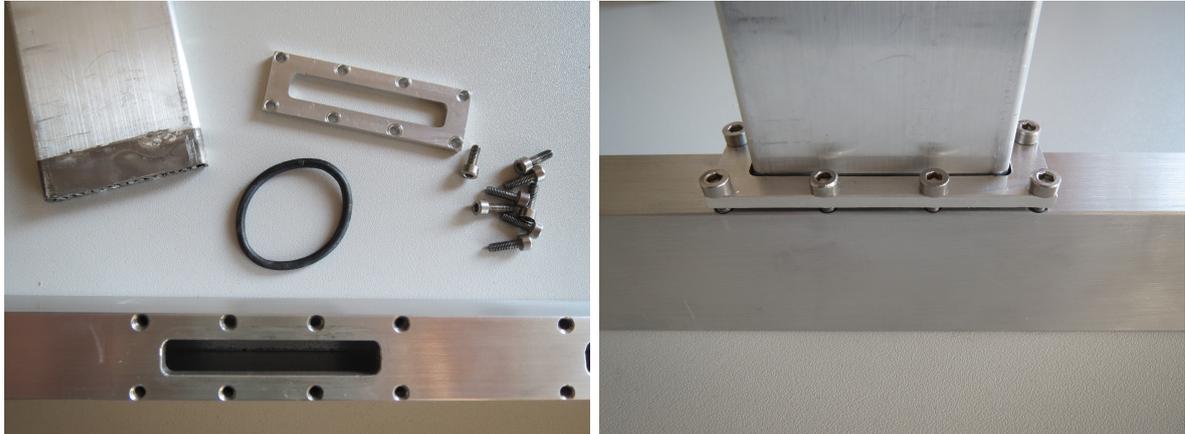


Abbildung 7.5: *links*: Einzelteile für den Anschluss des Absorbers an das Sammelrohr. *rechts*: Anschluss des Absorbers an das Sammelrohr.

Um das Kollektorkonzept des CPC-PVTs als Flachkollektor ausführen zu können, mussten die PV-Zellen auf eine Breite von 44 mm reduziert werden<sup>2</sup>. Abbildung ?? zeigt die fertige PVT-Absorberharfe mit 6 hydraulisch parallelen Aluminiumabsorbern mit je 50 mm Breite. Auf jeden Absorber sind 8 c-Si Zellen laminiert.

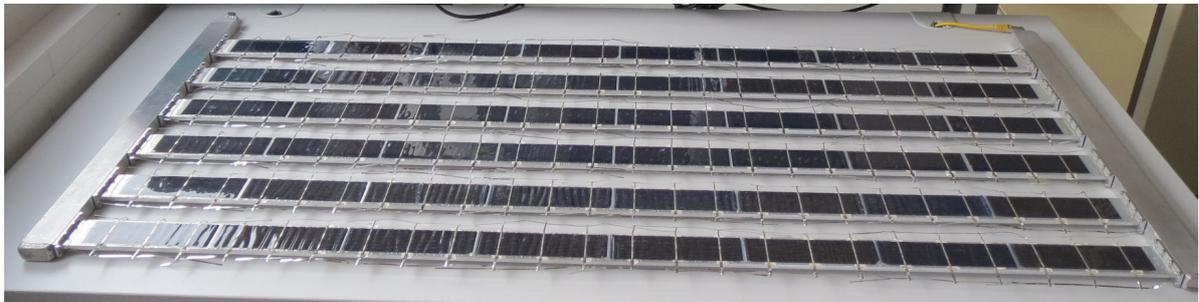


Abbildung 7.6: Fertige PVT-Absorberharfe. 6 Stränge à 8 c-Si Zellen laminiert auf hydraulisch parallele Aluminiumabsorber.

**Kollektorwanne und Abdeckscheibe** Die Kollektorwanne wurde maßgefertigt geliefert, mit den Abmessungen 1475 mm × 610 mm × 142 mm. In der Wanne ist über eine Klemmbefestigung die Reflektoraufnahmeplatte (siehe Abbildung ??) integriert. Diese

<sup>2</sup>Bei einer vollen Zellbreite von 156 mm würde eine Reflektorhöhe von etwa 36 cm resultieren.

erlaubt eine Höhen- und Seitenverstellung der Reflektoren, um diese optimal über dem Zellabsorber zu positionieren.

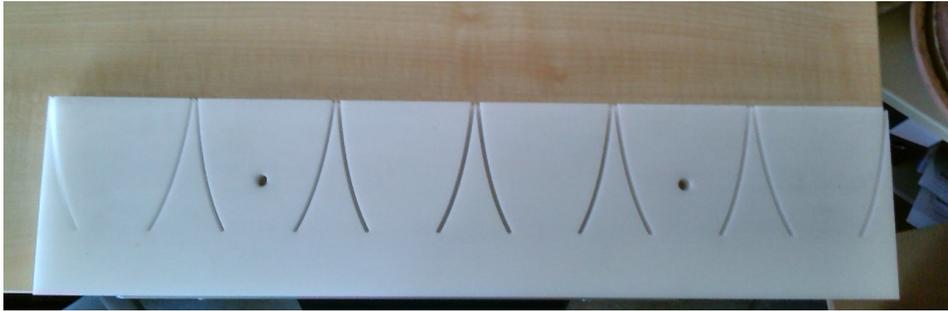


Abbildung 7.7: Gefräste stirnseitige Reflektoraufnahme zur höhen- und seitenverstellbaren Aufnahme der CPC-Spiegel.

Zum Erreichen der angestrebten thermischen Wirkungsgrade wird die Kollektorwanne des Versuchskollektors mit einer Frontglasscheibe abgedeckt. Verwendet wird eine maßgefertigte Scheibe „EnergyVision“ der Fa. Hecker mit beidseitiger Antireflex-Beschichtung. Diese Verglasung nimmt einen zusätzlichen Verlust von etwa 5% im optischen Wirkungsgrad in Kauf und verschiebt somit den angestrebten Betriebspunkt in Richtung höherer Betriebstemperaturen.

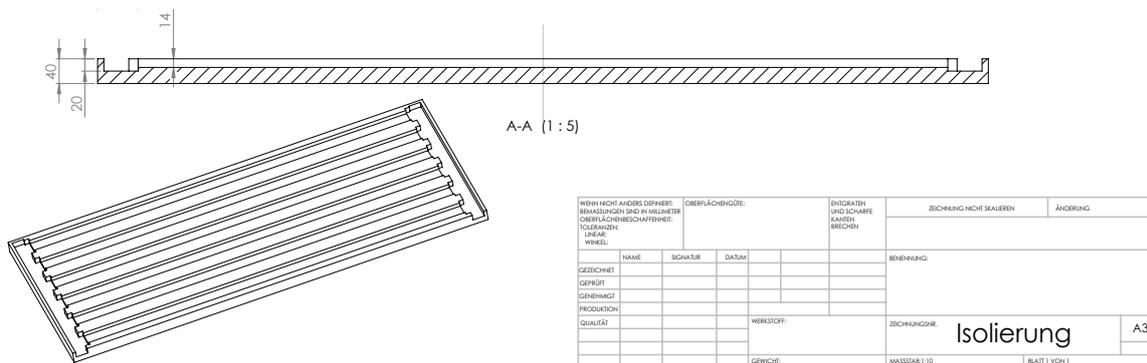


Abbildung 7.8: CAD Zeichnung der Fräsung in der rückseitigen Isolierplatte des Versuchskollektors aus PIR.

**Rückseitenisolierung** Die rückseitige thermische Isolierung zwischen den PVT-Absorberrohren und der Kollektorunterseite erfüllt im entwickelten CPC-PVT-Kollektor zwei Funktionen. Neben der eigentlichen thermischen Isolierung wird die rückseitige Isolierplatte aus PIR<sup>3</sup> als mechanische Aufnahme und Stütze der PVT-Harfenkonstruktion genutzt. Eine korrekte Position der PVT-Absorberrohre zu den CPC-Reflektoren ist von hoher Wichtigkeit für den optischen Wirkungsgrad. Abbildung ?? zeigt das Fräsmuster, nach welchem die Hartschaumplatte bearbeitet wurde und in Abbildung ?? ist die fertig gefräste Isolierplatte zu sehen. Die PVT-Absorber-Harfe liegt somit, unter

<sup>3</sup>Polyisocyanurate, WLF  $\lambda = 0,027 \text{ W/m/K}$

Berücksichtigung thermischer Ausdehnungen, fest in den gefrästen Kanälen. PIR zeichnet sich in diesem Zusammenhang vor allem durch seine Temperaturbeständigkeit bis 200 °C aus.

**Reflektoraufnahme** Wie schon beschrieben, erfolgt die Befestigung der Reflektoren über zwei Platten an den Stirnseiten der Kollektorwanne (Abbildung ??). In die aus POM<sup>4</sup> gefertigten Platten wurden die Profile der CPC-Reflektoren gefräst, so dass die Reflektorenden hineingeschoben und über Kunststoffdichtungen (O-Ringe) in den Nuten fixiert werden können.

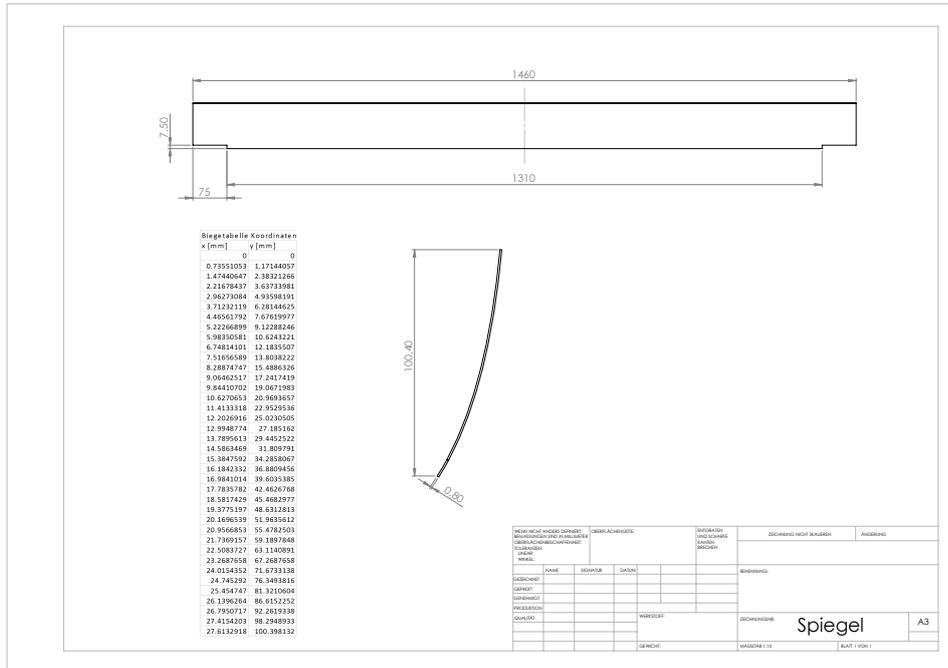


Abbildung 7.9: Konstruktionszeichnung der CPC-Reflektoren

**Reflektoren** Die Reflektoren werden entsprechend der Auslegung in Tabelle ?? gefertigt. Gewählt wurde ein Akzeptanzwinkel von  $\theta_A = \pm 25^\circ$ . Die Höhe der CPC-Reflektoren wird gekürzt, um die Bauhöhe des Kollektors klein zu halten. Die Kürzung um einen Faktor<sup>5</sup>  $x_T = 0,646$  führt lediglich zu Einbußen in der Konzentration von 4,5%. Die Strahlungskonzentration der Reflektoren ist demnach  $C_T = 2,264$ .

Verwendet wurde das Material „MIRO sun weatherproof reflective 90“ der Fa. Alanod. Da das Innere der Kollektorwanne nicht vollständig von der Umgebungsluft abgekoppelt ist, muss ein wetterbeständiges versiegeltes Reflektormaterial gewählt werden, um Korrosion zu vermeiden.

Wie in Abbildung ?? gezeigt, ist an den Enden eine Aussparung berücksichtigt, welche es erlaubt, dass sich die Reflektoren über die stirnseitigen Sammelrohre erstrecken

<sup>4</sup>Polyoxymethylen

<sup>5</sup>sog.: truncation factor

Tabelle 7.1: Auslegung der CPC-Reflektoren mit Höhenkürzung.

Akzeptanzhalbwinkel	$\theta_A$	[°]	25
Halbe Absorberbreite	$a'$	[m]	0,022
Ungekürzte Höhe	$L_0$	[m]	0,159
Kürzung	$x_T$	[%]	0,646
Gekürzte Höhe	$L_T$	[m]	0,103
Halbe Aperturbreite ungekürzt	$a$	[m]	0,052
Ungekürzte Konzentration	$C_0$	[-]	2,366
Halbe Aperturbreite gekürzt	$a_T$	[m]	0,050
Gekürzte Konzentration	$C_T$	[-]	2,264

und damit den Nutzungsgrad der Aperturfläche für die thermische Effizienz maximieren (siehe auch Abbildung ??). Abbildung ?? zeigt den Einbau der Reflektoren in die Kollektorwanne und die Befestigung über die stirnseitige Reflektoraufnahme.



Abbildung 7.10: Fertig montierte CPC-Reflektoren mit stirnseitiger Reflektorhalterung in der Kollektorwanne. (fehlend: PVT-Absorberharfe).

**Elektrische Kontaktierung** Die elektrischen Sammelkontakte der Zellenfront- und Rückseite werden jeweils durch die Rückseitenisolierung durchgeführt, und durch Sammelkontakte seriell verschaltet. Abbildung ?? zeigt die rückseitig in der Isolierplatte verlegten Sammelkontakte, welche planar mit der Rückseite verlaufen.

## 7 Experimentelle Ermittlung des möglichen Gesamtertrags

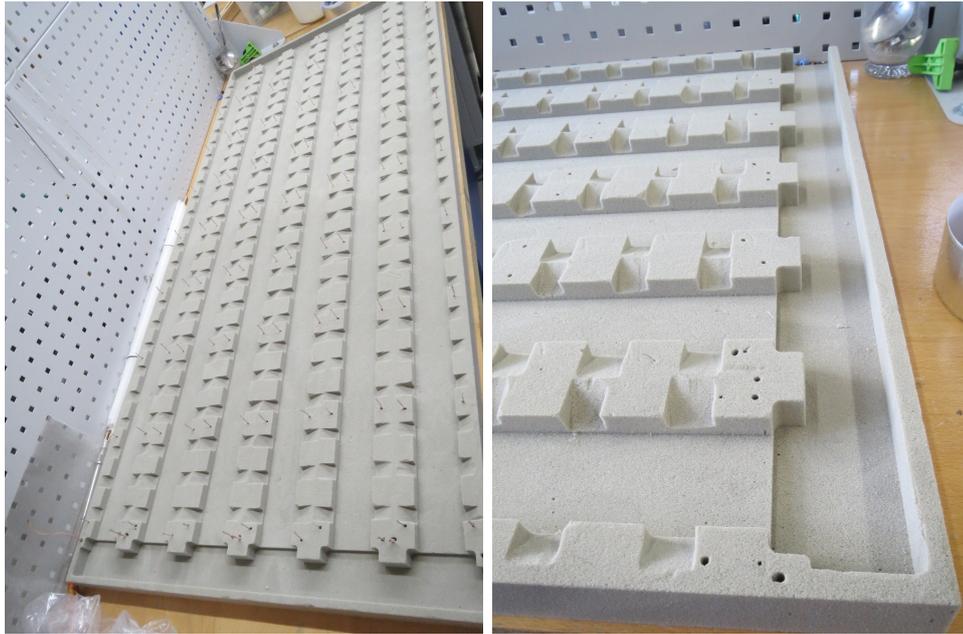


Abbildung 7.11: Gefräzte PIR Isolierplatte zur mechanischen Aufnahme der PVT-Absorberharfe. Die rickseitig verlegten elektrischen Sammelkontakte werden nach vorne durchgeföhrt.



Abbildung 7.12: *links*: Rickseitige Unterbringung der elektrischen Sammelkontakte in der Isolierung. *rechts*: Die elektrischen Sammelkontakte werden durch Prägungen rickseitig plan eben untergebracht.

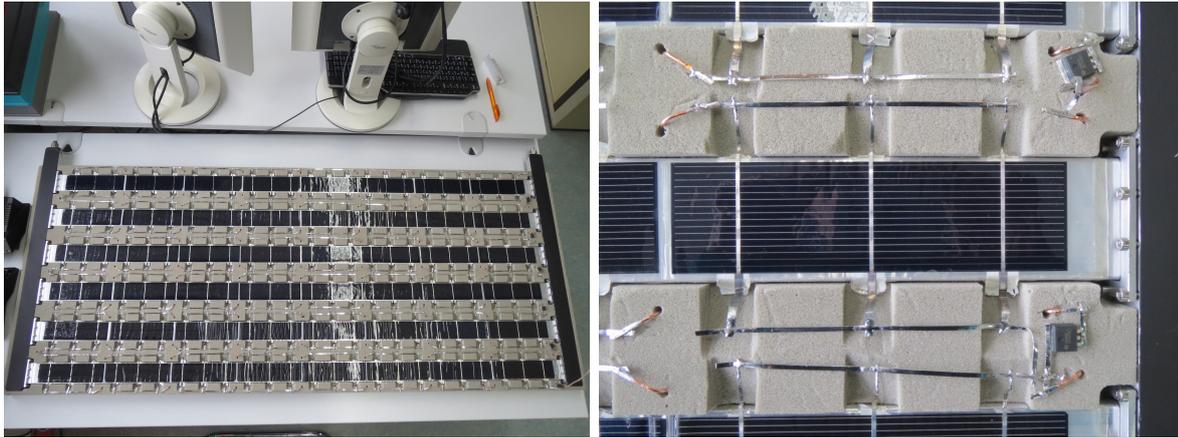


Abbildung 7.13: PVT-Absorberharfe kombiniert mit gefräster Isolierplatte zur mechanischen Aufnahme. Außerdem, elektrische Kontaktierung der Zellstränge über die rückseitig durchgeführten Sammelleitungen.

**Bau des Versuchskollektors** Für den abschließenden Zusammenbau des Versuchskollektors wird die Isolierplatte samt PVT-Absorberharfe (siehe Abbildung ??) passgenau in die Kollektorwanne gesetzt. Dabei werden die hydraulischen Sammelrohre mit Kollektorvor- und rücklauf seitlich durch die Wanne nach außen geführt. Stirnseitig der Wanneneinnenseite werden die Halteplatten der CPC-Reflektoren eingebaut und die Reflektoren eingesetzt. Anschließend erfolgt deren Fixierung und die Ausrichtung über den PVT-Absorbern durch die Halteplatten. Im abschließenden Schritt wird die Kollektorfront durch Solarglas abgedeckt.

In Abbildung ?? ist der fertige Versuchskollektor gezeigt. Man erkennt, dass sämtliche elektrischen Kontakte unter den CPC-Reflektoren verdeckt sind, woraus sich eine ansprechende, aufgeräumte Optik des Kollektors ergibt. Abbildung ?? zeigt den CPC-PVT auf dem Zweiachsen-Tracker des Solarteststandes des ZAE Bayern in Seit- und Frontansicht.

## 7.2 Experimentelle Ergebnisse

Die Konstruktion und Fertigstellung des Versuchskollektors im Realmaßstab wurde beschrieben. Nachfolgend werden die experimentellen Ergebnisse zur thermischen und elektrischen Effizienz des Versuchskollektors präsentiert.

### 7.2.1 Thermische Effizienz des Versuchskollektors bei $U_{oc}$

Abbildung ?? zeigt das Ergebnis der experimentellen Bestimmung des thermischen Wirkungsgrades bei offener Klemmspannung des PV-Teils. Gemessen wurde bei natürlichen Windgeschwindigkeiten von  $v_{wind} = 0,75$  bis  $3$  m/s, gemessen in Kollektorebene. Die thermische Effizienz ist in diesem und allen folgenden Diagrammen über die sogenannte

## 7 Experimentelle Ermittlung des möglichen Gesamtertrags

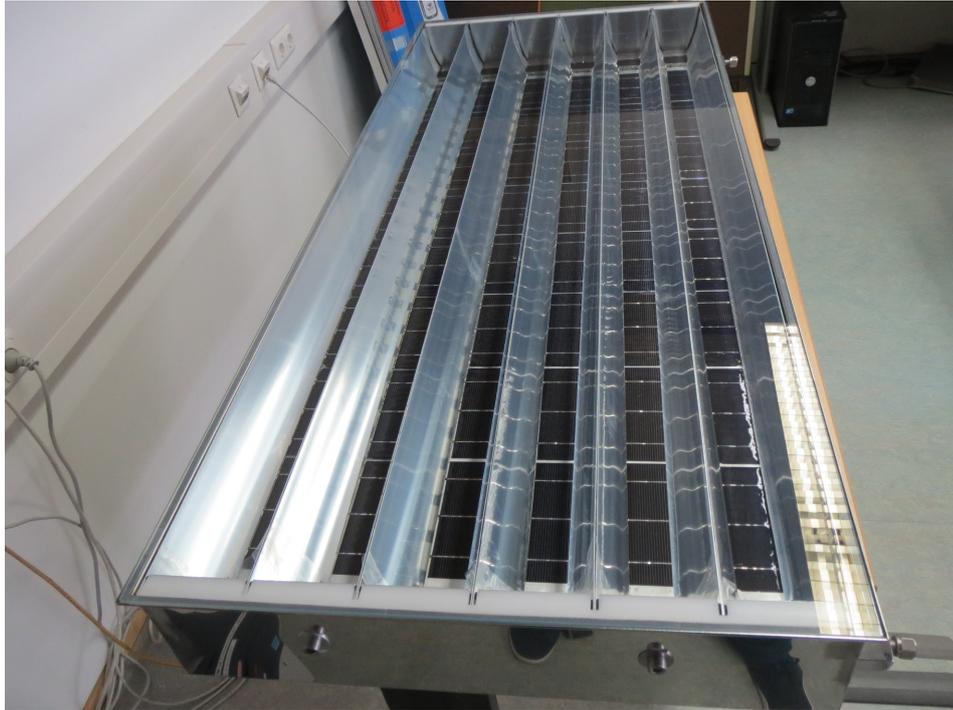


Abbildung 7.14: Fertiger Versuchskollektor im Originalmaßstab in der Ausführung als Flachkollektor mit Frontverglasung.



Abbildung 7.15: CPC-PVT-Versuchskollektor auf dem Solarteststand des ZAE Bayern aus zwei unterschiedlichen Betrachtungswinkeln.

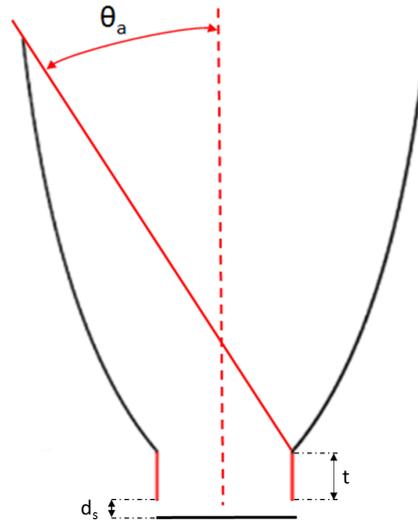


Abbildung 7.16: Mögliche Variationen der Kollektorgeometrie.  $d_s$  kennzeichnet die Größe der thermischen Lücke.

„reduzierte Temperaturdifferenz“  $\Delta T/G$  aufgetragen, mit:

$$\Delta T/G = \frac{T_{ave} - T_{amb}}{G_{tot}^{Koll}} \quad (7.1)$$

mit  $G_{tot}^{Koll}$ , der Globalstrahlung in Kollektorebene,  $T_{ave} = 0,5 \cdot (T_{in} + T_{out})$  der Fluidmitteltemperatur und der Umgebungstemperatur  $T_{amb}$ .

Da es sich bei dem CPC-PVT um ein konzentrierendes System handelt, ist das Verhältnis von Direkt- zu Diffusstrahlung wichtig für die Effizienz des Kollektors. Als Indikator hierfür wird das Verhältnis von Diffus- und Globalstrahlung in horizontaler Ebene

$$x_{diff,hor} = \frac{G_d^{hor}}{G_{tot}^{hor}} \quad (7.2)$$

berechnet und ebenfalls mitangegeben. Ein hohes  $x_{diff,hor}$  steht demnach für einen Messtag/-zeit mit hohem Diffusstrahlungsanteil, was sich negativ auf die optische Effizienz der CPC-Reflektoren auswirken sollte.

Bei der Betrachtung der Kurve fallen folgende Merkmale auf: Positiv zu erwähnen ist der hohe optische Wirkungsgrad von etwa 75 %. Trotz der zahlreichen optischen Verluste an den Reflektoren, der PV-Laminierung und der abdeckenden Glasscheibe ist der optische Wirkungsgrad vergleichbar mit einem solarthermischen Flachkollektor.

Dies ist nicht zuletzt durch die sehr gute thermische Anbindung der Zelle an das Wärmeträgerfluid bedingt ( $F'$ -Faktor), welche durch die vollflächige rückseitige Durchströmung ermöglicht wird. Der optische Wirkungsgrad liegt damit deutlich über den Erwartungen.

Der Gradient der Kurve verläuft scheinbar linear im untersuchten Temperaturbereich. Dies könnte daran liegen, dass lineare Verlusteffekte wie Wärmeleitung und Konvektion durch Wind überwiegen. Durch die Strahlungskonzentration der Reflektoren scheinen

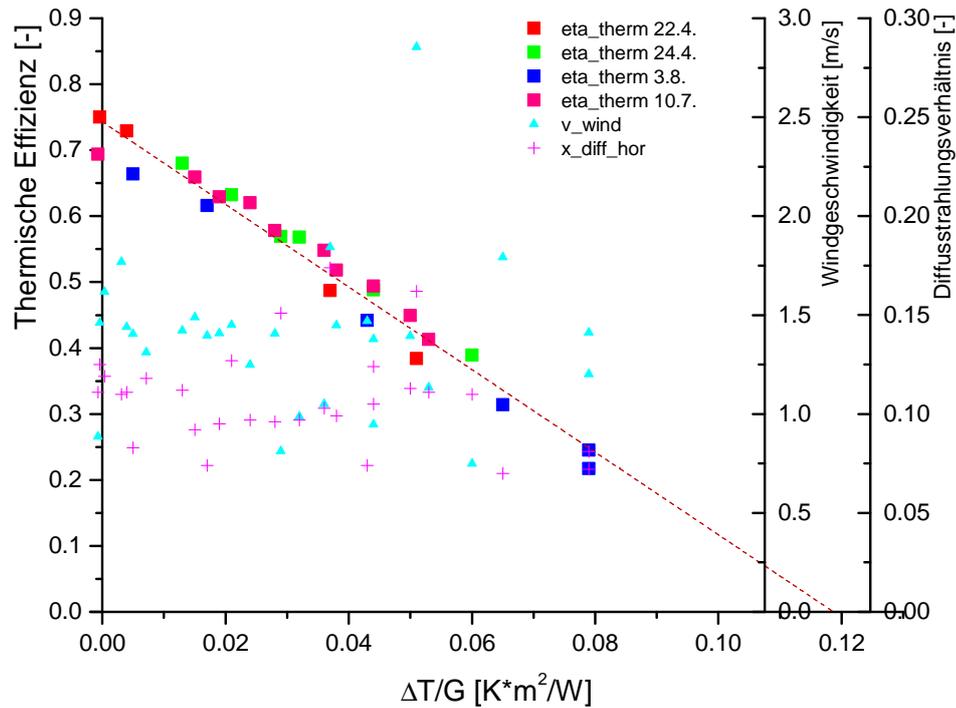


Abbildung 7.17: Thermische Effizienz des Versuchskollektors bei  $U_{oc}$

Verlusteffekte höherer Ordnung wirkungsvoll unterdrückt, oder kommen erst bei höheren Kollektortemperaturen zum Tragen. Trotzdem bleibt die thermische Effizienz mit einer Stagnationstemperatur von max. 120 K über Umgebung (Annahme: lineare Extrapolation!) hinter den idealen Simulationsvorhersagen zurück. Gründe dafür werden weiter unten analysiert.

### 7.2.2 Ergebnis thermische Effizienz - Vergleich vertikale und horizontale Ausrichtung (22.4/24.4. und 3.6.)

Untersucht wurde eine mögliche Auswirkung der Aufstellart auf die thermische Effizienz bei offener Klemmspannung. Eine vertikale Anstellung bedeutet die Nord-Süd Ausrichtung der Reflektorrinnen. Horizontal bedeutet eine Ost-West Ausrichtung.

Abbildung ?? zeigt einen deutlichen Unterschied von etwa 5% konstant über den Temperaturbereich. Vermutet wird die unterschiedlich ausgeprägte innere Konvektion als Ursache für die Effizienzunterschiede. Die Vergleichbarkeit der Kurven wird durch die deutlich unterschiedlichen Windverhältnisse gemindert.

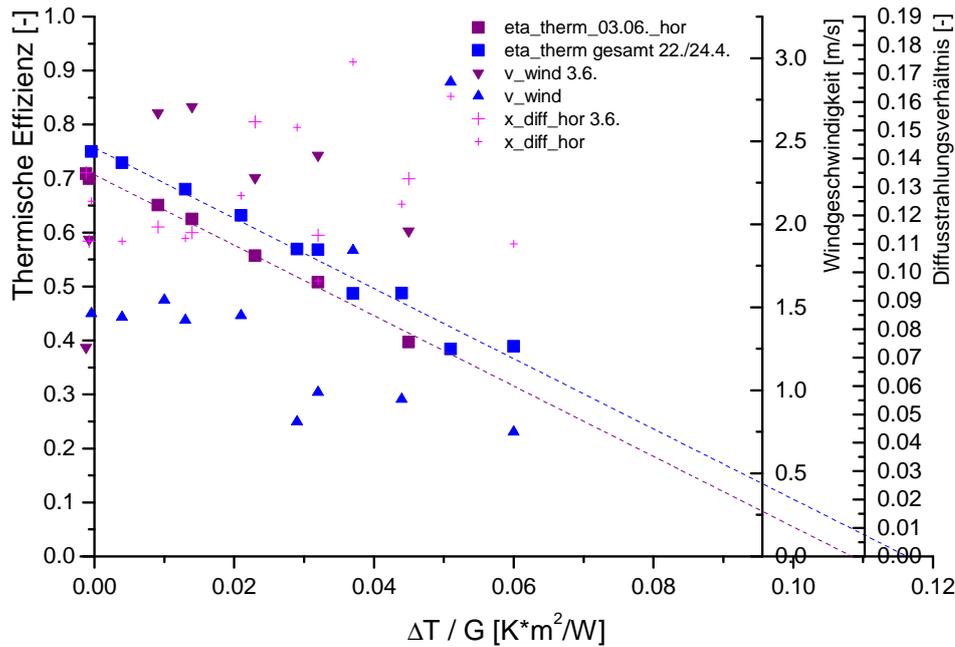


Abbildung 7.18: Thermische Effizienz des Versuchskollektors bei  $U_{oc}$ , für vertikale und horizontale Kollektorausrichtung.

### 7.2.3 Ergebnis thermische Effizienz - Vergleich Seitenisolation (22.4/24.4. und 10.7./3.8.)

Da der Versuchskollektor eine relativ geringe Aperturfäche von  $0,87 \text{ m}^2$  besitzt, sollte eine prinzipielle Verbesserung bei möglichen größeren Kollektorflächen überprüft werden. Ein typischer solarthermischer Kollektor mit  $2 \text{ m}^2$  Aperturfäche und  $10 \text{ cm}$  Bauhöhe hat einen Seitenflächenanteil von  $30\%$ . Für den vermessenen CPC-PVT mit  $15 \text{ cm}$  Bauhöhe beträgt das Seiten- zu Aperturfächen-Verhältnis  $70\%$ .

Deshalb wurden für eine Vergleichsmessung die Seitenflächen des CPC-PVT-Kollektors thermisch isoliert (siehe Messung 10.7./3.8.). Die Ergebnisse in Abbildung ?? zeigen jedoch keine messbaren Unterschiede zwischen der seitenisolierten und unisolierten Variante. Daraus lässt sich schließen, dass die thermischen Verluste über die Seitenflächen einen geringen Anteil an der Gesamteffizienz des Versuchskollektors haben. Dies könnte dadurch erklärt werden, dass die längsseitige Kollektorwand durch den äußersten Reflektor von der internen Konvektion abgeschirmt wird.

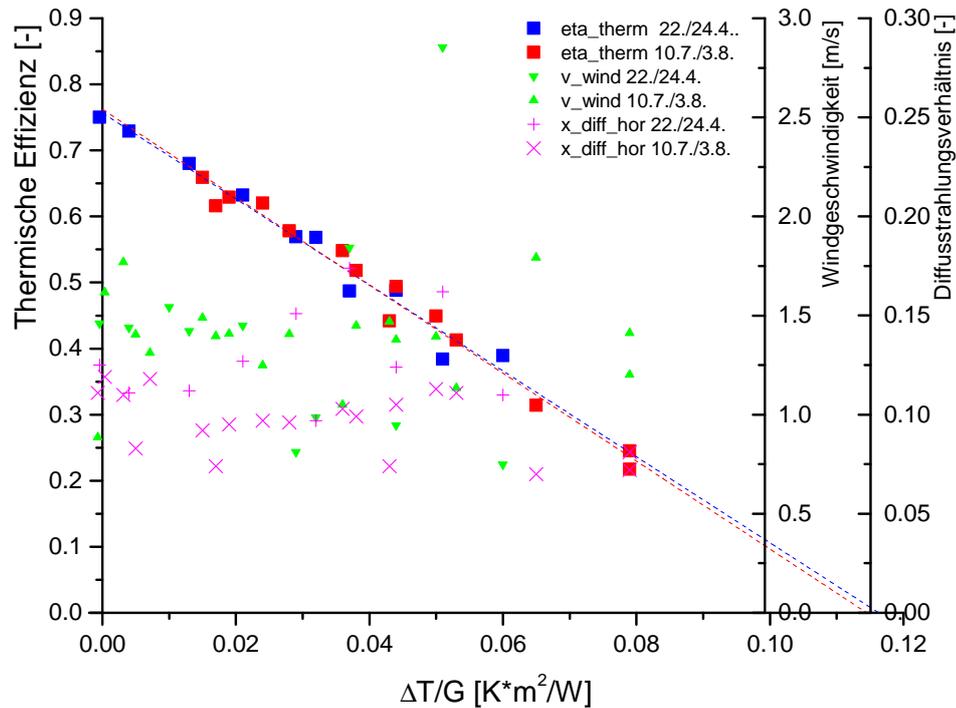


Abbildung 7.19: Thermische Effizienz des Versuchskollektors bei  $U_{oc}$ , Vergleich mit/ohne Seitenisolation.

#### 7.2.4 Ergebnis thermische Effizienz - Einfluss der thermischen Lücke (22.4/24.4. und 12.6.)

Entgegen der idealen Herleitung des CPC Reflektorprinzips liegen die Reflektoren nicht Stoß an Stoß mit dem PVT-Absorber zusammen (Abbildung ??). Diese sogenannte „thermische Lücke“  $d_s$  sorgt für die thermische Entkopplung des heißen PVT-Absorbers von den Reflektoren. Eine große Lücke sorgt für eine gute Entkopplung und damit für eine Erhöhung der thermischen Effizienz. Umgekehrt sorgt eine große Lücke für optische Verluste, da „einzelne Strahlen“ durch die Lücke entweichen können. Eine rechnerische oder simulative vorherige Abschätzung des thermischen Einflusses der Lücke war nur unzureichend möglich.

Abbildung ?? zeigt den Vergleich der experimentellen Wirkungsgradkurven bei hohem Reflektor (große thermische Lücke, 12.6.) und tiefem Reflektor (kleine Lücke, 22./24.4.). Eine Aussage lässt sich unter Berücksichtigung der Messungenauigkeiten und der Regressionsgenauigkeit nur bedingt treffen. Ungeachtet dessen scheint es, dass eine große thermische Lücke zu einem geringeren optischen Wirkungsgrad (für  $\Delta T/G = 0$ ), jedoch zu einer leicht höheren thermischen Effizienz führt. Dies entspricht genau den oben beschriebenen Erwartungen, jedoch mit geringer Ausprägung.

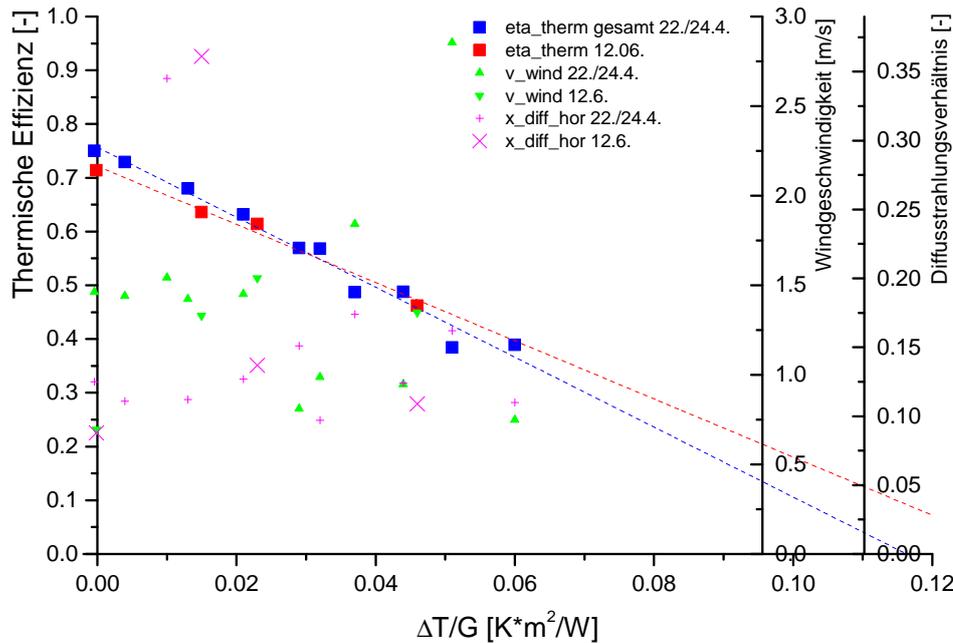


Abbildung 7.20: Thermische Effizienz des Versuchskollektors bei  $U_{oc}$ , Vergleich von hoher (12.6.) und tiefer (22.4./24.4.) Reflektorposition.

### 7.2.5 Ergebnis thermische Effizienz - Vergleich mit/ohne Glasscheibe (10.7./3.8. und 16.7.)

Die abdeckende Glasscheibe des CPC-PVT Kollektorprinzips dient sowohl der thermischen Verbesserung, sowie dem Schutz vor Verunreinigung. Prinzipiell ist bei vollständiger Verkapselung des PVT-Absorberverbundes auch eine Ausführung ohne Frontglasscheibe denkbar. Die Auswirkung auf den thermischen Wirkungsgrad wird in diesem Versuch untersucht.

Abbildung ?? zeigt den sehr großen Effizienzverlust bei fehlender Glasscheibe. Getrübt wird die Aussagekraft von etwas unterschiedlichen Randbedingungen und der geringen Zahl von Messpunkten. Für den Messtag vom 16.7. scheinen ungünstigere Wind- und Diffusverhältnisse zu herrschen.

Bei idealer Betrachtung des Kollektors würde man bei Entfernen der Frontscheibe eine Verbesserung des optischen Wirkungsgrades erwarten und höhere Verluste für höhere Temperaturen.

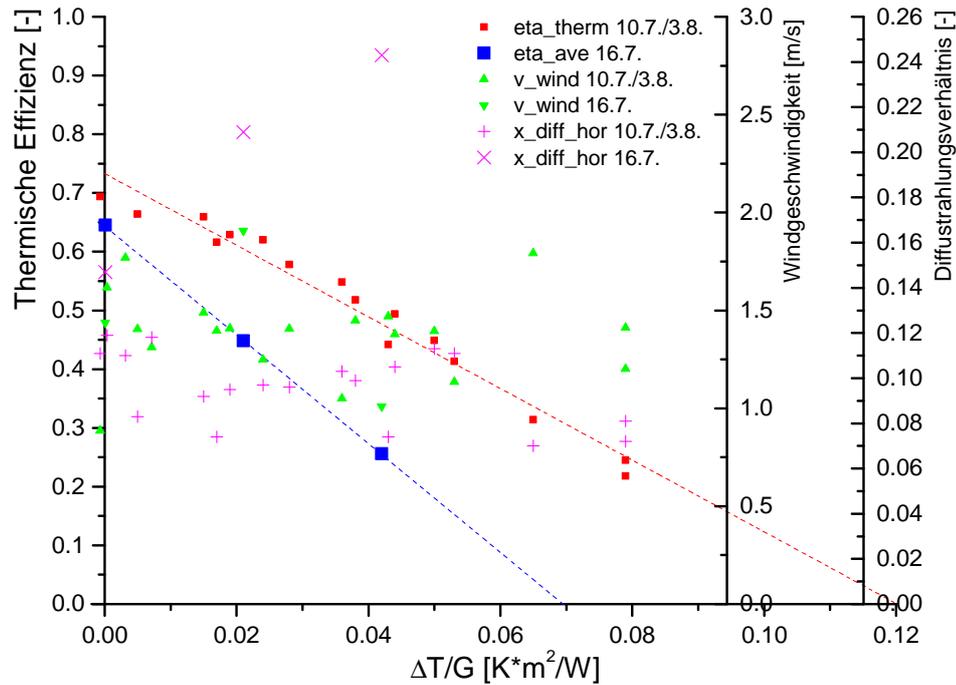


Abbildung 7.21: Thermische Effizienz des Versuchskollektors bei  $U_{oc}$ , Vergleich mit (10.7./3.8.) und ohne (16.7.) Frontglasscheibe.

### 7.2.6 Ergebnis thermische und PV-Effizienz - Vergleich bei $U_{oc}$ und MPP-Tracking (10.7./3.8. und 1.7.)

Für alle Messungen der thermischen Effizienz bei  $U_{oc}$  wurden parallel die UI-Kennlinien des CPC-PVT-Versuchskollektors aufgezeichnet, deren Auswertung die theoretische PV-Effizienz bei der jeweiligen Kollektortemperatur ergibt.

Bei der hier in Abbildung ?? dargestellten Messung vom 1.7. wurde stattdessen auf den MPP<sup>6</sup> des Kollektors geregelt und die entsprechende elektrische Leistung gemessen und abgeführt. Betrachtet man den optischen Wirkungsgrad der thermischen Kurve, so erkennt man, dass die MPP-Kurve zu Beginn etwa 10% unter der  $U_{oc}$ -Kurve liegt. Legt man den Energieerhaltungssatz zu Grunde, so entspricht dies etwa den 10% elektrischem Ertrag des PV-Teils. Der Schnittpunkt der linear extrapolierten Effizienzkurven vor dem Stagnationspunkt ist nicht logisch, da die thermische Effizienz der MPP-Kurve bei positiver PV-Effizienz tiefer liegen muss.

Die beiden Effizienzkurven der elektrischen Effizienz in Abbildungs ?? sind über der Zelltemperatur aufgetragen. Diese wurde unter Kenntnis des thermischen Widerstandes in Kapitel ?? und unter der Vernachlässigung rückseitiger Kollektorverluste berechnet. Beide Kurven der PV-Effizienz sind im Rahmen der Messgenauigkeit identisch, was zu erwarten war und die Korrektheit des Messverfahrens bestätigt. Der Temperaturkoeffizient der PV-Effizienz entspricht genau den Erwartungen von  $k_T = 0,0044\%/K$ . Daraus kann man schließen, dass im Modulverbund der Zellen keine zusätzlichen temperaturbedingten Verluste auftreten.

<sup>6</sup>Maximum Power Point

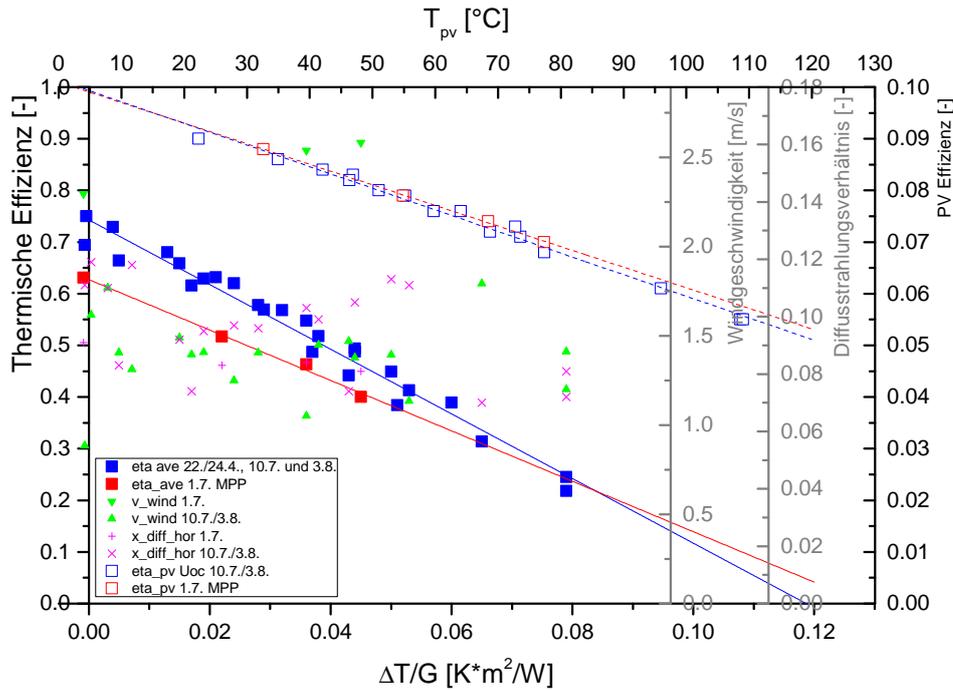


Abbildung 7.22: Thermische und PV-Effizienz des Versuchskollektors bei offener Klemmspannung  $U_{oc}$  und unter MPP-Tracking. Die PV-Effizienz wird aufgetragen über der theoretisch berechneten Zelltemperatur  $T_{pv}$ .

Die PV-Effizienz bei  $T = 25^{\circ}\text{C}$  liegt mit  $\eta_{pv} = 0,096$  um 1%-Punkt niedriger gegenüber der in Kapitel ?? bestimmten PV-Effizienz von  $\eta_{pv} = 0,105$  an der Einzelzelle. Mögliche Ursachen dafür sind zusätzliche optische Verluste durch Ausrichtung der Reflektoren und zusätzliche Verluste am Serienwiderstand durch aufwendigere elektrische Verschaltung der Zellen. Der maßgeblichste Einfluss dürfte aber der „Packing Factor“ sein, also die nicht-ideale Ausnutzung der Aperturfläche mit PV-Fläche. Berücksichtigt man diesen Faktor mit 93,8% kommt man auf eine effektive PV-Effizienz von  $\eta_{pv} = 0,102$ .

In Abbildung ?? sind die Ergebnisse analog zu Abbildung ?? noch einmal dargestellt, jedoch wird die PV-Effizienz hier über der thermischen Abszisse  $\Delta T/G$  aufgetragen. Tabelle ?? zeigt eine Zusammenfassung der Koeffizienten der experimentell ermittelten thermischen und PV-Effizienz im MPP-Modus und bei  $U_{oc}$ .

## 7 Experimentelle Ermittlung des möglichen Gesamtertrags

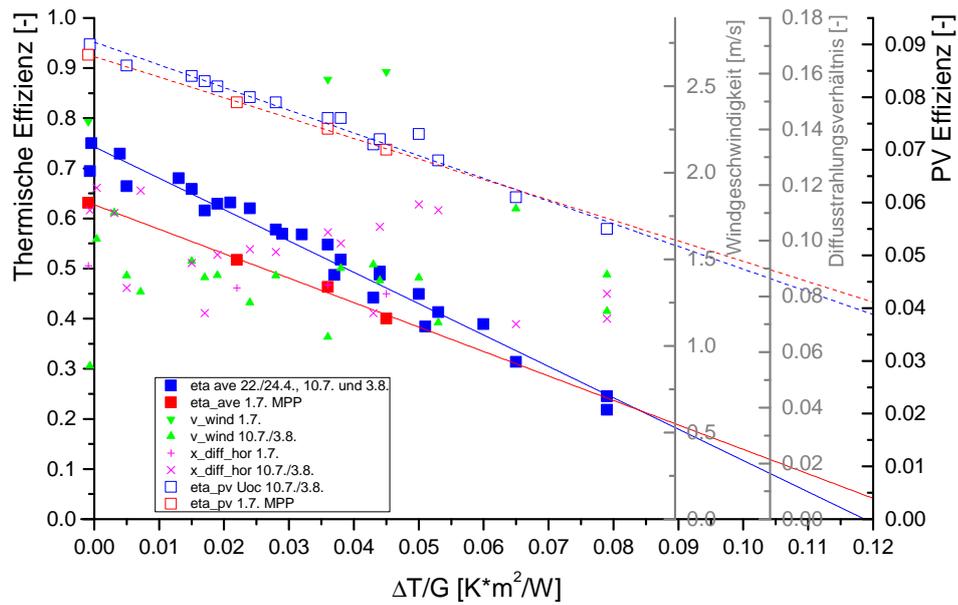


Abbildung 7.23: Thermische und PV-Effizienz des Versuchskollektors bei offener Klemmspannung  $U_{oc}$  und unter MPP-Tracking. Die PV-Effizienz wird aufgetragen über der reduzierten Temperatur  $\Delta T/G$ .

Tabelle 7.2: Übersicht und Vergleich der Koeffizienten der thermischen und PV-Effizienz des CPC-PVTs.

Thermische Effizienz			
Modus	$\eta_0$	$a_1$	$a_2$
	-	$\text{W/m}^2/\text{K}$	$\text{W/m}^2/\text{K}^2$
in $U_{oc}$	0,743	-6,260	0
in MPP	0,627	-4,882	0
Elektrische (PV-)Effizienz			
Modus	$\eta_{PV}$	$k_T$	$k_T$
	-	$1/\text{K}$	$\text{W/m}^2/\text{K}$
in $U_{oc}$ über $T_{PV}$	0,101	$-4,2 \cdot 10^{-4}$	
in MPP über $T_{PV}$	0,101	$-4,0 \cdot 10^{-4}$	
in $U_{oc}$ über $\Delta T/G$	0,090		-0,43
in MPP über $\Delta T/G$	0,088		-0,39

### 7.2.7 Ergebnis thermische Effizienz - Vergleich Tag- und Nachtmessung (10.7./3.8. und 1.7./2.7.)

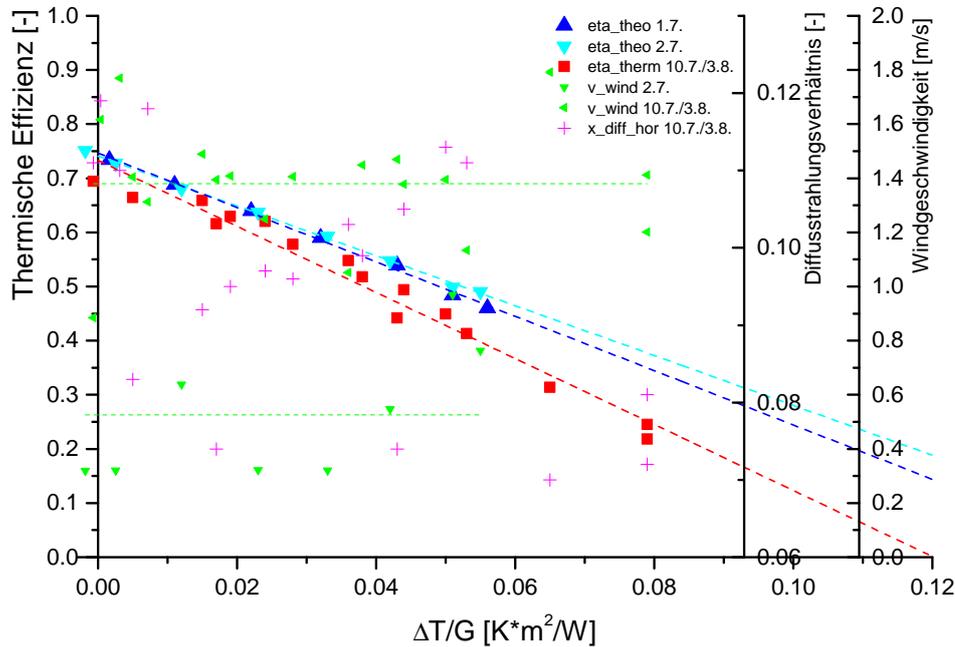


Abbildung 7.24: Thermische Effizienz des Versuchskollektors, Vergleich bei  $U_{oc}$  (10.7./3.8.) und Nachtmessung (1./2.7.).

Die in-situ Messung der thermischen Effizienz ist immer beeinflusst vom tagesabhängigen Diffusitätsgrad  $x_{diff,hor}$  der Atmosphäre, sowie von den Windbedingungen. Über Nachtauskühlungsmessungen können die Wärmeverluste des CPC-PVT-Kollektors bestimmt und parametrisiert werden (vergleiche Beikircher et al. [?]). Anschließend kann über die Verwendung des optischen Wirkungsgrads vom 22./24.4. auf die thermische Effizienzkurve bei  $U_{oc}$  zurückgerechnet werden.

Abbildung ?? zeigt die Verbesserung des thermischen Wirkungsgrades der Nachtmessungen. Man erkennt, dass der Wind in der Nacht deutlich abgeschwächt ist gegenüber der Tagmessung. Effekte des Diffusanteils in der Einstrahlung sind in der angenommenen  $\eta_0$ -Messung schon enthalten.

Die Ergebnisse der Nachtmessungen können als das experimentell erreichbare Maximum gesehen werden. Demnach würde die Stagnationstemperatur von  $\Delta T = 120$  K auf  $\Delta T = 145$  K bis 158 K steigen und damit im Bereich kommerzieller solarthermischer Flachkollektoren liegen.

### 7.2.8 Verhalten im Stagnationsfall

Der CPC-PVT-Kollektor wurde im August 2015 bei einer maximalen Fluidmitteltemperatur von  $T_{flu} = 107^\circ C$  über eine Dauer von 1,5 Stunden gemessen. Eine Wiederholungsmessung am folgenden Tag mit Bestimmung des optischen Wirkungsgrads sowie der PV Effizienz konnte keinerlei Degradation belegen.

Laut experimentell bestimmter thermischer Wirkungsgradkurve bei  $U_{oc}$  liegt die Stagnationstemperatur, unter Annahme einer linearen Extrapolation, bei maximal  $T_{stag} = T_{amb} + 120$  K. Es ist jedoch anzunehmen, dass die Wirkungsgradkurve für  $\Delta T/G > 0,08$  eher einem quadratischen Abfall unterliegt, bedingt durch steigende Strahlungsverluste. Bei Kollektorstagnation durch technisch bedingten Ausfall der Umwälzpumpe, oder durch Überhitzung des thermischen Speichers im Sommer wird der CPC-PVT mit hoher Wahrscheinlichkeit im PV-Modus betrieben werden, so dass die abgeführte elektrische Leistung zusätzlich für Entlastung sorgt.

Unter Annahme einer hohen Außentemperatur von  $T_{amb} = 30^\circ\text{C}$  kann bei Stagnation eine Kollektortemperatur von maximal  $T_{abs} < 150^\circ\text{C}$  auftreten. Laut Herstellerempfehlung der Silikon-Laminierung der Firma Wacker Silicones ist die Verbindung von Zelle und Laminat bei Temperaturen größer  $160^\circ\text{C}$  stabil, was in den eigenen Laminierungsversuchen auch so bestätigt werden konnte. Alle weiteren Materialien sind für eine Temperaturbeständigkeit von mindestens  $150^\circ\text{C}$  ausgelegt.

Aus heutiger Sicht, sollte der CPC-PVT also bei thermischer Stagnation über einen kurzen Zeitraum keinen Schaden nehmen. Für die Beurteilung einer Stagnation über mehrere Tage müssten weitere Versuche angestellt werden und vor allem die Empfindlichkeit der PV-Lötkontakte überprüft werden.

### 7.2.9 Ergebnis elektrischer und thermischer IAM

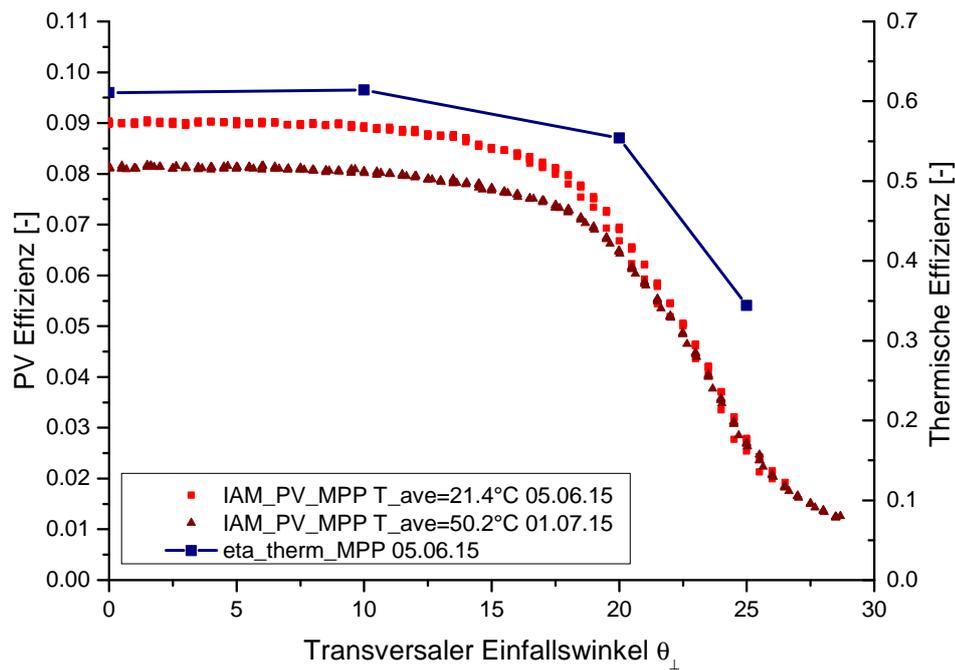


Abbildung 7.25: Elektrischer und thermischer IAM des CPC-PVT-Versuchskollektors. Der elektrische IAM der PV-Effizienz wurde für unterschiedliche Fluidtemperaturen von  $T_{ave} = 21,4^\circ\text{C}$  und  $T_{ave} = 50,2^\circ\text{C}$  gemessen.

Entscheidend bei einem solarthermischen System mit CPC-Reflektoren ist natürlich

auch das Winkelverhalten (also der IAM<sup>7</sup>), sowohl der thermischen als auch der elektrischen PV Effizienz. Bei zwei unterschiedlichen Vorlauftemperaturen  $T_{ave} = 21,4^\circ\text{C}$  und  $T_{ave} = 50,2^\circ\text{C}$  wurde die elektrische Effizienz gemessen. Die thermische Effizienz wurde unter MPP-Tracking bei  $T_{ave} = 28,4^\circ\text{C}$  gemessen. Dabei wurde der longitudinale Einfallswinkel (längs der Symmetrieachse) durch den 2-Achsen-Solartracker senkrecht gehalten und der transversale Einfallswinkel (senkrecht zur Symmetrieachse) variiert.

Abbildung ?? zeigt wie der IAM der PV-Effizienz für die erhöhte Fluid-, und damit Zelltemperatur, entsprechend dem Temperaturkoeffizienten der PV-Zelle verringert ist. Als wichtige Erkenntnis dieser Versuchsreihe zeigt sich aber, dass die Form der IAM-Kurve unverändert bleibt, d.h. kein frühzeitiger Einbruch aufgrund höherer Kollektortemperaturen stattfindet. Die Einstrahlverteilung bei hohen Einfallswinkeln mit den charakteristischen Konzentrationsspitzen scheint sich, auch auf Grund der guten thermischen Zellanbindung, für höhere Temperaturen nicht stärker auszuwirken als bei STC<sup>8</sup>. Für hohe Einfallswinkel verlaufen die Kurven sogar identisch, was nicht zu erwarten war. Dies könnte darauf hindeuten, dass die Zelltemperatur in diesem Einfallswinkelbereich nicht der dominierende Verlust ist, sondern mit hoher Wahrscheinlichkeit die Einstrahlverteilung selbst mit ihren lokalen ohmschen Verlusten.

### 7.2.10 Vergleich CPC-PVT und kommerzieller PVT-Flachkollektor

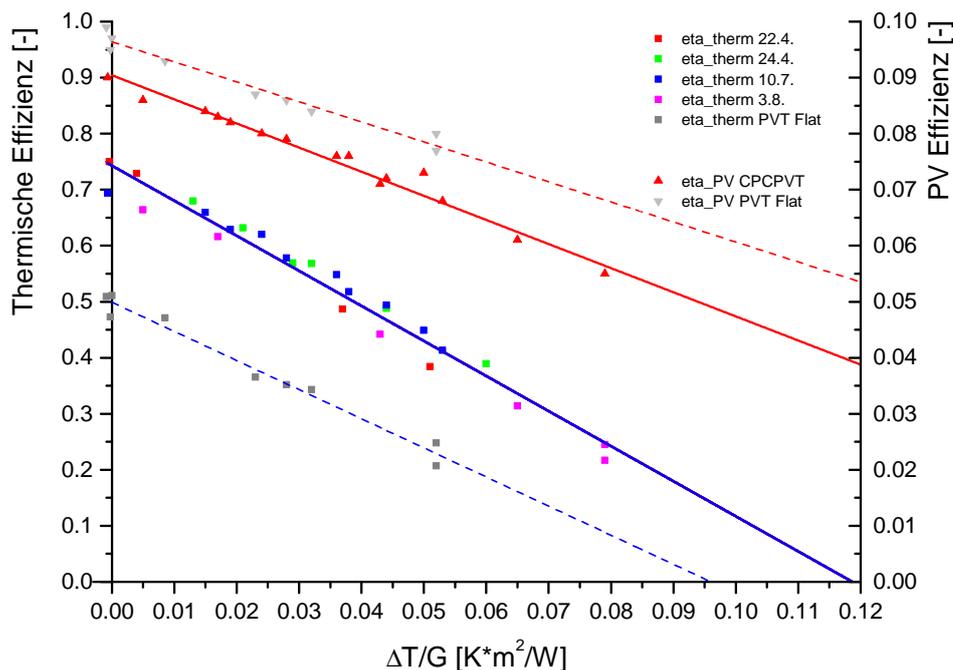


Abbildung 7.26: Elektrische und thermische Effizienz von CPC-PVT und PVT-Flachkollektor bei je  $U_{oc}$ .

<sup>7</sup>Incidence Angle Modifier

<sup>8</sup>Standard Test Conditions:  $25^\circ\text{C}$ ,  $1000\text{ W/m}^2$

Um den qualitativen wie quantitativen Vergleich mit einem PVT-Flachkollektor anzustellen, wurde ein abgedeckter PVT-Flachkollektor käuflich erworben und in gleicher Routine am ZAE Solarteststand vermessen (Abbildung ??). Es handelt sich dabei um einen Kollektor mit Frontverglasung und rückseitiger thermischer Ankopplung der PV-Zellen über eine Absorberharfe aus Rohrleitungen.

Leider stellte sich die thermische Effizienz des PVT-Flachkollektors entgegen den Herstellerangaben als sehr gering heraus. Mit einem optischen Wirkungsgrad von etwa 50 % zeigt sich der Kollektor als deutlich schwächer als der entwickelte CPC-PVT Kollektor. Als Ursache wird eine schlechte thermische Ankopplung des PVT-Absorbers an das Fluid vermutet. Eine gleichmäßige Durchströmung der Absorberharfe konnte durch Thermographieaufnahmen des Kollektors sichergestellt werden. Die PV-Effizienz des PVT-Flachkollektors zeigte sich mit knapp unter  $\eta_{pv} = 10\%$  etwas höher als die des CPC-PVT. Die Kenntnis der Effizienz dieses PVT-Flachkollektors ist Grundlage für den in Kapitel ?? erläuterten qualitativen Echtzeitvergleich der beiden Kollektorarten, welcher nachfolgend beschrieben wird.

### 7.2.11 Experimenteller Vergleich - Verhalten im Tagesverlauf

In Kapitel ?? wurde der Vergleich der beiden Kollektoren (CPC-PVT und kommerzieller PVT-Flachkollektor) an Hand der Temperaturabhängigkeit der elektrischen und thermischen Effizienz gezeigt. Die beiden Systeme unterscheiden sich aber auch im optischen Verhalten, also in der Abhängigkeit vom solaren Einfallswinkel. Um dieses Verhalten bildlich, aber auch quantitativ aufzuzeigen, wurden beide Kollektoren nebeneinander auf dem in-situ Solarteststand bei gleicher konstanter Neigung montiert und im natürlichen Tagesverlauf der Sonne simultan vermessen.

Abbildung ?? zeigt die Auswerteergebnisse des experimentellen Vergleichs. Gemessen wurde im MPP-Modus, also bei gleichzeitiger Messung von thermischer und PV-Effizienz, unter Abführung der elektrischen Leistung durch eine elektronische Last. Da beide Kollektorarten aufgrund verschieden großer Aperturfläche sehr unterschiedliche thermische Effizienzen aufweisen (siehe Abbildung ??), werden diese auf ihren jeweiligen optischen Wirkungsgrad normiert:

$$\eta_{therm}^{norm} = \frac{\dot{Q}_{use}}{A_{koll} \cdot G_{tot} \cdot \eta_0} \quad (7.3)$$

Die jeweilige PV-Effizienz wird als absolute Größe angegeben. Die Kollektorebene mit der Neigung  $\beta=60^\circ$  ist so eingestellt, dass zum solaren Mittag die Sonne senkrecht auf die beiden Kollektoren fällt. Der CPC-PVT ist in vertikaler Aufstellung aufgebaut, also mit den CPC-Reflektorrinnen in Nord-Süd-Richtung. Dies bedeutet, dass die Sonne im Tagesverlauf durch die transversale Ebene des CPCs wandert und damit durch den Akzeptanzwinkelbereich. Die Vorlauftemperatur beider Kollektoren wurde auf  $T_{in}=50^\circ\text{C}$ , entsprechend  $\Delta T=35\text{K}$ , gesetzt. Weiterhin wird die Globalstrahlung in Kollektorebene im Tagesverlauf gezeigt.

Die Form der normierten thermischen Effizienz  $\eta_{therm}^{norm}$  des CPC-PVTs im Tagesverlauf spiegelt die typischen optischen Eigenschaften des IAMs wider. Ab etwa 14:30 Uhr ist die Sonne außerhalb des Akzeptanzwinkelbereichs und die thermische Effizienz des CPC-

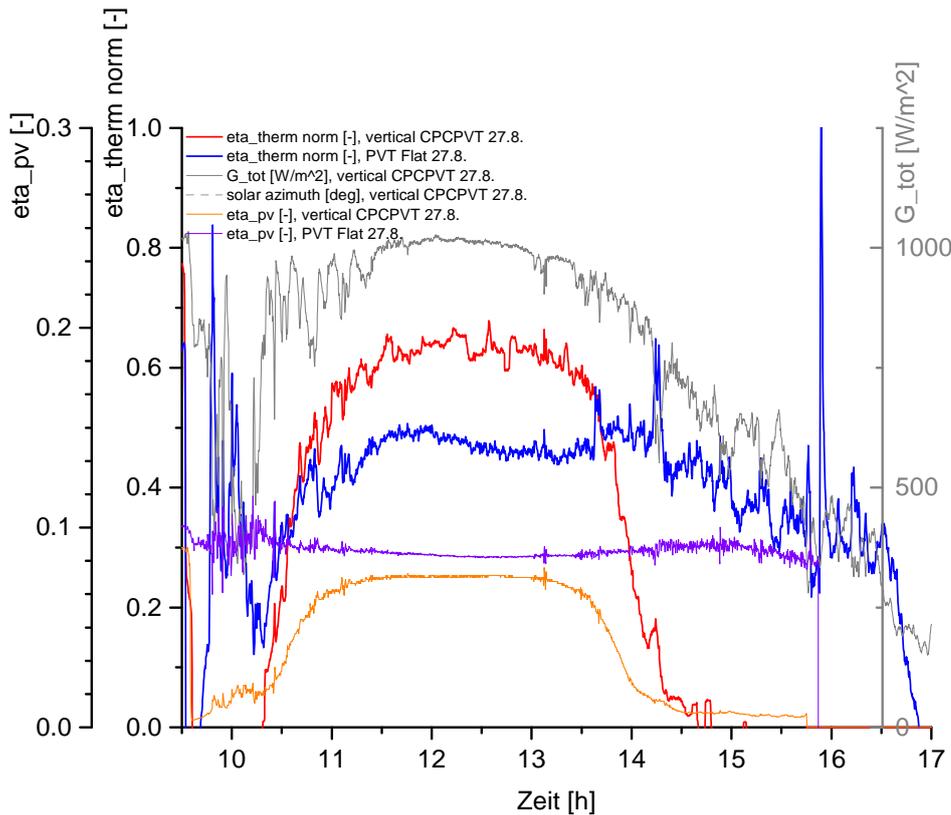


Abbildung 7.27: Vergleich von thermischer und elektrischer Effizienz des CPC-PVTs und des untersuchten PVT-Flachkollektors im Tagesverlauf bei vertikaler Aufstellung und Südausrichtung. Die beiden unteren Kurven (orange, violett - dünne Linie) zeigen die PV-Effizienz des jeweiligen Kollektors.

PVTs bricht ein. Entgegen einer ersten Intuition ist der Akzeptanzwinkelbereich nicht mit solaren Azimut gleichzusetzen, welcher mit  $\pm 37^\circ$  wesentlich größer als  $\theta_A = \pm 25^\circ$ .

Der PVT-Flachkollektor bringt trotz normierter Darstellung bis zu 15 % weniger thermische Effizienz, auf Grund seines schlechteren Temperaturverhaltens. Aufgrund der Ausführung als Flachkollektor und damit ohne Reflektoren, hat dieser Kollektortyp einen optischen Vorteil und bringt deshalb thermische Leistung bis zum Sonnenuntergang.

Analog fällt die Betrachtung der PV-Effizienz aus. Die elektrische Effizienz des PVT-Flachkollektors ist entsprechend dem Ergebnis in Abbildung ?? etwa 10 % besser. Die Form der Kurve der PV-Effizienz des CPC-PVTs entspricht der, der thermischen Effizienz.

Abbildung ?? zeigt nun analog die Messung der Kollektoren mit horizontaler Aufstellung des CPC-PVTs, das heißt mit Ausrichtung der CPC-Reflektorrinne in Ost-West-Richtung. Der Anstellwinkel beträgt, wegen Anpassung auf das Messdatum,  $\beta = 45^\circ$ . Wieder steht zum solaren Mittag der Einfallswinkel der Sonne senkrecht auf die Mesesebene. Die Vorlauftemperatur beträgt wegen Anpassung an die Außentemperatur hier  $T_{in} = 60^\circ\text{C}$ , was wiederum  $\Delta T = 35\text{ K}$  entspricht.

Man erkennt nun, dass sowohl die normierte thermische Effizienz als auch die PV-

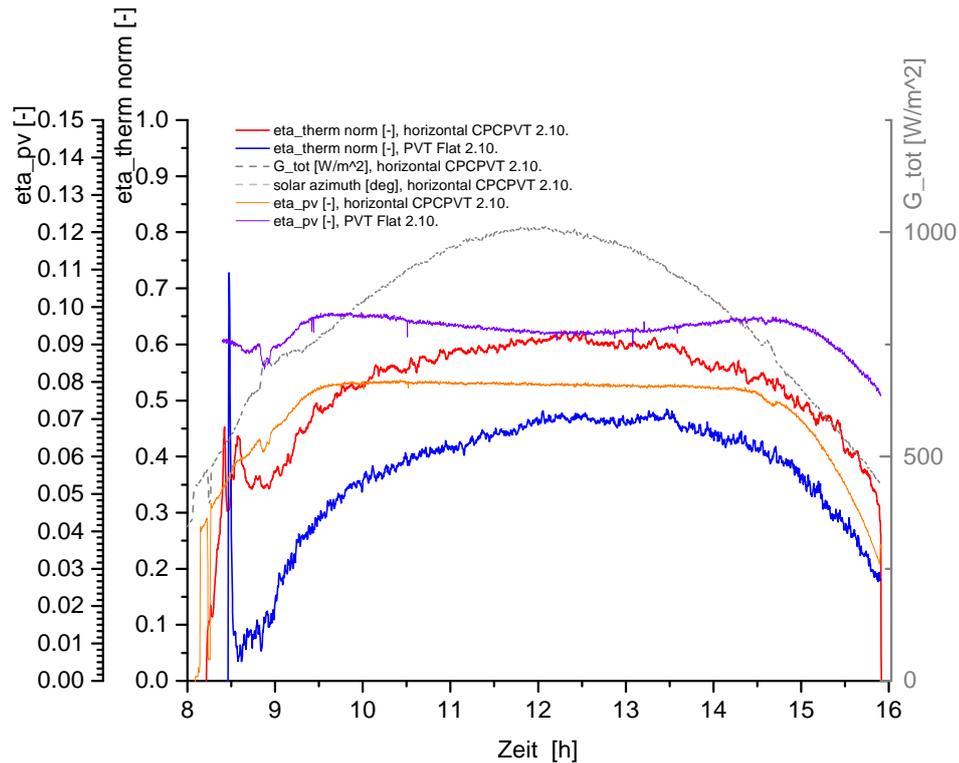


Abbildung 7.28: Vergleich von thermischer und elektrischer Effizienz des CPC-PVTs und des untersuchten PVT-Flachkollektors im Tagesverlauf bei horizontaler Aufstellung und Südausrichtung. Die dünnen Linien (orange, violett) zeigen die PV-Effizienz des jeweiligen Kollektors.

Effizienz des CPC-PVTs keinerlei Charakteristik des IAMS des CPCs aufweist. Der Effizienzverlauf beider Kollektoren verläuft über den gesamten Tagesverlauf parallel, mit einem Versatz von wieder etwa 15 % in der thermischen Effizienz zu Gunsten des CPC-PVTs. Bei dieser Art der Aufstellung sind also keinerlei Verluste durch die Optik des CPCs zu erwarten, trotz Akzeptanzwinkelbereich. Letzterer beschränkt bei dieser Aufstellungsart lediglich die jahreszeitliche Akzeptanz der Sonne. Der Akzeptanzwinkel wird also bei möglicher großer Konzentration

$$C = \frac{1}{\sin \theta_A}$$

zusammen mit dem Anstellwinkel  $\beta$  auf den jeweiligen Sonnenhöchststand des Standortes angepasst. Umgekehrt gilt bei vertikaler Aufstellung eine jahreszeitliche Unabhängigkeit des Ertrags und eine Notwendigkeit der Anpassung des Akzeptanzwinkels auf eine bestimmte Tageszeit, bzw. Einstrahlintensität.

## 7.3 Abgleich der thermischen und elektrischen Effizienz des CPC-PVTs mit dem PVTmax-Projekt

In Kapitel ?? wurden bereits die Ertragsvorhersagen mit dem vom DBU geförderten Forschungsvorhaben „PVTmax“ (FKZ28569) [?] verglichen. Beide Vorhaben zielen unter anderem auf den Nachweis eines Mehrertrags von PVT-Kollektoren gegenüber Solarthermie und reiner Photovoltaik. Weiterhin werden in beiden Projekten Verbesserungen der thermischen Effizienz als zentrales Thema untersucht.

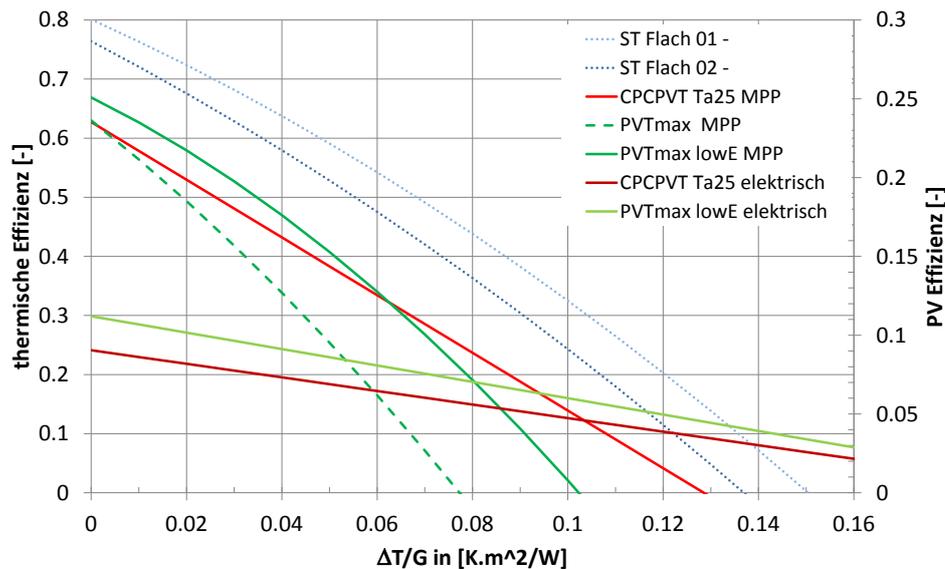


Abbildung 7.29: Vergleich der thermischen und elektrischen Effizienzkurve im MPP für PVTmax und CPC-PVT.

Abbildung ?? zeigt die thermischen und elektrischen Wirkungsgradkennlinien im MPP der beiden entwickelten Versuchskollektoren. Als Referenz sind weiterhin die Kennlinien der zwei solarthermischen Kollektoren „ST Flach 01/02“ aus Kapitel ?? in blau dargestellt. Der direkte Vergleich der PVT-Kollektoren im MPP zu den solarthermischen Kollektoren ist allerdings ungleich und deshalb nur als Orientierung gedacht. Ausgangspunkt ist der am Fraunhofer ISE entwickelte abgedeckte PVT-Flachkollektor mit rückseitiger thermischer Rohranbindung und Direktlamination der Zellen auf das thermische Absorberblech („PVTmax MPP“)<sup>9</sup>. Dieser PVT-Kollektortyp ist auf Grund der konventionellen rückseitigen thermischen Isolierung und der frontseitigen Verglasung deutlich verbessert gegenüber einem kommerziell erhältlichen ungedeckten PVT-Flachkollektor. Wegen der naturgemäß schlechten Emissionseigenschaften des PVT-Absorbers im Bereich langwelliger Wärmestrahlung ist die thermische Effizienz jedoch verbesserungsfähig.

Durch Verwendung von Beschichtungen mit niedrigen thermischen Emissionseigenschaften (Low-E) kann dieser Nachteil, gegenüber konventionellen solarthermischen Kol-

<sup>9</sup>Parameter für PVTmax-Kollektoren laut persönlicher Auskunft Fraunhofer ISE, Stand 09/2015

lektoren mit selektiver Beschichtung, deutlich verbessert werden („PVTmax lowE MPP“). Auch der hier entwickelte CPC-PVT zielt auf die Verringerung von Abstrahlverlusten, jedoch durch Verkleinerung der abstrahlenden PVT-Absorberfläche mittels Strahlungskonzentration über CPC-Spiegel.

Die Kurve „CPC-PVT Ta25 MPP“ zeigt das experimentelle Ergebnis des CPC-PVT-Versuchskollektors mit  $\theta_A=25^\circ$  (Kapitel ??), ebenfalls im MPP-Modus. Die Effizienzkurve zeigt eine deutliche Verbesserung gegenüber dem herkömmlichen PVT-Flachkollektor. Der rein optische Wirkungsgrad des CPC-PVTs sollte per Definition durch die Verwendung von CPC-Reflektoren mit endlichem Reflexionsindex eigentlich schlechter sein als der des „PVTmax“. Durch die bessere thermische Anbindung der PV-Zelle an das Fluid im CPC-PVT-Kollektor (durch Direktlamination und vollflächige Durchströmung, siehe Kapitel ??) kann dieser anfängliche Nachteil jedoch ausgeglichen werden, sodass die beiden Kurven den identischen optischen Wirkungsgrad aufweisen.

Der durch Low-E Beschichtung verbesserte „PVTmax lowE“ zeigt sich bei der Messung am Indoor-Teststand für den niedrigen und mittleren Temperaturbereich bis  $\Delta T/G < 0,06 \text{ m}^2 \cdot \text{K}/\text{W}$  verbessert gegenüber der in-situ Vermessung des CPC-PVTs mit  $\theta_A=25^\circ$ . Dies ist vor allem auf die Unterschiede im optischen Wirkungsgrad zurückzuführen. Für einen höheren Temperaturbereich zeigt der CPC-PVT eine bessere thermische Effizienz. Auf Grundlage dieser Beobachtung lässt sich zusammenfassen, dass der CPC-PVT die bessere thermische Effizienz im Sinne einer Unterdrückung von Wärmeverlusten aufweist, während der „PVTmax lowE“ einen besseren Wert in der optische Effizienz zeigt.

Bezogen auf die elektrische PV-Effizienz zeigt sich der „PVTmax lowE“ um 2 %-Punkte verbessert gegenüber dem CPC-PVT. Als Ursache wird die Auswirkung der Strahlungskonzentration der CPC-PVT-Reflektoren vermutet. Weiterhin ist der stirnseitige Bereich der Sammelrohre im CPC-PVT nicht photovoltaisch aktiv. Würde man in einem zweiten Iterationsschritt des Versuchskollektorbaus die Sammelrohre in der Konstruktion verbergen oder photovoltaisch aktivieren, ergäbe sich ein Flächenvorteil von 7 % und damit ein PV-Effizienz des CPC-PVT von  $\eta_{pv}=0,097$ .

Tabelle 7.3: Übersicht der Parameter der verglichenen Kollektoren im MPP.

	$\eta_0$	$a_1$ $\text{m}^2 \cdot \text{K}/\text{W}$	$a_2$ $\text{m}^2 \cdot \text{K}^2/\text{W}$	$\eta_{pv}$ -	$k_t$ $\text{m}^2 \cdot \text{K}/\text{W}$
CPC-PVT	0,627	4,882	0,000	0,090	0,430
PVTmax ohne LowE	0,630	6,370	0,023		
PVTmax mit LowE	0,669	3,979	0,025	0,112	0,520

## 7.4 Zusammenfassung

- Ein CPC-PVT-Versuchskollektor mit einer Aperturfläche von  $A_{koll} = 0,87 \text{ m}^2$  und einer Bauhöhe von 15 cm wurde erfolgreich entwickelt, gebaut und auf dem in-situ-Teststand vermessen.
- Bei offener Klemmspannung  $U_{oc}$  erreicht der CPC-PVT einen optischen Wirkungsgrad von 0,743 und seine Stagnationstemperatur bei  $\Delta T/G = 0,12 \text{ K} \cdot \text{m}^2/\text{W}$ .

- Die elektrische Effizienz wurde bei  $U_{oc}$  und MPP-Tracking gemessen und beträgt übereinstimmend  $\eta_{PV} = 0,09$  bezogen auf die Zelltemperatur  $\Delta T/G$  mit einem Temperaturkoeffizienten  $k_t = -0,43$ .
- Die vertikale (Nord-Süd) Aufstellung des Kollektors ist der horizontalen (Ost-West) vorzuziehen, vermutlich aufgrund von internen Konvektionseffekten.
- Das Seiten- zu Aperturflächenverhältnis beträgt 70 %, hat aber keinen negativen Einfluss auf die Wärmeverluste.
- Der elektrische IAM der PV-Effizienz wurde gemessen und zeigt dabei keine Verschlechterung bei höheren Kollektortemperaturen.
- Bei einer horizontalen Aufstellung des CPC-PVTs (CPC-Rinne in Ost-West) gibt es keine Ertragsverluste aufgrund des Akzeptanzwinkelbereichs  $\pm\theta_A$  im Tagesverlauf.
- Die Stagnationstemperatur des CPC-PVTs an einem Sommertag liegt unterhalb der kritischen Temperatur einer Materialschädigung von  $T_{stag} \approx 160^\circ\text{C}$ , weshalb die Sinnhaftigkeit einer weiteren Verbesserung der thermischen Effizienz hinterfragt werden sollte.



# 8 Organisation eines Workshops

Am 19. April 2016 wurde durch das ZAE Bayern in Zusammenarbeit mit dem OTTI Regensburg und unter Moderation von Frau Bärbel Epp (Solrico) ein Workshop zum Thema „PVT Technologien“ veranstaltet. Inhalt dieser Veranstaltung war zum einen die Präsentation der Ergebnisse des Forschungsvorhabens, zum anderen ein Abgleich unterschiedlicher PVT-Kollektorarten. Als Vortragende wurden unter anderem das ISFH Hameln/Emmerthal, das Fraunhofer ISE und das Institut für Solartechnik SPF eingeladen (siehe Agenda Abbildung ??). Der Workshop bestand aus 28 Teilnehmern, davon 8 aus Industrie und 18 Forschung.

	Start		Dauer	Uhrzeit
				<b>12:30</b>
	Begrüßung/Einführung	Bärbel Epp / Markus Pröll	00:15	<b>12:30</b>
CPC PVT Abschlussworkshop	Das CPC PVT Prinzip	ZAE Bayern	00:20	<b>12:45</b>
	CPC PVT: Simulation und Ertragsanalyse	ZAE Bayern	00:20	<b>13:05</b>
	Pause		00:20	<b>13:25</b>
	CPC PVT Thermische Anbindung und Bedeutung	ZAE Bayern	00:20	<b>13:45</b>
	Die PV und CPC-Reflektor Wechselwirkung	ZAE Bayern	00:20	<b>14:05</b>
	Pause		00:20	<b>14:25</b>
PVT Technologie- Vergleich	Schwach konzentrierender CPC PVT Flachkollektor	ZAE Bayern	00:20	<b>14:45</b>
	Abgedeckter PVT Flachkollektor	Manuel Laemmle - Fraunhofer ISE	00:20	<b>15:05</b>
	Unabgedeckte PVT Flachkollektoren	Dr. Federico Giovannetti - ISFH	00:20	<b>15:25</b>
	Pause		00:20	<b>15:45</b>
	SPF PVT Praxisumsetzung	Aleksis Baggenstos - SPF	00:20	<b>16:05</b>
Zukunft & Hemmnisse - PVT in der Umsetzung	Diskussion "Chancen und Hemmnisse"	alle	00:35	<b>16:25</b>
	Neuer IEA SHC Task "PVT"	Prof. Matthias Rommel - SPF, HSR	00:20	<b>17:00</b>
	<b>Gemeinsames Abendessen auf Selbstzahlerbasis</b>			<b>18:00</b>

Abbildung 8.1: Agenda des Workshops „PVT-Technologien“ am 19.4.2016

Ziel war der Vergleich und die Abgrenzung der verschiedenen entwickelten Kollektortypen, sowie die Diskussion über weitere Forschung im Bereich von PVT im deutschsprachen-

chigen Raum. Insbesondere Hindernisse seitens Planer und Industrie sollten identifiziert werden, um ein Vorankommen dieser Technik zu gewährleisten. Dazu haben sich alle Vortragenden im Vorfeld der Veranstaltung über Inhalte ausgetauscht, insbesondere über die Effizienzen der jeweiligen Kollektortypen und der Darstellung des Mehrertrags.

### Inhalte

In fünf Vorträgen präsentierte das ZAE Bayern die wesentlichen Ergebnisse dieses Abschlussberichtes, entsprechend den jeweiligen Arbeitspunkten.

Herr Lämmle vom Fraunhofer ISE präsentierte den Entwicklungsstand von abgedeckten PVT-Flachkollektoren. Für die Bewertung des Mehrertrags von PVT-Kollektoren gegenüber konventionellen Kollektorarten (ST+PV) wurden dabei folgende Herangehensweisen gewählt:

- Die anwendungsbezogene Bewertung des energetischen Gesamtertrags bei konstanter Dachfläche.
- Die Bewertung einer verfügbaren Dachfläche analog zu Bewertungskriterium b) auf Seite ??.
- Die Bewertung nach Kriterium b) und der Festlegung der PVT-Deckungsrate als Randbedingung.

Während hier in Kapitel ?? die Primärenergieeinsparung bei gleicher solarer Deckung als Ergebnisgröße angegeben wird, wurde am Fraunhofer ISE der elektrische Mehrertrag gewählt.

Herr Giovanetti des ISFH Hameln/Emmerthal präsentierte Erträge von unabgedeckten PVT Flachkollektoren im Hinblick auf die Verbesserung von erdgekoppelten Wärmepumpensystemen. Dabei wurde der Mehrertrag in Form einer Stromeinsparung beim Betrieb der Wärmepumpe angegeben. Dieser beträgt laut Messung zwischen 9% und 14%.

Zum Thema unabgedeckte PVT-Flachkollektoren in Verbindung mit erdgekoppelten Wärmepumpen präsentierte Herr Baggenstos anschließend Praxiserfahrungen aus der Umsetzung solcher Anlagen.

### Fazit

Das Resultat der beschriebenen Präsentationen, sowie der Diskussion während des Workshops „PVT-Technologien“, kann man wie folgt zusammenfassen:

Bei der Frage nach einer Einsparung bzw. eines Mehrertrags von PVT-Kollektoren im allgemeinen stellt sich zuerst die Frage nach der anzunehmenden Alternativtechnologie. Dabei sollte man zwei Hauptgruppen unterscheiden:

**PVT-Kollektoren mit Schwerpunkt auf dem elektrischen Ertrag** wie z.B. unabgedeckte PVT-Flachkollektoren ersetzen in der Regel PV-Module. Der elektrische Ertrag bleibt in erster Näherung konstant, der zusätzliche thermische Ertrag gilt als Mehrertrag. Als sehr gute Anwendungsmöglichkeit hat sich bereits die Unterstützung von

(erdgekoppelten) Wärmepumpen etabliert. Eine Mehrertrag würde hier über die COP-Verbesserung und damit über Einsparung von Strom definiert werden.

**Bei PVT-Kollektoren mit Schwerpunkt auf dem thermischen Ertrag**, also abgedeckten thermisch verbesserten PVT-Kollektoren (wie dem CPC-PVT), ist die Darstellung eines Mehrertrags komplizierter. Ersetzt ein solcher PVT-Kollektor ein PV-Modul ist der Mehrertrag eindeutig<sup>1</sup>. Durch die gute thermische Effizienz kann die produzierte Wärme direkt genutzt werden. Der Vergleich zur reinen photovoltaischen Dachnutzung kann anhand von Primärenergieeinsparung ausgedrückt werden. Diese Art des Nachweises der Mehrertrags wird empfohlen, auf Grund seiner Anschaulichkeit und Eindeutigkeit.

Der Vergleich zu einem rein solarthermischen Kollektor ist ambitioniert, da dessen energetische Effizienz sehr hoch ist. Eine Mehrwert von PVT-Kollektoren kann durch Herausstellen des Mehrwerts des Stromertrags, etwa durch Primärenergiefaktoren (oder gleichbedeutend CO<sub>2</sub>-Einsparung) nachgewiesen werden. Dabei sollten gleiche solare Deckungsraten für einen Vergleich verwendet werden. Die Wahl der verfügbaren Dachfläche ist allerdings willkürlich, was die Aussagekraft des Vergleichs stark schwächt. Eine knappe verfügbare Dachfläche ist für thermisch verbesserte PVT-Kollektoren wünschenswert.

---

<sup>1</sup>Unter Annahme plausibler Kollektortemperaturen.



# A Randbedingungen den Simulationen

Tabelle A.1: Effizienzparameter der in der Simulation untersuchten Kollektortypen.

Kollektortyp	$\eta_0$	$a_1$ W/m <sup>2</sup> /K	$a_2$ W/m <sup>2</sup> /K <sup>2</sup>	$\eta_{pv}$	$k_T$ 1/K
ST Flach 01	0,801	3,640	0,011	-	-
ST Flach 02	0,764	4,209	0,010	-	-
CPC-PVT	variabel (s. Abb. ??)			0,150	0,0045
PVT Flach	0,790	6,360	0,035	0,087	0,0055
PV Modul	-	-	-	0,156	0,0043

Tabelle A.2: Randbedingung zu den Simulationen zur solaren Brauchwasserbereitung am Standort München.

Massenstrom	kg/h/m <sup>2</sup>	50
Wetterdaten	DWD TRY2010 Reg13	
Speicher	liter	300
Schichtung		ja
Brauchwasser	°C	45
Brauchwasserbedarf	l/d	200
Speichertemp. oben	°C	60
solar Deckung		
max. Dachfläche	m	8
Dachneigung	°	42
Solarer Azimuth	°	0
$\theta_A$	°	30

Tabelle A.3: Randbedingung zu den Simulationen zur solare Kombianlage am Standort München.

Massenstrom	kg/h/m <sup>2</sup>	50
Wetterdaten	DWD TRY2010 Reg13	
Speicher	liter	800
Schichtung		ja
Brauchwasser	°C	45
Heizungsvorlauf	°C	65
Speichertemp. oben	°C	65
Spreizung Heizung	K	25
Heizbedarf	kWh/a	4424
Brauchwasserbedarf	l/d	200
solar Deckung		
max. Dachfläche	m	30
Dachneigung	°	42
Solarer Azimuth	°	0
$\theta_A$	°	33

Tabelle A.4: Randbedingung zu den Simulationen zur solare Kombianlage am Standort Madrid.

Massenstrom	kg/h/m <sup>2</sup>	50
Wetterdaten	Meteonorm TM2 Madrid	
Speicher	liter	800
Schichtung		ja
Brauchwasser	°C	45
Heizungsvorlauf	°C	65
Speichertemp. oben	°C	65
Spreizung Heizung	K	25
Heizbedarf	kWh/a	1449
Brauchwasserbedarf	l/d	200
solar Deckung		
max. Dachfläche	m	25
Dachneigung	°	40
Solarer Azimuth	°	0
$\theta_A$	°	30

Tabelle A.5: Randbedingung zu den Simulationen zur solaren Kühlung am Standort München.

Massenstrom	kg/h/m <sup>2</sup>	50
Wetterdaten	DWD TRY2010 Reg13	
Speicher	liter	500
Schichtung		nein
Kühllast	MWh/a	89.96
Dachneigung	°	42
Dachneigung CPC-PVT	°	40
Solarer Azimuth	°	0
$\theta_A$	°	30

Tabelle A.6: Randbedingung zu den Simulationen zur solaren Kühlung am Standort Madrid.

Massenstrom	kg/h/m <sup>2</sup>	50
Wetterdaten	Meteonorm TM2 Madrid	
Speicher	liter	500
Schichtung		nein
Kühllast	MWh/a	90.05
Dachneigung	°	40
Solarer Azimuth	°	0
$\theta_A$	°	30



# Nomenklatur

$\beta$	Kollektorneigung (Slope), siehe Seite. 31
$\Delta T_{total}$	Reduzierte Temperatur zur Beschreibung eine AKM, siehe Seite. 41
$\dot{Q}_{use}$	Wärmeleistung des Kollektors (usefull heat), siehe Seite. 110
$\eta_{CPC}^{diff}$	Anteil an akzeptierter Diffusstrahlung, siehe Seite. 31
$\eta_{diff}$	Nutzbarer Anteil der Globalstrahlung aufgrund Diffusstrahlungsverluste, siehe Seite. 76
$\eta_{pv}$	PV-Effizienz, siehe Seite. 31
$\eta_{PV}^{eff}$	Effektive Zelleffizienz inkl. optischer Verluste, siehe Seite. 76
$\eta_{PV}^{Ref}$	Referenzeffizienz der PV-Zelle laut Datenblatt, siehe Seite. 76
$\eta_{therm}^{norm}$	Normierte thermische Effizienz, siehe Seite. 111
$\mathcal{H}$	Heaviside Funktion, siehe Seite. 47
$\tau$	Transmissionskoeffizient, siehe Seite. 76
$\theta_{\perp}$	Transversaler Einfallswinkel, siehe Seite. 78
$\theta_{\parallel}$	Longitudinaler Einfallswinkel, siehe Seite. 76
$A_{abs}$	Oberfläche des thermischen Absorbers. Vergleiche $A_{PV}$ , siehe Seite. 63
$A_{koll}$	Kollektor-Aperturfläche, siehe Seite. 110
$C_T$	Strahlungskonzentration eines gekürzten Reflektors, siehe Seite. 94
$d$	Dicke, siehe Seite. 65
$d_s$	Absorberbreite, siehe Seite. 74
$d_s$	‘Thermische Lücke’ (Spalt) zwischen Reflektor und Absorber, siehe Seite. 73
$E_{PV}$	PV-Ertrag, siehe Seite. 35
$f_p$	Primärenergiefaktor, siehe Seite. 30
$FF^{opt}$	Optischer Füllfaktor der PV-IAM-Kurve, siehe Seite. 77

## A Randbedingungen den Simulationen

$FF_{pv}$	Elektrischer Füllfaktor der PV U-I-Kennlinie, siehe Seite. 85
$G$	Solare Einstrahlungsleistung, siehe Seite. 58
$G_{tot}^{Koll}$	Globalstrahlung in Kollektorebene, siehe Seite. 85
$G_d^{hor}$	Diffusstrahlung in horizontaler Ebene, siehe Seite. 99
$G_{tot}^{hor}$	Globalstrahlung in horizontaler Ebene, siehe Seite. 99
$k_T$	Temperaturkoeffizient der PV-Effizienz, siehe Seite. 31
$L_0$	Ungekürzte Reflektorhöhe, siehe Seite. 94
$L_T$	Gekürzte Reflektorhöhe, siehe Seite. 94
$Q_{use}$	Kollektor-Wärmeertrag, siehe Seite. 35
$T_A$	Arbeitstemperatur, siehe Seite. 31
$T_k$	Kalte Oberflächentemperatur bei der thermographischen Messung, siehe Seite. 63
$T_w$	Warme Oberflächentemperatur bei der thermographischen Messung, siehe Seite. 63
$T_{amb}$	Umgebungstemperatur, siehe Seite. 27
$T_{ave}$	Fluidmitteltemperatur, siehe Seite. 99
$T_{flu}$	Fluidtemperatur, siehe Seite. 58
$T_{in}$	Fluidvorlauftemperatur, siehe Seite. 63
$T_{koll}$	Kollektortemperatur, siehe Seite. 33
$T_{out}$	Fluidrücklauftemperatur, siehe Seite. 63
$T_{stag}$	Stagnationstemperatur, siehe Seite. 107
$T_{WB}$	Thermographisch gemessene Oberflächentemperatur, siehe Seite. 63
$u_i$	Messunsicherheit des Wertes $i$ , siehe Seite. 65
$x_T$	Prozentuale Reflektorkürzung, siehe Seite. 94
$x_{diff,hor}$	Diffus- zu Globalstrahlungsverhältnis in horizontaler Ebene (diffuse ratio), siehe Seite. 99
$x_{diff}$	Anteil der Diffusstrahlung an der Globalstrahlung, siehe Seite. 76
$\alpha$	Konvektion, siehe Seite. 20
$\dot{Q}_{flu}$	Wärmestrom in das Fluid, siehe Seite. 27

$\dot{Q}_{loss}$	Wärmeverluststrom, siehe Seite. 27
$\dot{Q}_{nb}$	Wärmestrom zwischen benachbarten finiten PV-Zellen-Elementen, siehe Seite. 27
$\epsilon$	Emissionskoeffizient, siehe Seite. 20
$\eta_0$	Optischer Wirkungsgrad, siehe Seite. 20
$\eta_{opt,ideal}$	Idealer optischer Wirkungsgrad, siehe Seite. 13
$\lambda$	Wärmeleitfähigkeit (WLF), siehe Seite. 20
$\phi$	Konstruktionwinkel des CPC, siehe Seite. 14
$\rho$	Reflexionsindex, siehe Seite. 17
$\sigma_{str}$	Standardabweichung der Strahlungsverteilung, siehe Seite. 19
$\theta_c$	siehe $\theta_A$ , siehe Seite. 13
$a$	Halbe Eingangsaperturbreite, siehe Seite. 14
$a'$	Halbe Ausgangsaperturbreite, siehe Seite. 14
$a_1$	Temperaturkoeffizient erster Ordnung, siehe Seite. 20
$a_2$	Temperaturkoeffizient zweiter Ordnung, siehe Seite. 20
$A_{nb}$	Übertragungsfläche benachbarter finiter PV-Zellen-Elemente, siehe Seite. 27
$A_{PV}$	Oberfläche der PV-Zelle, siehe Seite. 27
$C$	Konzentrationsfaktor, siehe Seite. 14
$C_{lok}$	Lokale Konzentration auf dem Absorber, siehe Seite. 17
$d_a b$	siehe $t$ , siehe Seite. 18
$f$	Brennweite des CPC, siehe Seite. 14
$G_b$	Solare Direktstrahlung, siehe Seite. 17
$G_d$	Solare Diffusstrahlung, siehe Seite. 17
$G_{sol}^{Koll}$	Solare Einstrahlung in Kollektorebene, siehe Seite. 75
$I^{a'}$	Lokale Strahlungsintensität auf dem Absorber, siehe Seite. 17
$I_s$	Sättigungsstrom, siehe Seite. 25
$I_{ph}$	Photostrom, siehe Seite. 25

## *A Randbedingungen den Simulationen*

$I_{SC}$	Kurzschlussstrom, siehe Seite. 25
$n_b$	Anzahl der Strahlen in der Simulation, siehe Seite. 17
$n_i$	Brechungsindex, siehe Seite. 14
$R_p$	siehe $R_p$ , siehe Seite. 24
$R_s$	Elektrischer Serienwiderstand, siehe Seite. 24
$R_{nb}$	Elektrischer Nachbarschafts-Widerstand, siehe Seite. 26
$R_{PV}$	Thermischer Widerstand PV auf Fluid, siehe Seite. 21
$R_{sh}$	Elektrischer Parallel/(Shunt-)Widerstand, siehe Seite. 24
$t$	Absenktiefe des Absorber beim LA-CPC, siehe Seite. 18
$T_{abs}$	Absorbtemperatur, siehe Seite. 27
$T_{PV}$	PV-Zellentemperatur, siehe Seite. 27
$U_{oc}$	Offene Klemmspannung, siehe Seite. 20
$x_i$	Position auf dem Absorber, siehe Seite. 17
AKM	Absorptionskältemaschine, siehe Seite. 41
c-Si	Kristallines Silizium, siehe Seite. 90
DWD	Deutsche Wetterdienst, siehe Seite. 38
ETFE	Ethylen-Tetrafluorethylen, siehe Seite. 91
EVA	Ethylen Vinyl Acetat, siehe Seite. 91
IAM	Incidence Angle Modifier, siehe Seite. 18
MPP	Maximum Power Point, siehe Seite. 20
NV	Natürliche Variation des solaren Einfallswinkel im Tagesverlauf, siehe Seite. 79
PEE	Primärenergieeinsparung, siehe Seite. 31
SD	Solare Deckung, siehe Seite. 53
ST	Solarthermie, siehe Seite. 21
STC	Standard test conditions, siehe Seite. 25

# Literaturverzeichnis

- [1] AFFOLTER, P. ; EISENMANN, H. W.AND F. W.AND Fechner ; ROMMEL, M. ; SCHAAP, A. ; SERENSEN, H. ; TRIPANAGNOSTOPOULOS, H. Y. a. Y. andZondag ; ZONDAG, H.A. (Hrsg.) ; BAKKER, M. (Hrsg.) ; HELDEN, W.G.J. van (Hrsg.): *PVT Roadmap. A European guide for the development and market introduction of PV-thermal technology*. EU-Project PV Catapult, 2005
- [2] BEIKIRCHER, Th. ; OSGYAN, P. ; FISCHER, S. ; DRÜCK, H.: Short-term efficiency test procedure for solar thermal collectors based on heat loss measurements without insolation and a novel conversion towards daytime conditions. In: *Solar Energy* 107 (2014), S. 653 – 659. – ISSN 0038–092X
- [3] BERTRAM, E. ; KIRCHNER, M. ; ROCKENDORF, G. ; STEGMANN, M.: *Solar-thermie2000plus: Solare Gebäudewärmeversorgung mit unverglasten photovoltaisch-thermischen Kollektoren, Erdsonden und Wärmepumpen für 100Begleitung*. Institut für Solarenergieforschung GmbH Hameln/Emmerthal, 2011
- [4] BERTRAM, Erik ; GLEMBIN, Jens ; ROCKENDORF, Gunter: Unglazed PVT collectors as additional heat source in heat pump systems with borehole heat exchanger. In: *Energy Procedia* 30 (2012), S. 414 – 423. – ISSN 1876–6102. – 1st International Conference on Solar Heating and Coolingfor Buildings and Industry (SHC 2012)
- [5] BROGREN, Maria ; NOSTELL, Per ; KARLSSON, Björn: Optical efficiency of a PV thermal hybrid CPC module for high latitudes. In: *Solar Energy* 69, Supplement 6 (2001), Nr. 0, S. 173 – 185. – ISSN 0038–092X. – EUROSUN 2000 Selected Proceedings
- [6] DUFFIE, John A. ; BECKMAN, William A.: *Solar engineering of thermal processes, fourth edition*. 4th ed. Hoboken and N.J : John Wiley & Sons, 2013. – ISBN 1118671600
- [7] DUPEYRAT, Patrick ; MENEZO, Christophe ; ROMMEL, Matthias ; HENNING, Hans-Martin: Efficient single glazed flat plate photovoltaicâthermal hybrid collector for domestic hot water system. In: *Solar Energy* 85 (2011), Nr. 7, S. 1457 – 1468. – ISSN 0038–092X
- [8] HATWAAMBO, Sylvester: Performance Analysis of Low Concentrating PV-CPC Systems with Structured Reflectors. In: *SSolar Power"*, book edited by Radu D. Rugescu, ISBN 978-953-51-0014-0, Published: February 15, 2012 (2012)
- [9] HATWAAMBO, Sylvester ; HAKANSSON, Hakan ; NILSSON, Johan ; KARLSSON, Bjorn: Angular characterization of low concentrating PV-CPC using low-cost re-

- flectors. In: *Solar Energy Materials and Solar Cells* 92 (2008), Nr. 11, S. 1347 – 1351. – ISSN 0927–0248
- [10] HATWAAMBO, Sylvester ; HAKANSSON, Hakan ; ROOS, Arne ; KARLSSON, Bjorn: Mitigating the non-uniform illumination in low concentrating CPCs using structured reflectors. In: *Solar Energy Materials and Solar Cells* 93 (2009), Nr. 11, S. 2020 – 2024. – ISSN 0927–0248
- [11] HILT, Martin J.: *Messtechnikstrategie für die thermographische Bestimmung von Wärmedurchgangskoeffizienten in PV-T Kollektoren*, TUM, ZAE Bayern e.V., Diplomarbeit, 2013
- [12] IEA ; SOERENSEN, H. (Hrsg.): *"PV/Thermal Solar Systems", A European guide for the development and market introduction of PV-Thermal technology*. IEA
- [13] ISAKSON, P ; ERIKSSON, L: MFC 1.0 $\beta$  Matched Flow Collector Model for simulation and testing. In: *Royal Institute of Technology, Stockholm* (1993)
- [14] ISE, Fraunhofer: *PolySMART® Load Generator, Version: 3.0*. 04 2008
- [15] KLEIN, Sanford A. ; ALVARADO, FL: *EES: Engineering Equation Solver for the Microsoft Windows Operating System*. F-Chart software, 1992
- [16] LUQUE, Antonio ; HEGEDUS, Steven: *Handbook of photovoltaic science and engineering*. John Wiley & Sons, 2011
- [17] MEYER, Jens-Peter: Solarthermie - Marktübersicht Flachkollektoren: Ordentlicher Ertrag. In: *Sonne, Wind und Wärme* 14 (2012), S. Seiten 50–57
- [18] NILSSON, Johan ; HAKANSSON, Hakan ; KARLSSON, Bjorn: Electrical and thermal characterization of a PV-CPC hybrid. In: *SOLAR ENERGY* 81 (2007), Nr. 7, S. 917–928. – ISSN 0038–092X
- [19] NILSSON, Johan ; LEUTZ, Ralf ; KARLSSON, Björn: Micro-structured reflector surfaces for a stationary asymmetric parabolic solar concentrator. In: *Solar Energy Materials and Solar Cells* 91 (2007), Nr. 6, S. 525 – 533. – ISSN 0927–0248
- [20] SCHECK, Julia: *Theoretischer und experimenteller Vergleich des Einflusses von CPC Einstrahlcharakteristiken auf PVT Solarkollektoren*, Technical University Munich, ZAE Bayern e.V., Diplomarbeit, 2015
- [21] STRYI-HIPP, G. ; THOMA, C. ; WELZ, C. ; KRAMER, K. ; FORTUIN, S.: Abschlussbericht zum Projekt "PVTmax - Photovoltaisch-thermische Kollektorsysteme mit maximiertem Gesamtertrag" / Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Solvis GmbH & Co. KG. 2014. – Gefördert durch Deutsche Bundesstiftung Umwelt (DBU) Förderzeichen: 28569
- [22] THOMA, Christopher: *Experimentelle und theoretische Analyse von Solarzellen im Umfeld von konzentrierenden PV-T Hybridkollektoren*. München, TU München, Diplomarbeit, 2010

- [23] UMWELT, Bayerisches L.: *Infozentrum Umwelt Wirtschaft*,. Bayerischen Landesamts für Umwelt, 2011 [http://www.izu.bayern.de/praxis/detail\\_praxis.php?pid=0203010100217](http://www.izu.bayern.de/praxis/detail_praxis.php?pid=0203010100217)
- [24] URLI, Natko: *Stationary Photovoltaic Module With Low Concentration Ratio of Solar Radiation*. Mai 16 2006. – US Patent App. 11/914,257
- [25] URLI, Natko: *Stationäres Photovoltaikmodul mit niedrigem Solarstrahlungs-Konzentrationsverhältnis*. Centre for Renewable Energy Sources (CERES) Croatia, 2006
- [26] VDI-GESELLSCHAFT VERFAHRENSTECHNIK UND CHEMIEINGENIEURWESEN AND VDI GESELLSCHAFT: *VDI Heat Atlas*. Springer, 2010
- [27] WELFORD, W. T. ; WINSTON, Roland: *High collection nonimaging optics*. San Diego : Academic Press, 1989. – ISBN 0127428852
- [28] WETTER, Michael u.a.: GenOpt-A generic optimization program. In: *Seventh International IBPSA Conference, Rio de Janeiro*, 2001, S. 601–608



# Abbildungsverzeichnis



# Tabellenverzeichnis

## Berichtsblatt

1. ISBN oder ISSN	2. Berichtsart <div style="text-align: center; font-weight: bold;">Abschlussbericht</div>
3a. Titel des Berichts <b>Schwach konzentrierender PV-T Kollektor für hohe Gesamteffizienz</b>	
3b. Titel der Publikation <b>Schwach konzentrierender PV-T Kollektor für hohe Gesamteffizienz</b>	
4a. Autoren des Berichts (Name, Vorname(n)) <u>Dipl.-Phys. M. Pröll</u> , Dipl.-Ing. H. Karrer, M. Sc. P. Osgyan	5. Abschlussdatum des Vorhabens <b>31.09.2015</b>
4b. Autoren der Publikation (Name, Vorname(n)) <u>Dipl.-Phys. M. Pröll</u> , Dipl.-Ing. H. Karrer, M. Sc. P. Osgyan	6. Veröffentlichungsdatum <b>Geplant: Mai 2016</b>
8. Durchführende Institution(en) (Name, Adresse) <b>ZAE Bayern Bayerisches Zentrum für Angewandte Energieforschung e.V. Bereich Energiespeicherung Walther-Meissner-Straße 6 D-85748 Garching</b>	7. Form der Publikation <b>Internetdatei, TIB</b>
13. Fördernde Institution (Name, Adresse) <b>Bundesministerium für Wirtschaft und Energie Scharnhorststr. 34-37 10115 Berlin</b>	9. Ber.Nr. Durchführende Institution <b>0325993A/2016</b>
	10. Förderkennzeichen <b>0325993A</b>
	11a. Seitenzahl Bericht <b>139</b>
	11b. Seitenzahl Publikation <b>133</b>
	12. Literaturangaben <b>28</b>
	14. Tabellen <b>17</b>
	15. Abbildungen <b>96</b>
16. Zusätzliche Angaben	
17. Vorgelegt bei (Titel, Ort, Datum)	
18. Kurzfassung Der CPC-PVT Kollektor bietet eine höhere thermische und Gesamteffizienz durch Strahlungskonzentration und Direktlamination.  Durch die direkte Laminatanbindung der PV-Zellen an einen vollflächig durchströmten Aluminiumabsorber nimmt der thermische Widerstand im Vergleich zur Laminatanbindung an einen konventionellen Absorber mit rückseitigem Rohr signifikant ab. Die Reduzierung des thermischen Widerstandes von $R_{PV}=9,3 \text{ m}^2\cdot\text{K/kW}$ auf $R_{PV}=5,3 \text{ m}^2\cdot\text{K/kW}$ entspricht einer faktoriellen Verbesserung von 75%.  Die experimentellen Ergebnisse zu AP4 haben gezeigt, dass die Homogenisierung der Strahlungsverteilung durch den LA-CPC funktioniert, jedoch nicht zu einer Effizienzsteigerung führt. Durch Modellinterpretation konnte weiterhin gezeigt werden, dass der Effekt ungleichmäßigen Strahlungsverteilung auf die PV-Effizienz bislang überschätzt wurde.  Ein Mehrertrag gegenüber konventionellen Technologien zeigt sich bei höheren Anwendungstemperaturen $\Delta T > 40 \text{ K}$ (Kombianlage), hohem Direktstrahlungsanteil (Madrid) und Gleichzeitigkeit von solarem Angebot und Last (solare Kühlung).  Aufbauend auf den vorangehenden Projekterkenntnissen, wurde ein CPC-PVT-Prototyp entwickelt und mit einer Aperturfläche von $A_{koll}=0,75 \text{ m}^2$ gefertigt. Bei der Vermessung auf dem Außenteststand konnte eine deutliche thermische Effizienzsteigerung festgestellt werden.  Im experimentellen Vergleich des CPC-PVT mit einem PVT-Flachkollektor konnte weiterhin gezeigt werden, dass bei horizontaler Aufstellung keine Ertragseinbußen auf Grund des IAMs der CPC-Reflektoren im Tagesverlauf der Sonne entstehen.	
19. Schlagwörter: PVT, Hybrid, Solarthermie, Photovoltaik, CPC, Reflektor, Gesamteffizienz	
20. Verlag Veröffentlichung geplant bei der Technischen Informationsbibliothek Hannover	21. Preis

## Document Control Sheet

1. ISBN or ISSN	2. Type of Report <b>final report</b>
3a. Report Title <b>Low Concentrating PV-T Collector for a High Overall Efficiency</b>	
3b. Title of Publication <b>Low Concentrating PV-T Collector for a High Overall Efficiency</b>	
4a. Author(s) of the Report <u>Dipl.-Phys. M. Pröll</u> , Dipl.-Ing. H. Karrer, M. Sc. P. Osgyan	5. End of Project <b>2015-09-31</b>
4b. Author(s) of the Publication (Family Name, First Name(s)) <u>Dipl.-Phys. M. Pröll</u> , Dipl.-Ing. H. Karrer, M. Sc. P. Osgyan	6. Publication Date <b>Online, TIB Hannover</b>
8. Performing Organization(s) (Name, Address) <b>ZAE Bayern Bayerisches Zentrum für Angewandte Energieforschung e.V. Abteilung Energiespeicherung, Walther-Meissner-Straße 6 D-85748 Garching</b>	7. Form of Publication <b>PDF document, TIB</b>
13. Sponsoring Agency (Name, Address) <b>Bundesministerium für Wirtschaft und Energie Scharnhorststr. 34-37 10115 Berlin</b>	9. Originator's Report No. <b>0325993A/2016</b>
	10. Reference No. <b>0325993A</b>
	11a. No. of Pages Report <b>139</b>
	11b. No. of Pages Publication <b>139</b>
	12. No. of References <b>28</b>
	14. No. of Tables <b>17</b>
	15. No. of Figures <b>96</b>
16. Supplementary Notes	
17. Presented at (Title, Place, Date)	
18. Abstract The CPC-PVT collector enables a higher thermal overall efficiency by concentrating sunlight and by a direct mounting of the PV cell onto the thermal absorber.  The direct lamination of the PV cells onto a rectangular aluminium absorber with full backside fluid flow lowers the thermal resistance compared to a conventional PVT absorber set-up with a fluid pipe. The diminution of the thermal resistance from $R_{PV}=9.3 \text{ m}^2 \cdot \text{K/kW}$ to $R_{PV}=5.3 \text{ m}^2 \cdot \text{K/kW}$ corresponds to a factorial improvement of 75%.  The experimental results of task4 could proof the homogenization of the flux distribution due to the improved LA-CPC geometry. However, this homogenization did not lead to a raise in PV efficiency. A model analysis showed that the negative effect of the flux distribution on the PV cell has been overestimated.  An increment in primary energy savings could be shown for application temperatures of $\Delta T > 40 \text{ K}$ (solar combi systems), for a high ratio of direct sunlight (Madrid) and a simultaneity of solar radiation and cooling load (solar cooling):  In consequence, a CPC-PVT prototype, with an aperture of $A_{coll}=0.75 \text{ m}^2$ has been constructed. An experimental analysis on the outdoor test stand showed a significant improvement of the collector efficiency.  An experimental comparison between the CPC-PVT and a PVT flat collector further showed that the CPC-PVT suffers no losses in electrical and thermal gain, due to the CPC reflector geometry through the course of the day.	
19. Keywords: PVT, Hybrid, solar thermal, photovoltaic, CPC, reflector, overall efficiency	
20. Publisher publication projected at the German national library of science and technology	21. Price