

**Weiterentwicklung von
Sekundärkonzentratoren durch
alternative Reflektoren und optimierte
Geometrien in Solarturmkraftwerken**

JOHANNES STEGNER

MASTERARBEIT

Masterstudiengang

SUSTAINABLE ENERGY COMPETENCE – SENCE



Stuttgart, Juni 2014

Erklärung

Ich erkläre eidesstattlich, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig und ohne fremde Hilfe verfasst, andere als die angegebenen Quellen nicht benutzt und die den benutzten Quellen entnommenen Stellen als solche gekennzeichnet habe. Die Arbeit wurde bisher in gleicher oder ähnlicher Form keiner anderen Prüfungsbehörde vorgelegt.

Stuttgart, am 25. Juni 2014

Johannes Stegner
Mozartstraße 49
70180 Stuttgart

Betreuer:
Prof. Dr. rer.nat. Martin Brunotte
Dipl. Ing. Daniela Hoffmann

Inhaltsverzeichnis

Erklärung	i
Vorwort	iv
Kurzfassung	v
1 Einleitung	1
2 Grundlagen der Solarthermie	4
2.1 Solarturmkraftwerke	4
2.1.1 Receivertypen	5
2.1.2 Sekundärkonzentratoren	6
2.1.3 Gängige Reflektormaterialien	12
2.2 Grundlagen für die Berechnung von Sekundärkonzentratoren .	14
2.3 State of the art	16
3 Methodik	19
3.1 Numerische Methoden	19
3.1.1 SPRAY	19
3.1.2 HFLCAL	20
3.2 Experimentelle Methoden	21
3.2.1 Prüfung der Degradation durch hohe Strahlungsfluss-	
dichten	21
3.2.2 Messung des gereichtete Reflexionsgrades	25
3.2.3 Prüfung der Abriebfestigkeit	27
3.2.4 Witterungsbeständigkeit	28
3.2.5 Prüfung der Gitterschnittfestigkeit	28
4 Reflektormaterial für Sekundärkonzentratoren	29
4.1 Alternative Reflektoren	29
4.2 Anforderungen an die Reflektoren	34
4.3 Qualifizierung der Reflektormittel	36
4.3.1 Strahlungsflussdichteverteilung in der	
Brennfleckapertur	36

Inhaltsverzeichnis	iii
4.3.2 Durchführung	38
4.4 Ergebnisse	45
5 Design "Weiterentwicklung" von Sekundärkonzentratoren	48
5.1 Geometrie des Sekundärkonzentrators	48
5.1.1 Konstruktionsprinzip	49
5.1.2 Varianten	51
5.2 Simulation mit SPRAY und HFLCAL	53
5.2.1 Netzstudie	53
5.2.2 Simulation	54
5.3 Zusammenfassung	59
6 Schlussfolgerung	61
7 Handlungsempfehlung	63
Quellenverzeichnis	64
Abkürzungsverzeichnis	67
Tabellenverzeichnis	68
Abbildungsverzeichnis	69
A Anhang	71
B Anhang	72

Vorwort

Die Masterarbeit mit dem Thema *Weiterentwicklung von Sekundärkonzentratoren durch alternative Reflektoren und optimierte Geometrien in Solarturmkraftwerken* wurde in der Zeit vom 4.11.13 bis 25.06.14 am Institut für Solarforschung des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrttechnik in Stuttgart erstellt. Ziel dieser Arbeit ist es, glasfreie Reflektormaterialien zu akquirieren und für die Verwendung als Sekundärkonzentrator in Solarturmkraftwerken zu bewerten. Darüber hinaus ist eine Effizienzoptimierung des klassischen Sekundärkonzentrator-Designs durch dessen vertikale Dehnung untersucht worden.

Ich möchte mich besonders bei Frau D. Hoffmann und Herrn Dr. R. Buck des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt und bei Herrn Prof. Dr. M. Brunotte der Hochschule für Forstwirtschaft Rottenburg für die Betreuung der Arbeit bedanken. Außerdem gilt mein Dank allen Kollegen am Institut für Solarforschung für die gute und stets freundliche Unterstützung und Zusammenarbeit.

Kurzfassung

Das ständig steigende Verlangen nach knapper werdenden fossilen Energiereserven und immer aufwendigeren und umweltbelastenden Verfahren zur Bereitstellung der Energieressourcen fordern umweltverträgliche Alternativen; Solarturmkraftwerke können diesen Energiebedarf decken. Die technische Realisierbarkeit dieser ist gegeben und das Potenzial von Solarturmkraftwerke vorhanden zumal auch Entwicklungsländer den Ausbau erneuerbarer Energie forcieren.[1] Da die meisten Entwicklungsländer in äquatorialen Breiten liegen, ist das Energiepotential dort immens.

Dennoch gilt es, die einzelnen Komponenten eines Solarturmkraftwerks weiterzuentwickeln und den Wirkungsgrad zu steigern. Eine Komponente ist der Sekundärkonzentrator, der für ein Solarturmkraftwerk zusammen mit einem volumetrischen Druckreceiver unabdingbar ist. Das Design und die verwendeten Reflektoren beeinflussen maßgeblich die Effizienz des Sekundärkonzentrators und des gesamten Kraftwerks.

Die im Rahmen dieser Masterarbeit durchgeführte Akquise und Untersuchung von alternativen glasfreien Reflektormitteln für die Verwendung in einem Sekundärkonzentrator eröffnen neue konstruktive Möglichkeiten mit potenzieller Kostenersparnis. Die untersuchten Designs bringen Erkenntnisse für die Weiterentwicklung des Sekundärkonzentrators für volumetrische Druckreceiver.

Kapitel 1

Einleitung

Die wachsende Weltbevölkerung, der ständig steigende Bedarf nach mehr Energie, knapper werdende fossile Energiereserven und immer aufwendigere und umweltschädlichere Verfahren zur Bereitstellung von Energieressourcen fordern umweltverträgliche Alternativen. Die Sonne strahlt jedes Jahr eine Energie von $178 \cdot 10^{12}$ kW auf die Erde ab. Diese Energiemenge erreicht den Außenrand der Atmosphäre. Im Jahr sind dies $1,5 \cdot 10^{15}$ MWh, etwa 28000 mal soviel Energie, wie gegenwärtig pro Jahr von der Menschheit verbraucht wird.

Das höchste technische und wirtschaftliche Potenzial zur Erzeugung von Elektrizität aus Solarenergie kann durch Einkopplung thermischer Leistung aus konzentrierter Solarstrahlung in einem Kombi- oder GuD- Prozess (englisch: Combined Cycle, CC) erreicht werden. Wegen der hohen erforderlichen Temperaturen eignen sich dafür lediglich Solarturmkraftwerke.[2]

Dieses wird auch in Tabelle 1.1 deutlich, welche die vier verfügbaren CSP (englisch: Concentrated Solar Power) Technologien vergleichend darstellt.

Die Solarturm-Technologie steht unmittelbar vor der Markteinführung. Das Leistungsspektrum reicht von Kleinanlagen mit 100 kW_{el} bis zu großen Kraftwerken mit mehreren hundert MW_{el} . Erste kommerzielle Anlagen mit einer Gesamtleistung von ca. 20 MW_{el} sind in Betrieb (PS10, PS20, Spanien [3]), weitere Solarturm-Kraftwerke mit fast 400 MW_{el} Gesamtleistung befinden sich im Bau (Ivanpah, USA[3]). Die Weiterentwicklung konzentriert sich auf die Senkung der Investitionskosten durch Serienfertigung und Standardisierung der Komponenten sowie auf die Steigerung der Effizienz von Komponenten und Subsystemen. Um den Gesamtwirkungsgrad zu steigern, können u.a. die Prozesstemperaturen erhöht und die Anlagensteuerung optimiert werden.

CSP	Parabolinnenkollektor	Turmkraftwerk	Linear Fresnel	Dish
Kollektor	linienkonz. beweglich	punktkonz. fest	linienkonz. fest	punktkonz. beweglich
Empfänger	RC, CC	RC, BC ^a , CC	RC ^b	RC, SC ^c
Prozess	70-80	> 1000	> 60	> 1300
Konzentrationsfaktor	350	1000	300	700
Betriebstemperatur [°C]	20	10-200	18	30
Winkelsgrad [%]	10-300	55	10-200	0,01-0,025
Leistungsbereich [MW]	25-43	(mit Speicher)	22-24	25-28
Nutzungsgrad [%]	(mit Speicher)	wirtschaftlich	erste Projekte	Prototypen
Entwicklungsstand	am Markt etabliert	sehr hoch	hoch	mit/durch Serienherstellung
Möglichkeiten der tech. Weiterentwicklung und Optimierung	beschränkt			
Effizienzsteigerung durch Entwicklung [%]	18	25-28	12	30
Relative Steigerung der Effizienz durch Entwicklung [%]	20	40-65	25	25

Tabelle 1.1: Klassische Werte von CSP Technologien [4] [5] [6] [7]

^aBrayton cycle^bRankin cycle^cStirling cycle

Eine dieser Komponenten stellt der Sekundärkonzentrator dar. Dieser ist bisher, vor allem wegen der Verwendung von Glasspiegeln, welche aufwendig in eine Kühlstruktur geklebt werden müssen, noch nicht seriell herstellbar. Zusätzlich birgt die aktuelle Geometrie weiteres, bisher ungenutztes Verbesserungspotenzial. Beide Ansätze sind zu untersuchen und sollen sowohl den Wirkungsgrad des Konzentrators und damit den Gesamtwirkungsgrad des Kraftwerks erhöhen als auch die serielle Herstellung vereinfachen.

Im Rahmen dieser Arbeit wird eine erste Untersuchung zu alternativen, am Markt verfügbaren und ausschließlich glasfreien Reflektormaterialien für die Komponente Sekundärkonzentrator durchgeführt. Anhand von ausgewählten Laboruntersuchungen wird die potenzielle Eignung überprüft. Die Qualitätskriterien an die Reflektoren werden dabei in zwei Kategorien unterteilt: erstens die Eignung für den klassischen Sekundärkonzentrator, wie er für volumetrische Druckreceiver (PVR, englisch: Pressurized Volumetric Receiver) Verwendung findet und zweitens die Eignung für einen neuartigen Sekundärkonzentrator, der die Größe von Cavity-Receivern verkleinern soll.

Besonderer Wert lag auf der Weiterentwicklung des Designs des Sekundärkonzentrators für volumetrische Druckreceiver durch Dehnung in der Vertikalen und Stauchung in der Horizontalen. Die bisherige Geometrie ermöglichte es nicht, ein ideales Heliostatenfeld in Kombination mit dem Sekundärkonzentratorsystem zu verwenden. Da das Heliostatenfeld einen durchschnittlichen Kostenanteil von 50 Prozent der Gesamtkosten eines Solarturmraftwerks beansprucht, muss dieser Umstand zu einer Kostensteigerung führen. Durch die geometrische Veränderung soll es möglich werden, ein ideales Heliostatenfeld zu verwenden und die potenzielle Einsparung mit einer Referenzrechnung zu ermitteln.

Kapitel 2

Grundlagen der Solarthermie

2.1 Solarturmkraftwerke

Solarturmkraftwerke lassen sich in drei Subsysteme einteilen, das Heliostatenfeld, den Receiver und den Kraftwerksprozess zur Energieproduktion. Sie gehören zu den punktfokussierenden Systemen und sind dadurch gekennzeichnet, dass die solare Direktstrahlung auf einen Punkt, den sogenannten „Brennpunkt“, konzentriert wird.

In einem Solarturmkraftwerk lenkt eine Vielzahl von zweiachsig nachgeführten Konzentratorspiegeln, die Heliostaten, das Sonnenlicht auf die Spitze eines Turmes (siehe Abbildung 2.1). Hierdurch können deutlich höhere Kon-

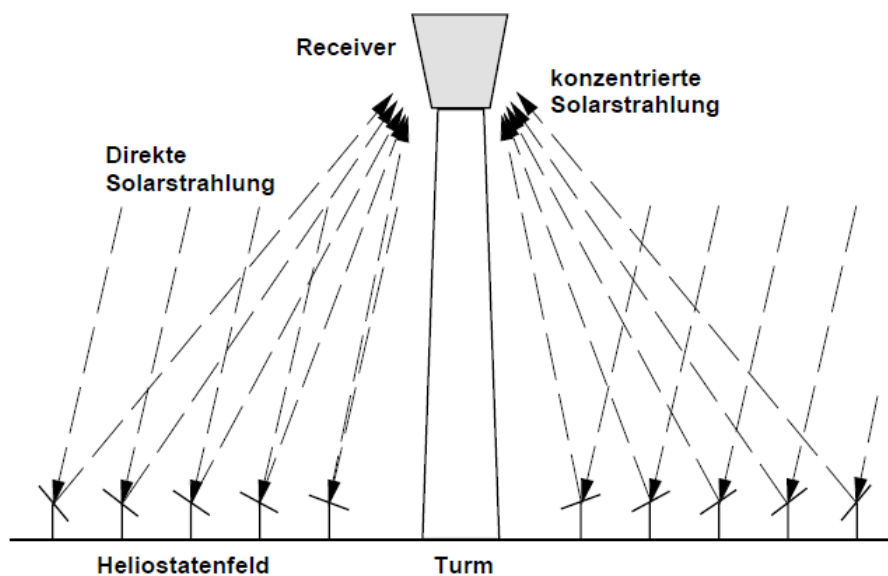


Abbildung 2.1: Funktionsprinzip eines Solarturmkraftwerks

zentrationen als mit linienfokussierenden Systemen erreicht werden, wodurch die Betriebstemperatur im Receiver wesentlich höher liegt. Dies ermöglicht die Einkopplung der thermischen Leistung in Kraftwerksprozesse mit besseren Prozessparametern und damit höheren Wirkungsgraden. Somit ergibt sich ein höherer Gesamtwirkungsgrad bei der Wandlung von Solarstrahlung in Strom. Daraus resultieren potenziell niedrigere Stromgestehungskosten als bei linienfokussierenden Systemen.

2.1.1 Reivertypen

Der Strahlungsempfänger bzw. Receiver, der sich im Konzentrationsfeld der Strahlung befindet, wandelt die vom Heliostatenfeld umgelenkte und stark konzentrierte Strahlungsenergie in Wärme um und gibt diese an das Wärmeträgermedium ab. Grundsätzlich können drei Reivertypen unterschieden werden: Rohrreceiver, volumetrische Receiver und direktabsorbierende Receiver.

In Rohrreceivern strömt das Medium (z.B. Druckluft, Salz) direkt durch bestrahlte, schwarz beschichtete Absorberrohre aus Hochtemperatur-Metalllegierungen. Für die geforderten Leistungen (bis zu mehrere 100 MW_{el} pro Receiver) werden viele parallele Rohre zu Paneelen zusammengefasst und miteinander verbunden, ähnlich dem Kessel eines fossilen Dampferzeugers.

Der volumetrische Receiver hingegen absorbiert die Energie der Sonnenstrahlung in einer hochporösen Keramikstruktur und erhitzt so die durchströmende Luft. Der Luftstrom nimmt die Wärme auf, wobei die dem Heliostatenfeld zugewandten und damit am stärksten bestrahlten Absorberregionen durch die einströmende, kalte Luft gekühlt werden. Da die Oberfläche des Absorbers durch diese Luftkühlung eine tiefere Temperatur aufweist als die innenliegenden Bereiche des Absorbers und damit auch kälter als die Luft, die das Gestrück wieder verlässt und zum Dampferzeuger strömt, hat diese Bauart sehr geringe thermische Rückstrahlverluste; dies wird als volumetrischer Effekt bezeichnet (vgl. Abbildung 2.2).

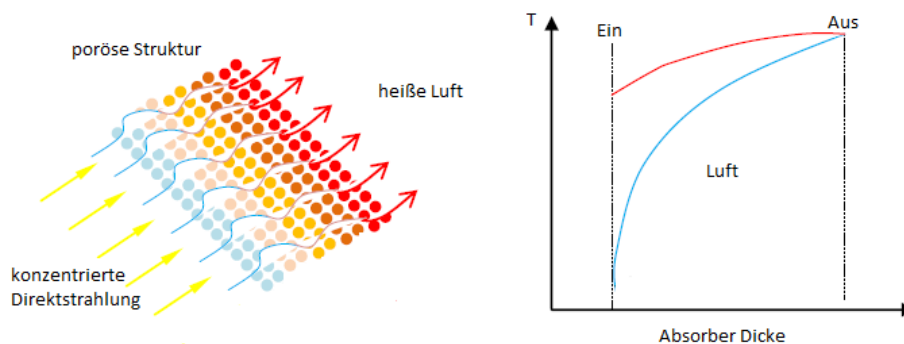


Abbildung 2.2: Volumetrischer Effekt [7]

Eine besondere Bauform ist der volumetrische Druckreceiver (siehe Abbildung 2.3), in dem die Luft mit bis zu 16 bar strömt. Im Receivergehäuse bzw. Druckkessel ist der Absorber eingebaut und durch ein Quarzglasfenster verschlossen. Das Quarzglasfenster lässt die eintreffende Solarstrahlung nahezu vollständig passieren und bildet gleichzeitig für die Wärmestrahlung und die konvektiven Verluste des Absorbers eine Barriere.

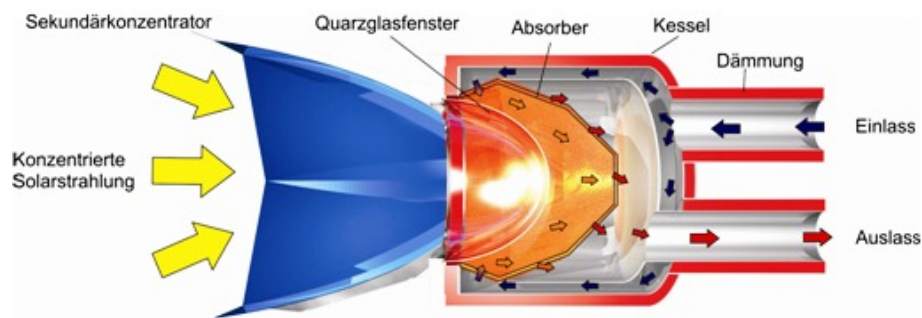


Abbildung 2.3: Volumetrischer Druckreceiver

Bei direkt absorbierenden Receivern ist das Wärmeträgermedium gleichzeitig der Absorber. Das Wärmeträgermedium, z.B. Aluminiumoxid Granulat oder Salz, wird als „Fallfilm“ bzw. „Fallstrom“ geführt und kann die Solarenergie aufnehmen. Dieses Prinzip ist auch unter dem Begriff „falling-film receiver“ bekannt.

In kleineren Leistungsbereichen existieren zudem Drehrohr-Receiver. Die in einen rotierenden Zylinder eingeleiteten Partikel verteilen sich auf Grund der Zentrifugal- und der Gravitationskraft gleichmäßig an der bestrahlten Innenoberfläche des Zylinders, nehmen die Energie auf und stehen als Wärmeträgermedium zur Verfügung.

Bei allen Receiverarten existiert ein Bauprinzip um Verluste durch Konvektion und Strahlung zu minimieren: Das Cavity-Prinzip. Hierbei wird der Absorber „eingehaust“, wobei nur die Strahlungsseite (optisch) offen bleibt.

Cavity-Receiver-Systeme können im Vergleich zu offenen Systemen (offener volumetrischer Receiver oder offener Rohrreceiver) höhere Temperaturen erreichen; daher sind offene Systeme nicht effizient, wenn hohe Wirkungsgrade erreicht werden sollen.

2.1.2 Sekundärkonzentratoren

Der von einem Heliostatenfeld eines Solarkraftwerks erzeugte Brennfleck hat einen Durchmesser von mehreren Metern. Der volumetrische Druckreceiver ist durch die maximal mögliche technische Baugröße des Quarzglasfensters von 800 mm Durchmesser derart begrenzt, dass ein solcher Receiver den Brennfleck nicht abdecken kann. Daher wird ein Cluster mit mehreren Receivern benötigt. Zur lückenlosen Abdeckung des Brennflecks müssen die

Eintrittsaperturen sechseckig sein (vgl. Abbildung 2.4).

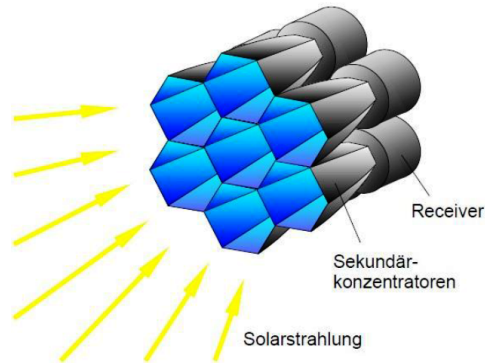


Abbildung 2.4: Modulares Reaktor-Konzept

Um die einfallende Strahlung zu erfassen, werden trichterförmige, innenseitig verspiegelte Sekundär- oder Endkonzentratoren eingesetzt, die die eintretende Solarstrahlung möglichst verlustarm in die Eintrittsapertur des Receivers leiten. Dabei findet eine weitere Konzentration der Strahlung statt.

Der erste vom DLR (Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V.) entwickelte Sekundärkonzentratoren („Sec1“) wurde im Jahre 1997 ausgelegt und ist in Abbildung 2.5 zu sehen.

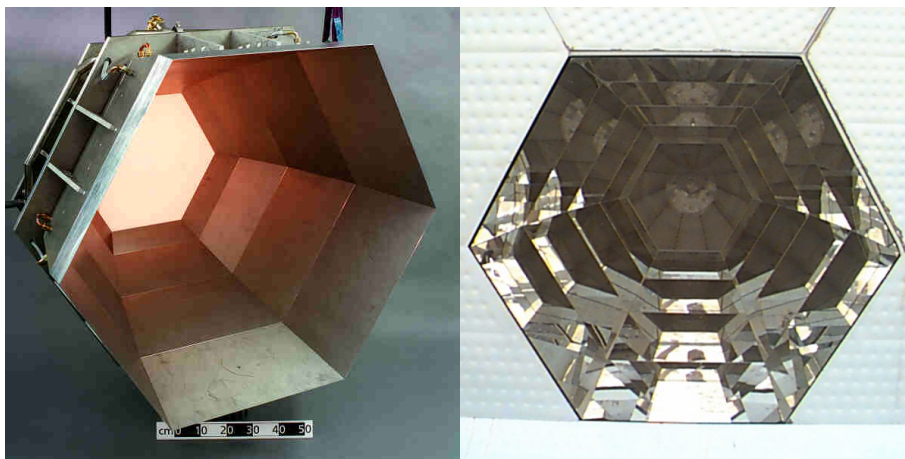


Abbildung 2.5: Der REFOS Sekundärkonzentratoren Sec1

Der „Sec1“ hat bereits die obligatorische sechseckige Eintritts- sowie eine ebenfalls sechseckige Austrittsapertur. Die mathematische Grundlage für die Bestimmung der Kontur ist in Kapitel 2.2 näher erläutert. Zur Annäherung an die ideale Paraboloidform ist der „Sec1“ in seiner Längsachse in fünf Segmente mit einem unterschiedlichen Anstellwinkel zur Querachse unterteilt, so dass dieser ausschließlich aus nichtgekrümmten Spiegelsegmenten

zusammengesetzt werden konnte. Unter Standardbedingungen erzielte dieser bei einem Sichtwinkel von 20° einen Wirkungsgrad von 75,4%, was für eine kommerzielle Anwendung nicht zufriedenstellend ist. [8][9]

Ein Ansatzpunkt für die Verbesserung des Wirkungsgrades ist die Vergrößerung der Austrittsapertur des Sekundärkonzentrators durch Annäherung an einen Kreis, der als Eintrittsapertur des Recievers vorgegeben ist. In Abbildung 2.6 ist das große Potenzial dieser Maßnahme zu erkennen. Ideal ist eine kreisförmige Austrittsapertur. [2]

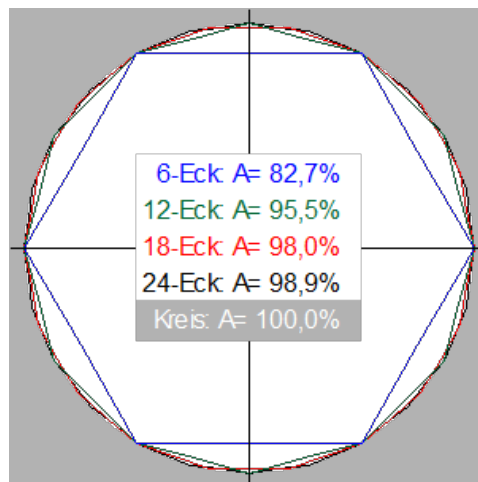


Abbildung 2.6: Flächengewinn bei einer n-eckigen Austrittsapertur [2]

Der Übergang von einer zwingend nötigen sechseckigen Eintrittsapertur zu einer im Idealfall kreisrunden Austrittsapertur ist durch eine Vielzahl von Möglichkeiten und Kombination möglich, siehe Abbildung 2.7.

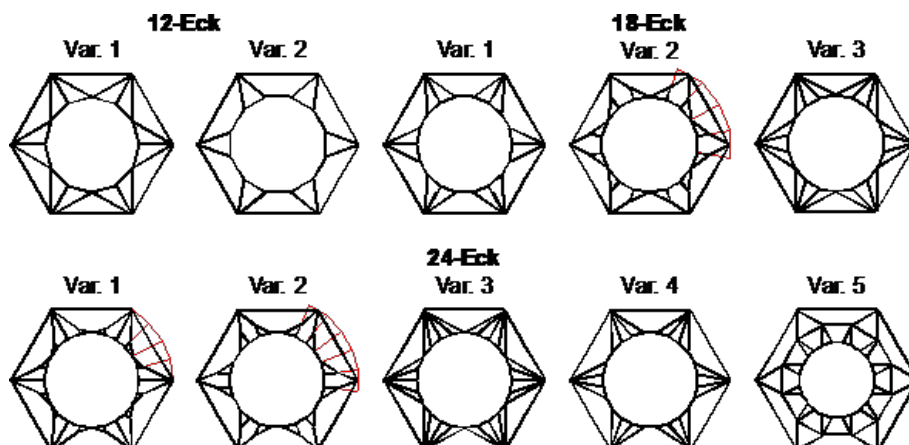


Abbildung 2.7: Varianten mit n-eckiger Austrittsapertur [2]

Es sind in [2] Austrittsaperturen mit zwölf, achtzehn und vierundzwanzig Ecken mit ebenen Spiegelsegmenten in den unterschiedlichsten Varianten betrachtet worden. Außerdem ist ein „idealer“ Konzentrator mit sog. „Twisted Areas“ untersucht worden. Die Problematik der entstandenen zweiachsig gekrümmten Flächen ist, dass diese mit den bis heute gängigen Glasspiegeln nicht realisiert werden konnten. Der offensichtlich beste Kompromiss aus optischer Leistungsfähigkeit, mechanischer Komplexität und ökonomischen Vorteilen stellt zu diesem Zeitpunkt das Konzept Tri18P dar. Der SecNT aus [2] unter der Verwendung des Tri18P Designs hatte einen Wirkungsgrad von 85,8%.

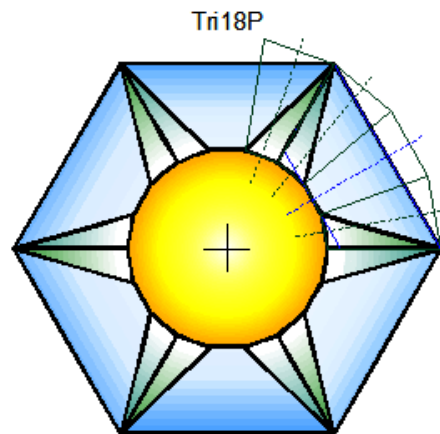


Abbildung 2.8: Das Tri18P Konzept [2]

Mit Hilfe von Wirkungsgrad-Karten (engl. Efficiency-Maps) kann die prozentuale Ausnutzung der reflektierten Strahlung der Heliostaten in Form von farbigen Höhenlinien dargestellt werden. Diese Karten geben sehr anschaulich Aufschluss darüber, welchen Beitrag welcher Heliostat zum Gesamtwirkungsgrad des Sekundärkonzentrators leisten kann. Darüber hinaus ermöglicht dies die optimale Positionierung der einzelnen Heliostaten und deren Reduzierung.

Um die Efficiency-Maps vom Einbauort des Sekundärkonzentrators unabhängig zu machen, ist eine zusätzliche Methode zur Bewertung von Sekundärkonzentratoren entwickelt worden. (α, η) -Diagramme, in denen Wirkungsgrad, Transmissionsgrad, Reflexionsgrad und Absorptionsgrad des Sekundärkonzentrators über den Einfallswinkel aufgetragen sind. Zum Erstellen dieser, werden Strahlen in 2° -Schritten aus einer Entfernung von 500 m in einem Raumbereich zwischen optischer Achse 0° und 46° und in einem Azimutbereich von 0° bis 30° auf den Sekundärkonzentrator gesandt. Für das Konzept des Tri18P mit einer Spiegelreflektivität von 94% ist dies in Abbildung 2.9 dargestellt.

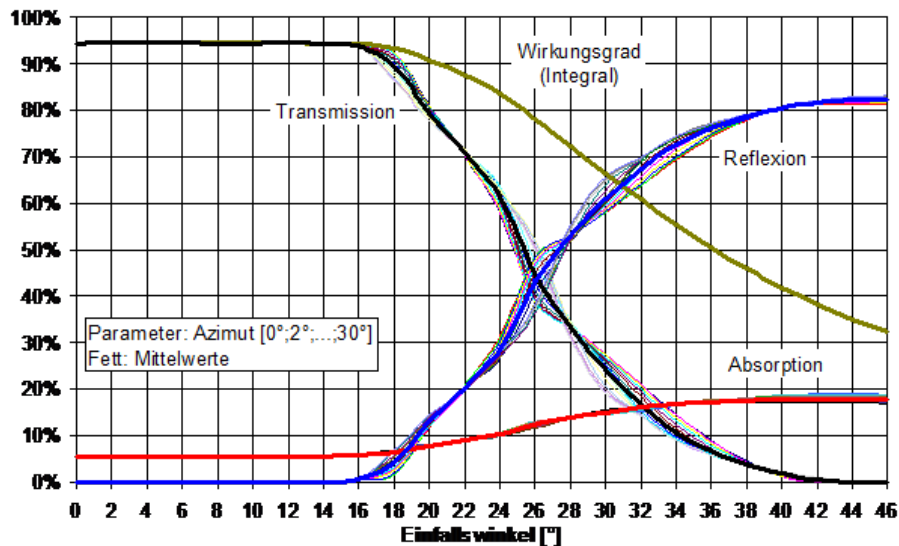


Abbildung 2.9: Optische Daten des Tri18P als Funktion des Strahl-Einfallswinkels [2]

Bis zu einem Einfallswinkel von 16° gehen fast 95% der Strahlungsleistung durch den Sekundärkonzentrator hindurch, der Rest wird im Spiegel absorbiert. Dass die Transmission nicht mit der Spiegelreflektivität identisch ist, liegt daran, dass ein Teil der Strahlung direkt ohne Reflexion und ein anderer erst nach zwei- oder mehrfacher Reflexion die Austrittsapertur erreicht. Steigt der Einfallswinkel an, fällt die Transmission zuerst mit etwa 2,5% und danach mit rund 5% pro Grad relativ steil ab. Der größte Teil der hinzukommenden Verluste wird reflektiert und ein geringer absorbiert. Bei Einfallswinkeln größer 40° geht der Transmissionsgrad gegen null, über 80% der ankommenden Strahlung werden zurück ins Feld reflektiert.

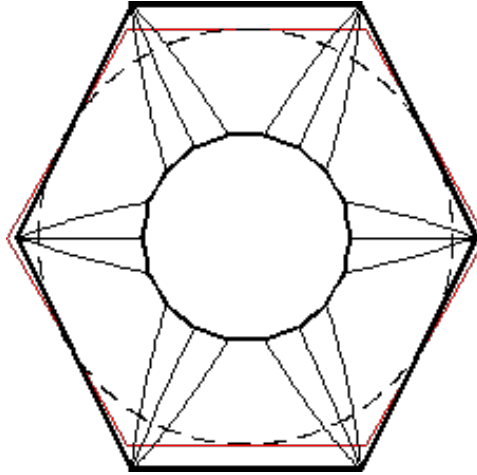


Abbildung 2.10: Asymmetrischer Sekundärkonzentrator [2]

Eine Idee das Gesamtsystem Heliostatenfeld – Receiverinheit zu verbessern ist die Entwicklung eines „Asymmetrischen Sekundärkonzentrators“.[10] [11] Bei symmetrischen Aperturen ist das Heliostatenfeld eine in Nord-Süd-Richtung gestreckte Ellipse, deren Nordende häufig so weit vom Turm entfernt liegt, dass zum einen die Strahlen dieser Heliostaten großen Verlusten auf dem Weg zum Sekundärkonzentrator unterliegen (Spillage, atmosphärische Verluste) und zum anderen, dass deren Brennfleck so stark aufgeweitet ist, dass er eine Größe erreicht, die das Cluster übersteigt, was zu sogenannten Intercept-Verlusten führt. Eine Dehnung der Eintrittsapertur in der senkrechten Achse verkleinert die Sichtellipse in Nord-Süd-Richtung. Der vertikale Abstand zwischen den einzelnen Receiverkesseln vergrößert sich dadurch, so dass die Eintrittsapertur in Querrichtung etwas gestaucht werden kann. Die Stauchung vergrößert das Sichtfeld des Konzentrators in Ost-West-Richtung und lässt eine optimierte Anpassung des Heliostatenfeldes zu.

Aus ersten Abschätzungen für einen asymmetrischen Sekundärkonzentrator sind bei der Verwendung eines Tri18P Konzepts folgende neue Sichtwinkel ermittelt worden. Der Sichtwinkel in Ost-West-Richtung soll auf 28° vergrößert und in Nord-Süd-Richtung auf 18° verkleinert werden. Diese Maßnahme stellt aus wirtschaftlichen Gründen ein nicht zu unterschätzendes Potential dar, denn das Heliostatenfeld ist mit 50% der Gesamtkosten für ein Solarturmkraftwerk ein erheblicher Kostenfaktor mit entsprechendem Einsparpotenzial.[7]

In Kapitel 4 dieser Arbeit werden neue glasfreie Reflektoren untersucht und für eine Verwendung in einem Sekundärkonzentrator geprüft und bewertet. Kapitel 5 stellt das neu entwickelte Design eines asymmetrischen Sekundärkonzentrators mit „twisted areas“ und einer kreisförmigen Aus-

trittsapertur vor.

2.1.3 Gängige Reflektormaterialien

Als Solarspiegel finden aktuell vier verschiedene Materialtypen Verwendung. Die gängigsten und bisher am häufigsten sowohl getesteten als auch eingesetzten sind Glasspiegel. Glasspiegel lassen sich in Dickglasspiegel und Dünnglasspiegel unterscheiden (vgl. Abbildung 2.11, A).

Dickglasspiegel sind die am meist verbreiteten Solarspiegel und stellen derzeit den Stand der Technik als Solarspiegel in Parabolrinnen- wie auch in den Heliostatenfeldern von Solarturmkraftwerken dar.

Die Herstellung des Schichtensystems der Glasspiegel erfolgt durch das physikalische Gasphasenabscheidungsverfahren, kurz PVD (engl. Physical vapour deposition). Hierbei wird eine reflektierende Silberschicht und eine Adhäsionsschicht auf relativ dickes, eisenfreies Glas (> 1 mm) aufgedampft. Die Rückseite wird mit einem Schutzlacksystem versiegelt um die Korrosion des Silbers zu verhindern.

Die Erfahrungen aus den vergangenen 30 Jahren Einsatzdauer in SEGS¹-Kraftwerken in Kalifornien und auf der PSA in Spanien (Plataforma Solar de Almeria) bestätigen eine hervorragende chemische Beständigkeit und nur geringe Reflexionsverluste der Spiegel. Nachteilig sind das hohe Gewicht und die Zerbrechlichkeit. Außerdem ist lediglich eine geringe einachsige Biegung der Spiegel möglich.

Dünnglasspiegel bestehen aus ca. 1 mm dickem eisenfreiem Glas. Die Reflexionsschicht wird ebenfalls, wie oben für Dickglasspiegel beschrieben, aufgedampft. Die Vorteile dieser Spiegel sind die Gewichtsersparnis und die niedrigeren Absorptionsverluste des reflektierten Lichts und dem damit verbundenen höheren Reflexionsgrad als Dickglasspiegel. Negativ zu bewerten ist die erhöhte Bruchgefahr und die ähnlich hohen Material- und Verarbeitungskosten entsprechend dem Dickglas. Außerdem müssen Dünnglasspiegel in den meisten Fällen auf ein Trägersubstrat, das die formgebende Unterstruktur bildet, geklebt werden. Die Klebeverbindung und der verwendete Kleber sind maßgeblich für die Langzeitkorrosionsbeständigkeit des Schichtsystems.

Ein **Silberpolymerreflektor** ist eine auf ein elastisches Polymersubstrat aufgedampfte Silberschicht (vgl. Abbildung 2.11, B). Die Reflexionseigenschaften sind vergleichbar mit Standardglasspiegeln. Der Vorteil ist die Elastizität bzw. die nahezu freie Wahl der möglichen Formgebung. Beliebiger geformte Substrate können mit der Folie beklebt werden und eröffnen vielfältige Möglichkeiten im Kollektordesign. Als weiterer Vorteil sind die enorme Gewichtsreduktion und die damit einhergehende Kostenersparnis bei Transport und Montage zu benennen. Das Kostenreduktionspotenzial liegt bei ca.

¹engl. Solar energy generating systems

30% gegenüber Dickglasspiegeln. Die Langzeitbeständigkeit der Silberpolymerfolie bei Außeneinsatz ist derzeit noch nicht nachgewiesen. Ein weiterer entscheidender Nachteil der Folie ist die Formlosigkeit. Klebung und Substrat müssen formoptimal sein; bei der Klebung können Spiegelfehler, wie z.B. Beulen oder Wellen entstehen.

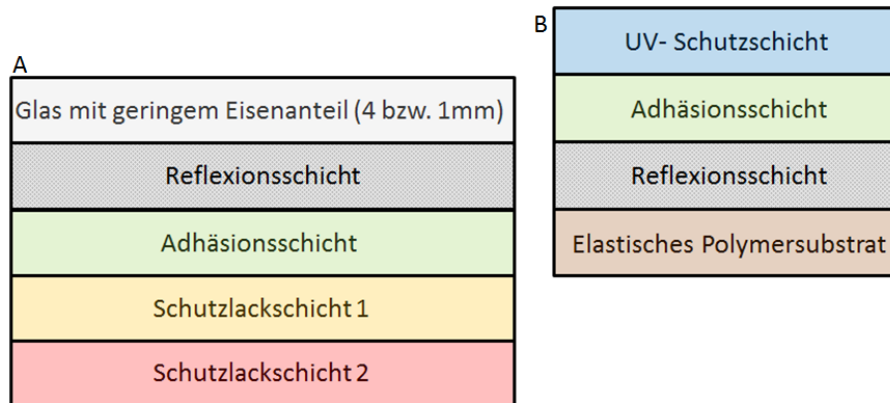


Abbildung 2.11: Schematischer Schichtaufbau von Glasspiegeln (A) und Polymerfolien (B) nach [12] und [13]

Aluminiumreflektoren stellen den vierten und vielversprechendsten Materialtyp dar. Zu den Vorteilen dieser Reflektoren zählt die hohe Verformbarkeit. Dies ermöglicht Flexibilität und Kostenersparnis bei der Konstruktion und Montage von den Kollektoren. Die Bruchgefahr kann gänzlich ausgeschlossen werden. Durch die Möglichkeit der Herstellbarkeit der Reflektoren in einem Bandprozess ergibt sich ein weiterer kostenreduzierender Faktor. Das Rohaluminium kann in Form von Coils zu den Beschichtungsanlagen transportiert werden. Die Reflektoren können in einem kontinuierlichen Produktionsprozess als Massenprodukt gefertigt werden und stellen so ein erhebliches Kostenreduktionspotenzial von Solaranlagen dar. Das geringere Gewicht und die damit verbundenen geringeren Transportkosten sind als weiterer Vorteil gegenüber Glasspiegeln zu nennen.

Aluminiumreflektoren finden bereits Verwendung in Solaranlagen und als kleinere Kollektoren zur Bereitstellung von Prozesswärme, zur Wasseraufbereitung, in Solarkochern oder als Booster für Photovoltaikanlagen. Viele davon sind nach der Produktentwicklung derzeit in der Pilotphase oder bereits in der vorkommerziellen Phase.

Aluminiumreflektoren bestehen aus einem auf Hochglanz gewalzten Aluminiumsubstrat, das nach dem Walzvorgang eloxiert wird (vgl. Abbildung 2.12). In natürlicher Atmosphäre bildet Aluminium eine dünne, lediglich wenige Nanometer dünne Oxidschicht und ist chemisch sehr korrosionsan-

fällig. Deshalb wird dem Aluminiumband im Eloxal-Verfahren² eine dickere, 5 bis 25 Mikrometer starke, verschleißfeste Oxidschicht verliehen. Diese schützt im Produktionsprozess die Reflexionseigenschaften und lässt eine beliebige Verformung des Materials zu. Die chemische Beständigkeit und die Abrasionsfestigkeit der Eloxalschicht wird durch einen deckenden, hochtransparenten Schutzlack zusätzlich erhöht ohne die optischen Eigenschaften zu beeinträchtigen.[14]

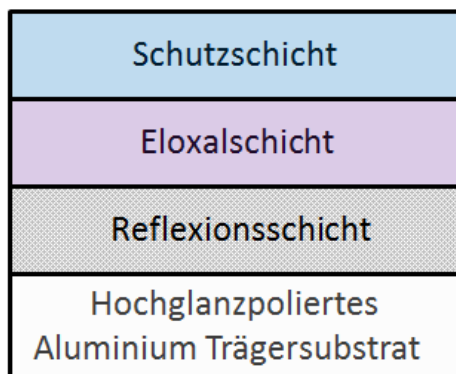


Abbildung 2.12: Schematischer Schichtenaufbau eines Aluminiumreflektors [12] [13]

Ziel dieser Arbeit ist es Alternativen zu den am Markt verfügbaren glasfreien Solarspielen zu finden und zu bewerten. (vgl. Kapitel 4)

2.2 Grundlagen für die Berechnung von Sekundärkonzentratoren

Die geometrischen Grundlagen für die Erstellung der parabelförmigen Kontur des Sekundärkonzentrators gehen aus Abbildung 2.13 hervor. „Die Kontur ist Teil einer Parabel P , deren Achse a_p aber nicht mit der Mittelachse a_{sec} des Sekundärkonzentrators übereinstimmt, sondern so um den Winkel α gedreht ist, dass sich ihr Brennpunkt F an der gegenüberliegenden Seite der Austrittsapertur Apr_2 befindet.“ [2] Aus diesem Grund treffen alle Strahlen, die unter einem Winkel von $\alpha_1 = \alpha$ einfallen, sowie dessen Parallelen (gelbes Strahlenbündel) auf Punkt F .

Der Drehwinkel α , auch Sicht- oder Akzeptanzwinkel genannt, ist der limitierende Faktor für die Anzahl von eintreffenden Strahlen am Receiver. Nur Strahlen, die unter einem Winkel $\alpha_2 < \alpha$ in den Konzentrator einfallen, gelangen direkt durch die Austrittsapertur hindurch. Einfallende Strahlen mit $\alpha_3 > \alpha$ werden in die Umgebung zurückreflektiert.

²elektrolytische Oxidation von Aluminium

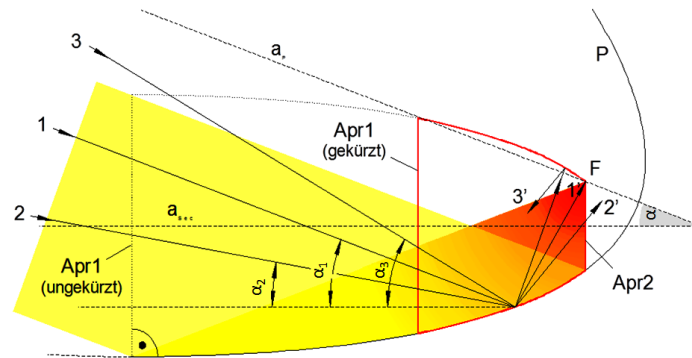


Abbildung 2.13: Konstruktion der Sekundärkonzentrator-Kontur in der Ebene [2]

Durch Rotation der berechneten Kontur um die Mittelachse a_{sec} entsteht die theoretisch ideale Form für die Verwendung als Sekundärkonzentrator.

Zu beachten gilt: Da die Herleitung in der Ebene erfolgt, der Sekundärkonzentrator jedoch ein räumliches Gebilde darstellt und Strahlen ungerichtet eintreffen, stellt der Akzeptanzwinkel keine scharfen Grenzen für die Strahlen dar. Die geometrischen Zusammenhänge sind in Abbildung 2.14 dargestellt.

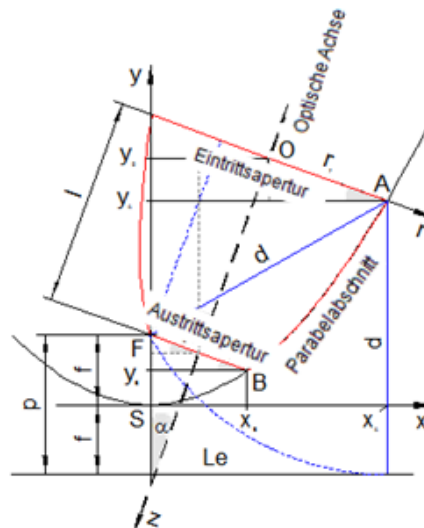


Abbildung 2.14: Geometrie der Sekundärkonzentrator-Kontur [2]

Sie ermöglichen das Aufstellen der „allgemeine Konturgleichung für die Erzeugende des Sekundärkonzentrator-Rotationskörpers im Sekundärkonzentrator-Koordinatensystem“ [2]:

$$\sqrt{(r_1 + r_2)^2 + l^2} + (r_1 - r_2) \cdot \sin \alpha - l \cdot \cos \alpha - 2 \cdot r_2 = 0 \quad (2.1)$$

In Gleichung 2.1 wird die Beziehung zwischen den Aperturradien r_1 (Eintritt) und r_2 (Austritt), der Länge l des Sekundärkonzentrators und dem Drehwinkel α der Parabel abgebildet. Durch die Festlegung, dass der Kreismittelpunkt der Eintrittsapertur im Koordinatenursprung liegt, ergibt sich folgende Konturgleichung:

$$\sqrt{(r_1 + r_2)^2 + (l - z)^2} + (r_1 - r_2) \cdot \sin \alpha - (l - z) \cdot \cos \alpha - 2 \cdot r_2 = 0 \quad (2.2)$$

Durch Umformen ergibt sich die explizite Form

$$r = f(z) = \frac{1}{2} \left(\sqrt{[k_1 r_2 + k_2 \cdot (l - z)]^2} + 4 [k_3 r_2^2 + k_4 r_2 (l - z) - k_5 (l - z)^2] - [k_1 r_2 + k_2 (l - z)] \right) \quad (2.3)$$

Mit den stets positiven, vom Drehwinkel α abhängigen Konstanten

$$\begin{aligned} k_0 &= \frac{4 \cdot (\sin \alpha + \sin^2 \alpha)}{\cos^2 \alpha} \\ k_1 &= 2 + k_0 \\ k_2 &= 2 \tan \alpha \\ k_3 &= 3 + k_0 \\ k_4 &= \frac{k_0}{\tan \alpha} - 2 \tan \alpha \\ k_5 &= \tan^2 \alpha \end{aligned} \quad (2.4)$$

Mit Hilfe der aufgestellten Gleichungen lassen sich die Konturen des Sekundärkonzentrators berechnen. [2]

2.3 State of the art

Die ersten Entwicklungen von Sekundärkonzentratoren für Solarkraftwerke haben in der Mitte der 60er Jahre stattgefunden. Hierbei handelte es sich um zweidimensionale Trichter oder V-förmige Rinnen. Die Grundlagen der nichtabbildenden Optik, auf denen alle Konstruktionen beruhen, sind von W. T. Welford und R. Winston geprägt.

Erst 1992 entwickelte Steinfeld einen dreidimensionalen Konzentrador, der für die Anwendung in Solarturmkraftwerken in Betracht gezogen werden

konnte. H. Ries und R. Winston zählen als Koryphäen und Vorreiter der Wissenschaft auf dem Gebiet der Sekundärkonzentratorentwicklung.

Im Jahre 1995 [15] ist als Alternative zu *trichterförmigen Sekundärkonzentratoren* ein neues Konzept erstellt worden. Das Weizmann Institut für Solarforschung erarbeitete die sogenannte Beam-Down-Methode, bei der der Receiver nicht in einen Turm eingebaut werden muss, sondern am Boden steht. Der Sekundärkonzentrator hängt über dem Receiver und lenkt die Strahlen der Heliostate ins Receiverzentrum. Dieses bisher einmalig auf der Welt vorhandene Konzept kann nicht als Alternative für den *klassischen Sekundärkonzentratoren* angesehen werden, sondern als ein grundsätzlich anderes Konzept. Aktuell sind aber keine weiteren erwähnenswerten Fortschritte, Forschungsprojekte oder Vorhaben zu diesem Themenschwerpunkt veröffentlicht worden.

Nahezu parallel dazu sind im Jahre 1999 [16] optimierte symmetrische und asymmetrische Konzentratoren mit glatten Oberflächen von H. Ries und A. Timinger untersucht worden. Hierbei handelt es sich um eine sehr theoretische Studie, die ihren Schwerpunkt auf optimierte optische Eigenschaften der Konzentratoren legt. Es sind ideale Konzentratoren mit rechteckigen, elliptischen und sechseckigen Eintrittsaperturen untersucht worden. Die Studie untersuchte nur einzelne Sekundärkonzentratoren, der Anspruch an eine clusterfähige Eintrittsapertur stellte kein bestimmendes Kriterium bei der Designauswahl dar. Auch sind Form und Größe der Austrittsapertur nicht durch äußere Rahmenbedingungen bestimmt. Im Ergebnis der Studie stellt sich für asymmetrische Konzentratoren eine um 2,35% verbesserte Effizienz ein.

Die weltweite Entwicklung von Sekundärkonzentratoren für Solarturmkraftwerke mit volumetrischen Druckreceivern zeigt keine nennenswerten, veröffentlichten Fortschritte. Das DLR setzt die einzigen Akzente in der Entwicklung.

Das DLR erarbeitete in einer internen Studie im Dezember 1999 ein Konzept zur (Weiter-) Entwicklung und Effizienzsteigerung von Sekundärkonzentratoren für volumetrische Druckreceiver in Solarturmkraftwerken (vgl. Kapitel 2.1.2).

Im Jahr 2002 entstand der SecNT Konzentrator im Tri18P Design (vgl. Abbildung 2.8), welcher in Zusammenarbeit mit branchennahen Unternehmen in FuE-Projekten umgesetzt wurde und auf der spanischen Forschungsplattform Plataforma Solar de Almeria (PSA) auf die Betriebstauglichkeit überprüft wurde. Die am DLR entwickelten erwähnten Konzentratoren sind stets clusterfähig und für einachsige gebogene Spiegelsegmente konstruiert.

Aktuell baut das DLR im Rahmen eines Pilotprojekts für das spanische Unternehmen Abengoa einen Sekundärkonzentrator mit der Bezeichnung SecXP, ein Upscaling des SecNT Konzentrators, für den Testbetrieb in einem Solarturmkraftwerk in Spanien.

Für den bisherigen Bau von Sekundärkonzentratoren sind aufgrund feh-

lender Alternativen Glasspiegel verwendet worden. Die Entwicklung von alternativen glasfreien Reflektoren mit einem metallischem Trägersubstrat hat in den vergangenen Jahren große Fortschritte gemacht und stellt ein großes, bisher ungenutztes Potenzial für den klassischen Sekundärkonzentrator dar (vgl. Kapitel 4.1).

Die Ergebnisse der Studie aus dem Jahr 1999, der Erfahrungsschatz der langjährigen Entwicklungsarbeit des DLR (vgl. Kapitel 2.1.2), der enorme Entwicklungsfortschritt von alternativ verwendbarem Reflektormaterial und das Interesse potenter Investoren rechtfertigen die Wiederaufnahme der Weiterentwicklung von Sekundärkonzentratoren.

Kapitel 3

Methodik

3.1 Numerische Methoden

Die erwartete Effizienzsteigerung der neu entwickelten Sekundärkonzentratoren soll mit Hilfe der folgenden Simulationsprogramme bestimmt und quantitative bewertet werden. Das Prinzip der beiden verwendeten Simulationsprogramme ist im folgenden Kapitel beschrieben.

3.1.1 SPRAY

Der Ursprung und die Grundlage der Simulationssoftware SPRAY beruht auf dem Computer Code MIRVAL. Das Sandia National Laboratory entwickelte diesen Code für die Bewertung der optischen Leistung von Solarturmkraftwerken. Die Monte-Carlo-Simulation, ein Verfahren aus der Stochastik, stellt die Basis des Codes dar. Unterschiedliche, bereits hinterlegte Heliostaten- und Receivermodelle können für die Simulation genutzt werden. Bei der Simulation werden sowohl optische als auch technisch bedingte Besonderheiten, wie die Verschattung, die Nachführung und mögliche Nachführungsfehler, der Einfluss der Reflektivität der Oberflächen, die optimale Ausrichtung der einzelnen Spiegelfacetten eines Heliostaten (engl. canting) sowie Streuungseffekte u.v.m. mit Hilfe der Strahlverfolgung (engl. ray tracing) berücksichtigt. Eine detaillierte Beschreibung dieses Programms erfolgt in der MIRVAL Anleitung. [17]

Durch die ständige und intensive Überarbeitung und Weiterentwicklung von SPRAY im DLR ist die automatische Veränderung relevanter Simulationsparameter für Optimierungszwecke entstanden. Weitere Änderungen sind die Verbesserung der Zielpunktoptimierung und zusätzliche „canting“ Methoden.

Das Prinzip des Strahlverfolgungscodes ist, eine große Anzahl an Sonnenstrahlen zu erzeugen, diese auf eine zu überprüfende Geometrie zu senden und dem Strahlenverlauf zu folgen. Transmission und Reflexion, sowie die Anzahl der Rückreflexionen können erfasst und dargestellt werden. Außer-

dem werden in der Berechnung alle relevanten physikalischen Effekte berücksichtigt.

3.1.2 HFLCAL

HFLCAL (**H**eliostat **F**ield **L**ayout **C**alculations) ist eine Simulationssoftware zur Feldauslegung, welche in den 80er Jahren in Deutschland im Rahmen des Forschungsprojekts, GAST (engl. **G**as-cooled **S**olar **T**ower), entwickelt wurde und seit 1994 im Besitz des DLR weiterentwickelt wird. Es beruht auf einem einfachen analytischen Ansatz zur Berechnung der Leistungsverteilung eines Heliostaten in der Receiverapertur: Es wird nur ein Strahl pro Heliostat betrachtet und angenommen, dass die Strahlungsdichte im reflektierten Strahl normalverteilt ist. Das ermöglicht vergleichsweise kurze Rechenzeiten und erlaubt den Einsatz zur Feldoptimierung auf der Basis von Jahresertragsberechnungen. Weiterhin sind in HFLCAL Receivermodelle enthalten, die eine Systemoptimierung inklusive Receiver ermöglichen. Neben der klassischen Solarturmanlage lassen sich mit HFLCAL auch Systeme mit Sekundärkonzentrator und Turm-Reflektor-Systeme¹ bearbeiten. Eine implementierte Kostenroutine erlaubt die Systemoptimierung auf Kostenbasis. [18]

Das optimale Heliostatenfeld für vorgegebene Auslegungsparameter wird in HFLCAL folgendermaßen berechnet:

1. Festlegung eines überdimensionierten Heliostatenfeldes mit potenziellen Heliostatenpositionen
2. Berechnung des Wirkungsgrades für jeden einzelnen Heliostaten
3. Beginnend mit dem effektivsten Heliostaten (größter Jahreswirkungsgrad) werden solange Heliostatenpositionen ausgewählt bis die geforderte Auslegungsleistung erreicht ist
4. Für diese Konfiguration werden der Jahresenergieertrag und die Kosten berechnet.
5. Durch Iteration der Schritte 1 bis 4 mit geänderten Parametern (Heliostatenposition, Trumhöhe, Receivergröße, etc.) ist die Annäherung an das Optimum möglich.

Bei der Berechnung werden außerdem folgende Verlustmechanismen berücksichtigt:

Cosinus-Verluste: Es wird zu jeden Zeitpunkt eine korrekte Ausrichtung der Heliostaten angenommen. Die Cosinus-Verluste berechnen sich bei bekannter Turmhöhe und bekanntem Sonnenwinkel aus trigonometrischen Beziehungen.

Block- und Schattenverluste: Jeder Heliostat wird auf Block- und Schatteneinflüsse überprüft. Die von der Sonne ausgehenden und von den

¹engl. Beam-Down

Heliostaten reflektierten Strahlen werden verfolgt und auf Kollision mit anderen Heliostaten überprüft.

Spiegelreflektivität: Die Reflektivität der Spiegeloberfläche geht als konstanter Faktor in die Wirkungsgradberechnung mit ein.

Atmosphärenverluste: Die Atmosphärenverluste in Abhängigkeit von der Entfernung des jeweiligen Heliostaten zum Receiver sind mit Formeln hinterlegt, die bis zu einer Entfernung von 40 km ein realistisches Ergebnis liefern.

Interceptverluste: Zur Berechnung der Interceptverluste muss die Flussdichteverteilung in der Ebene der Receiverapertur bekannt sein. Dazu wird die Flussdichte der reflektierten Strahlung jedes Heliostaten als normalverteilt angenommen. Die Entfernung des Heliostaten zum Receiver beeinflusst dabei die Strahlaufweitung.

Transmissionsverluste im Secondary: Bei Receivertypen mit Secondary müssen die Transmissionsverluste, die abhängig von der Position des Heliostaten sind, berücksichtigt werden. Diese werden durch Interpolation aus tabellierten Transmissionsfaktoren berechnet, die mittels Ray-Tracing für verschiedene Einfallswinkel bestimmt werden (vgl. Kapitel 2.1.2, Abbildung 9). Die Wirkungsgradberechnung erfolgt für jeden Heliostaten zu jeder vollen Stunde des 21. Tages jeden Monats. Aus den Wirkungsgraden und der DNI (engl. Direct normal irradiation) kann für jede Stunde des Tages die Strahlungsenergiemenge berechnet werden. Diese Energiemenge wird für alle Tage des Monats verwendet. Die anschließende Summation der Monate ergibt in guter Näherung die jährlich gelieferte Strahlungsenergiemenge eines Heliostaten unter der Annahme, dass keine Wolken auftreten. [19] Durch Skalierung mit der realen DNI des jeweiligen Standortes ist eine gute Abschätzung des realen Jahresenergie-Ertrags ermittelbar.

3.2 Experimentelle Methoden

In den folgenden Kapiteln sind die verwendeten experimentellen Methoden, Versuchsaufbauten nach DIN-Norm und die theoretische Funktionsweise verwendeter Mess- bzw. Prüfeinrichtungen und Anlagen näher beschrieben.

3.2.1 Prüfung der Degradation durch hohe Strahlungsflussdichten

Unverzichtbar für die Verwendung als zukünftiges Reflektormaterial ist die zuverlässige und dauerhafte Widerstandsfähigkeit bei gleichbleibenden Material- und Reflexionseigenschaften gegen hohe Strahlungsflussdichten. Für diese Untersuchung ist der Sonnensimulator des Instituts für Solar Forschung am Standort Stuttgart verwendet worden.

Der Sonnensimulator

Der Sonnensimulator am DLR Standort Stuttgart, im Folgenden SIMSON (für: Simulator Sonne) genannt, wurde vor allem für Materialuntersuchungen unter extraterrestrischen Strahlungsbedingungen eingesetzt. Hierfür ist eine homogene Strahlverteilung von maximal $20SK$ auf einer Kreisfläche von 30 cm Durchmesser erforderlich.

Der Aufbau des Sonnensimulators ist in Abbildung 3.1 dargestellt. Die Xenon-Hochdrucklampe befindet sich in der Nähe des Fokus eines Parabolspiegels, von dem aus das nahezu parallele Licht über einen Planspiegel in eine waagrechte Richtung umgelenkt wird. Mittels einer in der Gehäusewand eingebauten Linse (Brennweite ca. 1,1 m) wird das Licht in die Prüfkammer fokussiert.

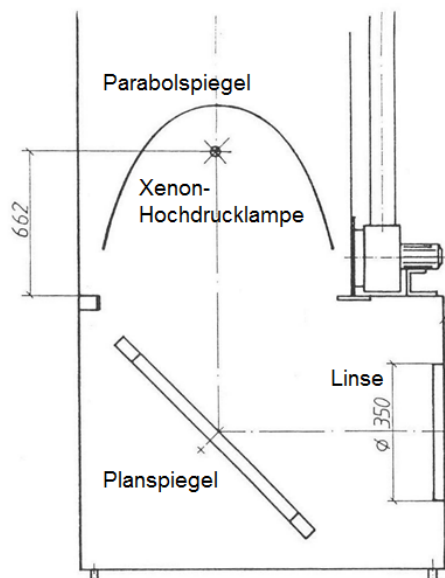


Abbildung 3.1: Aufbau des SIMSON [20]

Die Strahlungsquelle ist eine Xenon-Hochdruckkurzbogenlampe, die mit einer elektrischen Leistung von bis zu 30 kW betrieben wird. Das Spektrum besteht aus einem Kontinuum, das hauptsächlich durch die Hochdruckentladung entsteht. Dieses Spektrum entspricht dem eines schwarzen Strahlers bei etwa 6000 K und ist damit dem der Sonne sehr ähnlich. Im nahen Infrarot wird das Kontinuum von stark ausgeprägten Xenonpeaks überlagert. Abbildung 3.2 zeigt das Spektrum einer Xenon-Hochdrucklampe bei Verwendung eines Filters (Trübungsfaktor 1,0: zur Anpassung an die das Sonnenlicht absorbierenden Verunreinigungen in der Atmosphäre, engl. Air Mass) und das Spektrum ohne Anpassung. [20]

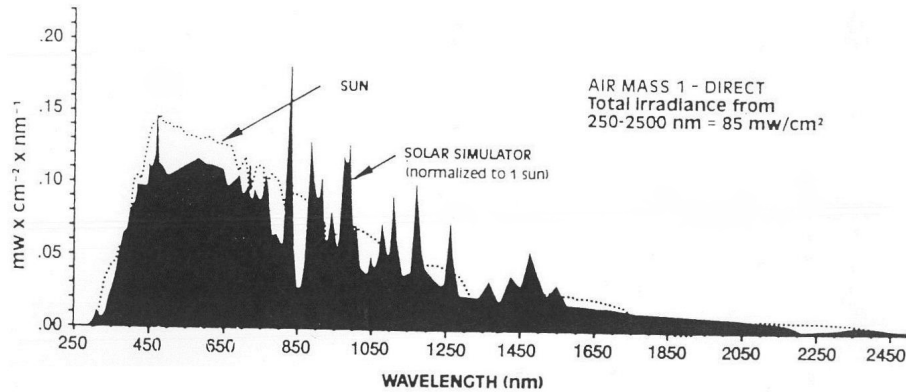


Abbildung 3.2: Spektrum der Xenon-Hochdrucklampe [20]

Die Lebensdauer dieser Lampe wird vom Hersteller mit über 1000 Betriebsstunden angegeben; allerdings ist mit Alterungsprozessen über die Zeit und einer damit einhergehenden Verringerung der Strahlungsleistung zu rechnen. Aus diesen Gründen ist die Strahlungsflussdichte in kW/m^2 des Simson für unterschiedliche Leistungen im Brennpunkt bestimmt und der Brennfleck vermessen worden. Das angewendet Messprinzip wird nachfolgend erläutert.

Bestimmung der Strahlungsflussdichte mit HY-Cal Radiometer

Für die exakte Bestimmung der Strahlungsflussdichte im Brennpunkt des SIMSONs und der Strahlungsflussdichteverteilung des Brennflecks bei 2,5 kW und 15 kW elektrischer Leistung sind Messungen mit einem HY-CAL Radiometer durchgeführt worden.

Radiometer sind Geräte zur Messung der Strahlungsflussdichte. Der Aufbau und die Funktionsweise lassen lediglich Messungen der Flussdichte an einem einzelnen Punkt zu. Bei praktisch allen in Frage kommenden Messaufgaben für konzentrierende Spiegelsysteme der Solarthermie sind allerdings flächige Strahlungsverteilungen zu bestimmen. Aus diesem Grund muss entweder eine Vielzahl von Messgeräten gleichzeitig eingesetzt werden oder die sog. „Scanmethode“ verwendet werden, bei der die einzelnen Messpunkte nacheinander vermessen werden.

Die erste Methode ist preisintensiver und die zweite hat den Nachteil, dass die Messungen nicht gleichzeitig durchgeführt werden können. Dies ist bei Messungen unter freiem Himmel besonders zu berücksichtigen. Die ständig wechselnden äußeren Randbedingungen, wie z.B. Bewölkung oder solare Einstrahlung, verfälschen die Messergebnisse.

Für die Vermessung des Sonnensimulators kann ohne Einschränkung die „Scanmethode“ verwendet werden, da von einer ständig gleichbleibenden

Strahlungsleistung des Leuchtmittels ausgegangen werden kann.

Im Folgenden wird die Funktionsweise des verwendeten HY-CAL Radiometers (z.T. auch Kalorimeter genannt) des Gardon Typs beschrieben.

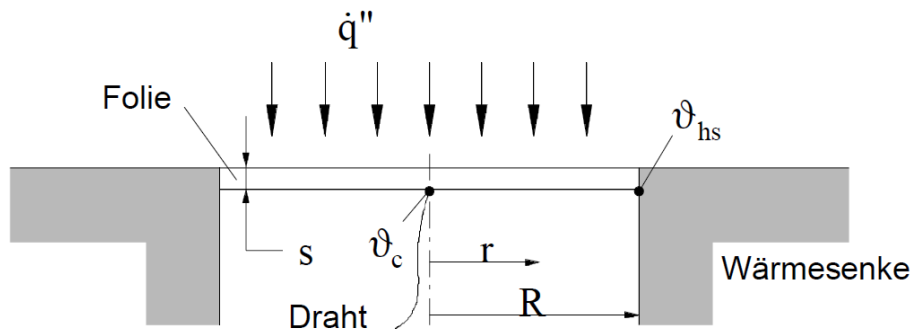


Abbildung 3.3: Funktionsskizze eines Radiometers [21]

Das Konstruktionsprinzip eines HY-CAL Radiometers ist in Abbildung 3.3 dargestellt. Es besteht aus einer dünnen Metallfolie, die über den Hohlraum einer meist wassergekühlten Wärmesenke gespannt ist. Die Metallfolie besteht aus Konstantan, einer Legierung, die aus 55% Kupfer, 44% Nickel und 1% Mangan besteht und über einen großen Temperaturbereich hinweg einen annähernd konstanten spezifischen elektrischen Widerstand von $49 - 51 \mu\Omega cm$ vorweist.[22] Die Wärmesenke besteht aus einer ebenfalls mit wassergekühlten Kupferplatte. Ein Kupferdraht, bestehend aus demselben Material wie die Wärmesenke, ist im Zentrum der Konstantanfolie angeschweißt; es entsteht ein Thermoelement zwischen der heißen Verbindung im Zentrum der Folie und dem kalten Rand.[21]

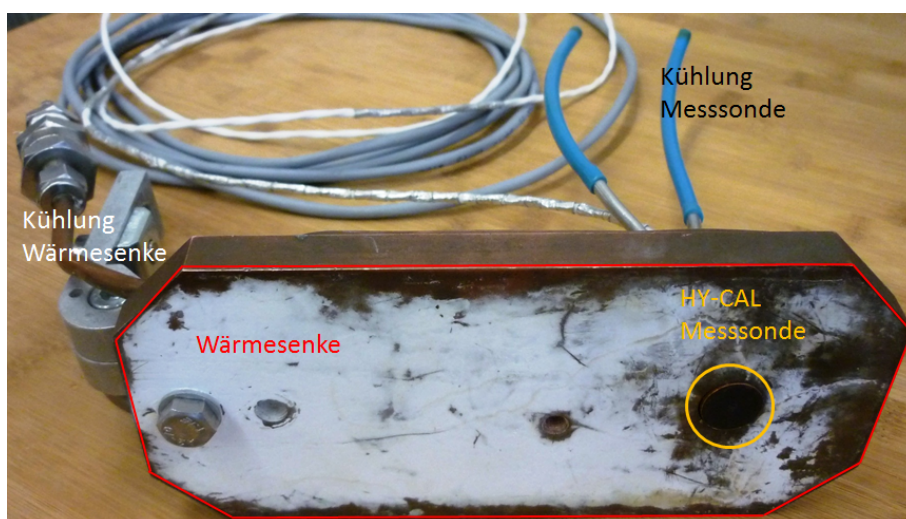


Abbildung 3.4: HY-CAL

Die Messergebnisse werden mit einem Multimeter (Messbereich $10^{-3}mV$) erfasst und in Millivolt ausgegeben. Der Kalibrierfaktor $296,65 kW/m^2mV$ kann durch Multiplikation mit den Messergebnissen in die Strahlungsflussdichte umgerechnet werden.

Die Messergebnisse der Brennfleckvermessung sind in Kapitel 4.3.1 dargestellt.

Bestrahlung der Proben

Für die Bestrahlung der Spiegel ist ein Kühlkörper (siehe Abbildung 3.5) entworfen worden, der die Wärmeleistung der hohen Strahlungsflussdichte realitätsnah abführt. Der Kühlkörper aus einer Aluminiumlegierung ist mechanisch mit einer Halterung direkt im Brennpunkt des SIMSON arretiert. Die Oberfläche ist nicht parallel zur Oberfläche der Hochdrucklampe des SIMSON ausgerichtet, sondern aus dem Fokus gedreht um die Überhitzung der Lampe durch die Rückreflexion zu verhindern. Die Spiegelproben sind auf dem Kühlkörper mechanisch fixiert. Die Kontaktfläche zwischen Kühlkörper und Trägersubstrat ist um einen optimalen Wärmeübergang zu gewährleisten mit hochtemperaturbeständiger Wärmeleitpaste bestrichen. Alle Gegenstände, die nicht der Strahlung ausgesetzt werden sollen, sind entsprechend vor dieser zu schützen.



Abbildung 3.5: Arretierte Spiegelprobe

3.2.2 Messung des gerichtete Reflexionsgrades

Die Messung des gerichteten Reflexionsgrades erfolgt nach derzeitigem Stand der Technik für die Solarthermie (CSP) bei diskreten Wellenlängen.[23] Dieser setzt sich aus dem exakt gerichteten Anteil und einem Toleranzanteil

eines Akzeptanzwinkels ϕ zusammen. Die ideal glatte Oberfläche und die damit verbundene ideale Reflexion, wie in Abbildung 3.6 (links) dargestellt, existiert in Realität nicht. Die Verteilung der Intensität des reflektierten Lichts an einem Spiegel setzt sich vereinfacht immer aus zwei Strahlenbündeln, als Kombination zweier Normalverteilungen (rechts) zusammen: Das *gerichtet reflektierte Strahlenbündel* mit schmaler Standardabweichung und dem *gerichteten gestreuten Strahlenbündel* das durch eine zweite Gaußkurve mit hoher Standardabweichung und geringer Amplitude beschrieben wird (engl. Specular reflection with offset). Den Großteil des reflektierten Lichts enthält das gerichtet reflektierende Strahlenbündel.[24]

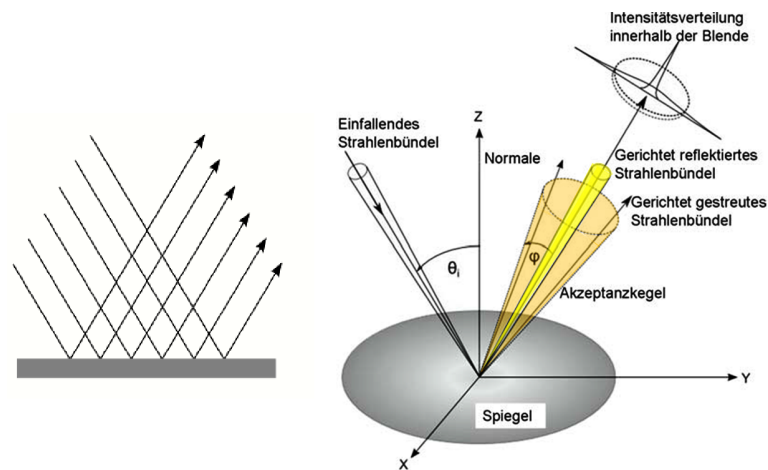


Abbildung 3.6: Gerichtete Reflexion [25]

Die durchgeführte Reflexionsmessung ist mit einem Reflektometer der Firma TMA durchgeführt worden und hat die Bezeichnung H-670-01 (siehe Abbildung 3.7). Es handelt sich hierbei um ein tragbares Messgerät, welches als Strahlungsquelle einen Laser mit einer Wellenlänge von 670 nm und einen Lichteinfallswinkel von 25° besitzt. Der Detektor ist achsensymmetrisch zum Laser und ebenfalls um 25° zur Oberflächennormalen der Messoberfläche geneigt. Bei der Messung werden die von der Strahlungsquelle emittierten Lichtquanten, die an der Oberfläche der Probe reflektiert werden, gemessen. Der Vergleich von ausgesendetem Licht zu empfangenem Licht lässt die Bestimmung der Reflexionseigenschaften bei 670 nm in Prozent zu.

Zwei weitere Sensoren dienen der Bestimmung der durchschnittlichen Oberflächenrauheit, sind aber in diesem Zusammenhang nicht von Bedeutung und werden deshalb nicht weiter erläutert.

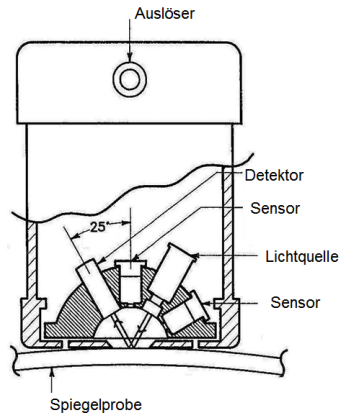


Abbildung 3.7: Messkopf Model H-670-01

3.2.3 Prüfung der Abriebfestigkeit

Die Abriebfestigkeit ist in Anlehnung an die DIN ISO 9211-4:2013-08 durchgeführt worden.

„Der Zweck dieser Prüfung besteht darin, zu bewerten, in welchem Ausmaß die optischen und mechanischen Eigenschaften optischer Schichten [...] bei Abriebbeanspruchung bei Raumklima beeinflusst werden.“ [26]

Hierzu ist ein Tisch mit einer mechanischen Schiebevorrichtung aus Zylindern konstruiert worden.



Abbildung 3.8: Prüfstand - Abriebfestigkeit

Seitlich an die Zylinder sind senkrecht, vertikal zur Schieberichtung Profile geschraubt, die als Führung des Stempels bzw. des Prüfkopfes dienen.

Zur besseren Darstellung sind die Stempel in Abbildung 3.8 vor der eigentlichen Führung montiert. Auf die Unterseite der Stempel ist ein Normfilz, Le Carbo, mit einer Dichte von $0,36 \text{ g/cm}^3$ geklebt. Die definierte Normalkraft von 5N wird von oben durch Auflage von Gewicht auf die völlig „frei laufenden“ Stempel realisiert. Die zu prüfenden Spiegelmaterialien sind auf einer Holzplatte unter der Schiebevorrichtung fixiert und vor Verrutschen gesichert. Nach der Norm sollen bei der Verwendung von einem Bauwolltuch bis zu 100 Hubbewegungen pro Prüfkörper ohne Verwendung eines Gleitmittels durchgeführt werden. Ein Hub ist definiert als Bewegung in eine Richtung auf der zu prüfenden Oberfläche. Nach 20, 40, 60, 80 und 100 (100 Hubbewegungen = „Schärfegrad“ 02) Hubbewegungen ist die Oberflächenbeschaffenheit in Augenschein zu nehmen und Auffälligkeiten zu dokumentieren.

3.2.4 Witterungsbeständigkeit

Die Feuchte-Wärme-Prüfung, der Damp Heat Test, nach DIN 62108 IEC:2007 dient zur Beurteilung der Widerstandsfähigkeit der Spiegel gegen Wärme und Feuchtigkeit. Die Langzeitbelastung über 500 h mit konstanter Feuchte (85%) und Temperatur (85 °C) ist in der Klimakammer des DLR am Institut für Bauweisen und Konstruktionsforschung in Stuttgart durchgeführt worden.

3.2.5 Prüfung der Gitterschnittfestigkeit

Die Haftfestigkeit ist in Anlehnung an die DIN ISO 9211-4 durchgeführt worden.

„Der Zweck dieser Prüfung besteht darin, zu bewerten, in welchem Ausmaß die Haftfestigkeit optischer Schichten auf Komponenten und Substraten nach Zerschneiden der Schicht beeinträchtigt wird.“ [26]

Hierbei wurden mit einem Diamantgriffel je sechs parallele Schnitte im Abstand von $1,5 \text{ mm} \pm 0,5 \text{ mm}$ mit einer Länge von 15 mm bis 20 mm in die Prüffläche geschnitten. Sechs weitere Schnitte wurden senkrecht zu den bereits vorhandenen ausgeführt. Das sich ergebende Schnittmuster wurde auf Abplatzungen und andere Unregelmäßigkeiten überprüft und ggf. dokumentiert.

Das verwendete Klebeband entspricht der Vorgabe der Norm; mit einer zertifizierten Adhäsionskraft von mindestens 9,8 N je 25 mm Breite. Etwa 25 mm des Klebebandes sind auf die Prüfoberfläche, das Schnittmuster, normgerecht aufgeklebt worden. Die „ruckartige“ Abziehggeschwindigkeit (deutlich unter 1s je 25 mm) entspricht dem Schärfegrad 03.

Als Bewertungsgrundlage und zur Klassifizierung der Prüfstücke wurde Tabelle 3 der oben genannten DIN-Norm angewendet.

Kapitel 4

Reflektormaterial für Sekundärkonzentratoren

Wie bereits in Kapitel 2.1.3 erwähnt wurde, werden üblicherweise Glasspiegel für den Bau von Sekundärkonzentratoren für Solarturmkraftwerke eingesetzt. Da diese auf Grund ihrer mechanischen Eigenschaften eine serielle Herstellbarkeit eines Sekundärkonzentrators für Turmkraftwerke erschweren und nicht für asymmetrische Sekundärkonzentratoren mit 2-achsig gebogenen Flächen anwendbar sind, werden in diesem Kapitel alternative Reflektoren betrachtet.

4.1 Alternative Reflektoren

Die in dieser Arbeit untersuchten Reflektorproben sind in folgender Tabelle aufgelistet. Es handelt sich hierbei sowohl um Produkte von in der Solar Branche etablierter Firmen als auch um Produkte von Firmen, die bisher keine Verwendung in der CSP Branche fanden. Von jedem Produkt werden 5 Proben verwendet: vier für Tests und eine als Referenz.

Als Mindestanforderungen an das Produkt ist nach folgenden Produkteigenschaften eine Vorauswahl getroffen worden:

- Reflexionsgrad: 90%
- Hitzebeständigkeit: $> 180^{\circ}\text{C}$
- Materialstärke: $\approx 0,50\text{ mm}$

Hersteller	Produkt	Bezeichnung
Alanod	Weatherproof reflective 90	1.1
	Reflective 90	1.2
	High reflective 95	1.3
	Sonderanfertigung	1.4
Almecco	VSP 295 040 E	2.1
	VWR 293 050 E	2.2
C. D.Changsong	Aluminiumblech	3
3M	Solar Mirror Film 1100	4
Grüber & Lösenbeck	Hochglanzpolierter Edelstahl	5
	1.4404	
Mirror Technology Ltd	Aluminium beschichtete	6
	Polycarbonatspiegel mit Schutzlackierung	
Creavac Creative	Aluminiumbeschichtung mit HMDS Haftvermittler	7.1
	Silberbeschichtung mit HMDS	7.2
	Haftvermittler	

Tabelle 4.1: Übersicht der Reflektorproben

Die Mehrheit der Produzenten nutzt für die Herstellung der Reflektoren die sehr guten Reflexionseigenschaften von Silber und Aluminium im verfügbaren Wellenlängenbereich (> 300 nm) der Erdatmosphäre. Abbildung 4.1 zeigt den nutzbaren relevanten Anteil, die terrestrischen Sonnenstrahlung (AM 1,5).

Außerdem ist der Reflexionsgrad über die Wellenlänge von Aluminium (Al) und Silber (Ag) dargestellt. Der Reflexionsgrad von Aluminium liegt nahezu konstant über 90%; lediglich im Bereich von 850 nm ist ein geringer Einbruch auf 87% zu erkennen. Ab einer Wellenlänge von > 420 nm liegt auch der Reflexionsgrad von Silber konstant über 90%.

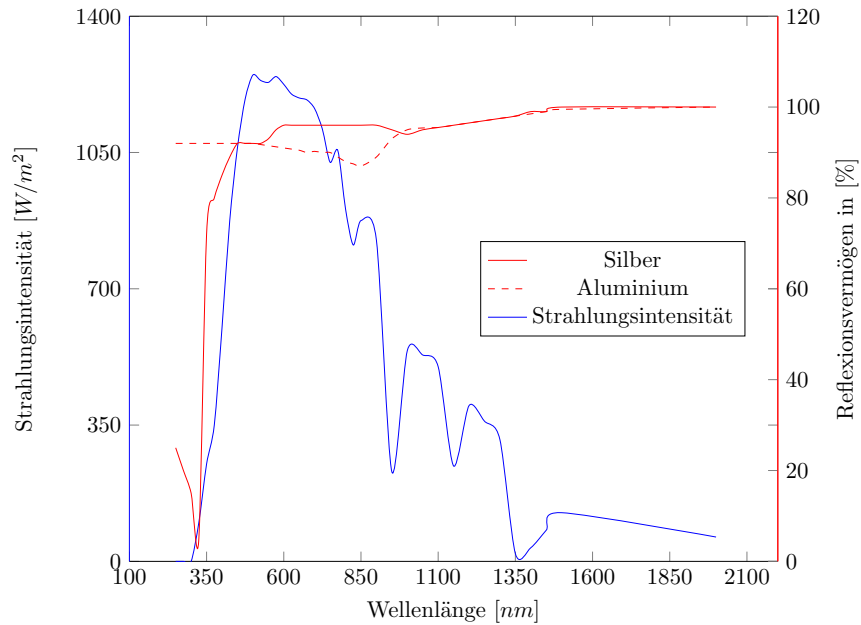


Abbildung 4.1: Reflexionsvermögen von Ag und Al unter terrestrischer Sonnenstrahlung

Die Firma Alanod stellt vier verschiedene Produkte zur Verfügung: Weatherproof reflective 90, Reflective 90, High reflective 95 und eine Sonderanfertigung. Der grundsätzliche Schichtenaufbau der Reflektoren ist in Abbildung 4.2 dargestellt.

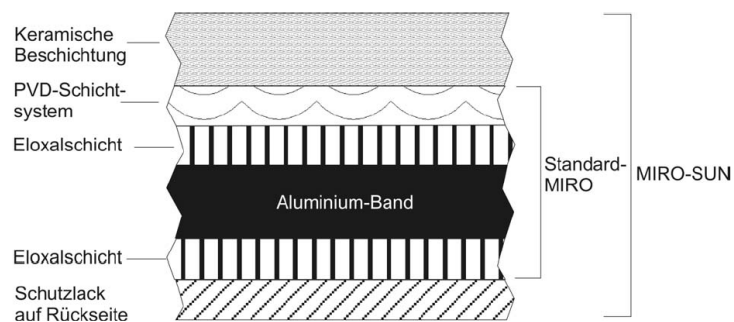


Abbildung 4.2: Alanod Schichtsystem [27]

Weatherproof reflective 90 (auch als „MIRO-SUN“ bezeichnet) besteht aus den sechs in Abbildung 4.2 dargestellten Schichten. Die Reflexionseigenschaften beruhen auf einer Reflexionsschicht aus Aluminium. Reflective 90 ist ein „Standard MIRO“. Ebenfalls mit einer Reflexionsschicht aus Aluminium. Der Unterschied zwischen „MIRO-SUN“ und dem „Standard MIRO“ ist, die vorder- und rückseitige Schutzlackbeschichtung für die verbesser-

te Witterungsbeständigkeit beim "MIRO-SUN". Der High reflective 95 ist ein „MIRO Silver“. Das Grundsichtsystem ist ein „Standard MIRO“ dessen Reflexionsschicht aus Silber gefertigt ist. Die Sonderanfertigung ist vom Grundaufbau ein „MIRO Silver“. Zusätzlich ist zwischen der Eloxalschicht und dem PVD-Schichtsystem ein anorganischer, einebnender Lack durch einen Sol-Gel-Prozess eingearbeitet, wodurch der Anteil an gerichteter Reflexion steigt.

Die optischen Eigenschaften sind im Wesentlichen geprägt durch das PVD-Schichtsystem. Dies dient der Erhöhung der Reflexionseigenschaften. Es besteht aus einer niedrigbrechenden und einer hochbrechenden dielektrischen Schicht mit folgendem beispielhaft erklärtem Funktionsprinzip.

„Bei der Reflexion an der ersten Grenzfläche (Luft-dielektrische Schicht) findet ein Phasensprung um 180° statt (Reflexion am optisch dichteren Medium). Bei der Reflexion an der zweiten Grenzfläche gibt es keinen Phasensprung (Reflexion am optisch dünneren Medium), aber durch den Wegunterschied $\lambda/2$ dieser Welle im Vergleich zu der an der ersten Grenzfläche reflektierten Welle kommt es auch hier zu einer Phasenverschiebung um 180° . Dies führt insgesamt zu einer Verstärkung der beiden Wellen und damit zu einer Verstärkung der Reflexion.“[28]

Das Schichtdickenverhältnisse und das verwendete Material der beiden dielektrischen Schichten definiert den zu verstärkenden Wellenlängenbereich; weitere Details hierzu sind Betriebsgeheimnis der Alanod GmbH & Co. KG. [29]

Die beiden getesteten Produkte der Firma Almeco, VSP 295 und VWR 293 sind Hochleistungsspiegeloberflächen der vega SP-Produktlinie. Die Reflexionsschichten werden ebenfalls im PVD-Vakuumverfahren aufgetragen und erreichen nach Firmenangaben gerichtete Reflexionswerte von $> 91\%$ bzw. $> 88\%$. Als Grundträgersubstrat dient ein Aluminiumblech. Der Schichtaufbau ist Abbildung 4.3 zu entnehmen. Das Produkt VWR ist speziell für der Witterung ausgesetzte Solarsysteme entwickelt und an der Oberfläche zusätzlich mit einer hochtransparenten, UV- und witterungsbeständigen Schutzschicht ausgestattet.[30]

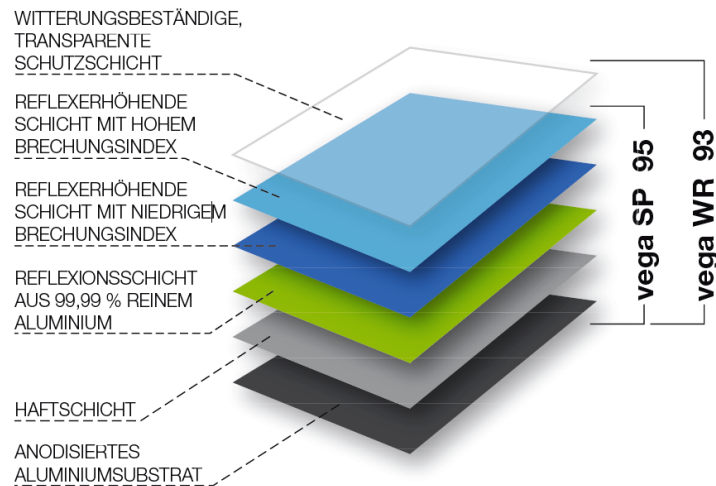


Abbildung 4.3: Almeco Schichtsystem [30]

Die chinesische Firma Changzhou Dingang Changsong stellt ein 0,3 mm starkes eloxiertes Aluminiumblech (Legierung 1085) ohne Beschichtung zur Verfügung, welches die oben genannten Mindestanforderungen angeblich erfüllt. Weitere Informationen liegen zu diesem Produkt nicht vor.

Das Produkt der Firma 3M ist eine mit Silber metallisierte, witterungsbeständige Acrylfolie mit einer Reflexion von 94%.

Von der Firma Grüber & Lösenbeck stammt ein 0,8 mm starkes hochglanzpoliertes Edelstahlblech 1.4404 ohne weitere Beschichtung. Die geforderten Mindestanforderungen sollen nach mündlicher Aussage erfüllt sein.

Die Mirror Technology Ltd. bietet Aluminium beschichtete Polycarbonatspiegel mit Schutzlackierung an. Das Material ist 1 mm stark und zeichnet sich durch sein sehr geringes Gewicht aus.

Creavac, eine Firma, die im Gegensatz zu den bisherigen Herstellern kein fertiges Produkt, sondern die Dienstleistung für die Beschichtung von Substraten mit reflektiven Schichten anbietet, stellt zwei unterschiedliche Beschichtungen zur Verfügung, eine Aluminiumbeschichtung und eine Silberbeschichtung. Das von uns bereitgestellte Grundsubstrat ist eine auf hochglanzpolierte Aluminiumlegierung. Dabei ist zu erwähnen, dass die polierte Fläche nicht wie erwartet frei von Polierstreifen war, was zu Einbußen in der gerichteten Reflektivität des Endproduktes führen muss. Aus Zeitgründen mussten aber diese Substrate verwendet werden. Auf eine Schutzschicht wurde auf unseren Wunsch verzichtet, weil ein direkter Vergleich mit den Schutzlackfreien Anod-Produkten gezogen werden sollte.

Bei beiden Beschichtungen ist Hexamethyldisilazan (HMDS) zur Erzeugung einer Haftschicht verwendet worden. Gleichzeitig wird das Molekül zum Abschluss des Beschichtungsprozesses verwendet um eine (Oxidations-) Schutzschicht aufzutragen.

„HMDS bindet auf wasserfreien Oberflächen unter Ammoniak-Abspaltung mit seinem Si-Atom an Sauerstoffatome oxidierte Substrate. Hierbei werden auch OH-Bindungen aufgebrochen, welche eine hydrophile Oberfläche bewirken. Die „nach oben“ gerichteten unpolaren Methylgruppen bilden eine hydrophobe Oberfläche mit entsprechend guter Lackbenetzung und -haftung.“ [31]

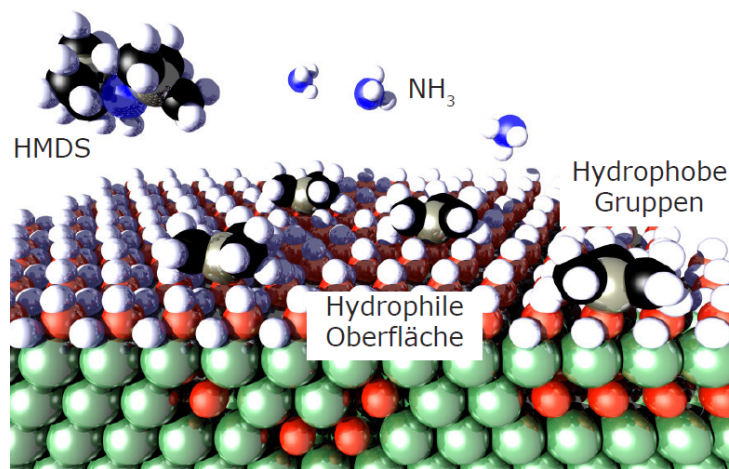


Abbildung 4.4: Haftvermittler HMDS [31]

Die HMDS Schicht der mit Aluminium beschichteten Proben ist durchschnittlich 20-30 nm stark und es ist von einer gleichbleibenden Qualität auszugehen. Die HMDS Schicht der mit Silber beschichteten Proben ist auf 60-80 nm geschätzt. Der Produktionsprozess dieser Prototypenbeschichtungen ist nicht optimiert und wurde auf einer Testanlage bei Creavac durchgeführt, was die Unterschiede erklären lässt. Die Reflexionsschichten (Al bzw. Ag) sind mit einer Stärke von > 100 nm als optisch dicht anzusehen und schließen daher Reflexionen an der Oberfläche des Trägersubstrats vollständig aus.

4.2 Anforderungen an die Reflektoren

Die in Kapitel 4.1 beschriebenen alternativen Reflektormittel werden anhand folgender (Mindest-) Anforderungsliste bewertet. Als Grundlage für die Erhebung der Mindestanforderungen dient der langjährige Erfahrungsschatz im Bereich der Sekundärkonzentratorenentwicklung des DLR. Die Anforderungen sind für den klassischen Sekundärkonzentratoren und den Cavity-Sekundärkonzentratoren getrennt dargestellt.

	Aktuell (Glas)	Klassischer Sekundär- konzentrator	Cavity- Konzentrator		
		Mindestan- forderung	Wunsch	Mindestan- forderung	Wunsch
Reflexionsgrad	95%	90%	95%	70%	95%
Witterungsbe- ständigkeit	JA	-	JA	-	JA
Temperatur- stabilität	80 °C ^a	bis 180 °C ^a		bis 150 °C ^a	
Abriebfestigkeit	JA	JA	-	JA	
Gitterschnitt- haftfestigkeit	JA	-	JA	-	JA
Strahlungsfluss- dichte	JA	1053 kW/m ²		315 kW/m ²	

Tabelle 4.2: Anforderungen an alternative Reflektoren

^anach Herstellerangaben

Ein hoher und langzeitstabiler *Reflexionsgrad* ist für die Verwendung in einem Sekundärkonzentrator eine Grundvoraussetzung.

Die *Witterungsbeständigkeit* hingegen ist aufgrund der zum Boden geneigten Ausrichtung des Receivers sowohl für den klassischen Sekundärkonzentrator als auch für den Cavity- Konzentrator lediglich ein Wunschkriterium. Die Reflektoren sind vor Witterungseinflüssen (Regen, Staub) aufgrund der Neigung und der Höhe größtenteils geschützt. Die Bildung von Tauwasser auf den Spiegelflächen wird durch die Neigung nach unten vermieden. Zusätzlich kann der Konzentrator außerhalb der Betriebszeit mit temperiertem Wasser durchspült werden, um die Bildung von Tauwasser gänzlich auszuschließen.

Der limitierende Faktor für die geforderte *Temperaturstabilität* der Reflektoren ist die maximal zulässige Temperatur von 180°C des Klebers, der zur Zeit am DLR standardmäßig verwendet wird. Das Ausreizen dieser Temperatur auf der Reflektoroberfläche eröffnet für die Auslegung der Kühlleistung Vorteile, auf welche besonders beim klassischen Sekundärkonzentrator mit sehr hohem Kühlbedarf, nicht verzichtet werden kann. Der Temperaturbereich des Cavity- Konzentrators hingegen ist wesentlich niedriger und bei Weitem nicht als so kritisch anzusehen.

Die *Abriebfestigkeit* zählt zu den Mindestanforderungen. Turmkraftwerke stehen meist in sehr ariden Gegenden und eine regelmäßige mechanische Reinigung der Spiegeloberfläche ist nicht zu vermeiden.

Die *Gitterschnitthaftfestigkeit* (vgl. Kapitel 3.2.5) stellt lediglich einen Wunschanforderung dar und ist kein Ausschlusskriterium.

Der Widerstand gegen hohe *Strahlungsflussdichten* ist Grundvorausset-

zung für die Verwendung. Für den klassischen Sekundärkonzentrator beträgt die geforderte Flussdichte 1053 kW/m^2 und für einen Cavity- Konzentrator 315 kW/m^2 .

4.3 Qualifizierung der Reflektormittel

Die verwendeten Proben wurden zu quadratischen Prüfstücken mit einer Kantenlänge von 80 mm geschlagen. Ein 3 mm starkes Blech einer Aluminiumlegierung dient als Trägersubstrat. Die Reflektorproben sind mit einem gering wärmeleitfähigen, reaktionsvernetzendem 2-Komponenten-Silikonkleber, der sich in der Vergangenheit bewährt hat, blasenfrei mit dem Trägersubstrat verklebt. Der Kleber ist zusätzlich nach dem Anmischen, vor dem Auftragen auf die grundierte Oberfläche im Vakuum entlüftet worden. Dieses Schichtsystem ist sehr realitätsnah und findet auch im aktuell im Bau befindlichen Sekundärkonzentrator Verwendung.

4.3.1 Strahlungsflussdichteverteilung in der Brennfleckapertur

In Tabelle 4.3 und in Abbildung 4.5 sind die Ergebnisse der Messung des optischen Brennpunkts der Lampe bei unterschiedlichen elektrischen Leistungen des SIMSON gelistet. Die Strahlungsflussdichte im Brennpunkt nimmt linear zur elektrischen Leistung zu.

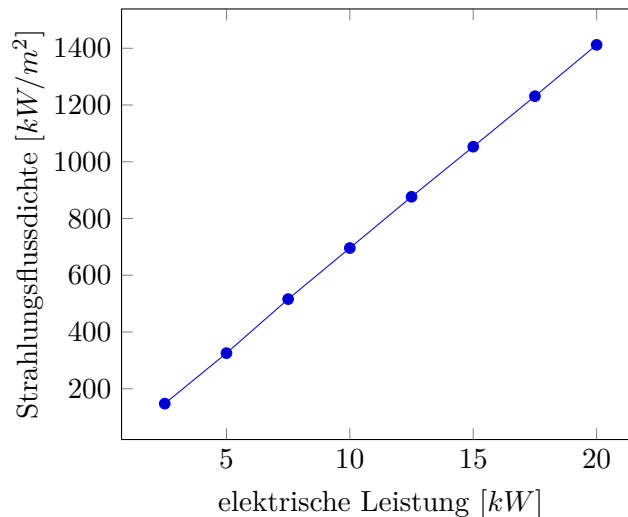


Abbildung 4.5: Strahlungsflussdichte in Abhängigkeit von der elektrischen Leistung

elektrische Leistung [kW]	Messwert [mV]	Flussdichte [kW/m^2]
2,5	0,497	147,44
5	1,097	325,43
7,5	1,739	515,87
10	2,346	695,94
12,5	2,955	876,60
15	3,55	1053,11
17,5	4,15	1231,10
20	4,76	1412,05

Tabelle 4.3: Strahlungsflussdichte im Brennpunkt

Die Strahlungsflussdichteverteilung des Brennflecks des SIMSON ist in Abbildung 4.6 dargestellt. Es handelt sich hierbei um die Ansicht der Messsebene. Die Messpunkte sind an einem Raster im Abstand von 1 cm in vertikaler Richtung und 0,5 cm in horizontaler Richtung angeordnet. Das Zentrum des Koordinatensystems ist im dargestellten Brennpunkt definiert. Der Brennpunkt oder Fokus stellt auch den Messpunkt für die oben beschriebene Brennpunkt-Charakterisierung dar.

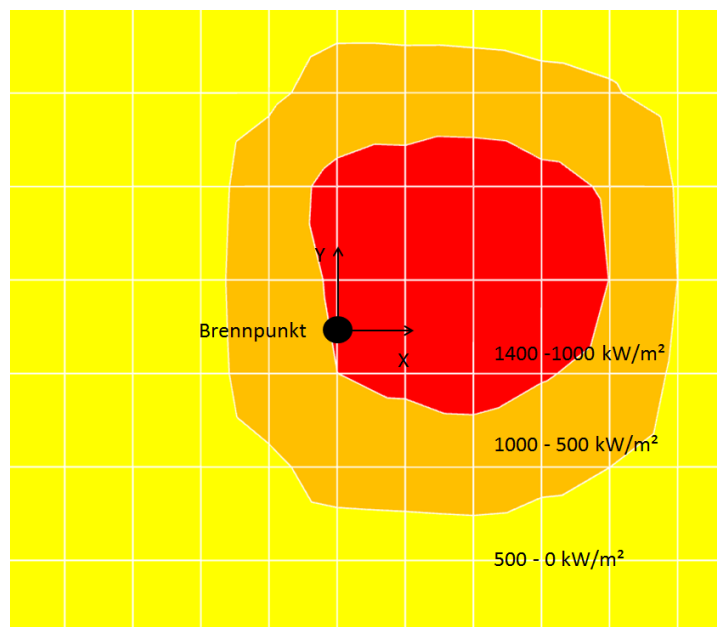


Abbildung 4.6: Brennfleck bei 15 kW

Die Strahlungsflussdichteverteilung ist weitestgehend homogen. Man erkennt, dass das Flussdichtemaximum des Brennflecks nicht im Brennpunkt liegt. Es ist aus Strahlungsrichtung auf die Messapertur blickend nach rechts

und oben verschoben. Der höchste Messwert 1400 kW/m^2 liegt bei (-1/0).

Auffallend zeigt sich, dass der Fokus nicht das Zentrum der Fläche mit der höchsten Strahlungsflussdichte ist, sondern am Randbereich lokalisiert ist.

4.3.2 Durchführung

Bestimmung des Reflexionsgrads

Als Maßstab für die quantitative Bewertung der Degradation wurde der gerichtete Reflexionsgrad der Spiegelproben bei 670 nm , wie in Kapitel 3.2.2 beschrieben, bestimmt. Das gebildet arithmetische Mittel aus den 32 Messpunkten und die Standardabweichung (engl. standard deviation, SD) sind in Tabelle 4.4 abgebildet.

Bezeichnung	Reflexionsgrad [%]	SD
1.1	87	4
1.2	89	5
1.3	93	6
1.4	96	2
2.1	91	4
2.2	87	3
3	85	4
4	97	1
5	72	1
6	72	2
7.1	64	6
7.2	83	4

Tabelle 4.4: Reflexionsgrad der Spiegelproben

Bestrahlungstest

Das Bestrahlen der Prüfkörper mit einer elektrischen Leistung von 15 kW ist im SIMSON durchgeführt worden. Eine elektrische Leistung von 15 kW entspricht einer Strahlungsflussdichte von $1053,11 \text{ kW/m}^2$ und ist als ein realistischer und notwendiger Wert für die Verwendung der Reflektoren im klassischen Sekundärkonzentrator anzusehen (vgl. Kapitel 4.2).

Sowohl unmittelbar vor als auch unmittelbar nach der dreißigminütigen Bestrahlung ist die Reflektivität der mit Isopropanol gereinigten Spiegel bei 670 nm gemessen worden.

Bezeichnung	davor [%]	SD [%]	danach [%]	Degradation [%]
1.1	87	4	85	2
1.2	89	5	89	0
1.3	93	6	93	0
1.4	96	2	97	0
2.1	91	4	88	3
2.2	87	3	88	1
3	85	4	83	2
4	97	1	zerstört	-
5	72	1	zerstört	-
6	72	2	zerstört	-
7.1	64	6	66	-2
7.2	83	4	76	10

Tabelle 4.5: Degradation der Reflexion nach 1053 kW/m²

Die Degradation der Spiegel liegt mit einer Ausnahme (7.2) in einem Bereich von ± 0 bis 3%. Die Standardabweichung der Messwerte ist immer größer als die prozentuale Veränderung der Reflexionswerte. Dies lässt die Schlussfolgerung zu, dass keine der intakten Proben durch den Versuch degradiert ist.

Die Proben 1.2, 1.3 und 1.4 weisen keine Minderung des Reflexionsvermögens auf. Alle diese Proben weisen auch optisch keinerlei Veränderung in ihrer Struktur und der Oberflächenbeschaffenheit auf.

Drei Proben haben den Versuch nicht bestanden. Die Wärmeleitfähigkeit der Acrylfolie des Spiegels 4 ist nicht ausreichend. Es ist davon auszugehen, dass die selbstklebende Folie den Kontakt zwischen Trägersubstrat und Reflektorfolie nicht ausreichend gewährleisten kann. Mögliche kleinste Lufteinschlüsse durch eine lokal fehlende Haftung senken die Wärmeleitfähigkeit signifikant. Das Zentrum des Schmorflecks auf der Spiegeloberfläche stimmt mit dem Brennfleckzentrum des SIMSON überein. Außerdem ist ein Riss erkennbar. Dieser lässt die Vermutung zu, dass temperaturbedingte Spannungen nicht kompensiert werden konnten.

Der Grund für das vollständige Versagen von Spiegel 5 ist auf das geringe Reflexionsvermögen und die damit einhergehende hohe Absorption der Strahlung zurückzuführen. Der ebenfalls niedrige Reflexionsgrad und die zu erwartende niedrige Wärmeleitfähigkeit des Polycarbonatspiegels 6 sind die Gründe für die vollständige Zerstörung der Probe (siehe Abbildung 4.7).

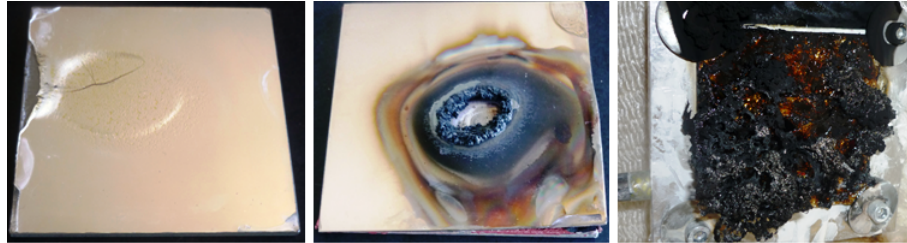


Abbildung 4.7: Reflektorproben 4, 5, 6 (von links)

Der Reflexionsgrad der Probe 7.2 verringert sich hingegen um 10%. Auch sind durch Inaugenscheinnahme keine besonderen Auffälligkeiten und Veränderungen in Struktur und der Oberfläche zu erkennen.

Zusätzlich sind die zerstörten Reflektoren und die des Reflektors mit einer Degradation von 10%, bei der erheblich niedrigeren Strahlungsflussdichte von 315 kW/m^2 für Cavity-Konzentratoren, 30 Minuten bestrahlt worden.

Bezeichnung	davor [%]	SD [%]	danach [%]	Degradation [%]
4	97	1	96	1
5	72	1	71	1
6	72	2	zerstört	-
7.2	83	4	81	2

Tabelle 4.6: Degradation der Reflexion nach 315 kW/m^2

Drei der vier nachuntersuchten Proben bestehen den Test ohne nennenswerten Verlust der Reflektivität. Die Standardabweichung ist stets größer als die prozentuale Änderung der Reflexion. Die Reflektoren 5, 6 und 7.2 sind für die Verwendung im Cavity-Konzentrator geeignet.

Der Polycarbonatspiegel 6 ist innerhalb kürzester Bestrahlungsdauer aus den bereits oben beschriebenen Gründen zerstört. Die Wärmeableitung ist auch bei der geringeren Strahlungsflussdichte von 315 kW/m^2 nicht ausreichend.

Abriebfestigkeit

Die Abriebfestigkeit ist wie in Kapitel 3.2.3 beschrieben durchgeführt worden. Die gereinigten Proben sind zuerst mit einer definierten Normalkraft von 500 g und 100 Hubbewegungen belastet worden. Diese Belastung verursachte weder bei der regelmäßigen Inaugenscheinnahme der Oberfläche eine Veränderung dieser, noch ist eine relevante Minderung des gemessenen Reflexionsgrades bei einer Wellenlänge von 670 nm nach 100 Hubbewegungen erkennbar. Der Reflexionsgrad der Proben hat sich nicht wesentlich verändert und liegt im Rahmen der Messungenauigkeit von maximal $\pm 2\%$.

Mit dem Ziel eine signifikante Änderung an der Oberfläche der Reflektoren zu erreichen, sind dieselben Proben anschließend, abweichend von der Norm, mit 1500 g und weiteren 100 Hubbewegungen belastet worden. Das Ergebnis und eine Abweichung um 2% ist in Abbildung 4.8 dargestellt.

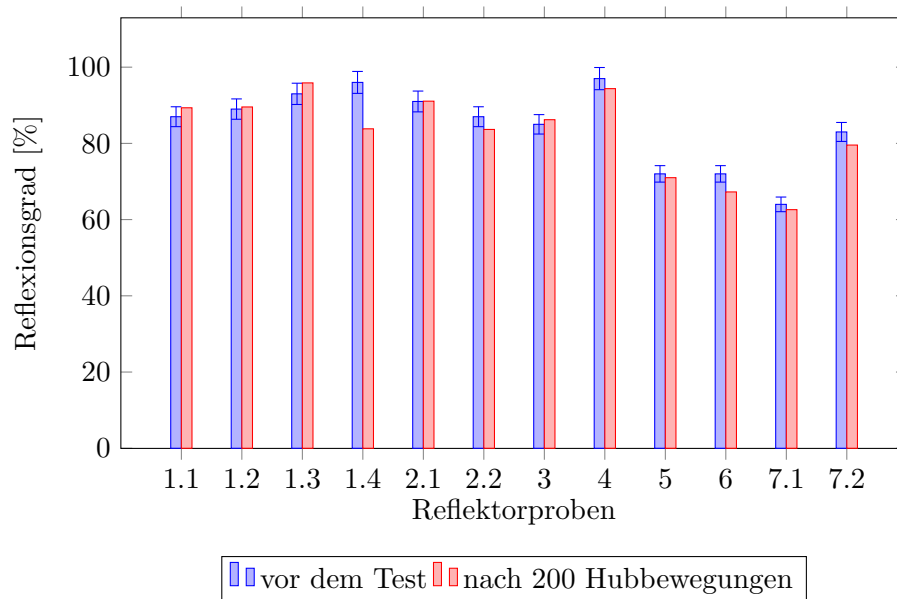


Abbildung 4.8: Änderung des Reflexionsgrades durch mechanischen Abrieb

Die mechanische Beanspruchung der Oberfläche beeinflusst die optischen Eigenschaften der einzelnen Reflektoren nicht nennenswert. Die Mehrheit der Proben weist lediglich eine Veränderung von kleiner als 2% auf. Dies ist im Rahmen der Messgenauigkeit akzeptabel. Die Proben 1.4 und 6 sind stark degradiert. Die Reflektivität von 1.4 nimmt um 12% von 96% auf 84% ab. Der Reflexionsgrad von 6 sinkt um knapp 5%. Die zuvor berechnete Standardabweichung der beiden Proben (beide $SD = 2\%$) bestätigt ebenfalls die Degradation der Oberflächen. Als Grund sind die durch die mechanische Beanspruchung entstandenen Mikrokratzer in der Oberfläche zu nennen. Diese, mit bloßem Auge kaum zuerkennenden Kratzer, senken die gemessene gerichtete Reflexion maßgeblich.

Witterungsbeständigkeit

Der Versuchsablauf für die Bestimmung der Widerstandsfähigkeit gegen den Einfluss von Hitze und Feuchtigkeit ist ohne erwähnenswerte Vorkommnisse im Langzeitbetrieb über 500 Stunden durchgeführt worden. Die Kanten der Spiegelproben sind vor Versuchsbeginn gründlich mit einem weißen, hochhitzebeständigen (bis 400 °C) Thermoschutzlack der Firma Jansen versiegelt worden. Dieser wird nach umfangreichen Tests standardmäßig vom DLR zur

Kantenversiegelung beim Sekundärkonzentratorbau verwendet. Er soll das Eindringen von Feuchtigkeit zwischen Trägersubstrat und Reflektor als auch zwischen die Reflektorschichten selbst verhindern. Alle Spiegelproben weisen vor dem Versuch vollständig mit Lack versiegelte Kanten auf. Die Proben liegen waagrecht mit der Spiegelfläche nach oben auf einem Gitter im Zentrum der Kammer. Die Kammer garantiert eine homogene Temperatur- und Feuchteverteilung im Prüfraum. Für die Dampferzeugung wird Osmosewasser verwendet.

Um die Degradation quantitativ bewerten zu können, ist vor Versuchsbeginn der Reflexionsgrad der gereinigten Reflektorproben bei 670 nm bestimmt und dokumentiert worden.

Nach der Verweilzeit in der Klimakammer sind die Proben erneut gereinigt und der Reflexionsgrad gemessen worden. Der veränderte Reflexionsgrad der einzelnen Spiegelproben ist in Abbildung 4.9 dargestellt. Zusätzlich ist die Standardabweichung der Messwerte nach der Prüfdauer von 500 h angegeben. Ist die Standardabweichung kleiner als die prozentuale Veränderung des Reflexionsgrades, so sind die Ergebnisse als aussagekräftig anzusehen.

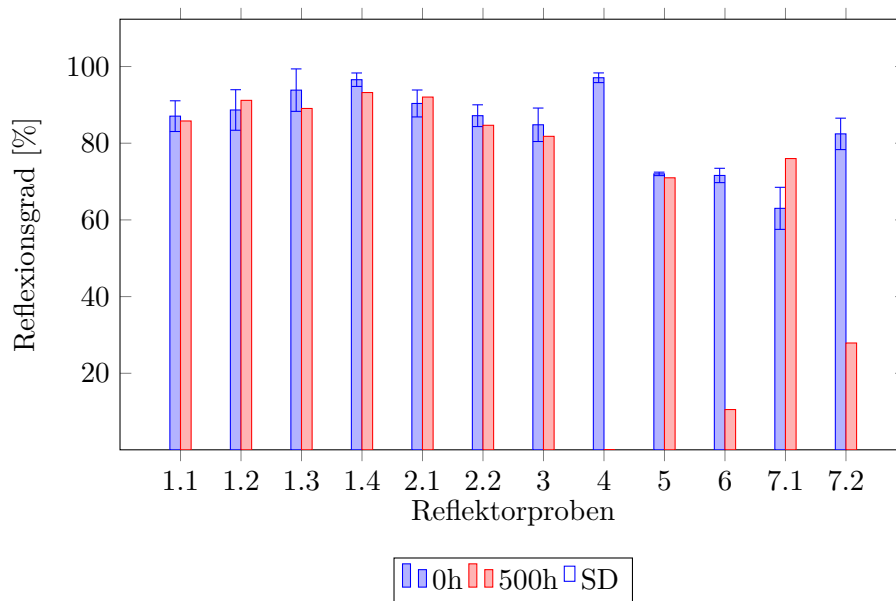


Abbildung 4.9: Einfluss von Hitze und Feuchte auf den Reflexionsgrad

Zwei der zwölf untersuchten Proben haben die Untersuchung ohne Einschränkung bestanden. Sie weisen keine signifikante Änderung des Reflexionsgrades über die Versuchszeit auf. Die geringen Unterschiede liegen in einem verschwindend geringen Bereich von kleiner 2% (1.1, 5). Alle Proben der Hersteller 1, 2, 3 und 5 haben den Test ohne Einschränkung bestanden. Die ermittelte Standardabweichung zu Beginn des Versuchs ist stets größer

als die prozentuale Differenz der beiden Messwerte.

Die Reflektorprobe 3, das Aluminiumblech, weist einen um 3% geminder-ten Reflexionsgrad von 82% auf. Im Vergleich zur Referenzprobe erscheint die Spiegeloberfläche matter. Weitere Auffälligkeiten sind nicht zuerkennen. Die Versiegelung der Kanten ist intakt.

Die Probe 4, die witterungsbeständige Acrylfolie, ist vollständig zerstört. Der Reflexionsgrad der Probe nach dem Versuch beträgt 0%. Die Folie ist blind. Außerdem ist die Widerstandsfähigkeit gegen Temperaturspannungen nicht gegeben. Die Folie ist konstant um ca. 1,5 cm im gesamten Randbereich von der Trägerplatte gelöst und zusammen geschrumpft (siehe Ab-bildung 4.10). Dies bestätigt auch die Ergebnisse der nicht ausreichenden Widerstandsfähigkeit gegen Temperaturspannungen des vorrausgegangenen Bestrahlungstests.



Abbildung 4.10: Reflektor 4 nach 500 h

Der Reflexionsgrad der Probe 6, der Aluminium beschichtete Polycar-bonatspiegel, ist um 61% geringer als vor dem Versuch. Der Spiegel ist unbrauchbar. Der verbleibende Reflexionsgrad von 11% erklärt sich durch den Reflexionsgrad der plexiglasartigen Schutzbeschichtung. Die mit Lack versiegelten Kanten sind rissig. Als Grund sind die stark unterschiedlichen Wärmeausdehnungskoeffizienten des Trägersubstrates aus Aluminium und der Reflektorprobe aus Polycarbonat anzusehen. Es ist davon auszugehen, dass durch die entstandenen Risse Feuchtigkeit zwischen das Trägersubstrat und den Reflektor, sowie in den Schichtaufbau des Reflektors eindringen konnte und das Schichtsystem zerstört hat.

Die Oberfläche der Reflektorprobe 7.1, die Aluminiumbeschichtung ohne Oberflächenschutzlack, weist nach dem Versuch Stecknadelkopf große blinde Flecken auf. Die Flecken sind gleichmäßig und flächig über zwei Drittel der Probe verteilt (vgl. Abbildung 4.11). Die Schutzlackversiegelung der Kanten ist unversehrt. Um belastbare Reflexionswerte der inhomogenen Oberfläche

zu messen, ist die Probe in zwei Referenzfelder (4 cm², vgl. Abbildung 4.11) aufgeteilt worden. Die intakte Fläche (1) weist einen um 13% verbesserten Reflexionsgrad von 77% auf. Der Reflexionsgrad der matten Oberfläche (2) ist um 45% gesunken und beträgt 18%. Die Flecken sind auf qualitative Unreinheiten auf der Oberfläche im Produktionsprozess zurückzuführen. Diese Unstetigkeiten sind als Entstehungszentrum unter dem Einfluss von Wärme und Feuchtigkeit für die Reaktion mit der Atmosphäre in der Klimakammer anzusehen.

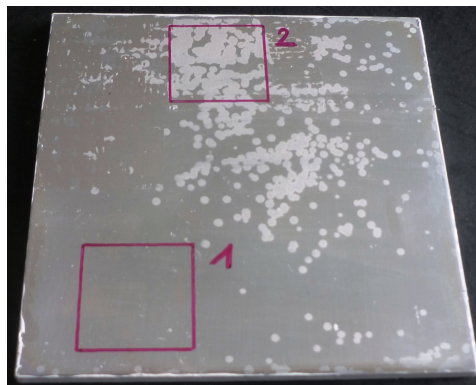


Abbildung 4.11: Reflektor 7.1 nach 500 h

Die Reflexionseigenschaften der silberbeschichteten Spiegelprobe ohne Oberflächenschutzlack (7.2) sind um 54% degradiert. Der Reflexionsgrad beträgt 28%. In Abbildung 4.12 ist der Vergleich mit der Referenzprobe abgebildet. In der rechten Probe ist keine Spiegelung mehr zu erkennen. Zudem ist die Oberfläche spürbar aufgeraut, was auf starke chemische Reaktionen an der Oberfläche hindeutet. Die Kanten sind mit Lack versiegelt und weisen keine Beeinträchtigung auf.

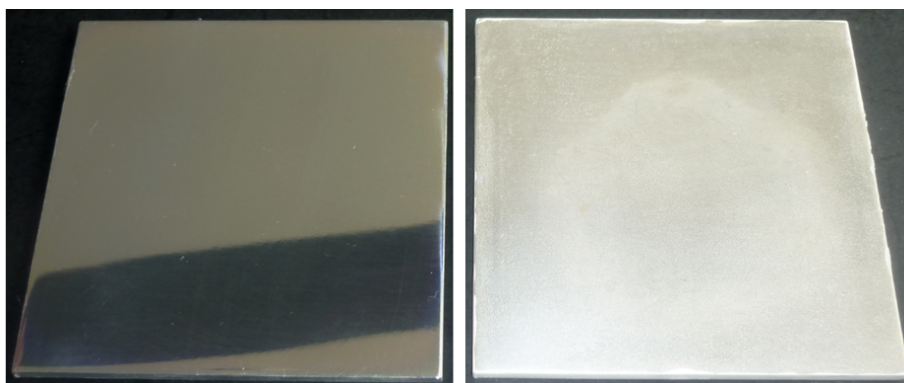


Abbildung 4.12: Reflektor 7.2; vor (links) bzw. nach (rechts) der Klimakammer

Gitterschnittfestigkeit

Der Versuch ist normgerecht, wie in Kapitel 3.2.5 beschrieben, durchgeführt worden. Zehn der zwölf zu prüfenden Spiegeloberflächen haben ohne ersichtliche Zerstörung bestanden. Es waren keinerlei Spiegelerückstände auf dem Klebefilm erkennbar. Die Oberflächenbeschaffenheit und die Struktur der Schnitte waren vor und nach dem Versuch identisch. Die nötige Haftfestigkeit der Reflexionsschicht ist für die entsprechenden Proben erfüllt.

Die Klebestreifen der Proben 7.1 und 7.2 weisen beide eindeutig Rückstände der Aluminium- bzw. Silberbeschichtung auf. Auf dem Klebestreifen der Aluminiumbeschichtung (7.1) ist das Schnittmuster eindeutig zu erkennen. Die Flächen zwischen den Schnitten sind frei von Aluminium. Dies lässt auf eine gute Gesamthaftfestigkeit der Beschichtung in der Fläche schließen. Es sind lediglich kleinste Beschichtungspartikel im Randbereich der geschnittenen Oberfläche abgetragen worden. Der Klebestreifen, welcher bei der Silberbeschichtung (7.2) verwendet wurde, zeigt einen flächigen Abtrag der Beschichtung. Die Flächen zwischen den erkennbaren Schnitten auf dem Klebestreifen sind nahezu vollständig mit Silber ausgefüllt. Mit bloßem Auge ist keine Veränderung an der Spiegeloberfläche zu erkennen.

4.4 Ergebnisse

In Tabelle 4.7 sind die Ergebnisse der Untersuchung vergleichend gegenüber gestellt. Grüne Felder bedeuten: Ohne Einschränkung bestanden; rot: Nicht bestanden; die Prozentzahlen stellen die Änderung des Reflexionsgrades dar; Proben die völlig zerstört sind, sind mit „X“ gekennzeichnet:

	1.1	1.2	1.3	1.4	2.1	2.2	3	4	5	6	7.1	7.2
Reflexionsgrad [%]	87	89	93	96	91	87	85	97	72	72	64	83
Beständigkeit gegen hohe Strahlungsflussdichten 1053 kW/m ²								X	X	X		-10%
Beständigkeit gegen mäßige Strahlungsflussdichten 315 kW/m ²										X		
Abriebfestigkeit												
Abriebfestigkeit mit 3facher Belastung				-12%							-5%	
Witterungsbeständigkeit								X		X	13%/-45%	-54%
Gitterschnittfestigkeit												

Tabelle 4.7: Vergleichende Gegenüberstellung der Versuchsergebnisse

Es zeigt sich, dass die Produkte der etablierten Hersteller der CSP Branche eindeutig überlegen sind. Die langjährige Erfahrung und optimierte Herstellungsprozesse sind maßgeblich für die sehr gute und gleichbleibende Qua-

lität der Produkte 1 und 2 in der Versuchsreihe verantwortlich. Einschränkend muss die Sonderanfertigung 1.4 erwähnt werden. Die *Beständigkeit gegen mechanischen Abrieb* entspricht noch nicht den sehr hohen Anforderungen und ist im Vergleich zu den übrigen Proben schlecht. Dennoch ist das Potenzial dieser Beschichtung nicht zu unterschätzen, denn die verbleibende Reflektivität von 84% (1.4), die ohne zusätzliche Schutzbeschichtung realisiert worden ist, liegt noch immer im akzeptablen Bereich. Außerdem wurde der Test, wie im entsprechenden Abschnitt beschrieben ist (vgl. Kapitel 4.3.2, Abriebfestigkeit), mit einer dreimal höheren Last durchgeführt als in der Norm vorgeschrieben, da zuvor keinerlei Beeinträchtigung an den Proben auftraten.

Der *Reflexionsgrad* der einzelnen Proben liegt bei 4 von 10 Proben oberhalb der Mindestanforderung von 90%. Die Proben 1.1, 1.2, 2.2, 3, 5, 6 und 7 erfüllen die Mindestanforderungen nicht. Da die Reflektorproben 7.1 und 7.2 extra für diese Untersuchung angefertigt wurden, gilt es zusätzliche, die Reflexion betreffende Informationen zu ergänzen. Sowohl die Aluminium- als auch die Silberbeschichtung sind direkt auf das Trägersubstrat aufgedampft worden (vgl. Kapitel 4.2). Die Qualität der hochglanzpolierten Oberfläche, die extern gefertigt wurde, konnte dem Anspruch für die Verwendung als eine gerichtete, hochreflexive Schicht nicht genügen. Aus zeitlichen Gründen konnten die Proben aber nicht aufbereitet werden.

Die Prüfung der *Widerstandsfähigkeit gegen die Strahlungsflussdichte von $1053\text{kW}/\text{m}^2$* ist von 8 der 12 Reflektoren bestanden. Das Versagen der Proben 5 und 6 ist auf den niedrigen Reflexionsgrad der Spiegel und der damit verbundenen erhöhten Absorption von Strahlungsenergie zu erklären. Bei Probe 6 kommt zusätzlich die sehr schlechte Wärme(ab)leitung des Polycarbonatspiegels hinzu. Die Spiegelprobe 4 versagt ebenfalls vollständig. Die Probe 7.1 versagt trotz der sehr niedrigen mittleren Reflektivität nicht. Als Grund ist die direkte Beschichtung des polierten Substrats zu nennen. Die Wärme(ab)leitung ist um ein vielfaches höher und die Kühlwirkung verbessert sich wesentlich im Vergleich zu den verklebten Proben.

Die ergänzend für die Verwendung im Cavity-Konzentrator mit einer Strahlungsflussdichte von $315\text{ kW}/\text{m}^2$ bestrahlten Reflektoren stellen sich als weitere in Frage kommende Alternativen heraus. Die Reflektivität der Proben 4, 5 und 7.2 ist nach dem Versuch nahezu unverändert. Der Polycarbonatspiegel (6) ist auch für die niedrige Strahlungsflussdichte als unbrauchbar einzustufen.

Die *Witterungsbeständigkeit* ist bei der Mehrheit der Spiegelproben nachgewiesen. Auch die Proben 1.2, 1.3, 1.4 und 2.1, die keine witterungsbeständige Schutzbeschichtung besaßen, erfüllen die Anforderungen. Das Aluminiumblech 3 verliert 7% an Reflexionsvermögen. Die Proben 4 und 6 sind völlig zerstört. Die Proben 7.1 und 7.2, die ebenfalls ohne Schutzbeschichtung ausgeführt wurden, sind ebenfalls nicht ausreichend witterungsbeständig.

Die *Gitterschnitt-Haftfestigkeit* ist von 9 der 12 Proben erfüllt. Die Probe

6 scheidet aus den oben erwähnten Gründen (vgl. 4.3.2.) aus. Die Probe 7.1 besteht die Prüfung mit Einschränkung. Die Haftfestigkeit zwischen den Schnitten ist gegeben, auf den Schnitten dagegen nicht. Die Probe 7.2 fällt dagegen eindeutig durch. Es ist zu vermuten, dass der bereits in Kapitel 4.1 angesprochene nicht optimierte Herstellungsprozess in der Prototypenanlage der Firma Creavac ungeeignet ist Proben für materialbeanspruchende Tests, wie diesen, bereitzustellen.

Kapitel 5

Design

"Weiterentwicklung" von Sekundärkonzentratoren

5.1 Geometrie des Sekundärkonzentrators

Der bisherige Entwicklungsprozess von Sekundärkonzentratoren am DLR ist in Kapitel 2.1.2 dargestellt und beschrieben. Die Grundlagen für die Berechnung der geometrischen Konturen sind in Kapitel 2.2 erklärt.

Im Folgenden soll das mögliche Verbesserungspotenzial der vertikalen Dehnung und der horizontalen Stauchung des Sekundärkonzentrators (vgl. Abbildung 5.3), untersucht werden. Die erwartete Effizienzsteigerung des Konzentrators und die damit einhergehende Gesamtkostenreduzierung durch eine etwaige Einsparung von Heliostaten werden quantitativ bewertet.

Das Gesamtsystem unterliegt einigen, konstruktiv zwingend erforderlichen Randbedingungen. Die sechseckige Eintrittsapertur, wie in Kapitel 2.1.2 in Abbildung 2.4 dargestellt, ist eine davon. Diese Bedingungen dienen der Gewährleistung der Clusterfähigkeit der Sekundärkonzentratoren. Die Varianten, die den Receiverkessel mit einem Durchmesser von 1500 mm unvollständig abdecken, erfüllen die Anforderung nicht und werden ausgeschlossen. Die Länge des Sekundärkonzentrators ist auf 1270 mm festgelegt. Diese Länge hat sich bei dem aktuellen klassischen Design (SecXP) als optimaler Kompromiss in konstruktiver, optischer und wirtschaftlicher Hinsicht bewährt. Die Ausnutzung der maximalen Länge des symmetrischen Sekundärkonzentrators ist trotz Verbesserungspotenzial nicht sinnvoll. Diese konstruktive Anforderung führt zu einer zunehmenden Parallelität der Konturen an den Eintrittsflächen zueinander, womit der Zwischenraum für Halterahmen und Kühlkanäle verschwindend klein wird. Mit einer Erweiterung der Länge wird nur ein geringer Eintrittsflächengewinn erreicht.

Die Realisierbarkeit der Maximallänge für den symmetrischen Sekun-

därkonzentrator ist weder aus technischer, optischer noch aus ökonomischer Sicht gerechtfertigt. Die geringen Verbesserungen rechtfertigen die erprobte Länge von 1270 mm. Beim asymmetrischen Sekundärkonzentrator hingegen ist dies durch den enormen Raumgewinn zwischen den Receiverkesseln in der Vertikalen (vgl. Abbildung 5.5) konstruktiv voraussichtlich wesentlich einfacher umzusetzen. Der Durchmesser der Austrittsapertur muss bedingt durch die Baugröße des Quarzglasfensters 379,2 mm groß sein. Es werden sowohl 18 eckige als auch kreisrunde Austrittsaperturen untersucht. Der Flächen-gewinn einer kreisrunden Austrittsapertur im Vergleich zu einer 18 eckigen beträgt 1,1% (vgl. Abbildung 2.6). Eine kreisrunde Austrittsapertur führt ebenso wie ein asymmetrischer Flächenaufbau zu zweidimensional gewundenen Flächen, die nur mit alternativen Reflektoren realisiert werden können.

5.1.1 Konstruktionsprinzip

Die unterschiedlichen Varianten beruhen auf einer Grundkonstruktion, die in Abbildung 5.1 dargestellt wird.

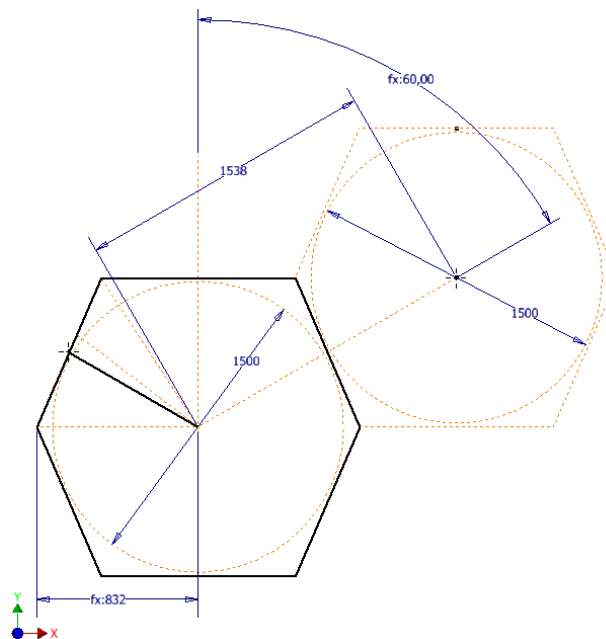


Abbildung 5.1: Grundkonstruktion 60° - Konstruktionsprinzip

Die zwei kreisrunden Receiverkessel mit einem Durchmesser von 1500 mm stellen die vom Sekundärkonzentrator abzudeckende Fläche dar. Der Abstand der Receiverkesselzentren ist auf eine Länge von 1538 mm definiert. Dies gewährleistet einen minimalen Abstand der Kessel zueinander von mindestens 38 mm. Der Zwischenraum dient der Luftzirkulation und Kühlung der Receiver durch freie Konvektion. Die Kesselzentren des sym-

metrischen Sekundärkonzentrators stehen im Winkel $\varphi = 60^\circ$ zu einander. Die Verkleinerung des Winkels φ führt zu einer vertikalen Dehnung und einer horizontalen Stauchung des Konzentrators und soll nach [2] (vgl. auch Kapitel 2.3) zur Effizienzsteigerung des Sekundärkonzentrators im eingesetzten Heliostatenfeld beitragen. Die oben genannten Bedingungen schränken den realisierbaren Winkelbereich von φ maßgeblich ein. Der Winkel φ kann ausschließlich in einem Bereich von 40° und 60° Grad variiert werden. Abbildung 5.1 zeigt die Konstruktion für $\varphi = 60^\circ$.

Für jede Variante ergeben sich neue Parabelkonturen die zuerst berechnet werden müssen (vgl. Kapitel 2.2). Die Konstruktion erfolgt mit Hilfe von vier berechneten Konturparabeln, deren Form über den Abstand der beiden Punkte „Außenkante-Eintrittsfläche“ und „Zentrum-Eintrittsflächen“ sowie über die Länge des Konzentrators bestimmt ist. Die Parabeln sind zentrisch auf den Mittelpunkt ausgerichtet. Je eine Parabel liegt in der vertikalen Achse (rot) und eine in der horizontalen Achse (grün) des zur Konstruktion verwendeten Sekundärkonzentrator-Quadranten. Die dritte Stützparabel (blau) definiert die Kontur vom oberen linken Eckpunkt der sechseckigen Eintrittsfläche bis zur Austrittsapertur. Die vierte Kontur (braun) liegt stets im Mittelpunkt der Strecke AB der Eintrittsapertur definiert und endet ebenfalls in der runden Austrittsapertur.

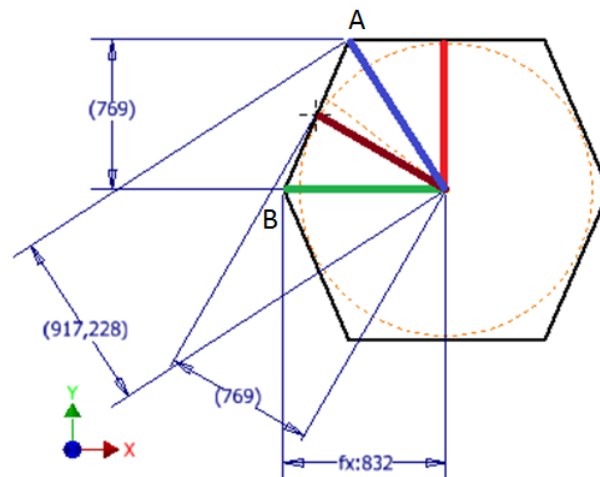


Abbildung 5.2: Grundkonstruktion 60° - Konturparabeln

In Z-Richtung sind sieben Konstruktionsebenen mit Stützkreisen bzw. Stützellipsen eingearbeitet um Unstetigkeiten in der Oberfläche des parametrischen 3D Modells zu vermeiden.

Auf Grund der doppelten Achsensymmetrie kann die Konstruktion auf das linke obere Viertel der Geometrie beschränkt bleiben. Das 3D Modell ist in Abbildung 5.3 dargestellt.

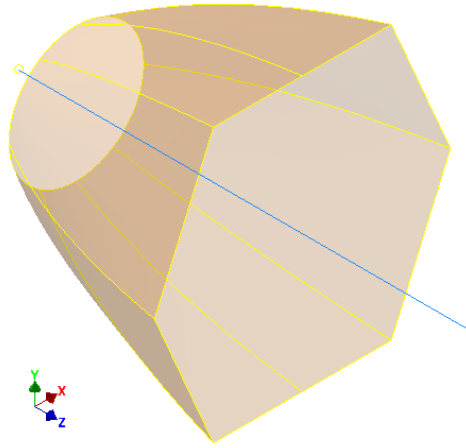


Abbildung 5.3: Symmetrischer Sekundärkonzentrator mit zweiachsig gebogenen Flächen und kreisrunder Austrittsapertur, Sec_E6_A0_phi60

Die Bezeichnung der neuen Konzentratoren setzt sich aus „Sec“ für Sekundärkonzentrator, „E6“ für die sechseckige Eintrittsapertur, „A0“ für die kreisrunde Austrittsapertur und „phi60“ für den Winkel der Konzentratormittelpunkte im Cluster zueinander (vgl. Abbildung 5.1) zusammen. Der in Z-Richtung verlängerten Konzentrator bekommt zusätzlich zu der beschriebenen Bezeichnung ein „Z1500“. Die Sondervariante erhält den Zusatz „hor“.

5.1.2 Varianten

Es ist eine Vielzahl von unterschiedlichen Varianten neu konstruiert worden. Der Schwerpunkt der Studie liegt in der Untersuchung der vertikalen Dehnung des Konzentrators. Die konstruierten Sekundärkonzentratoren (vgl. Kapitel 5.1.1) wurden untersucht und mit Simulationsergebnissen des aktuell in der Entwicklung befindlichen klassischen Sekundärkonzentrators SecXP verglichen. Hierzu sind vorhandene Gitternetzdaten der Oberflächen des SecXP entsprechend geometrisch umgerechnet worden. Der Vergleich soll die potenzielle Verbesserung des neuen Designs unter Verwendung von zweiachsig gebogenen Flächen quantitativ bewerten. Die Länge der Konzentratoren, die Größe der Eintrittsapertur je Variante und die Reflexionswerte der Oberflächen sind aus Gründen der Vergleichbarkeit identisch. Lediglich die Austrittsapertur ist verschieden. Das alte Design hat eine 18-eckige Austrittsapertur und das Neue eine kreisrunde, was einen Flächengewinn von einem 1,1% bewirkt. Eine Auswahl der gedehnten asymmetrischen Konzentratoren ist in Abbildung 5.4 dargestellt.

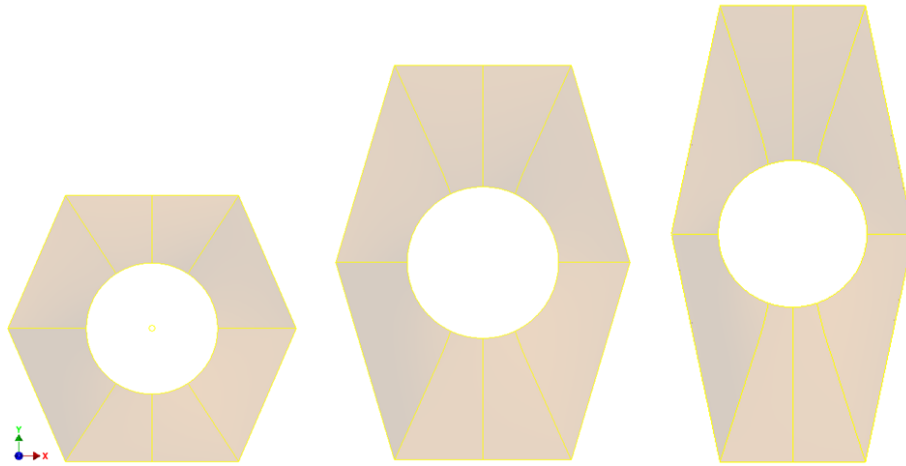


Abbildung 5.4: Sekundärkonzentrator: 60° - 50° - 40°

Zusätzlich ist der Einfluss der Längenänderung für asymmetrische Sekundärkonzentratoren überprüft worden. Die Länge (Z) des Sec_E6_A0_phi60 und des Sec_E6_A0_phi40 sind auf 1500 mm vergrößert worden. Die in Kapitel 5.1 beschriebene technisch schwierige Umsetzbarkeit der Längenänderung durch den sehr eingeschränkten Platzbedarf besonders im Bereich zwischen den Konzentratoreintrittsflächen sinkt in der vertikalen Achse des Systems mit steigender Asymmetrie. In Abbildung 5.5 ist der Raumgewinn in der vertikalen Achse vergleichend mit dem symmetrischen Konzentrator (60°, links) gegenübergestellt. Der Raumgewinn des asymmetrischen Sekundärkonzentrators (40°, rechts) beträgt in der vertikalen Achse an der Ober- als auch an der Unterkante der Eintrittsfläche 400 mm. Allerdings wird der Raum an der horizontalen Achse enger. Inwiefern dies störend wirkt, kann nur konstruktiv bewertet werden.

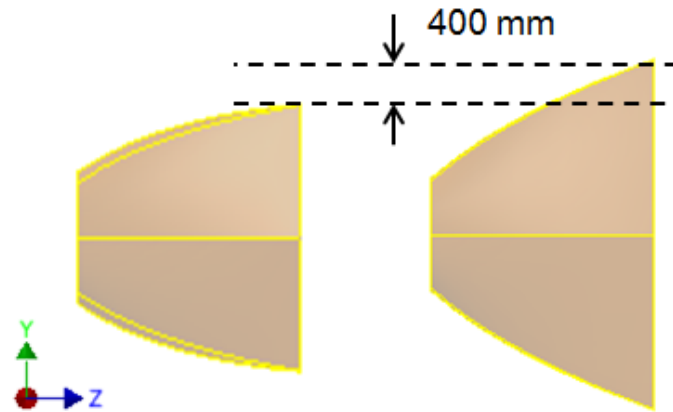


Abbildung 5.5: Konstruktiver Vorteil, Sec_E6_A0_phi60_Z1500 (links) und Sec_E6_A0_phi40_Z1500

In dieser Studie steht der Anspruch an die technisch mögliche Umsetzbarkeit der neuen Designs unter den in Kapitel 5.1 beschriebenen technischen Randbedingungen, die die Verwendung eines volumetrischen Druckreceivers erfordern, im Vordergrund. Es handelt sich deshalb immer um eine Abwägung aus optischem Optimum und technischer Realisierbarkeit.

5.2 Simulation mit SPRAY und HFLCAL

Die Simulationsberechnungen sind unter Verwendung der numerischen Methoden (vgl. Kapitel 3.1) durchgeführt worden. Hierzu sind die Flächen der neu konstruierten parametrischen 3D Modelle mit Hilfe der Finite-Elemente-Software ANSYS (engl. ANalysis SYStem) in für SPRAY nutzbare Netzstrukturen umgewandelt worden.

5.2.1 Netzstudie

Um den Anspruch an die nötige Genauigkeit der Berechnung zu gewährleisten, ist vor der Berechnung eine Studie zur Engmaschigkeit der Netzstruktur durchgeführt worden. Sowohl SecXP als auch der Sec_E6_A0_phi60 sind mit drei unterschiedlich engen Netzstrukturen kalkuliert worden. Ausgewählt wurde dazu die klassisch symmetrische (60°) Variante. Es sind Netze mit einer Elementgröße von 100 mm, 50 mm und 30 mm gerechnet worden. In Abbildung 5.6 sind die Netze der Variante mit kreisrunder Austrittsapertur abgebildet.

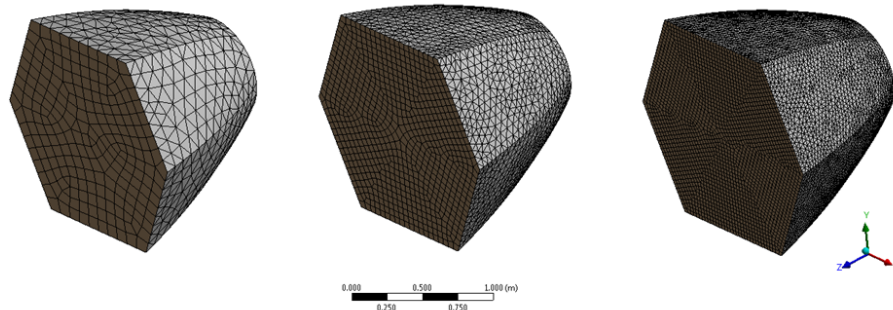


Abbildung 5.6: Netzstruktur 100 mm, 50 mm, 30 mm

Die verwendete Strahlenzahl in SPRAY wurde ebenfalls unter dem Anspruch der Genauigkeit mit 5 000 000 sehr hoch angesetzt. Dennoch ist die Varianz der Ergebnisse der unterschiedlichen Netze unbedeutend klein. Zusammenfassend lässt sich aussagen, dass eine Netzgröße von 100 mm bereits ausreichend ist um eine möglichst hohe geometrische Genauigkeit zu gewährleisten. Dennoch wurde in den durchgeführten Rechnungen mit einer Netzgröße von 50 mm gerechnet, um sicher zu sein, dass dies auch bei den asymmetrischen Varianten zutrifft.

5.2.2 Simulation

SPRAY

Die ermittelten Geometriedaten der Konzentratoren wurden in SPRAY eingelesen. Der Strahlenverfolgungscode SPRAY berechnet sowohl für die Oberflächenreflektivität von 90% (verschmutzte Oberfläche) als auch für eine Reflektivität von 94% (saubere Oberfläche) iterativ die Transmissionswerte für Azimut- und Einfallswinkel. Aufgrund dessen, dass sich die Geometrie der asymmetrischen Sekundärkonzentratoren in vier zueinander ähnliche 90°-Abschnitte teilen lässt, wird der Azimutwinkel für einen Bereich von 0° bis 90° (Schrittweite 10°) und der Einfallswinkel von 0° bis 45° (Schrittweite 5°) berechnet. Aus den gewonnenen Daten lassen sich Efficiency-Maps ableiten, die einer ersten Effizienzeinschätzung des Sekundärkonzentrators dienen (siehe Kapitel 2.1.2, Abbildung 2.9).

Die Kennlinie eines idealisierten Konzentrators (C_I) ist in Abbildung 5.7 dargestellt. Der Transmissionsgrad $\tau = 1$ für alle unter dem Winkel $\alpha < \Theta_I$ einfallenden Strahlen und $\tau = 0$ für alle Strahlen unter dem $\alpha > \Theta_I$.

In der Praxis ähnelt der Verlauf der Transmissionskurve C_R . Der wahre Akzeptanzwinkel Θ_R des Konzentrators ist bei 90% definiert. [32]

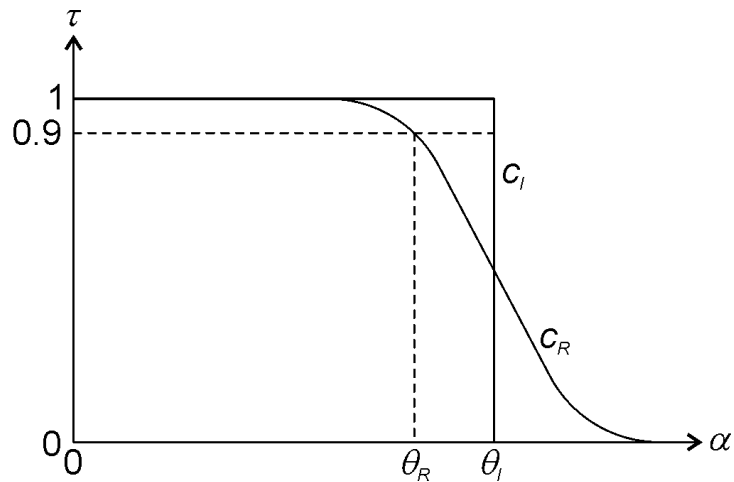


Abbildung 5.7: Ideale Transmissionskurve [33]

Für die in Kapitel 5.1.2 erläuterten Varianten der vertikal gedehnten Konzentratoren sind die Efficiency-Maps für die Reflektivität von 94% vergleichend gegenübergestellt worden. Der direkte Vergleich der Hüllkurven (Azimut 0° bzw. 90°) der Sekundärkonzentrator-Varianten Sec_E6_A18_phi60, Sec_E6_A18_phi50, Sec_E6_A18_phi40 (Tri18P Design, einachsig gebogene Flächen) stellt ein eindeutiges Ergebnis dar. In Abbildung 5.8 sind jeweils die Transmissionskurven für einen Azimutwinkel von 0° und 90° abgebildet.

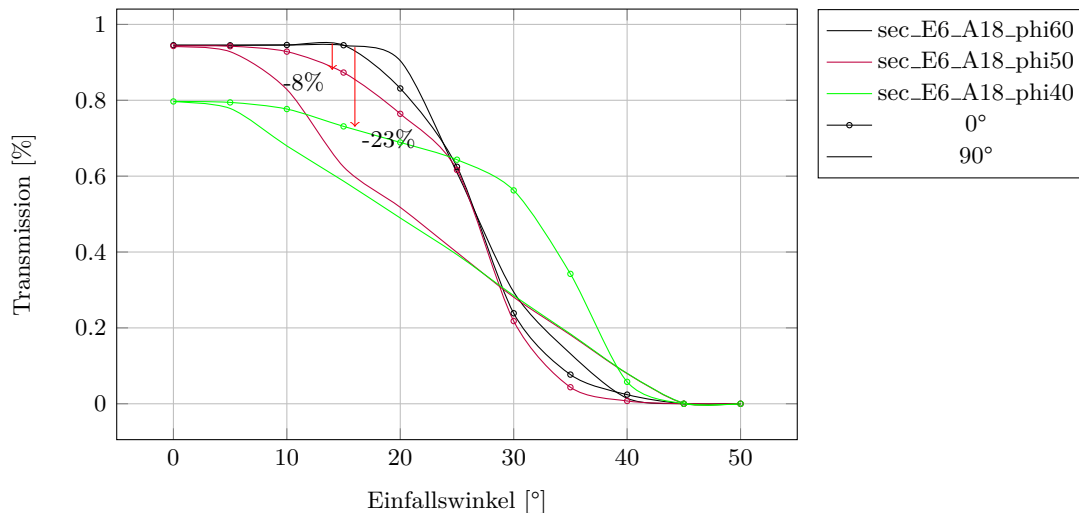


Abbildung 5.8: Vergleich der Transmissionskurven der vertikalen Dehnung

Die Transmission sinkt mit zunehmender Aufweitung des Konzentrators signifikant. Bei einem Einfallswinkel von 15° , einer Spiegeloberflächenreflektivität von 94% und einem Azimutwinkel von 0° sinkt die Transmission des

Konzentrators bei einer Dehnung von $\phi = 60^\circ$ auf $\phi = 50^\circ$ von ursprünglich 95% auf 87%. Die absolute Veränderung beträgt 8%. Ein ähnliches Verhalten ist bei der maximalen Dehnung ($\phi = 40^\circ$, vgl. Kapitel 5.1.1) zuerkennen. Die Transmission sinkt auf 73%, was einer absoluten Änderung von 23% entspricht.

Die Transmission der Strahlen unter einem Azimutwinkel von 90° nimmt mit Zunahme der Dehnung stark ab. Außerdem ist zu erkennen, dass aufgrund der Dehnung eine Umkehrung der Transmissionskurven stattfindet. Bei einem symmetrischen Konzentratoren $\phi = 60^\circ$ birgt die Transmissionskurve für einen Azimutwinkel von 90° mehr Potenzial als die Kurve des Azimutwinkles mit 0° . Mit einhergehender vertikaler Dehnung ändert sich dieses Verhalten. Die Transmissionskurven für einen Azimutwinkel von 90° stellen nicht mehr das Maximum der Transmission sondern das Minimum dar.

Die vertikale Aufweitung in Verbindung mit einer kreisrunden Austrittsapertur ist ohne zweiachsig gebogene Flächen nicht realisierbar. Um den optischen Unterschied zwischen der einachsigen Krümmung mit 18-eckiger Austrittsapertur und zweiachsiger Krümmung mit runder Austrittsapertur zu verdeutlichen sind in Abbildung 5.9 die Hüllkurven des Sec_E6_A18_phi60 und die Hüllkurven des Sec_E6_A0_phi60 abgebildet.

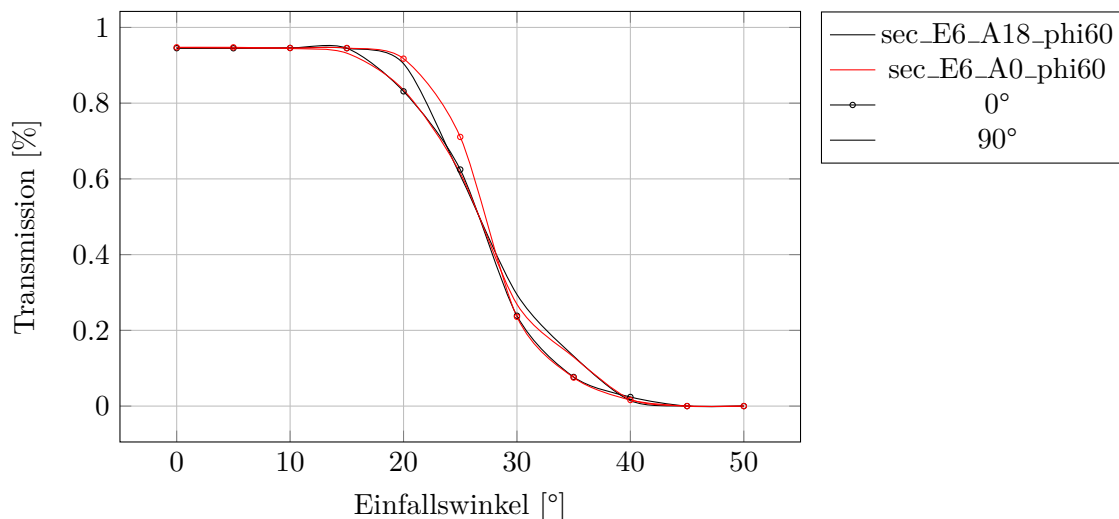


Abbildung 5.9: Vergleich einachsiger gebogener Flächen (Sec_E6_A18_phi60) mit zweiachsiger gebogenen Flächen (Sec_E6_A0_phi60)

Eine geringe Verbesserung ist zu erkennen. Die Transmission für den Einfallswinkelbereich von 0° bis 20° ist für beide Konzentratoren mit einer Transmission von 94% identisch.

Die Transmissionskurven für den Azimutwinkel von 0° unterscheiden sich ab einem Einfallswinkel von 20° . Mit dem Einfallswinkel von 20° sinkt der

Transmissionsgrad des Sec_E6_A0_phi60 mit zweiachsig gebogenen Flächen um 4%, dennoch ist dieser mit 90% um 9% höher als der, bei der Variante mit nur einachsig gebogenen Flächen. Der positive Effekt der zweiachsig gebogenen Flächen sinkt jedoch mit zunehmendem Einfallswinkel. Bei einem Einfallswinkel von 25° liegt die Verbesserung ebenfalls noch bei 9%. Ab einem Einfallswinkel von 30° ist der Transmissionsgrad für beide Konzentratoren wieder identisch.

Der Verlauf der Transmissionskurven für einen Azimutwinkel von 90° zeigt ein sehr ähnliches Verhalten.

Grundsätzlich lässt sich in Abbildung 5.10 erkennen, dass der Einfallswinkel von 28° für die Transmissionskurven als Wendepunkt anzusehen ist. In diesem Punkt (realer Öffnungswinkel) nähern sich die Kurvenverläufe stark an und der geringe positive Effekt der zweiachsig gewundenen Flächen ist ab einem Einfallswinkel von 30° nicht mehr existent. Aufgrund der in diesem Bereich sehr niedrigen Transmission von 25% ist dies als unbedeutend und vernachlässigbar anzusehen.

Die Änderung der Transmissionswerte für die vertikale Dehnung des Sekundärkonzentrators mit zweiachsig gebogenen Flächen (Sec_E6_A18_phi60/phi50/phi40) sind vergleichbar mit der des einachsig gebogenen Konzentrators. Mit zunehmender vertikaler Aufweitung sinkt die Transmission signifikant (vgl. Abbildung 5.8).

Der Einfluss der Längenzunahme des Konzentrators von 1270 mm auf 1500 mm ist in Abbildung 5.10 aufgeführt.

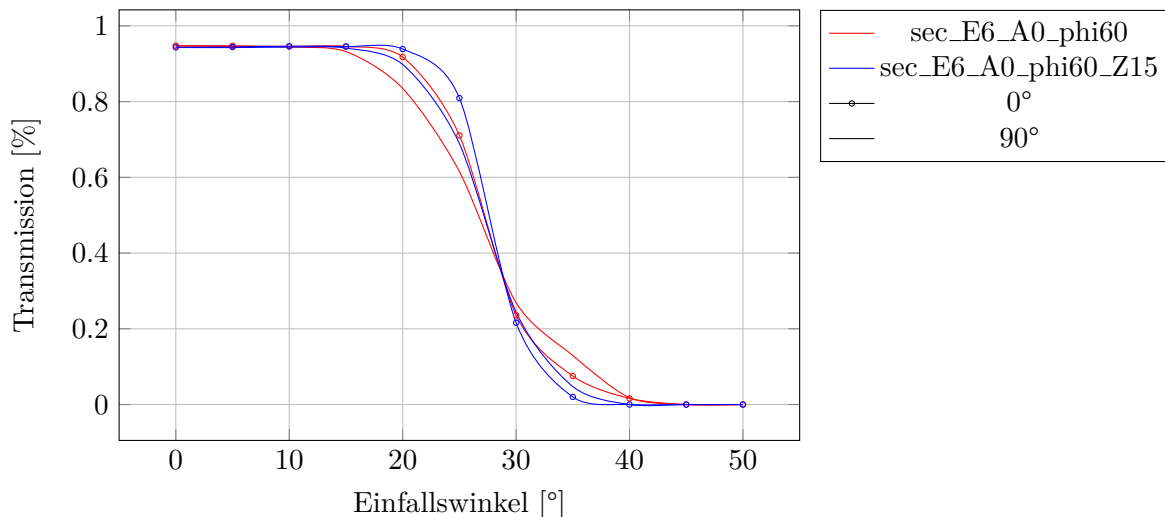


Abbildung 5.10: Potenzial der Längenzunahme des Konzentrators

Die geringe Verbesserung ist dennoch klar zu erkennen. Bei einem Einfallswinkel von 20° ist die Transmission des verlängerten Konzentrators mit 94% um 2% größer als die des Konzentrators mit einer Gesamtlänge von

1270 mm. Der gesamte Kurvenverlauf nähert sich durch die Verlängerung des Konzentrators dem Verlauf des idealen Konzentrators an (vgl. Abbildung 5.7). Dem entspricht die Zunahme der negativen Steigung im Einfallswinkelbereich von 25° bis 35° . Die Verlängerung verursacht eine zunehmende Parallelität der Konzentradorflächen an der Eintrittsapertur. Die Anzahl der akzeptierten Strahlen unter dem Winkel α_3 (vgl. siehe Abbildung 2.13) nimmt ab. Dies führt zu einer exakteren Abgrenzung und zu einer optimierten Konzentration der eintreffenden Strahlen über den relevanten Einfallswinkelbereich.

HFLCAL

Zusätzlich zu den oben beschriebenen Efficiency-Maps sind mit HFLCAL Simulationen zur Bestimmung der Anzahl der nötigen Heliostaten durchgeführt worden. Die Anzahl der Heliostaten dient als ein zusätzliches Maß für die Beurteilung der Qualität des neu entwickelten Designs. Alle Simulationen sind um die Vergleichbarkeit zu gewährleisten mit demselben Grundeinstellungen kalkuliert worden (21.03., 12:00 Uhr, 50 MW, Reflektivität: 92%). Die Ergebnisse hierzu sind in Tabelle 5.1 dargestellt.

Anzahl Heliostate	
Einachsig gekrümmte Flächen:	
Sec_E6_A18_phi60	1070
Sec_E6_A18_phi50	1410
Sec_E6_A18_phi40	1526
Zweiachsig gekrümmte Flächen:	
Sec_E6_A0_phi60	1054
Sondervariante:	
Sec_E6_A0_phi60_Z1500	1017

Tabelle 5.1: Ergebnisse der HFLCAL Simulation

Die Ergebnisse der Auswertung mit Hilfe der Efficiency-Maps werden durch die Simulation mit HFLCAL bestätigt. Die vertikale Dehnung des Konzentrators steigert die Anzahl der benötigten Heliostaten. Der ursprüngliche symmetrischen Konzentrator benötigt 1070 Heliostaten unter den gegebenen Randbedingungen. Bei einer Dehnung um 10° (Sec_E6_A18_phi50) erhöht sich die Heliostatenzahl um 340 auf 1410. Bei der maximalen vertikalen Dehnung (Sec_E6_A18_phi40) steigt die nötige Anzahl um weitere 116 Heliostaten auf 1526.

Die Feldgeometrie nähert sich der eines theoretisch idealen Heliostatenfeldes an (vgl. 5.11), doch da der Konzentrator schlechtere transmittive Ei-

genschaften vorweist, überwiegen die Nachteile der untersuchten Geometrie.

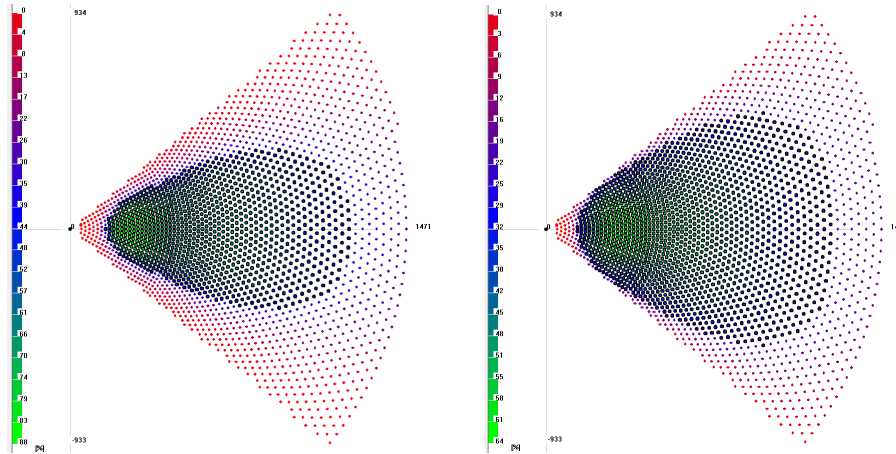


Abbildung 5.11: Feldgeometrie des Sec_E6_A18_phi60 (links) und des Sec_E6_A18_phi40 (rechts)

Der direkte Vergleich der benötigten Anzahl an Heliostaten bestätigt außerdem die bereits unter Abbildung 5.10 beschriebene Verbesserung durch die Verwendung von zweiachsig gebogenen Flächen. Der Sec_E6_A18_phi60 benötigt mit 1070 Heliostaten 16 mehr als das Pendant mit zweiachsig gebogenen Flächen (Sec_E6_A0_phi60).

Die Sondervariante erzielt das beste Ergebnis. Der verlängerte Sekundärkonzentrator braucht 37 Heliostaten weniger als der kürzere aber formgleiche Sec_E6_A0_phi60.

5.3 Zusammenfassung

Die Simulationsergebnisse erzeugen ein eindeutiges Ergebnis. Unter der Berücksichtigung des in Kapitel 5.1.1 erläuterten Konstruktionsprinzips sind die in Kapitel 5.1.2 dargestellten Varianten untersucht worden. Unter zur Hilfenahme der in Kapitel 3.1 beschriebenen Simulationssoftware SPRAY und HFLCAL sind die Transmissionskurven für verschiedene Azimut- und Einfallswinkel berechnet und vergleichend gegenübergestellt worden.

Mit HFLCAL ist die Anzahl der nötigen Heliostaten bei gleichbleibenden Randbedingungen für die unterschiedlichen Sekundärkonzentratoren bestimmt worden. Die detaillierte Darstellung der Ergebnisse ist in Kapitel 5.2.2 niedergeschrieben.

Der Schwerpunkt der Untersuchung lag auf der Potenzialbewertung der vertikalen Dehnung des Sekundärkonzentrators. Diese ist in Abbildung 5.8 veranschaulicht. Die abgebildeten Hüllkurven der Transmission für die Konzentratoren Sec_E6_A18_phi60/phi50/phi40 zeigen eine eindeutige Abnahme der Transmission bei zunehmender vertikaler Aufweitung. Diese Abnahme

me wird in den absoluten Zahlen der HFLCAL Simulation bestätigt. Der ursprüngliche symmetrische Konzentrador benötigt 1070 Heliostaten. Die vertikale Aufweitung des Sec_E6_A18_phi60 um 10° (Sec_E6_A18_phi50) erhöht die Anzahl der nötigen Heliostaten um 340 auf 1410. Der Sec_E6_A18_phi40 ist, bedingt durch konstruktive Einschränkungen (vgl. Kapitel 5.1), auf das Maximum der vertikalen Dehnung gestreckt und hat unter gleichbleibenden Randbedingungen einen Bedarf von weiteren 116 Heliostaten. Der Sec_E6_A18_phi40 benötigt 1526 Heliostate, dies sind insgesamt 456 mehr als der klassische symmetrischen Konzentrador Sec_E6_A18_phi60. Die Annahme, dass die vertikale Dehnung zu einer Verbesserung der Transmissionseigenschaften für Sekundärkonzentratoren führt, bestätigt sich nicht.

Die Feldgeometrie nähert sich der eines idealen Heliostatenfeldes an (vgl. Abbildung 5.11).

Zusätzlich zur vertikalen Aufweitung ist die Austrittsapertur von einem ursprünglichen 18-Eck auf eine Kreisrunde vergrößert worden (vgl. Abbildung 2.6). Da diese Änderung zweiachsig gewundene Flächen generiert, ist das Potenzial dieser Maßnahme untersucht worden. In Abbildung 5.9 sind die symmetrischen Konzentratoren Sec_E6_A18_phi60 und Sec_E6_A0_phi60 aufgeführt. Der Konzentrador mit zweiachsig gebogenen Flächen (Sec_E6_A0_phi60) erzielt eine geringe Verbesserung im Vergleich zu dessen Pendant mit nur einachsig gebogenen Flächen. Die Anzahl der nötigen Heliostaten sinkt durch die Verwendung von zweiachsig gebogenen Flächen von 1070 auf 1054 um 16 Stück.

Abschließend ist eine Sondervarianten untersucht worden. Die Länge des symmetrischen Sekundärkonzentrators mit zweiachsig gebogenen Flächen ist von der Standardlänge 1270 mm um 230 mm auf 1500 mm verlängert worden. Die in Kapitel 5.1.2 beschriebenen Schwierigkeiten der technischen Realisierbarkeit aufgrund des eingeschränkten Platzbedarfs sind durch eine vertikale Aufweitung eventuell weniger kritisch (vgl. Abbildung 5.5). Der positive Effekt der Verlängerung ist offensichtlich; mit zunehmender Verlängerung des Konzentrators steigt der Grad der Transmission. Das Ergebnis ist in Abbildung 5.10 dargestellt und erläutert. Die Anzahl der benötigten Heliostaten beträgt 1017.

Die in Kapitel 5.2.2 abgebildete Tabelle 5.1 bietet einen sehr guten Überblick zur Bewertung der verschiedenen Varianten anhand der Anzahl der nötigen Heliostate.

Kapitel 6

Schlussfolgerung

Die Aufgabenstellung dieser Masterarbeit am Institut für Solarforschung des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt in Stuttgart bestand darin alternative glasfreie Reflektormaterialien zu akquirieren. Es galt die Produkte nach den in Kapitel 4.2 erhobenen Anforderungskriterien für die Verwendung in einem klassischen Sekundärkonzentrator und/oder einem Cavity-Konzentrator zu qualifizieren. Die Qualifizierung der Produkte ist in Kapitel 4.3 nachzulesen. Das Ergebnis dieser Grundlagenforschung soll als Empfehlung von verschiedenen alternativen für Reflektoren der Konzentratoren dienen.

Außerdem zeigt diese Arbeit einen Variantenvergleich zu optimierten Sekundärkonzentrator Designs. Der Anlass für die Geometrieoptimierung beruht auf der von T. Denk im Jahre 1999 [2] entwickelten Idee einen asymmetrischen Konzentrator zu realisieren (vgl. Abbildung 2.10) und den Systemwirkungsgrad zu verbessern. Zusätzlich zur Asymmetrie birgt eine kreisrunde Austrittsapertur durch den einhergehenden Flächengewinn (vgl. Abbildung 2.6) einen weiteren positiven Effekt, der nicht ungenutzt bleiben soll. Die hierbei entstehenden zweiachsig gebogenen Flächen sind mit gängigen Glasspiegeln nicht umzusetzen; mit den akquirierten alternativen Reflektoren hingegen schon.

Die Ergebnisse zu den Untersuchungen der Spiegelproben sind Kapitel 4.4 in Tabelle 8 dargestellt. Einzelheiten zur Durchführung sind in Kapitel 4.3.2 nachzulesen. Die Produkte 1.3, 1.4 und 2.1 erfüllen die hohen Anforderungen für die Verwendung im klassischen Sekundärkonzentrator ohne Einschränkung. Die Spiegel 1.1, 1.2, 2.2, 3, 5 und 7.2 sind für die geringeren Anforderungen eines Cavity-Konzentrators geeignet.

Der ökonomische Vorteil der alternativen Reflektoren ist außer Acht gelassen worden. Gängige Glasspiegel sind mit circa 35 €/m², im Gegensatz zu den hier in der Arbeit untersuchten alternativen glasfreien Reflektoren mit einem durchschnittlichen Preis von 22 €/m², ein erheblicher Kostenfaktor. Die untersuchten Reflektoren können sowohl für die Verwendung im klassi-

sehen als auch im Cavity-Konzentrator als adäquate Alternative angesehen werden.

Die These von Herrn T. Denk [2], dass sich durch die vertikale Aufweitung ein erhöhter Systemwirkungsgrad einstellt, kann unter den verwendeten Vorgaben nicht befriedigt bestätigt werden (vgl. Abbildung 5.8). Hingegen stellt sich durch die kreisrunde Austrittsapertur und den damit verbundenen zweiachsig gebogenen Flächen für den symmetrischen Sekundärkonzentrator die gewünschte Verbesserung ein (vgl. Abbildung 5.9). Das Optimierungspotenzial des symmetrischen Sekundärkonzentrators mit zweiachsig gebogenen Flächen ist mit 16 Heliostaten zu beziffern und unter Verwendung der untersuchten alternativen Reflektormittel umsetzbar.

Die Sondervariante, Sec_E6_A18_phi60_Z1500, stellt ein weiteres ungenutztes Verbesserungspotenzial in Aussicht. Die Verlängerung um 230 mm reduziert die Anzahl der nötigen Heliostate um weitere 37 Heliostate auf 1017 Stück. Leider ist dies aus konstruktiven Gründen nicht umsetzbar, wie in Kapitel 5.1.2 beschrieben wurde.

Abschließend bleibt festzustellen, dass Kompromisslösungen für die Entwicklung eines Konzentrators unentbehrlich sind. Es liegt im Ermessen des zuständigen Prüfenieurs im Einzelfall die Vorgehensweise anzupassen.

Kapitel 7

Handlungsempfehlung

Für die zukünftige Entwicklung von Sekundärkonzentratoren kann diese Arbeit als zusätzliche Grundlage zu dem von T. Denk [2] verfassten Bericht der „Weiterentwicklung des optischen Designs von Sekundärkonzentratoren“ verwendet werden. Das sehr komplexe Thema der optischen Optimierung unter Berücksichtigung der technischen Realisierbarkeit und den einschränkenden Randbedingungen ist bis zum jetzigen Zeitpunkt nicht vollständig untersucht.

Die bisherigen Simulationsergebnisse erfüllen die Erwartungen nicht. Sie zeigen, dass die asymmetrischen Geometrien zwar zu einer besseren Feldform beitragen, doch ist auch eindeutig abzulesen, dass die Geometrien nicht ideal sind, was zu einer schlechteren Transmission schräg einfallender Strahlen führt und die Anzahl der nötigen Heliostate erhöht. Zusätzlich zu den erläuterten Varianten sind weitere Untersuchungen zu horizontaler Dehnung durchgeführt worden. Hierbei sind ebenfalls keine nennenswerten Verbesserungen aufgetreten, die deshalb auch unverändert blieben. Die Simulationsreihe hat gezeigt, dass weitere spezifische Nachuntersuchungen der Geometrie erforderlich sind. Es ist notwendig weitere Freiheitsgrade der Sekundärkonzentratorgeometrie zu definieren und diese optimal auszunutzen. Die theoretischen Grundlagen eines idealen Konzentratorts sind detailliert in Betracht zu ziehen und auf die Anwendung in einem Sekundärkonzentrator zu übertragen, um die Verwendung eines idealen Heliostatenfelds bei gleichzeitig guten transmittiven Eigenschaften des Konzentratorts zu realisieren.

Die alternativen Spiegel stellen bereits heute schon ein Potenzial zur Verfügung, welches den hohen Anforderungen gerecht zu werden scheint. Dennoch ist durch gezielte Entwicklungs- und Forschungsarbeit ein weiterer Fortschritt zu erwarten. Die in dieser Arbeit geprüften Materialeigenschaften sind Richtwerte. Die Ergebnisse spiegeln aber nicht die Eigenschaften des Langzeitbetriebs über eine Lebensdauer von 20 Jahren wider. Favorisierte Produkte sollten für ausgewählte Langzeitversuche unter realen Betriebsbedingungen weiter untersucht werden.

Quellenverzeichnis

- [1] REN21. „Renewables 2014 Global Status Report“. In: (2014). URL: <http://www.ren21.net/REN21Activities/GlobalStatusReport.aspx> (besucht am 20.05.2014) (siehe S. v).
- [2] Thorsten Denk. „Weiterentwicklung des optischen Designs von Sekundärkonzentratoren“. In: (1999) (siehe S. 1, 8–11, 14–16, 50, 61–63).
- [3] CSP World. „CSP World Map“. In: (2014). URL: [https://www.csp-world.com/cspworldmap?field_status_tid\[\]=244&field_technology_map_tid\[\]=317](https://www.csp-world.com/cspworldmap?field_status_tid[]=244&field_technology_map_tid[]=317) (besucht am 22.05.2014) (siehe S. 1).
- [4] IEA. *Technology roadmap concentrating solar power*. URL: http://www.iea.org/papers/2010/csp%5C_roadmap.pdf. (besucht am 09.12.2013) (siehe S. 2).
- [5] IRENA. „Renewable energy technologies: cost analysis series“. In: *Volum 1: p* (2012) (siehe S. 2).
- [6] E. A. S. A. Council. „Concentrating solar power: its potential contribution to a sustainable energy future“. In: (2011) (siehe S. 2).
- [7] K. Abdallah O. Behar und M. Kamal. „A review of studies on central receiver solar thermal power plants“. In: *ELSEVIER* (2013) (siehe S. 2, 5, 11).
- [8] R. Buck. *Volumetrische Druck-Receiver für solrunterstützte fossile Gasturbinen- und Kombikraftwerke*. Techn. Ber. Stuttgart: DLR, 1999 (siehe S. 8).
- [9] *Receiver for solar-hybrid gas turbine and combined cycle systems*. Romeu, France, 1998 (siehe S. 8).
- [10] M. A. T. A. Kribus. „Performance of a rectangular secondary concentrator with an asymmetric heliostat field“. In: *Elsevier Science Ltd* (1999) (siehe S. 11).
- [11] A. Tieminger. „Asymmetric secondary reflectors for multi-stage solar tower plants“. In: *Proceedings of the 9th SolarPACES Int. Symposium on Solar Thermal Concentrating Technologies* (1998) (siehe S. 11).

- [12] C. Kennedy und T. Kent. „Optical Durability of Candidate Solar Reflectors“. In: Vol. 127. *Journal of Solar Energy Engineering* (2005) (siehe S. 13, 14).
- [13] T. Kent und A. Warrick C. Kennedy. „Optical Durability of Candidate Solar Reflector Materials“. In: *National Renewable Energy Laboratory, Golden* (2007) (siehe S. 13, 14).
- [14] F. Sutter. „Methoden zur Analyse der Beständigkeit von Aluminium-Solarspiegeln“. In: PSA, Spanien (2012) (siehe S. 14).
- [15] M. Epstein. *Beam Down*. 2014. URL: www.weizmann.ac.il/weizsites/solarenergy (besucht am 20.04.2014) (siehe S. 17).
- [16] W. Spirkl A. Kribus H. Ries A. Timinger. *Optimized secondary concentrators for a partitioned central receiver system*. 1999 (siehe S. 17).
- [17] P. L. Leary und J. D. Hankins. „A User’s Guide for MIRVAL - A Computer Code for Comparing Designs of Heliostat-receiver Optics for Central Receiver Solar Power Plants“. In: *Sandia Laboratories Report* (1979) (siehe S. 19).
- [18] S. Peter, S. Mark und P.-. P. Robert. „Visual HFLCAL - A software tool for layout and optimisation of heliostat fields“. In: *SolarPACES* (2009) (siehe S. 20).
- [19] B. Reiner und P.-. P. Robert S. Mark, S. Peter. „Assessment of the potential improvement due to multiple apertures in central receiver systems with secondary concentrators“. In: *SolarEnerg* (2005) (siehe S. 21).
- [20] P. K. E. Hölle. *Optische Eigenschaften des Sonnensimulators Simson*. Techn. Ber. Stuttgart: Deutsche Forschungsanstalt für Luft- und Raumfahrt, Institut für Technische Thermodynamik, 1989 (siehe S. 22, 23).
- [21] G. Weinrebe. „Technische, ökologische und ökonomische Analyse von solarthermischen Turmkraftwerken“. In: (2000) (siehe S. 24).
- [22] „Bänder von ThyssenKrupp VDM. Qualität am laufenden Band“. *Bänder von ThyssenKrupp VDM. Qualität am laufenden Band*. 2007. URL: www.thyssenkruppvdm.com. (besucht am 11.02.2014) (siehe S. 24).
- [23] S. Meyen, M. Moentecchi C. Kennedy G. Zhu. „Parameters and method to evaluate thee solar reflectance properties of reflector materials for concentrating solar power technology“. In: *Sandia Laboratories ReportSolarPACES, Official Reflectance Guideline Version 2.5* (2013) (siehe S. 25).

- [24] R. Pettit. „Characterization of reflected beam profile of solar mirror materials“. In: *Solar Energy, Ausgabe: 6.* (1977), S. 733–741 (siehe S. 26).
- [25] S. Meyen, C. Kennedy und A. Fernandez. „Measurement of solar weighted reflectance of mirror materials for concentrating solar power technology with commercially available instrumentation“. In: *Solar-PACES, Guidelines* (2011) (siehe S. 26).
- [26] DIN. *Optik und Photonik - Optische Schichten- Teil 4: Spezifische Prüfmethoden.* Hrsg. von Berlin: Beuth Verlag. 2013 (siehe S. 27, 28).
- [27] Alanod. *Miro Sun.* 2010. URL: www.alanod-solar.com (besucht am 12.02.2014) (siehe S. 31).
- [28] P. D. C. Könniker. „www.spektrum.de“. In: *Spektrum der Wissenschaft Verlagsgesellschaft mbH* (2014). URL: <http://www.spektrum.de/lexikon/physik/beschichtung/1432>. (siehe S. 32).
- [29] D. M. Austgen. *schriftliche Mitteilung.* 2014 (siehe S. 32).
- [30] D. G. G. Locci. *Almecc GmbH.* 2014. URL: <http://www.almecogroup.com/en/pagina/16-solar> (besucht am 07.03.2014) (siehe S. 32, 33).
- [31] Micro Chemicals. *www.microchemicals.com.* 2014. (Besucht am 20.03.2014) (siehe S. 34).
- [32] P. Benitez. „High performance Fresnel-based photovoltaic concentrator“. In: *Optics Express* Vol. 18 (2010) (siehe S. 54).
- [33] N.a. *Acceptance_angle_(solar_concentrator).* 2014. URL: http://en.wikipedia.org/wiki/File:Acceptance%5C_Angle-Transmission%5C_Curve.png. (besucht am 23.04.2014) (siehe S. 55).

Abkürzungsverzeichnis

ANSYS	ANalysis SYStem
BC	Brayton cycle
CC	Combined Cycle
CSP	Concentrated Solar Power
DLR	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V.
DNI	Direct normal irradiation
FuE	Forschung und Entwicklung
GAST	Gas-cooled Solar Tower
GuD	Gas und Dampf
HFLCAL	Heliostat Field Layout Calculations
HMDS	Hexamethyldisilazan
PSA	Plataforma Solar de Almeria
PVD	Physical vapour deposition
PVR	Pressurized Volumetric Receiver
RC	Rankin cycle
SC	Stirling cycle
SD	Standard deviation
SEGS	Solar energy generating systems
SIMSON	Simulator Sonne

Tabellenverzeichnis

1.1	Klassische Werte von CSP Technologien [4] [5] [6] [7]	2
4.1	Übersicht der Reflektorproben	30
4.2	Anforderungen an alternative Reflektoren	35
4.3	Strahlungsflussdichte im Brennpunkt	37
4.4	Reflexionsgrad der Spiegelproben	38
4.5	Degradation der Reflexion nach 1053 kW/m^2	39
4.6	Degradation der Reflexion nach 315 kW/m^2	40
4.7	Vergleichende Gegenüberstellung der Versuchsergebnisse . . .	45
5.1	Ergebnisse der HFLCAL Simulation	58
A.1	Strahlungsverteilung in $[\text{kW/m}^2]$ im Brennfleck bei einer Leistung von $2,5 \text{ kW}$ (SIMSON)	71
A.2	Strahlungsverteilung in $[\text{kW/m}^2]$ im Brennfleck bei einer Leistung von 15 kW (SIMSON)	71

Abbildungsverzeichnis

2.1	Funktionsprinzip eines Solarturmkraftwerks	4
2.2	Volumetrischer Effekt [7]	5
2.3	Volumetrischer Druckreceiver	6
2.4	Modulares Reaktor-Konzept	7
2.5	Der REFOS Sekundärkonzentrator Sec1	7
2.6	Flächengewinn bei einer n-eckigen Austrittsapertur [2]	8
2.7	Varianten mit n-eckiger Austrittsapertur [2]	8
2.8	Das Tri18P Konzept [2]	9
2.9	Optische Daten des Tri18P als Funktion des Strahl-Einfallswinkels [2]	10
2.10	Asymmetrischer Sekundärkonzentrator [2]	11
2.11	Schematischer Schichtaufbau von Glasspiegeln (A) und Poly- merfolien (B) nach [12] und [13]	13
2.12	Schematischer Schichtenaufbau eines Aluminiumreflektors [12] [13]	14
2.13	Konstruktion der Sekundärkonzentrator-Kontur in der Ebene [2]	15
2.14	Geometrie der Sekundärkonzentrator-Kontur [2]	15
3.1	Aufbau des SIMSON [20]	22
3.2	Spektrum der Xenon-Hochdrucklampe [20]	23
3.3	Funktionsskizze eines Radiometers [21]	24
3.4	HY-CAL	24
3.5	Arretierte Spiegelprobe	25
3.6	Gerichtete Reflexion [25]	26
3.7	Messkopf Model H-670-01	27
3.8	Prüfstand - Abriebfestigkeit	27
4.1	Reflexionsvermögen von Ag und Al unter terrestrischer Son- nenstrahlung	31
4.2	Alanod Schichtsystem [27]	31
4.3	Almecco Schichtsystem [30]	33
4.4	Haftvermittler HMDS [31]	34

4.5	Strahlungsflussdichte in Abhängigkeit von der elektrischen Leistung	36
4.6	Brennfleck bei 15 kW	37
4.7	Reflektorproben 4, 5, 6 (von links)	40
4.8	Änderung des Reflexionsgrades durch mechanischen Abrieb	41
4.9	Einfluss von Hitze und Feuchte auf den Reflexionsgrad	42
4.10	Reflektor 4 nach 500 h	43
4.11	Reflektor 7.1 nach 500 h	44
4.12	Reflektor 7.2; vor (links) bzw. nach (rechts) der Klimakammer	44
5.1	Grundkonstruktion 60° - Konstruktionsprinzip	49
5.2	Grundkonstruktion 60° - Konturparabeln	50
5.3	Symmetrischer Sekundärkonzentrator mit zweiachsig gebogenen Flächen und kreisrunder Austrittsapertur, Sec_E6_A0_phi60	51
5.4	Sekundärkonzentrator: 60° - 50° - 40°	52
5.5	Konstruktiver Vorteil, Sec_E6_A0_phi60_Z1500 (links) und Sec_E6_A0_phi40_Z1500	53
5.6	Netzstruktur 100 mm, 50 mm, 30 mm	54
5.7	Ideale Transmissionskurve [33]	55
5.8	Vergleich der Transmissionskurven der vertikalen Dehnung	55
5.9	Vergleich einachsig gebogener Flächen (Sec_E6_A18_phi60) mit zweiachsig gebogenen Flächen (Sec_E6_A0_phi60)	56
5.10	Potenzial der Längenzunahme des Konzentrators	57
5.11	Feldgeometrie des Sec_E6_A18_phi60 (links) und des Sec_E6_A18_phi40 (rechts)	59

Anhang A

Messdaten zu Kaptiel 4.3.1

2,5kW	5	3	1	0	0,5	-1	-1,5	-2	-2,5	-3	-5
5	7,1	18,4	30,6	22,7	30,6	27,6	23,7	19,9	16,0	12,2	6,2
3	8,9	34,4	78,3	81,9	85,4	74,2	59,0	40,9	26,4	19,9	7,4
1	10,1	43,6	118,1	124,3	168,2	190,7	150,4	107,7	76,2	55,5	11,0
0	5,8	16,6	99,4	147,4	203,2	212,4	235,5	147,7	94,6	62,6	10,1
-1	11,3	60,8	240,0	161,4	211,2	165,8	139,7	105,0	65,9	33,8	8,6
-3	6,5	24,3	88,1	100,0	107,1	92,6	73,0	54,3	38,0	26,7	8,3
-5	5,9	15,1	54,3	48,1	48,9	42,7	35,6	29,1	22,0	16,3	7,1

Tabelle A.1: Strahlungsverteilung in [kW/m²] im Brennfleck bei einer Leistung von 2,5 kW (SIMSON)

15kW	5	3	2	1	0	0,5	-1	-1,5	-2	-3	-5
5	37,4	79,5	124,6	201,7	266,1	285,8	305,5	281,8	258,1	183,9	67,6
3	43,0	106,2	198,8	412,3	678,4	693,7	709,0	605,2	501,3	302,6	93,4
1	48,4	135,0	308,5	765,4	998,2	1113,2	1228,1	1042,7	857,3	424,2	111,2
0	48,1	139,7	329,3	793,2	1053,1	1237,0	1400,5	1358,7	993,8	496,9	124,0
-1	48,4	132,9	305,5	765,4	1139,7	1264,0	1388,3	1165,8	943,3	465,7	115,7
-3	44,5	112,7	213,6	412,3	677,8	660,8	643,7	588,9	534,0	350,0	97,3
-5	38,6	86,0	139,4	219,5	342,9	345,0	347,1	329,3	311,5	216,6	76,5

Tabelle A.2: Strahlungsverteilung in [kW/m²] im Brennfleck bei einer Leistung von 15 kW (SIMSON)

Anhang B

Transmissionskurven der einzelnen Varianten

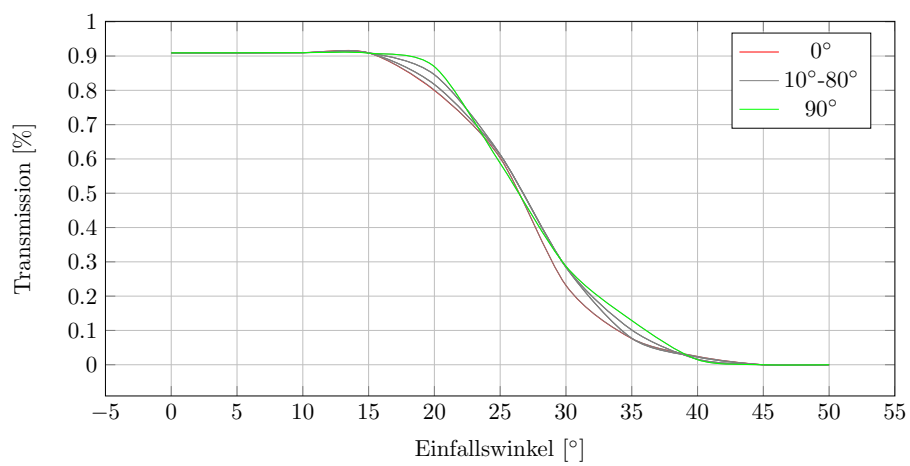


Abbildung B.1: Sec_E6_A18_phi60 mit einer Reflektivität von 90%

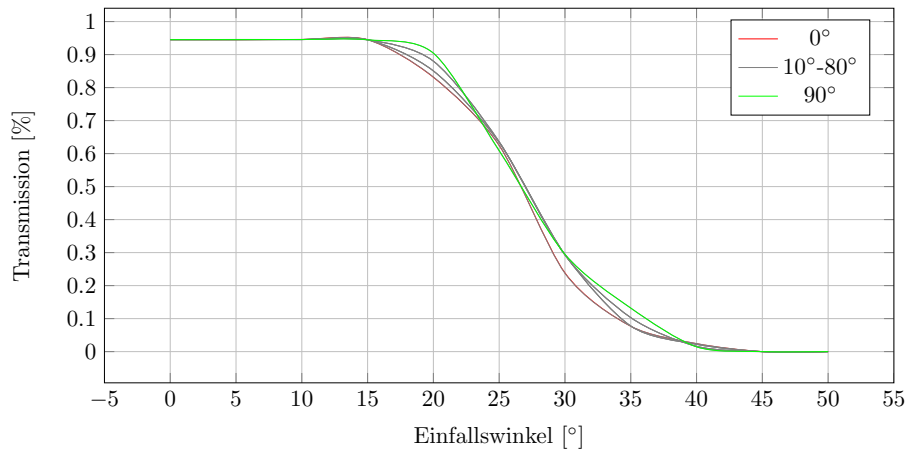


Abbildung B.2: Sec_E6_A18_phi60 mit einer Reflektivität von 94%

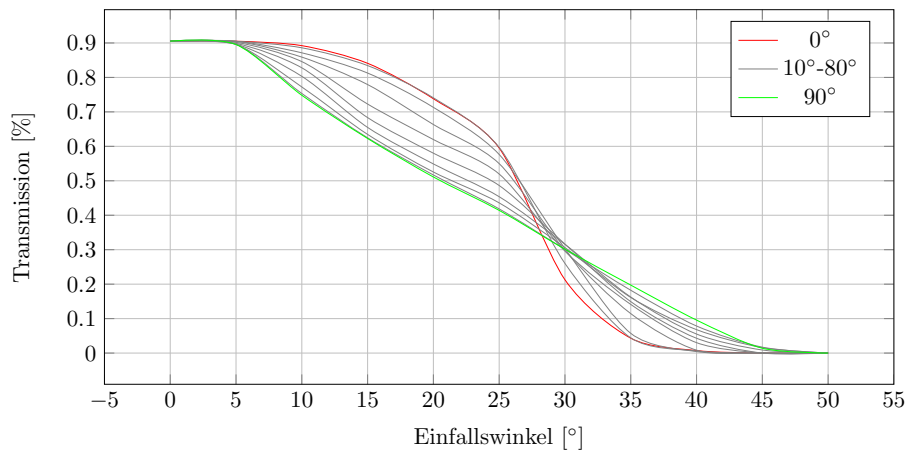


Abbildung B.3: Sec_E6_A18_phi50 mit einer Reflektivität von 90%

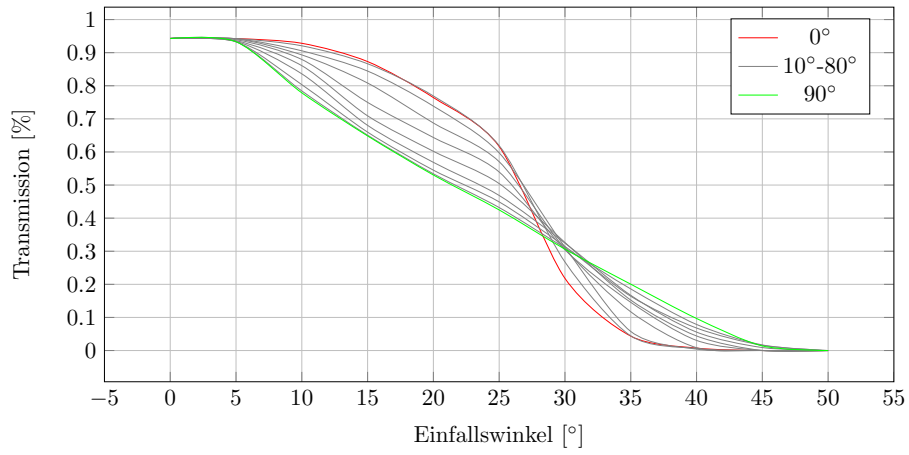


Abbildung B.4: Sec_E6_A18_phi50 mit einer Reflektivität von 94%

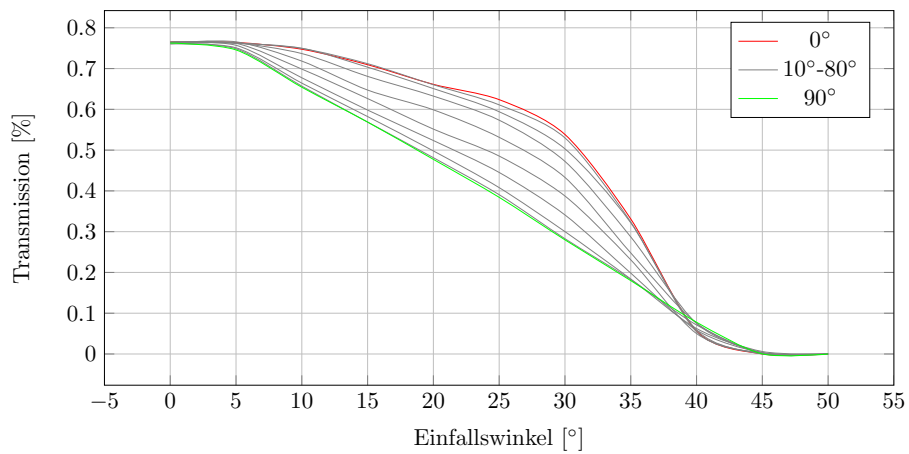


Abbildung B.5: Sec_E6_A18_phi40 mit einer Reflektivität von 90%

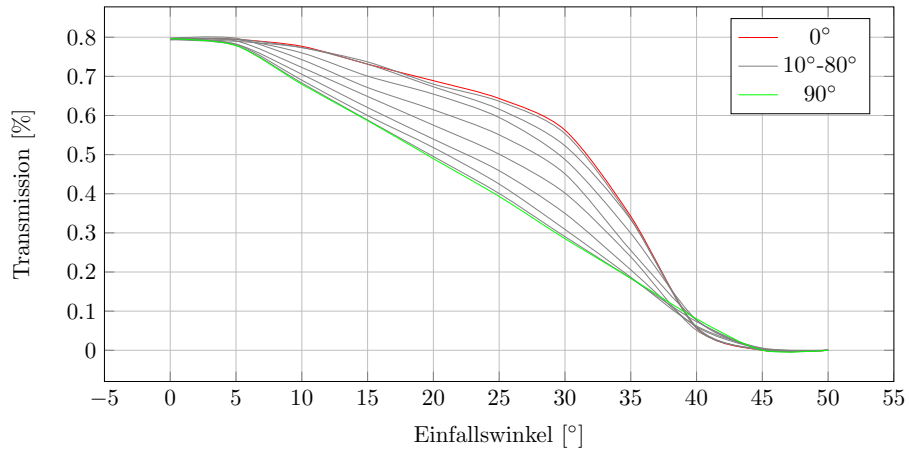


Abbildung B.6: Sec_E6_A18_phi40 mit einer Reflektivität von 94%

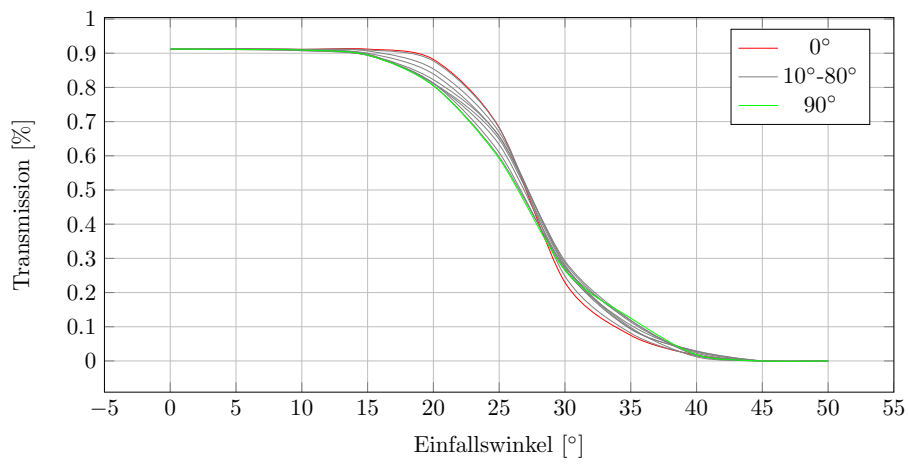


Abbildung B.7: Sec_E6_A0_phi60 mit einer Reflektivität von 90%

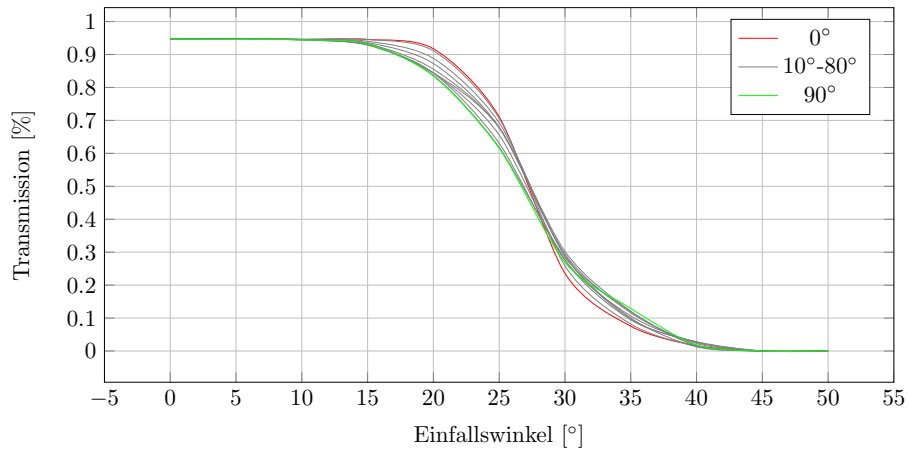


Abbildung B.8: Sec_E6_A0_phi60 mit einer Reflektivität von 94%

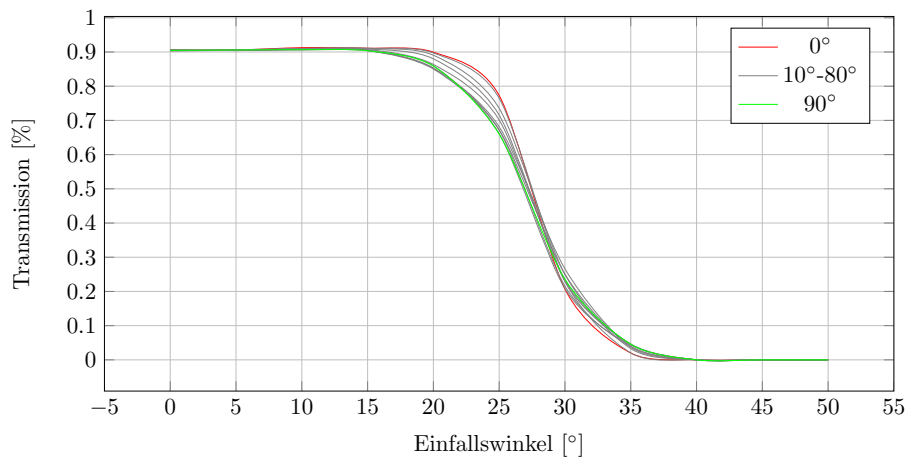


Abbildung B.9: Sec_E6_A0_phi60_Z1500 mit einer Reflektivität von 90%

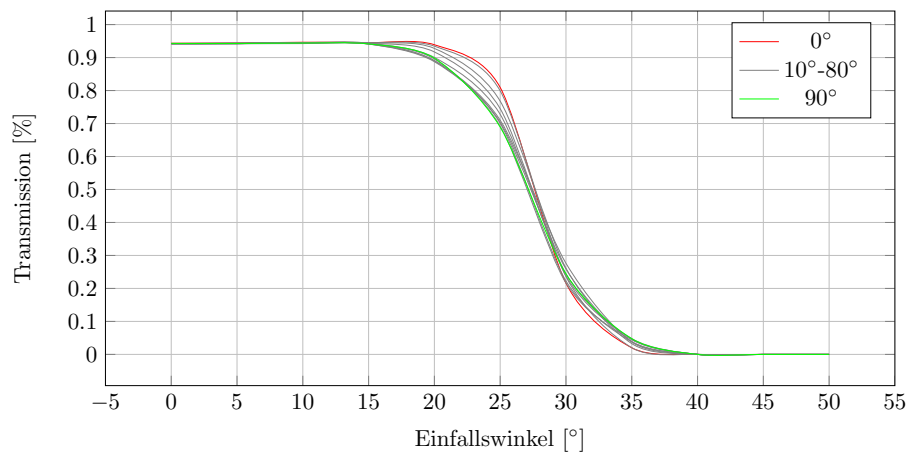


Abbildung B.10: Sec_E6_A0_phi60_Z1500 mit einer Reflektivität von 94%