Zur Homepage der Dissertation

Entwicklung und Vergleich zweier konzentrierender Photovoltaik-Systeme für den wirtschaftlichen Einsatz von hocheffizienten III-V-Solarzellen

Vom Fachbereich Physik der Universität Oldenburg zur Erlangung eines
Doktors der Naturwissenschaften (Dr. rer. nat.)
angenommene Dissertation

Angefertigt am Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE

Mathias Hein

geb. am 19.11.69
in Wilster (Holstein)

Freiburg im Breisgau, Juni 2002

Erstreferent: Prof. Dr. Jürgen Parisi
Korreferenten: Prof. Dr. Wolfram Wettling, Priv.-Doz. Dr. Vladimir Dyakonov
Tag der Disputation: 28. Oktober 2002

Zur Homepage der Dissertation

Entwicklung und Vergleich zweier konzentrierender Photovoltaik-Systeme für den wirtschaftlichen Einsatz von hocheffizienten III-V-Solarzellen

Vom Fachbereich Physik der Universität Oldenburg zur Erlangung eines
Doktors der Naturwissenschaften (Dr. rer. nat.)
angenommene Dissertation

Angefertigt am Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE

Mathias Hein

geb. am 19.11.69
in Wilster (Holstein)

Freiburg im Breisgau, Juni 2002

Erstreferent: Prof. Dr. Jürgen Parisi
Korreferenten: Prof. Dr. Wolfram Wettling, Priv.-Doz. Dr. Vladimir Dyakonov
Tag der Disputation: 28. Oktober 2002

Inhaltsverzeichnis

1 Grundlagen 9
1.1 Solarenergienutzung 9
1.1.1 Sonnenspektrum und Sonnenverlauf 9
1.1.2 Konzentration von Sonnenlicht 12
1.2 Konzentrator-Solarzellen 16
1.2.1 Funktionsweise von Solarzellen 16
1.2.2 Konzentrator-Solarzellen aus III-V-Halbleitern 17
1.2.3 Einfluß des Spektrums auf die Effizienz von Tandemsolarzellen 21
1.2.4 Thermisches Verhalten von Konzentrator-Solarzellen 24
2 Minimierung von Serienwiderständen bei Konzentrator-Solarzellen aus III-V-Halbleitern 27
2.1 Einführung 27
2.2 Zusammensetzung des Serienwiderstands bei Solarzellen 28
2.2.1 Aufteilung des Gesamt-Serienwiderstands 28
2.2.2 Gridoptimierung zur Minimierung der Gesamtverluste aus Serienwiderständen und Abschattung 28
2.2.3 Der „distributed series resistance"-Effekt 30
2.2.4 Verwendung der serienwiderstandsfreien I-V-Kennlinie zur Bestimmung der Modellparameter 34
2.3 Netzwerksimulation als Methode zur Beschreibung des „distributed series resistance"-Effekts 37
2.3.1 Aufbau einer Netzwerksimulation von Solarzellen 37
2.3.2 Vergleich von Simulations- und Meßergebnissen 41
2.4 Auswirkungen von inhomogenen Lichtverteilungen 48
2.4.1 Lichtverteilungen auf Konzentrator-Solarzellen 48
2.4.2 Beispiel einer stark inhomogenen Intensitätsverteilung auf der Solarzelle: Der Fresnel-Linsen-Konzentrator 50
2.4.3 Beispiel einer saisonal veränderlichen Intensitätsverteilung auf der Solarzelle: Der Linearkonzentrator mit zweiter Stufe 53
2.5 Zusammenfassung 54
3 Der Fresnel-Linsen-Konzentrator 55
3.1 Zielsetzung und Limitierung des Konzentrationsfaktors 55
3.2 Optischer Konzentrator 56
3.2.1 Struktur der Linsen und Intensitätsverteilung im Fokus 56
3.2.2 Optischer Wirkungsgrad eines Linsen-Arrays 58
3.3 Aufbau und Charakteristik des vollständigen Moduls 60
3.3.1 Herstellung des Fresnel-Linsen-Moduls 60
3.3.2 Alterungsproblematik 62
3.3.3 Messungen des Moduls unter Außenbedingungen 62
3.4 High-Efficiency Fresnel-Linsen-Modul 63
3.4.1 Charakteristische Eigenschaften des Moduls und Labormessungen der verwendeten Solarzellen 63

3.4.2 Modul-Messungen bei gleichzeitiger Spektralmessung 65
3.4.3 Simulation gemessener Spektren 71
3.5 Zusammenfassung 74
4 Der Linearkonzentrator mit zweiter Stufe 75
4.1 Zielsetzung und Limitierung des Konzentrationsfaktors 75
4.2 Konzept des einachsig nachgeführten Linearkonzentrators mit zweiter Stufe 76
4.2.1 Beschreibung der Funktionsweise und Verschaltung 76
4.2.2 Der Parabolrinnen-Konzentrator als erste Stufe 79
4.2.3 Design und Fertigungstechnologie der zweiten Stufe 83
4.2.4 Charakterisierung der zweiten Stufe 86
4.2.5 Verhalten der Solarzelle bei Beleuchtung unter großen Öffnungswinkeln 95
4.3 Messungen unter Außenbedingungen 96
4.3.1 Einsatz verschiedener III-V-Solarzellen 96
4.3.2 Spektrale Abhängigkeit der Zellparameter einer GaInP/GaInAs-Zelle eingesetzt im Linearkonzentrator mit zweiter Stufe 99
4.4 Zusammenfassung 101
5 Vergleich der untersuchten Konzentratorsysteme und Ausblick 103
5.1 Bewertungskriterien für Konzentratorsysteme 103
5.1.1 Überblick über die wichtigsten Konzepte für Konzentratorsysteme mit hohen Konzentrationsfaktoren 103
5.1.2 Vergleichskriterien für Konzentratormodule 104
5.2 Bewertung der beiden untersuchten Konzentratorsysteme 106
5.3 Zusammenfassung und Ausblick 109
6 Anhang 111
6.1 Abkürzungen 111
6.2 Nomenklatur 112
6.3 Konstanten 114
6.4 Weitere Abbildungen 115
7 Literaturverzeichnis 111

Einführung

Regenerative Energieträger bilden die zukünftige Basis für eine nachhaltige und umweltverträgliche Energieversorgung. Fast ausnahmslos zeichnen sie sich durch zwei Gemeinsamkeiten aus: Ihnen allein wird die Deckung des Energiebedarfs nicht zugetraut, und bei ihrer Einführung bedarf es einer hohen Erstinvestition. Beides bremst die Durchsetzung dieser Energieträger.

Die Photovoltaik bildet hier nur eine Komponente der Stromversorgung, wenn auch eine besonders vielversprechende. Parallel zu einem über Jahre zweistelligen Wachstum sind die Preise für Solarmodule stetig gesunken, mit getragen durch staatliche Förderung in vielen Ländern. Vor allem aber steigt der Anteil netzgekoppelter Systeme [1], nachdem über einen langen Zeitraum der Markt von sogenannten Nischenanwendungen (Parkscheinautomaten, Bojen etc.), bei denen die hohe Zuverlässigkeit der Photovoltaik zum Tragen kommt, dominiert wurde.

Für netzgekoppelte Anwendungen ist hohe Wirtschaftlichkeit notwendig. Die Kosten einer Photovoltaik-Anlage teilen sich auf in Modulkosten, flächenproportionale Kosten (Grund, Installation usw.) und leistungsproportionale Kosten (Wechselrichter, Verkabelung). Anstrengungen, die Prozesse bei der Zellherstellung zu optimieren oder Material einzusparen, sind auf eine Reduzierung des Anteils Modulkosten beschränkt, der bei heutigen netzgekoppelten Anlagen ca. 40 % ausmacht. Demgegenüber zielen höhere Wirkungsgrade auf eine Reduktion von Modulkosten und flächenproportionalen Kosten, die zusammen 70-80 % der Systemkosten ausmachen [2,3].

Eine deutliche Senkung des Anteils Zellkosten – und somit des Anteils Modulkosten – erlaubt es, Solarzellen einzusetzen, die teurer aber effizienter sind. Dies wird mit Konzentratorsystemen möglich. Nachteile gegenüber Flachmodulen[1] sind optische Verluste bei der Konzentration des Lichts, eine stärkere Erwärmung der Zellen, eine in den meisten Fällen notwendige Nachführung und der Verlust des diffusen Anteils der Solarstrahlung. Diese Nachteile werden durch höhere Einstrahlung auf die nachgeführte Fläche und den höheren Wirkungsgrad teilweise kompensiert bzw. in manchen Fällen überkompensiert.

Denkbar sind derartige Systeme im Kraftwerksmaßstab in brachliegenden Gebieten mit einem hohen Direktstrahlungsanteil. Der Solarstrom aus solchen Anlagen würde sogar die für sonnenreiche Länder typische Spitzenlast, die am Mittag und Nachmittag auftritt, liefern (peak-shaving).

Konzentratorsysteme lassen sich in drei Bereiche einteilen: Erstens gibt es niedrig konzentrierende Systeme mit einem Konzentrationsfaktor bis ca. 10. Diese kommen mit gewöhnlichen Silizium-Zellen aus und lassen sich auch als statische Systeme, d.h. ohne eine Solarnachführung, realisieren. Beispiele sind die Entwicklungen der Technischen Universität Madrid (UPM-IES) und der Universität Ulster [4-6]. Die zweite Gruppe sind die Systeme mit mittleren Konzentrationen von 10-100. Prinzipiell lassen sich auch hier gewöhnliche Silizium-Zellen verwenden, die nur geringfügig abgewandelt werden müssen. Wichtigstes Beispiel ist das EUCLIDES-System auf Teneriffa, das mit Saturn-Zellen von BP Solar ausgerüstet ist, deren Metallisierung für diese Anwendung verstärkt wurde [7]. In diese Reihe gehört als dritte Gruppe die der hochkonzentrierenden Systeme mit Konzentrationsfaktoren von 100-1000. Dazu zählt beispielsweise das System von Amo-

[1] Die Bezeichnung Flachmodul wird für Module verwendet, die das Sonnenlicht nicht konzentrieren.

nix [8]. In diesem Bereich ist es notwendig, völlig andere Zelltechnologien einzuführen, als sie in der heutigen Solarzellen-Industrie üblich sind. Diese Zellen sind deutlich kleiner als die in der Solarindustrie üblichen Zellen, und die Herstellung ähnelt eher der Massenfertigung von Halbleiter-Bauelementen wie Leuchtdioden (LEDs).

In den letzten Jahren ist sogar im Bereich der hochkonzentrierenden Systeme ein Streben zu einer weiteren Miniaturisierung zu beobachten. Während das oben genannte System Zellgrößen von mindestens 1 cm^2 einsetzt, wird die aktuelle Forschung sowohl bei Silizium als auch bei III-V-Halbleitern auf Zellflächen von wenigen mm^2 ausgerichtet [9,10]. Die Vorteile liegen auf der Hand: Die Module werden dank einer herunterskalierten Optik kleiner, der Strom läßt sich mit weniger Verlusten abführen und vor allem lassen sich Fertigungstechnologien aus der Halbleiterindustrie teilweise für eine automatisierte Modulfertigung übernehmen (pick & place).

Die zweite Entwicklung, die hochkonzentrierende Systeme entscheidend beeinflußt, ist das Erreichen höchster Wirkungsgrade im Bereich von III-V-Solarzellen. Zellen mit zwei oder drei p-n-Übergängen (Tandem- und Tripel-Zellen) sind bereits als Weltraumzellen zur Stromversorgung von Satelliten im Einsatz. Unter Konzentration wurden Wirkungsgrade deutlich über 30 % erreicht [11]. Mit Quattro-Zellen aus GaInP/GaAs/GaInNAs/Ge [12] oder GaInP/GaAs/AlGaAsSb/GaSb [13] hofft man, die 40 %-Hürde überspringen zu können.

Zellen mit derartig hohen Wirkungsgraden können wirtschaftlich in hochkonzentrierenden Systemen eingesetzt werden. Das wäre neben der Anwendung im Weltraum das zweite Einsatzgebiet für III-V-Solarzellen.

Dabei muß man sich vor Augen führen, daß von der Herstellung von III-V-Solarzellen für hochkonzentrierende Systeme kein Impuls für eine Kostenreduktion bei diesen Solarzellen erwartet werden kann. 100 m^2 Weltraumzellen (30 kW_P) für einen Satelliten [14] entsprechen im terrestrischen Einsatz bei einer Konzentration von 1000 einer Peakleistung von etwa 30 MW_P. Die Zellproduktion für einen Satelliten entspricht also einer gewaltigen Produktion von hochkonzentrierenden Systemen. Und umgekehrt: Die Produktion von MegaWatt-Solarkraftwerken kann den Umsatz von hocheffizienten Solarzellen nur unwesentlich erhöhen und – anders als es heute bei Flachmodulen der Fall ist – die (auf die Fläche bezogenen) Zellkosten kaum senken.

Die Kostensenkung von Solarstrom durch den Einsatz von Konzentratorsystemen erfordert also intelligente Konzepte, die auch ohne eine massive Senkung der Kosten für hocheffiziente III-V-Solarzellen wirtschaftlich arbeiten. In dieser Arbeit werden zwei solcher Konzepte näher untersucht. Beide haben das Potential, wirtschaftlich Solarstrom zu erzeugen, weil bei hohen Konzentrationsfaktoren Solarzellen eingesetzt werden, mit denen die bisher höchsten Wirkungsgrade erreicht wurden.

Überblick über die Arbeit

Im ersten Kapitel werden die Grundlagen, die für das Verständnis der Arbeit nötig sind, dargelegt. Zunächst werden die wichtigen Merkmale solarer Strahlung zusammengefaßt. Dazu gehört unter anderem eine thermodynamische Betrachtung der Verstärkung von Solarstrahlung. Nach einer knappen Beschreibung der Funktionsweise einer Solarzelle folgt ein Überblick über die Herstellung und die wichtigsten Eigenschaften der Solarzellen, die in dieser Arbeit verwendet worden sind.

Im zweiten Kapitel wird der Serienwiderstand, der für Konzentrator-Solarzellen die limitierende Größe ist, näher untersucht. Dazu wird zunächst das „distributed series resistance"-Modell erläutert, das die Auswirkungen des Serienwiderstandes auf die Stromverteilung in der Solarzelle berücksichtigt. Im zweiten Teil des Kapitels wird mit einer Netzwerksimulation ein Werkzeug eingeführt, das bei der Berechnung der Zellparameter neben diesem Effekt auch Rekombination unter der abgeschatteten Busfläche und inhomogene Beleuchtung berücksichtigt. Für verschiedene Gridstrukturen werden die Ergebnisse experimenteller Messungen und analytischer Rechnungen gegenübergestellt.

Als erstes Konzept eines Konzentratorsystems wird im dritten Kapitel der Fresnel-Linsen-Konzentrator präsentiert. Bei der Entwicklung dieses Konzentrators für den Einsatz mit GaAs- oder Tandemsolarzellen wurden Langzeitstabilität und möglichst hohe Wirkungsgrade angestrebt. Im zweiten Teil wird eine Meßmethode für Konzentrator-Module mit Tandemsolarzellen vorgestellt, die auf der Methode der Spektrometrischen Charakterisierung basiert. Bei den entsprechenden Außenmessungen wurden die Solarspektren aufgezeichnet, die abschließend mit dem Normspektrum verglichen werden.

Im vierten Kapitel wird der Linearkonzentrator mit zweiter Stufe beschrieben. Bei einachsiger Nachführung wird mit diesem Konzentratorsystem ein geometrischer Konzentrationsfaktor von 250 erreicht. Dieser hohe Konzentrationsfaktor wird durch dreidimensionale Sekundärkonzentratoren ermöglicht. Deren Charakterisierung und die Auswirkungen auf die Lichteinkopplung in die Solarzelle werden im zweiten Teil näher beschrieben. Im letzten Abschnitt werden die Ergebnisse von Außenmessungen präsentiert.

Im letzten Kapitel werden die wichtigsten zur Zeit in der Entwicklung befindlichen Konzentratorsysteme vorgestellt. Das Problem des Vergleichs anhand der bei Flachmodulen üblichen Kriterien wie Modulwirkungsgrad und auf die Ausgangsleistung bezogene Modulkosten (Euro/W_P) wird diskutiert. Für den Vergleich der beiden in dieser Arbeit untersuchten Konzentratorsysteme wird eine Reihe anderer Kriterien entwickelt.

1 Grundlagen

In diesem Kapitel sollen die Grundlagen, die für das Verständnis der Arbeit nötig sind, dargelegt werden. Im ersten Teil werden die wichtigsten Merkmale solarer Strahlung zusammengefaßt. Dazu gehört unter anderem eine thermodynamische Betrachtung der Verstärkung von Solarstrahlung. Nach einer knappen Beschreibung der Funktionsweise einer Solarzelle folgt im zweiten Teil ein Überblick über die Herstellung und die wichtigsten Eigenschaften der Solarzellen, die in dieser Arbeit verwendet worden sind.

1.1 Solarenergienutzung

1.1.1 Sonnenspektrum und Sonnenverlauf

Die Sonne erscheint von der Erde aus unter einem Halbwinkel von $\theta_S = \pm 0{,}27°$. Die Bestrahlungsstärke vor Eintritt in die Erdatmosphäre beträgt 1367 W/m^2 (Solarkonstante). Sowohl der Sonnenwinkel θ_S als auch der Abstand der Erde zur Sonne sind nicht konstant, so daß die Solarkonstante um ±3,4 % schwankt [15].

Auf dem Weg durch die Erdatmosphäre bewirken verschiedene Mechanismen eine Schwächung der Solarstrahlung [16]. Dazu gehört zum einen die Absorption durch Luftmoleküle (N_2, O_2), Ozon, Wasserdampf, CO_2 und Wolken. Zum anderen führt Streuung an unterschiedlichen Aerosolen zu einer Schwächung der Strahlungsintensität. Sie erfolgt nach dem Gesetz der Rayleigh-Streuung. Der Teil des gestreuten Lichts, der die Erdoberfläche erreicht, wird als Diffusstrahlung bezeichnet, der ungehindert durch die Erdatmosphäre tretende Teil wird Direktstrahlung genannt.

Das Licht, das aus einem schmalen Winkelbereich um die Sonnenscheibe herum stammt, wird Zirkumsolarstrahlung genannt. Ursache hierfür ist die Mie-Streuung, also die gerichtete Streuung an Molekülen. Die Rayleigh-Streuung ist ein Grenzfall der Mie-Streuung für den Fall, daß die Streuzentren sphärisch und kleiner als 1/10 der Wellenlänge sind. Für Teilchen, die 20 mal größer sind als die Wellenlänge, geht die Mie-Theorie in die geometrische Optik über [16].

Die Summe aus Direkt-, Diffus- und Zirkumsolarstrahlung ist die Globalstrahlung. Das Spektrum, das dadurch entsteht, daß die Solarstrahlung durch eine standardisierte Atmosphäre tritt, wird mit AM1.5g bzw. AM1.5d bezeichnet [17,18]. Die Abkürzungen „g“ und „d“ stehen für Globalstrahlung und Direktstrahlung. „AM“ steht für Airmass und bezeichnet die relative Weglänge durch die Atmosphäre. Sie berechnet sich aus dem Zenithwinkel θ_z und dem lokalen Luftdruck χ

$$AM = \frac{\chi}{\chi_0} \frac{1}{\sin \theta_z} . \tag{1.1}$$

Der Standard-Luftdruck ist mit $\chi_0 = 1013{,}25$ mbar bezeichnet. Die beiden Standardspektren sowie das extraterrestrische Spektrum sind in Abb. 1.1 dargestellt. Die integrierte Bestrahlungsstärke für Global- und Direktspektrum beträgt 1000 W/m^2 bzw.

767 W/m^2. Für die Kalibrierung von Solarzellen wird in der Regel bei beiden Spektren eine Bestrahlungsstärke von 1000 W/m^2 verwendet.

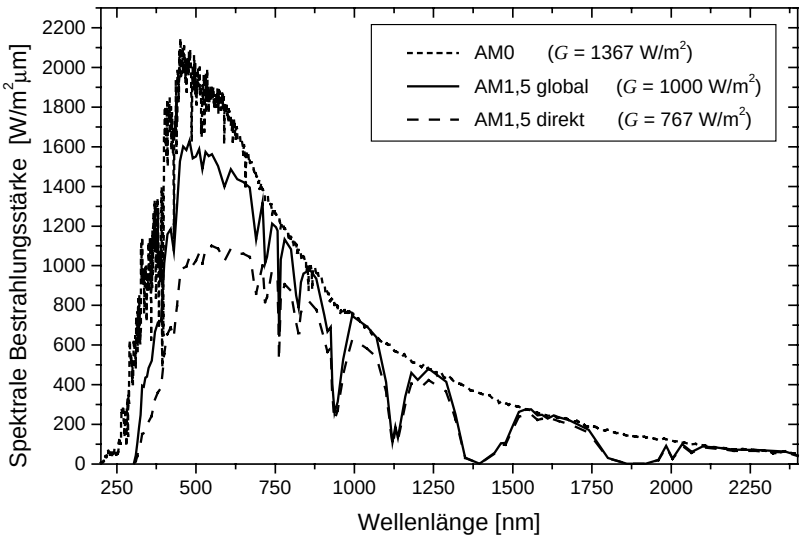

Abb. 1.1: Extraterrestrisches Standardpektrum AM0, Globalspektrum AM1.5g und Direktspektrum AM1.5d [17,18].

Bei Flachmodulen hat man sich darauf geeinigt, sie bei dem AM1.5g-Spektrum unter 1000 W/m^2 und bei einer Zelltemperatur von 25°C zu messen. Im Gegensatz dazu hat man sich bei Konzentratormodulen nicht auf einheitliche Meßbedingungen festgelegt. Ein Vorschlag ist der PVUSA-Standard, bei dem das AM1.5d-Spektrum bei einer Bestrahlungsstärke von 850 W/m^2, eine Umgebungstemperatur von 20°C und eine Windgeschwindigkeit von 1 m/s verwendet werden [19]. Dieser Standard trägt unter anderem der Tatsache Rechnung, daß sich der Wirkungsgrad von Konzentratormodulen praktisch nicht im Labor bestimmen läßt.

Die für die Bestimmung des Wirkungsgrades notwendige Direktstrahlung wird üblicherweise mit Pyrheliometern gemessen. Bei diesen Meßgeräten erwärmt das Sonnenlicht eine schwarze Absorberfläche, an der eine Thermospannung gemessen wird. Da der Öffnungswinkel ±2,5° ist, wird auf diese Weise auch ein Teil der Zirkumsolarstrahlung gemessen. Dessen Anteil ist bei sehr klarem Wetter und hohem Sonnenstand weit weniger als 1 %, er kann aber bei niedrig stehender Sonne oder bei Zirruswolken 50 % der gemessenen Strahlung oder mehr betragen. Zirruswolken sind hierbei noch folgenreicher als ein hoher Aerosolgehalt: Für eine feste Direktstrahlung gibt es eine maximale Zirkumsolarstrahlung, die mit einer dünnen Zirrusschicht fast erreicht wird [20].

Die Zirkumsolarstrahlung ist für Konzentratorsysteme, die nur Licht aus einem sehr eingeschränkten Winkelbereich einfangen, von großer Bedeutung. Da dieser Winkelbereich bei höheren Konzentrationen deutlich kleiner ist als der Öffnungswinkel von Pyrheliometern, wird der Wirkungsgrad unterschätzt. Der Anteil der Zirkumsolarstrahlung wird nicht von Wetterstationen erfaßt. Von Sonnenstand und Direktstrahlung läßt sich nicht auf diesen schließen, ohne daß man Annahmen über die Atmosphäre (Wüstenklima, Kontinentalklima, maritimes Klima etc.) und damit über die Zusammensetzung der Aerosole macht.

Die jährliche Einstrahlung auf eine Fläche G_{tot} hängt von ihrer Ausrichtung bzw. der Art der Nachführung ab. Sie läßt sich berechnen mit

$$G_{tot} = \iint G(p,q)\, dp\, dq\,, \tag{1.2}$$

wobei $G(p,q)$ die Einstrahlung in Abhängigkeit von den Winkelcosinus $p = \cos\theta_x$ und $q = \cos\theta_y$ ist. Auf diese Weise werden Beiträge der einzelnen Raumwinkelelemente energetisch richtig gewichtet.

In Abb. 1.2 sind eine statische Fläche und verschiedene Arten der Nachführung gezeigt. Hierbei ist die statische Fläche im Winkel des Breitengrades θ aufgestellt, was wegen der höheren Einstrahlung im Sommer nicht optimal ist. Der optimale Anstellwinkel ist niedriger, in den meisten Fällen werden Daten aber auf diesen Winkel bezogen.

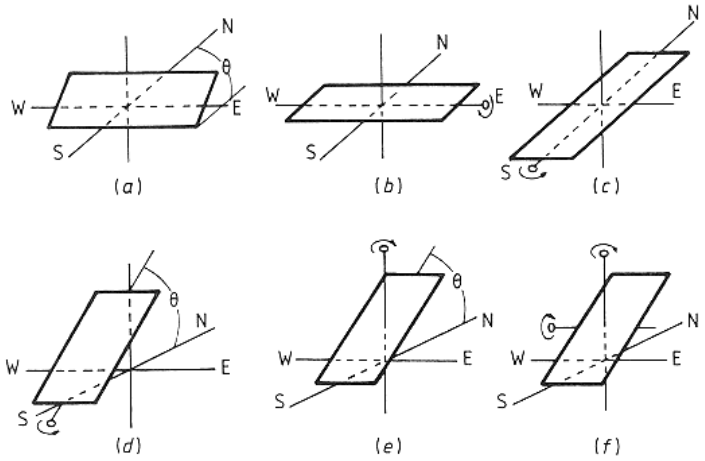

Abb. 1.2: Statische in NS-Richtung aufgestellte Fläche (a) und verschiedene Arten der Nachführung: einachsig-horizontal (b und c), -polar (d) und -vertikal (e) sowie zweiachsig (f) (aus [15]).

Einachsige Nachführungen existieren mit horizontaler Drehachse (nord-süd-orientiert mit Nachführung im Stundenwinkel und ost-west-orientiert mit Nachführung im Deklinationswinkel), vertikaler Drehachse und polarer Drehachse (parallel zur Erdachse). Die jährlichen Einstrahlungen auf ein polar nachgeführtes und ein zweiachsig nachgeführtes System unterscheiden sich kaum.

Für Freiburg wird in [20] eine Direktstrahlung von 980 kWh/m^{2}a auf eine zweiachsig nachgeführte Fläche und 930 kWh/m^{2}a auf eine polar nachgeführte Fläche berechnet. Die Globalstrahlung auf eine statische um 48° geneigte Fläche wird von [21] mit 1210 kWh/m^{2}a angegeben.

Neben der unterschiedlichen jährlichen Einstrahlung unterscheiden sich verschiedene Arten der Nachführung noch durch die gegenseitige Abschattung in Kollektorfeldern und damit durch den Landbedarf. Wenn das Verhältnis Grund zu Modulfläche (ground factor) so gewählt wird, daß zur Wintersonnenwende mittags keine Abschattung auftritt, wird die Energieausbeute trotzdem gegenüber freistehenden Systemen reduziert [22]. Die Einbußen hängen vom Breitengrad ab und sind bei zweiachsig nachgeführten Konzentratorsystemen kleiner als bei statischen Systemen. Der Unterschied steigt sogar

mit dem Breitengrad. Polar und zweiachsig nachgeführte Systeme unterscheiden sich hier kaum voneinander.

In Abb. 1.3 ist für drei der oben eingeführten Systeme die Struktur der relevanten Strahlungsquellen dargestellt: Das statische System, das einachsig-polar und das zweiachsig nachgeführte System. Dabei wurden solche Winkelbereiche unterschieden, unter denen im Laufe des Jahres zugleich direkte und diffuse Strahlung auf die Apertur fällt, und solche, die nur diffuses Licht erhalten. Beim statischen System wird zusätzlich der Bereich eingegrenzt, der nur über Reflexion vom Boden bestrahlt wird (Albedo).

Die Form der Bereiche, die auch Direktstrahlung erhalten, ist durch die Sonnenbahn bestimmt. Bei dem statischen System ist dieser Bereich nach oben durch die Sommersonnenwende (q = +sin 23,5°) und nach unten durch die Wintersonnenwende (q = -sin 23,5°) begrenzt. Bei der polaren Nachführung erfolgt die Begrenzung in q-Richtung ebenfalls durch die Ekliptik, in p-Richtung wird die Quelle durch die Nachführung auf einen sehr schmalen Streifen zusammengezogen. Die Breite Δp und Δq des Direktstrahlungsstreifens entspricht dem Sonnenwinkel ($\Delta p = \Delta q = 2 \sin\theta_S$). Bei dem zweiachsig nachgeführten System ist die kreisförmige Quelle durch $2 \sin\theta_S$ begrenzt.

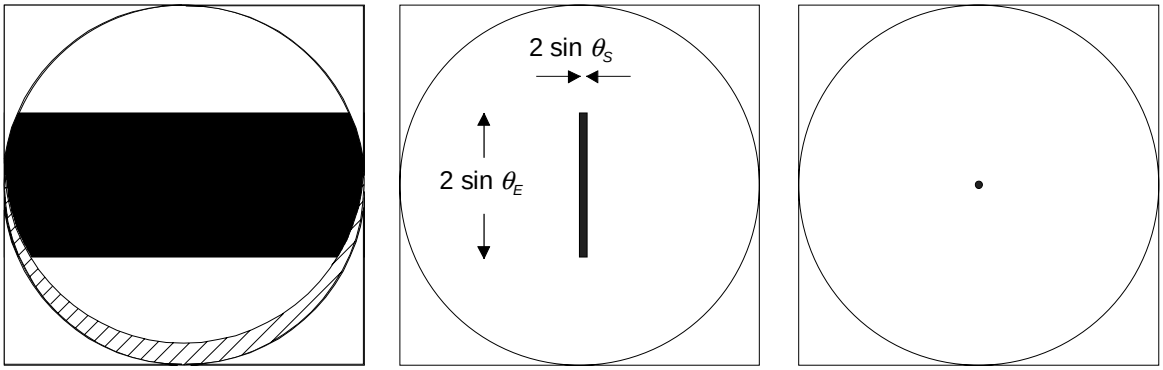

Abb. 1.3: Struktur der Quellen in Freiburg für eine im Winkel von 48° aufgestellte, statische Fläche (links), eine um die polare Drehachse nachgeführte Fläche (in der Mitte) und eine zweiachsig nachgeführte Fläche (rechts). Die Albedo (schraffiert) ist bei den nachgeführten Flächen vernachlässigt. θ_S ist der Sonnenwinkel und θ_E die Ekliptik.

1.1.2 Konzentration von Sonnenlicht

Konzentratoren bilden Strahlen, die auf eine Eintrittsfläche (Apertur) treffen, auf eine kleinere Austrittsfläche ab. Dabei läßt sich zwischen abbildenden und nichtabbildenden Konzentratoren unterscheiden.[2] Bestimmende Größe ist der Konzentrationsfaktor, wobei hier zwischen der geometrischen Konzentration C_g und der optischen Konzentration C_{opt} unterschieden werden soll. Diese sind folgendermaßen definiert:

$$C_{opt} = \frac{G_{in}}{G_{out}} = \eta_{opt} \frac{A_{in}}{A_{out}} = \eta_{opt} C_g \,. \tag{1.3}$$

Dabei sind η_{opt} der optische Wirkungsgrad, G_{in} und G_{out} die Bestrahlungsstärken der einfallenden bzw. austretenden Strahlung und A_{in} bzw. A_{out} die Eintritts- und die Aus-

[2] Fluoreszenzkollektoren werden hier nicht betrachtet.

trittsfläche. Ebenfalls wichtig zur Charakterisierung eines Konzentratorsystems ist der Akzeptanzwinkel θ_{akz}. Er ist definiert als der Winkelbereich, aus dem die durch die Apertur einfallende Strahlung den Ausgang erreicht. Bei realen Konzentratoren wird damit der Winkel bezeichnet, unter dem noch 90 % der maximalen Intensität auf den Empfänger treffen.

Bei dem verlustfreien Konzentrator ist der optische Wirkungsgrad η_{opt} identisch mit dem Interceptfaktor γ, der definiert ist als der Anteil der durch die Apertur tretenden Strahlen, die den Ausgang des Konzentrators erreichen.

Ein durch die Aperturfläche einfallender Lichtstrahl kann durch einen Punkt im vierdimensionalen Phasenraum charakterisiert werden, durch Angabe der zwei Ortskoordinaten (x,y) des Durchstoßpunktes durch eine Fläche und der beiden Richtungssinus (p,q) mit $p = n \sin\theta_x$ und $q = n \sin\theta_y$. Damit ist das Phasenraumvolumen $\mathcal{E}$ (Étendue) der Strahlen beim Durchtreten einer Fläche gegeben durch

$$\mathcal{E} = \iiint dp\, dq\, dx\, dy \quad . \tag{1.4}$$

Ein lambertscher Strahler, also eine Fläche, die von jedem Punkt die gleiche Leistungsdichte pro Raumwinkelelement abstrahlt, wird als homogene Quelle bezeichnet, wenn er unendlich weit entfernt ist. Im rotationssymmetrischen, dreidimensionalen Fall ist die Étendue einer solchen Quelle

$$\mathcal{E}_{hom,3D} = \iiint dp\, dq\, dx\, dy = \iint dp\, dq \iint dx\, dy = a_{in}^{\,2}\, n^2\, \pi^2\, \sin^2\theta_{in} \quad . \tag{1.5}$$

Hier sind n der Brechungsindex, a_{in} die halbe Aperturlänge und θ_{in} der Eintrittswinkel. Ein Beispiel für eine homogene rotationssymmetrische Quelle ist die des zweiachsig nachgeführten Systems (rechte Darstellung in Abb. 1.3).

Nach dem Satz von Liouville [23] bleibt das Phasenraumvolumen beim Durchgang durch den verlustfreien Konzentrator erhalten, ist also beim Durchstoßen der Aperturfläche genauso groß wie beim Auftreffen auf den Konzentratorausgang.

In Abb. 1.4 wird am einfachen Beispiel eines zweidimensionalen Konzentrators die Erhaltung des Phasenraumvolumens beim Durchtritt anschaulich gemacht. Das einfallende Licht hat einen kleinen Öffnungswinkel und tritt durch eine große Apertur in den Konzentrator ein. Beim Austritt aus dem Konzentrator ist die Fläche reduziert und damit die Konzentration erhöht. Gleichzeitig wurde die Divergenz des Strahlungsbündels erhöht. Abb. 1.5 veranschaulicht die Konzentration als Transformation im Phasenraum.

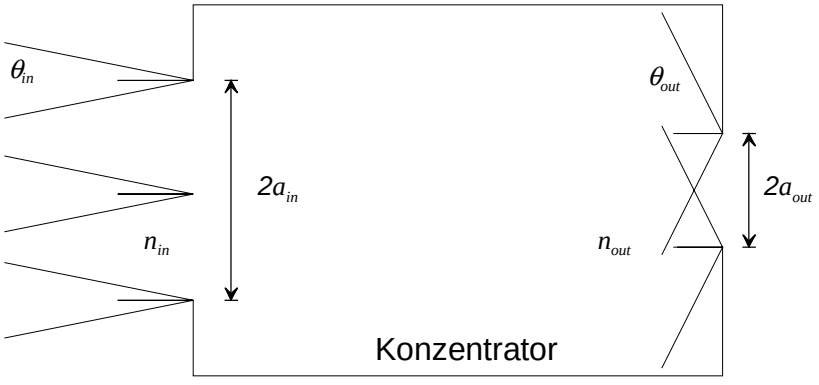

Abb. 1.4: Schema eines zweidimensionalen Konzentrators.

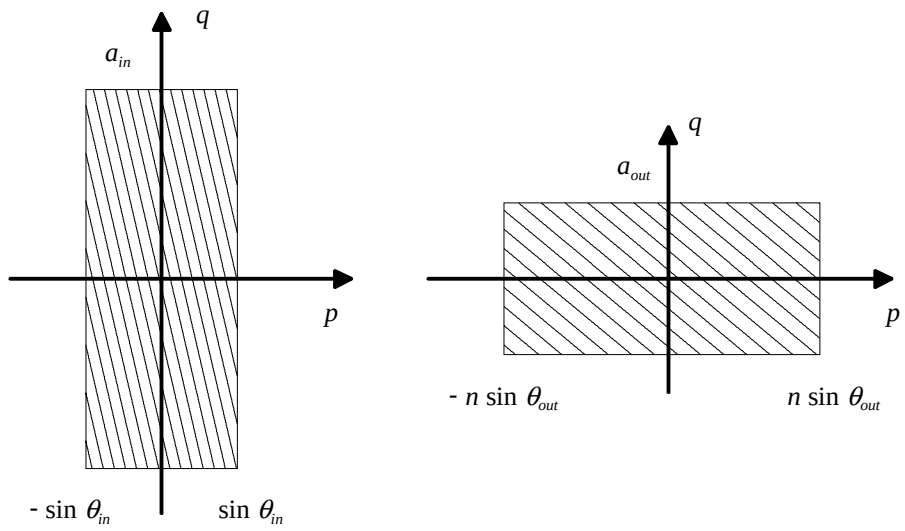

Abb. 1.5: Erhaltung des Phasenraumvolumens: Am Eingang ist die Divergenz klein und die Apertur groß, am Ausgang ist die Austrittsfläche klein und die Divergenz groß.

Für eine homogene Quelle und einen homogen ausgeleuchteten Empfänger läßt sich die Erhaltung der Étendue $\mathcal{E}_{in} = \mathcal{E}_{out}$ umformen in

$$a_{in}\, n_{in} \sin\theta_{in} = a_{out}\, n_{out} \sin\theta_{out} \,. \tag{1.6}$$

Für den in Abb. 1.4 gezeigten Konzentrator ist folglich die maximale Konzentration

$$C_{\max} = \frac{n_{out}}{n_{in}} \frac{1}{\sin\theta_{in}} \,, \tag{1.7}$$

weil der Austrittswinkel 90° nicht überschreiten kann. Da der Sonnenwinkel 0,27° beträgt, folgt als maximale Konzentration der Solarstrahlung für den zweidimensionalen Konzentrator $C_{max} = 212$. Ein solcher Konzentrator, bei dem die Erhaltung des Phasenraumvolumens gilt und der isotrop ausgeleuchtet ist, wird idealer Konzentrator genannt. Analog läßt sich für den dreidimensionalen Konzentrator zeigen, daß

$$C_{\max} = \left(\frac{n_{out}}{n_{in}} \frac{1}{\sin\theta_{in}} \right)^2 \tag{1.8}$$

ist. Das entspricht im Fall der Konzentration von Sonnenlicht $C_{max} = 46200$. In beiden Fällen wird durch ein Dielektrikum mit Brechungsindex $n_{out} > 1$ der maximale Konzentrationsfaktor noch erhöht.

Konsequenz aus der Erhaltung der Étendue ist also, daß jede Verringerung der Querschnittsfläche eines Lichtstrahls durch Konzentration mit einer Vergrößerung seiner Divergenz einhergeht. Strahlung kann demnach um so stärker konzentriert werden, je paralleler die einfallenden Strahlen sind.

Für die Konstruktion eines idealen Konzentrators ist es notwendig, daß der Konzentrator den Empfänger umgibt. Dies ist z.B. bei einer Linse nicht der Fall, da sich hier der Konzentrator in einem Abstand vom Empfänger befindet. Die höchste Konzentration wird nach Luque erreicht, wenn vom Empfänger aus betrachtet der Ausgang des Konzentrators nicht von einem lambertschen Strahler zu unterscheiden ist [15]. Ein solcher Kon-

zentrator mit dem Konzentrationsfaktor C_{lam} wird in [20] als ideal-lambertscher Konzentrator bezeichnet.

In Abb. 1.6 ist die winkelabhängige Transmission verschiedener Konzentratoren dargestellt. Bei dem idealen Konzentrator wird außerhalb des Akzeptanzwinkels θ_{akz} keine Strahlung eingefangen. Unterhalb des Akzeptanzwinkels ist der Verlauf bei einem Konzentrator mit maximalem Wirkungsgrad der gleiche: Die Transmission ist 100 %. Hier wird aber auch Strahlung unter größerem Winkel teilweise transmittiert. Das ist die Ursache dafür, daß der Konzentrationsfaktor geringer ist. Ein realer Konzentrator hat zusätzliche Verluste beispielsweise durch Streuung, so daß auch unterhalb des Akzeptanzwinkels die Transmission vermindert wird.

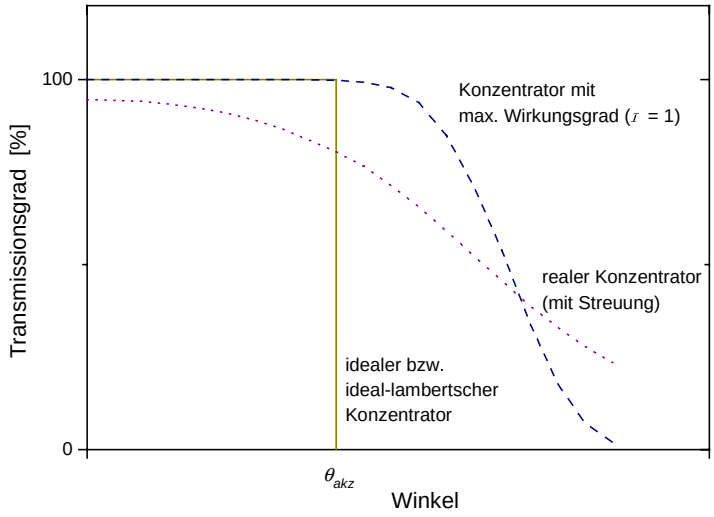

Abb. 1.6: Winkelabhängige Transmission verschiedener Konzentratoren.

Theoretisch ist es möglich, sowohl abbildende als auch nichtabbildende Konzentratoren zu entwerfen, die ideal sind. Tatsächlich sind diese aber nur in Ausnahmefällen realisierbar.

Zur maximalen Konzentration von Strahlung benötigt man auch bei nichtabbildender Konzentration in drei Dimensionen im Allgemeinfall noch 3 Freiheitsgrade. Mit einer stetigen spiegelnden oder brechenden Fläche stehen aber nur zwei Freiheitsgrade zur Verfügung, und zwar die Neigung der Fläche in x- und y-Richtung an jedem Punkt. Das bedeutet, daß sich solche Konzentratoren nicht für beliebige Quellen und Empfängerformen realisieren lassen, ohne unendlich viel brechende bzw. reflektierende Flächen oder einen räumlich veränderlichen Brechungsindex zuzulassen.

Das Gleiche gilt für abbildende Konzentration in zwei Dimensionen, wo zwei Freiheitsgrade notwendig sind, mit einer stetigen spiegelnden oder brechenden Fläche aber nur ein Freiheitsgrad zur Verfügung steht.[3]

Bei dreidimensionalen Konzentratoren müssen Einbußen entweder beim Interceptfaktor, bei dem Konzentrationsfaktor oder bei beiden hingenommen werden. Die beiden Extremfälle werden im folgenden „Konzentrator mit maximalem Wirkungsgrad“

[3] Ein idealer nichtabbildender Konzentrator im Zweidimensionalen ist z.B. der Standard-CPC, dessen Geometrie später beschrieben wird [23].

($C_{mW}/C_{lam} < 1$) und „Konzentrator mit optimaler Verstärkung“ ($\mathcal{I}_{oV} < 1$) genannt. Diese Unterscheidung wird später z.B. bei der Konstruktion eines Parabolrinnen-Konzentrators von Bedeutung sein.

1.2 Konzentrator-Solarzellen

1.2.1 Funktionsweise von Solarzellen

Eine beleuchtete Solarzelle läßt sich durch die Shockley-Gleichung für eine ideale Diode beschreiben, wenn Diodenstromdichte und Photostromdichte nicht voneinander abhängen und addiert werden können (Superpositionsprinzip). Zu den Annahmen des Modells gehört unter anderem, daß Niederinjektionsbedingungen herrschen, daß Generations- und Rekombinationsströme in der Raumladungszone fehlen und daß die Ladungsträgerdichten an den Grenzen der Raumladungszone ausschließlich vom Potentialabfall über dem p-n-Übergang abhängen [24].

$$J(V) = J_{01}\,(e^{qV/kT} - 1) - J_{ph} \tag{1.9}$$

Hier sind J_{ph} und J_{01} Photostromdichte und Diodensättigungsstromdichte, V die Spannung an der Solarzelle, q und k die Einheitsladung und die Boltzmann-Konstante. Der Quotient kT/q wird oft als thermische Spannung V_{th} bezeichnet. Der Verlauf des Stroms mit der Spannung wird I-V-Kennlinie oder Hellkennlinie genannt. Diese zeichnet sich dadurch aus, daß es einen Punkt maximaler Leistung gibt, für den der Wirkungsgrad der Solarzelle unter Beleuchtung definiert wird:

$$\eta = \frac{P_{MP}}{G} = \frac{FF\ J_{SC}\ V_{OC}}{G} \tag{1.10}$$

Dabei steht G für die Bestrahlungsstärke. Die Zellparameter FF, J_{SC} und V_{OC} sind der Füllfaktor, die Kurzschlußstromdichte und die Leerlaufspannung. Diese Größen werden für die ideale Diode hauptsächlich durch die Bandlückenenergie des Materials E_G bestimmt. Umformung von Gleichung (1.9) zeigt, daß J_{SC} linear und V_{OC} logarithmisch mit der Bestrahlungsstärke ansteigen.

Allein mit diesem Modell würde der Wirkungsgrad stetig mit steigender Bestrahlungsstärke zunehmen, ebenso wie der Füllfaktor. Eine bessere Beschreibung der realen Solarzelle liefert das Zwei-Dioden-Modell:

$$J(V) = J_{01}\,(e^{q(V - J R_S)/n_1 kT} - 1) + J_{02}\,(e^{q(V - JR_S)/n_2 kT} - 1) - J_{ph} + \frac{V - J R_S}{R_P} \tag{1.11}$$

Hierdurch ist eine implizite Gleichung gegeben, die nur numerisch gelöst werden kann. Die Modellparameter J_{01}, J_{02}, n_1, n_2, R_P und R_S können durch Anpassung an die Dunkelkennlinie der Solarzelle bestimmt werden. Die Diodensättigungsströme J_{01} und J_{02}, der Parallelwiderstand R_P und der Serienwiderstand R_S bestimmen dabei in unterschiedlichen Spannungsbereichen den Verlauf der I-V-Kennlinie.

Aus Gleichung (1.11) folgt, daß der Photostrom J_{ph} einer realen Solarzelle aufgrund der parasitären Widerstände R_P und R_S nur näherungsweise gleich dem Kurzschlußstrom ist. Das erschwert die Bestimmung der Modellparameter über die Dunkelkennlinie. Hinzu

kommt, daß der Serienwiderstand von der Stromdichte abhängt und für Hell- und Dunkelmessung nicht identisch sein muß. Auf diese Zusammenhänge wird im nächsten Kapitel genauer eingegangen.

Man spricht von einer linearen Solarzelle, wenn die monochromatisch erzeugte Photostromdichte $J_{ph}(\lambda)$ für jede Wellenlänge proportional zur monochromatischen Bestrahlungsstärke $E(\lambda)$ ist. Die Linearität einer Solarzelle wird ausgenutzt, um den Konzentrationsfaktor zu bestimmen.

Die Darstellung der monochromatisch erzeugten Photostromdichte über der Wellenlänge wird spektrale Empfindlichkeit $SR(\lambda)$ der Solarzelle genannt. Sie wird über folgende Beziehung in die Externe Quanteneffizienz $EQE(\lambda)$ umgerechnet:

$$EQE(\lambda) = \frac{hc}{q\lambda} SR(\lambda) \tag{1.12}$$

Hier sind h das Plancksche Wirkungsquantum, q die Elementarladung, c die Vakuum-Lichtgeschwindigkeit und λ die Wellenlänge. Im Gegensatz zur Internen Quanteneffizienz $IQE(\lambda)$ ist hier die Reflexion an der Oberfläche der Solarzelle enthalten. Für ein definiertes Spektrum $E(\lambda)$ kann mit der spektralen Empfindlichkeit über

$$J_{ph} = \int SR(\lambda) E(\lambda) d\lambda \tag{1.13}$$

der Photostrom der Zelle berechnet werden.

1.2.2 Konzentrator-Solarzellen aus III-V-Halbleitern

Für die Herstellung von III-V-Solarzellen stehen verschiedene Epitaxieverfahren zur Verfügung. Die III-V-Solarzellen, die im Rahmen dieser Arbeit eingesetzt worden sind, wurden per Metallorganischer Gasphasen-Epitaxie (MOVPE) hergestellt. In vier Photolithographie-Schritten werden dann die Wafer mit Vorder- und Rückseitenkontakten und einer zweilagigen Antireflexschicht aus TiO_x und MgF_2 versehen. Die Zellflächen werden durch Ätzen eines Mesarandes definiert.

Die GaAs-Zelle (Bandlückenenergie E_G = 1,42 eV) ist der bekannteste Vertreter der III-V-Solarzellen. Da diese ebenso wie Si-Zellen (E_G = 1,12 eV) nur einen p-n-Übergang haben, treten etwa gleich große Verluste durch Thermalisierung hochangeregter Elektron-Loch-Paare und durch Transmission langwelliger Strahlung ($\lambda > \lambda_G$) auf. Durch Kombination mehrerer p-n-Übergänge aus Materialien mit unterschiedlichen Bandlücken können diese Verluste deutlich reduziert werden. Eine Tandemsolarzelle[4] besteht aus zwei Teilzellen: Die obere Teilzelle hat die größere Bandlückenenergie, die transmittierte langwellige Strahlung wird dann von der unteren Teilzelle genutzt.

Grundsätzlich bieten sich zwei Wege für die Realisierung von Tandemsolarzellen: Die mechanische Stapelung von Zellen, die getrennt hergestellt wurden und getrennte Anschlüsse haben (four terminal), oder die Epitaxie zweier (gitterangepaßter) Zellstrukturen auf einem Substrat (two terminal). Sowohl für mechanisch gestapelte Tandemsolarzellen als auch für monolithisch gewachsene Tandemsolarzellen wurden Wirkungsgrade über

[4] In der englisch-sprachigen Literatur wird in der Regel „multi-junction cell", aber oft auch „tandem cell" als Bezeichnung für eine Solarzelle mit mehreren p-n-Übergängen verwendet, für eine Solarzelle mit zwei p-n-Übergängen meistens „dual-junction cell".

30 % unter Konzentration erreicht [11]. Monolithisch gewachsene Tandemsolarzellen müssen stromangepaßt sein, da die beiden Teilzellen miteinander in Serie verschaltet sind. Das wichtigste Mittel ist die Auswahl geeigneter Materialien mit zueinander passenden Bandlücken.

Für die Feinabstimmung besteht eine Möglichkeit darin, die Dicke der Top-Zelle so zu reduzieren, daß ein Teil der Strahlung transmittiert und von der Bottom-Zelle absorbiert wird. Bedingung ist, daß die Bandlückenenergie der Oberzelle so niedrig ist, daß in der dicken Oberzelle mehr Strom generiert würde als in der Unterzelle. Ein Beispiel ist die Materialkombination $Ga_{0.51}In_{0.49}P/GaAs$.

Eine andere Möglichkeit, die Stromanpassung zu realisieren, ist die Variation der Bandlückenenergie der Unterzelle[5]. Da gegenüber der zuvor beschriebenen Methode weniger Thermalisierungsverluste auftreten, ist so der thermodynamisch mögliche Wirkungsgrad höher. Die Anpassung der Bandlückenenergie wird durch Verwendung eines ternären Materials erreicht, wobei eine Gitterfehlanpassung in Kauf genommen wird [26]. Bei der in Abb. 1.7 gezeigten Struktur einer $Ga_{0.35}In_{0.65}P/Ga_{0.83}In_{0.17}As$-Zelle wurde nach dieser Methode vorgegangen. Anhand dieser Zellstruktur sollen im folgenden die wichtigsten Verlustmechanismen erläutert werden.

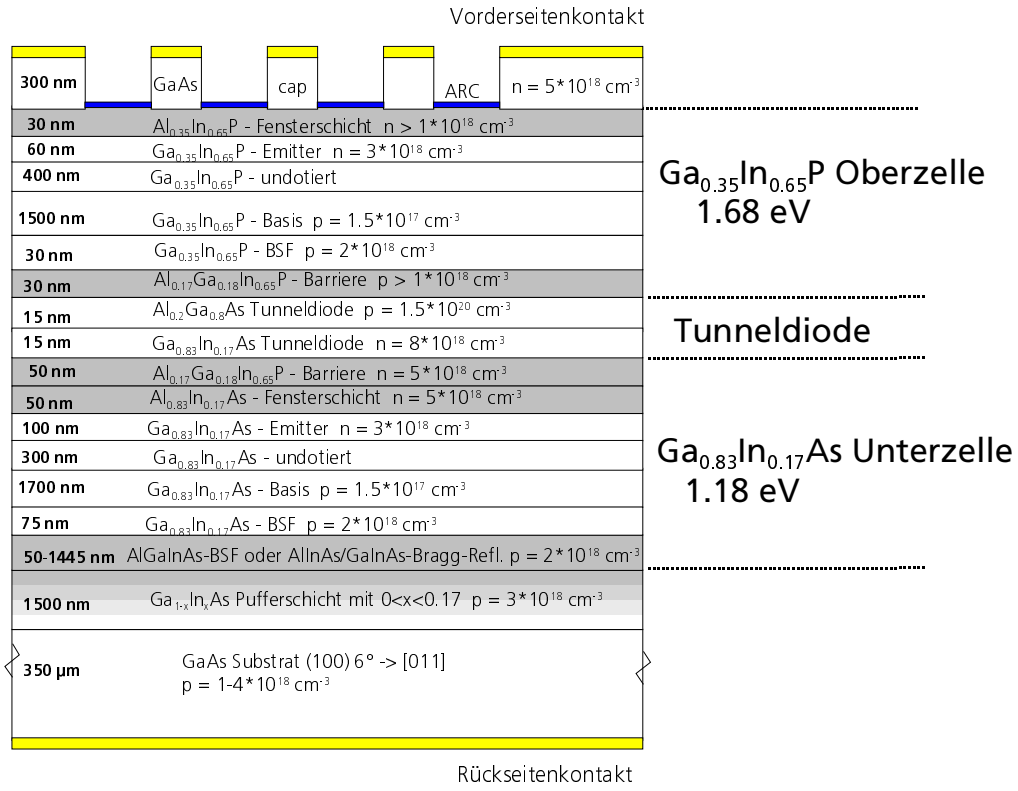

Abb. 1.7: Schematische Darstellung der Struktur einer $Ga_{0.35}In_{0.65}P/Ga_{0.83}In_{0.17}As$–Tandemsolarzelle, die mittels MOVPE gewachsen wurde [26].

Wie auch bei GaAs-Zellen üblich, werden hier beide Teilzellen mit einem Back-Surface-Field und einer Fensterschicht versehen, um Rekombinationsverluste durch Minoritätsla-

[5] Der Vollständigkeit halber soll erwähnt werden, daß sich mit der Antireflexschicht eine dritte Möglichkeit bietet, um die Stromanpassung bei Tandemsolarzellen zu realisieren [25].

dungsträger zu reduzieren. Durch diese Passivierungsschichten mit hoher Dotierung und Bandlücke entsteht ein elektrisches Feld, das die Minoritätsladungsträger von Grenz- bzw. Oberflächen fernhält. Bei der Vorderseite muß man eine Schicht verwenden, die für das eingestrahlte Spektrum durchsichtig ist.

Ohmsche Verluste entstehen durch den Schichtwiderstand des Halbleiters, insbesondere im dünnen Emitter, den Kontaktwiderstand des Metall-Halbleiter-Übergangs und den Metallwiderstand der Kontaktfinger. Der Kontaktwiderstand läßt sich durch eine dünne, hochdotierte Schicht direkt unter den Fingern vermindern. Diese sogenannte Cap-Schicht muß zwischen den Fingern weggeätzt werden, da sie nicht transparent ist. Der Minimierung des Schichtwiderstands sind enge Grenzen gesetzt: Eine Erhöhung der Dotierung reduziert die Diffusionslängen der Minoritäten, dickere Schichten erhöhen Rekombinationsverluste. Unverzichtbar ist außerdem die Verwendung einer optimierten Geometrie des Vorderseitenkontakts (Grid), die gleichzeitig eine möglichst geringe Abschattung der aktiven Zellfläche verursacht und die ohmschen Verluste minimiert.

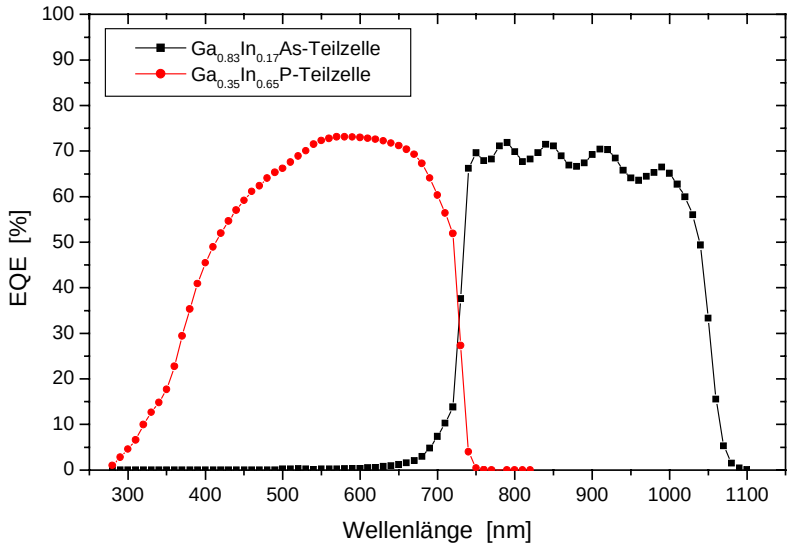

Abb. 1.8: Spektrum der externen Quanteneffizienz einer $Ga_{0.35}In_{0.65}P/Ga_{0.83}In_{0.17}As$ – Tandemsolarzelle; die Schwankungen der EQE der Unterzelle werden durch Interferenzen in den verschiedenen Epitaxie-Schichten verursacht.

Im Fall von GaAs-Zellen kann eine Antireflexschicht aus TiO_x und MgF_2 durch destruktive Interferenz die Reflexion an der Oberfläche auf unter 2 % senken. Für Tandemsolarzellen ist die Reflexion höher, da sich die Empfindlichkeit über einen breiteres Spektrum erstreckt. Die Tandemsolarzelle in Abb. 1.7 ist zusätzlich mit einem Bragg-Reflektor ausgestattet. Darunter versteht man eine regelmäßiges Schichtgitter aus zwei Materialien mit unterschiedlichem Brechungsindex. Von der reflektierten Strahlung profitiert nur die Unterzelle.

Hinzu kommen Verluste, die bei Tandemsolarzellen auftreten, bei Solarzellen mit einem p-n-Übergang wie GaAs-Zellen jedoch nicht:

Die Gitterfehlanpassung zwischen Substrat und Zellstruktur kann zu Versetzungen führen, die eine Reduzierung der Leerlaufspannung zur Folge haben. Zwischen Unterzelle

und GaAs-Substrat wird deshalb eine Pufferschicht eingefügt, die die Gitterfehlanpassung ausgleichen soll und daher einen stufenweise ansteigenden Indiumgehalt hat.

Die Teilzellen sind durch eine Esaki-Tunneldiode voneinander getrennt, um den Spannungsabfall am Übergang zwischen den Teilzellen zu reduzieren. Die Esaki-Tunneldiode besteht aus etwa 20 nm dicken, hochdotierten Schichten, die durch Barriere-Schichten von den angrenzenden Zellstrukturen abgeschirmt sind. Die hohen Stromdichten, die bei einer Konzentrator-Solarzelle auftreten, erfordern einen hohen maximalen Tunnelstrom. Dies wird durch Schichten mit einem kleinen Bandabstand erreicht, wobei man eine erhöhte Absorption in Kauf nehmen muß [26].

Schließlich gibt es zusätzliche optische Verluste, die bei Solarzellen mit einem p-n-Übergang nicht auftreten. An der in Abb. 1.8 gezeigten Externen Quanteneffizienz der Tandemsolarzelle aus Abb.1.7 sind diese Verluste deutlich zu erkennen. Man sieht Schwankungen bei der EQE der Bottom-Zelle, die durch Interferenzen an den oberen Schichten verursacht werden. Dieser Teil der optischen Verluste läßt sich nur schwer vermeiden.

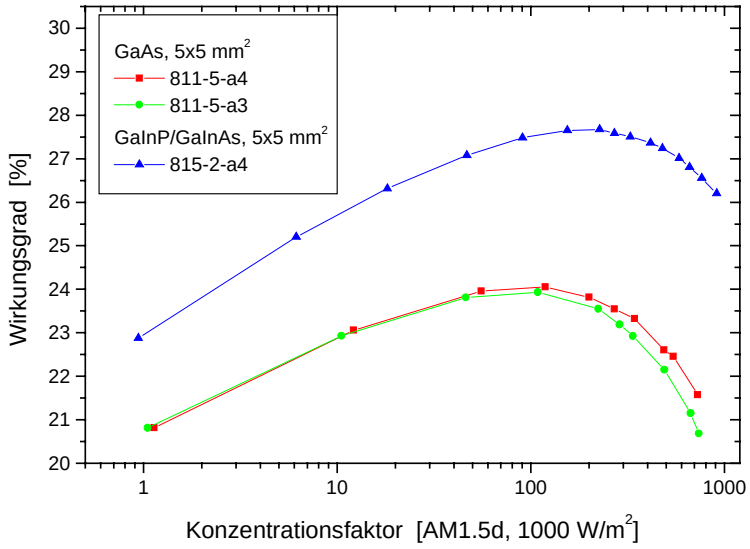

Abb. 1.9: Verlauf des Zellwirkungsgrades mit der Konzentration für zwei GaAs-Zellen vom gleichen Wafer und eine $Ga_{0.35}In_{0.65}P/Ga_{0.83}In_{0.17}As$–Tandemsolarzelle.

In Abb. 1.9 ist der Wirkungsgrad über dem Konzentrationsfaktor für zwei GaAs-Zellen und eine Tandemsolarzelle gezeigt. Alle Zellen waren mit identischem Grid ausgestattet. Der Wirkungsgrad erhöht sich zunächst aufgrund des logarithmischen Anstiegs der Leerlaufspannung mit der Stromdichte. Das Abfallen des Wirkungsgrads kommt durch den Serienwiderstand zustande. Die unterschiedlichen Ergebnisse der beiden GaAs-Zellen zeigen, daß sich auch bei zwei Zellen vom gleichen Wafer der Serienwiderstand technologiebedingt (Justage bei Photolithographie, inhomogene Galvanik) leicht unterscheiden kann. Die Tandemsolarzelle erreicht einen deutlich höheren Wirkungsgrad. Dieser beginnt erst bei höheren Konzentrationen abzufallen, da der Strom etwa halb so groß ist wie der der GaAs-Zellen.

Die Messung wurde am Blitzlicht-Simulator unter AM1.5d-Spektrum durchgeführt. Da von der Linearität der Zellen ausgegangen werden kann, wurde der Konzentrationsfak-

tor über den Kurzschlußstrom bei einer Einstrahlung von 1000 W/m^2 bestimmt. Die Definition des Spektrums ist bei dieser Definition des Konzentrationsfaktors wichtig, da der Ein-Sonnen-Kurzschlußstrom $I_{SC,0}$ einer Tandemsolarzelle vom eingestrahlten Spektrum abhängt.

1.2.3 Einfluß des Spektrums auf die Effizienz von Tandemsolarzellen

Das Verhalten von Tandemsolarzellen unter dem Einfluß unterschiedlicher Spektren kann durch eine am Fraunhofer ISE entwickelte Methode beschrieben werden. Eine ausführliche Beschreibung der im folgenden angewendeten Spektrometrischen Charakterisierung (SMC) mit der auch hier verwendeten Nomenklatur findet sich in [27]. An dieser Stelle wird eine anschauliche Beschreibung gegeben.

Bei der Spektrometrischen Charakterisierung handelt es sich um die Messung von *I-V*-Kennlinien von Tandemsolarzellen unter Variation des eingestrahlten Spektrums. Die Untersuchung des Verhaltens bei sich ändernden spektralen Bedingungen und der daraus resultierenden Veränderungen in der Stromanpassung der Teilzellen in einer Tandemsolarzelle ist in Bezug auf die terrestrische Anwendung von Interesse, da das Sonnenspektrum auf der Erde ständigen Änderungen unterliegt.

Da im Allgemeinen die *I-V*-Kennlinie der Tandemsolarzelle den Kennlinienverlauf der jeweils strombegrenzenden Teilzelle widerspiegelt, besteht die Idee dieser Charakterisierungsmethode auch darin, Informationen über die Eigenschaften der Teilzellen zu gewinnen. Deswegen wird z.B. bei der Spektrometrischen Charakterisierung einer Tandemsolarzelle das Simulatorspektrum einerseits sehr rotlastig eingestellt, so daß die Top-Zelle den Strom der Gesamtzelle begrenzt und Informationen über diese Teilzelle zugänglich werden. Andererseits werden Informationen über die Bottom-Zelle aus Messungen unter blaulastigen Spektren extrahiert.

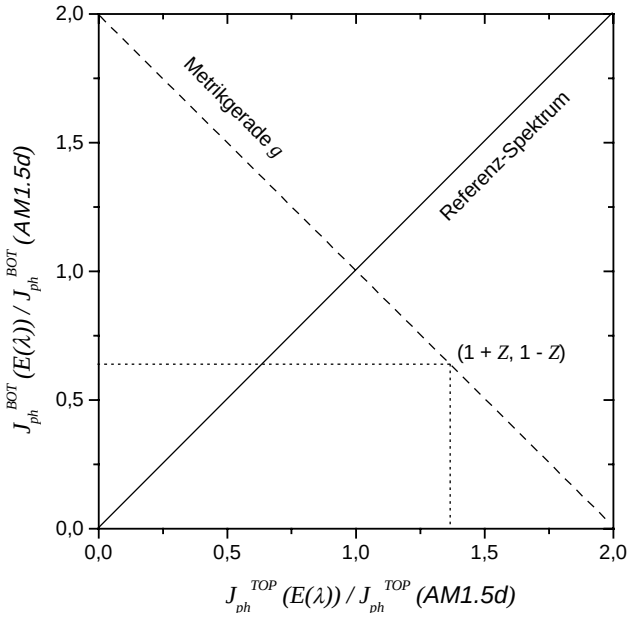

*Abb. 1.10: Verlauf der Metrikgeraden g im Raum der Photoströme der Teilzellen einer Tandemsolarzelle. Das Referenzspektrum befindet sich je nach Intensität auf unterschiedlichen Punkten der Winkelhalbierenden. Alle Punkte auf der Metrikgeraden können über einen Parameter Z ausgedrückt werden. Der Punkt (1+Z, 1-Z) definiert ein Spektrum, für das der Photostrom in der Top-Zelle um Z*100% höher ist als unter dem Referenzspektrum und der Photostrom der Bottom-Zelle um Z*100% niedriger.*

Die *I-V*-Kennlinie kann nicht unmittelbar gegen das eingestrahlte Spektrum aufgetragen werden, das sich aus Bestrahlungsstärken bei verschiedenen Wellenlängen zusammensetzt und somit eine multi-dimensionale Größe darstellt. Aus diesem Grund wird eine Metrik eingeführt, durch die ein Spektrum durch Maßzahlen eindeutig identifiziert wird, gegen welche dann die photovoltaischen Parameter aufgetragen werden können. Dies geschieht in weitgehender Analogie zur Farbmetrik [28]. Während bei der Farbmetrik ein Spektrum mit den Grundspektralwertkurven gewichtet wird, also im Prinzip mit den spektralen Empfindlichkeiten der drei Zäpfchen im Auge, bieten sich im Falle der Tandemsolarzelle die spektralen Empfindlichkeiten der Teilzellen als Wichtfunktionen an. Mit Gleichung (1.13) erhält man als Maßzahlen die Photostromdichten der einzelnen Teilzellen.

Diese Wahl ist insbesondere auch deshalb sinnvoll, da in der Spektrometrischen Charakterisierung die Effekte durch unterschiedliche Photoströme der Teilzellen untersucht werden sollen.

In Bezug auf eine Tandemsolarzelle lassen sich also alle Spektren in einer Ebene darstellen, deren Achsen durch die normierten Photoströme der Top- und Bottom-Zelle gegeben sind. Im Unterschied zur Farbmetrik soll die Möglichkeit der Verwendung relativer spektraler Empfindlichkeiten gegeben sein. Deshalb werden die Photoströme in Bezug auf den Photostrom unter einem bestimmten Referenzspektrum normiert. Die Achsen sind somit gegeben durch $J_{ph}^{TOP/BOT}(E(\lambda))/J_{ph}^{TOP/BOT}(E_{ref}(\lambda))$. Das Referenzspektrum stellt für Konzentrator-Solarzellen das AM1.5d-Spektrum dar.

In Abb. 1.10 ist die Lage des Referenzspektrums in diesen Einheiten gegeben. Spektren mit gleicher spektraler Verteilung aber unterschiedlicher Intensität liegen auf einer Ursprungsgeraden. Um die Effekte durch Stromfehlanpassung in Tandemsolarzellen zu untersuchen, ist es ausreichend, entlang einer bestimmten Gerade in der Metrik Messungen der *I-V*-Kennlinie durchzuführen. Die hier verwendete Metrikgerade g ist in der Grafik eingezeichnet. Anschaulich entspricht diese Gerade Spektren, für welche die Summe der Photoströme der beiden Teilzellen näherungsweise konstant bleibt, und ist gegeben durch

$$\frac{J_{ph}^{TOP}(E(\lambda))}{J_{ph}^{TOP}(E_{ref}(\lambda))}+\frac{J_{ph}^{BOT}(E(\lambda))}{J_{ph}^{BOT}(E_{ref}(\lambda))}=2\,. \tag{1.14}$$

Das Spektrum läßt sich für beide Teilzellen durch das Verhältnis der Photoströme unter dem Meßspektrum $E(\lambda)$ und unter dem Referenzspektrum $E_{ref}(\lambda)$ beschreiben. Zur Vereinfachung wird der Parameter Z eingeführt:

$$J_{ph}^{TOP}(E(\lambda))=(1+Z)\cdot J_{ph}^{TOP}(E_{ref}(\lambda))\,, \tag{1.15}$$

$$J_{ph}^{BOT}(E(\lambda))=(1-Z)\cdot J_{ph}^{BOT}(E_{ref}(\lambda))\,. \tag{1.16}$$

Es gilt $Z > 0$ für blaulastige Spektren, also für Meßspektren, bei denen die Top-Zelle mehr Strom generiert als unter dem Referenzspektrum.

In Abb. 1.11 sind die Spektrometrischen Charakterisierungen für zwei Tandemsolarzellen dargestellt. Das Referenzspektrum ist das AM1.5d-Spektrum bei 1000 W/m^2, bzw. das AM0-Spektrum bei 1367 W/m^2.

Links ist die Messung einer Tandemsolarzelle gezeigt, die gut an das AM1.5d-Spektrum angepaßt ist. Die Linie der Stromanpassung (mit „current matching“ markiert) liegt sehr

nahe am Referenzspektrum. Wie erwartet, ist die Kurzschlußstromdichte an dieser Stelle, wo beide Teilzellen den gleichen Strom liefern, maximal. Der Füllfaktor hat hier ein Minimum. Die Leerlaufspannung zeigt nur eine geringe Änderung, die durch die logarithmische Abhängigkeit von J_{SC} zustande kommt.

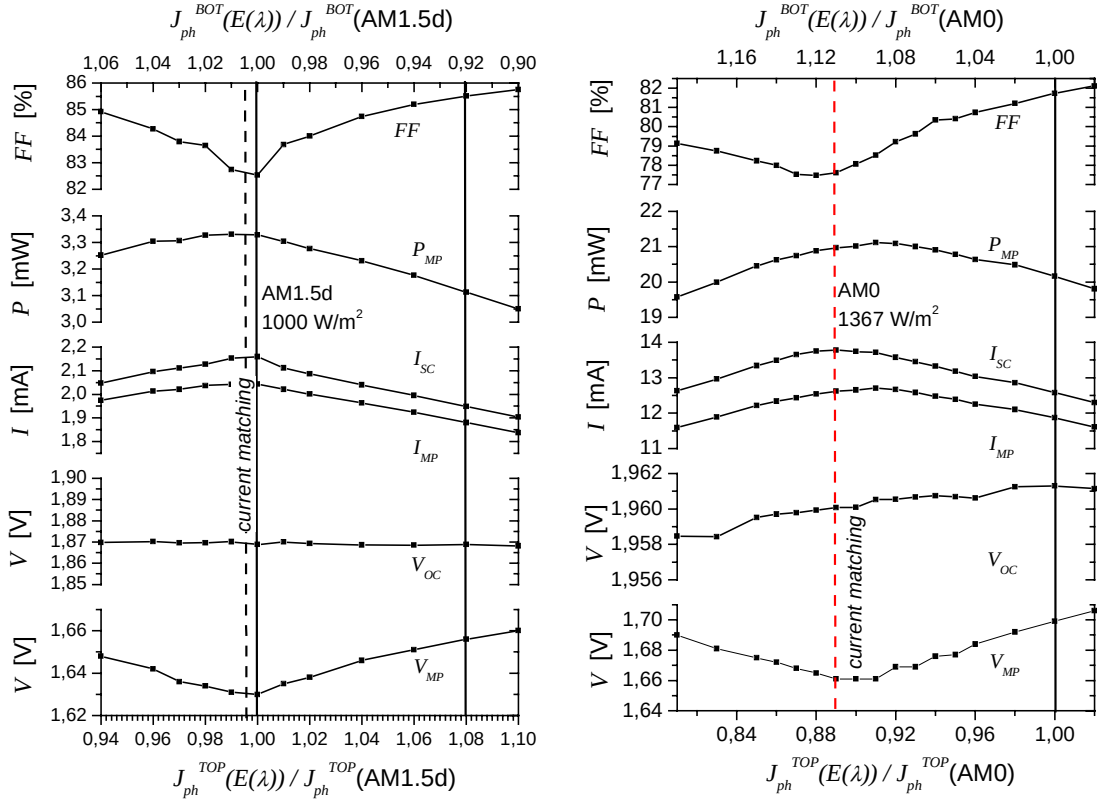

Abb. 1.11: Spektralmetrik einer gut an das AM1.5d-Spektrum angepaßten Tandemsolarzelle (links; 689-1-34) und einer Tandemsolarzelle mit niedrigem R_P in der Bottom-Zelle (rechts; 751-1-b4), bei der dadurch Leistung und Strom nicht an der gleichen Stelle maximal sind. Aufgetragen sind die Zellparameter über dem Verhältnis der Photoströme unter den Meßspektren zum Photostrom unter dem Referenzspektrum.

Das Verhalten des Füllfaktors ist am leichtesten nachzuvollziehen, wenn man sich den Verlauf der Spannung am MPP verständlich macht, der praktisch dem Verlauf des Füllfaktors entspricht. Bei Stromanpassung ergibt sich V_{MP} aus der Summe der V_{MP} der Teilzellen. Ist jedoch eine der Teilzellen strombegrenzend, so ergibt sich der V_{MP} der Tandemsolarzelle aus dem V_{MP} der begrenzenden Teilzelle addiert mit der Spannung der gefluteten Teilzelle, die größer ist, als ihr V_{MP} und mit steigendem Grad der Stromfehlanpassung wächst. Der Grenzwert ist hier durch den V_{MP} der begrenzenden Teilzelle addiert mit dem V_{OC} der gefluteten Teilzelle gegeben. Bei Strombegrenzung durch die Top-Zelle ergeben sich höhere Spannungen am MPP als bei Strombegrenzung durch die Bottom-Zelle.

Das Ansteigen des Füllfaktors kommt also dadurch zustande, daß der Strom der gefluteten Teilzelle begrenzt wird. Der Arbeitspunkt der gefluteten Teilzelle verschiebt sich deshalb zu höheren Spannungen.

Eine Arbeitspunktverschiebung tritt auch am I_{SC} der Gesamtzelle auf. Diese ist für die Bottom-Zelle schwerwiegender, weil sie als begrenzende Teilzelle mit einer größeren Spannung als dem eigenen V_{OC} rückwärts betrieben wird. Tatsächlich kommt es bei Tandemsolarzellen häufig vor, daß die Bottom-Zelle einen niedrigen Parallelwiderstand hat. Die Spektralmetrik einer solchen Tandemsolarzelle ist rechts in Abb. 1.11 gezeigt. Man sieht, daß der I_{SC} sein Maximum nicht an der gleichen Stelle wie die Leistung P_{MP} hat. Die Ursache ist, daß im rechten Bereich, wo die Bottom-Zelle den Strom limitiert, ein Teil des Stroms über den Parallelwiderstand der Bottom-Zelle fließt.

Der Füllfaktor hat sein Minimum nicht am Punkt der Stromanpassung. Die Arbeitspunktverschiebung sorgt dafür, daß der Füllfaktor viel niedriger ist, wenn die Teilzelle mit dem hohen R_P limitierend ist.

Dieses Beispiel macht deutlich, daß nicht unbedingt auf Anhieb sichtbar sein muß, wo eine Tandemsolarzelle stromangepaßt ist. Das gilt insbesondere, wenn eine Tandemsolarzelle nicht unter Labor- sondern unter Freilandbedingungen gemessen wird. In der Regel ist dann nur die Bestrahlungsstärke bekannt, nicht aber das Spektrum, das, wie im ersten Teil dieses Kapitels gezeigt wurde, aufgrund der Atmosphäre Schwankungen unterworfen ist.

Der in der gezeigten Spektralmetrik untersuchte Abschnitt der Metrikgeraden liefert noch keine Aussage darüber, welche realen Meßbedingungen untersucht werden. Diese Frage wird an anderer Stelle noch einmal aufgegriffen werden.

Zum Schluß sei darauf hingewiesen, daß es auch bei GaAs-Zellen eine Empfindlichkeit gegenüber spektralen Schwankungen gibt. Da dem Direktspektrum das gestreute kurzwellige Licht fehlt, ist es gegenüber dem Globalspektrum rotverschoben. In [29] wurde gezeigt, daß ein steigender Aerosolgehalt β sich bei Zellen mit großer Bandlücke negativ auswirkt. Der Effekt der Rotverschiebung mit steigendem Aerosolgehalt wirkt sich aber bei Tandemsolarzellen viel stärker aus.

1.2.4 Thermisches Verhalten von Konzentrator-Solarzellen

Da das Temperaturverhalten bei Konzentrator-Solarzellen von größerer Bedeutung ist, sollen an dieser Stelle die wichtigsten Eigenschaften zusammengefaßt werden. Ausgehend von Gleichung (1.9) soll zunächst das Verhalten qualitativ untersucht werden. Für die Diodensättigungsstromdichte J_{01} gilt nach [15]

$$J_{01} = a\,T^{\gamma} e^{\left(-\frac{E_G}{kT}\right)}, \tag{1.17}$$

wobei a eine Konstante ist, die vom Halbleiter abhängt, E_G die Bandlückenenergie und γ ein Parameter ist, der je nach Solarzellen-Typ Werte zwischen 2 und 4 annehmen kann. In [30] wird für eine per Flüssigphasen-Epitaxie (LPE) gewachsene GaAs-Zelle $\gamma = 3$ und $a = 3{,}33\ 10^{-3}$ A/cm^{2}K^3 angegeben. Andere Parameter, wie z.B. die Temperaturabhängigkeit der Bandlückenenergie, werden an dieser Stelle vernachlässigt.

Die Temperaturabhängigkeit der Diodensättigungsstromdichte eingesetzt in Gleichung (1.9) führt zu

$$J = J_{ph} - a\,T^{\gamma} e^{\left(\frac{qV-E_G}{kT}\right)}. \tag{1.18}$$

Nach mehreren Umformungen, die hier nicht ausgeführt werden sollen, ergibt sich folgende Temperaturabhängigkeit der Spannung:

$$\frac{dV}{dT} = \frac{k}{q}\left(\frac{qV - E_G}{kT} - \gamma \right) < 0 \tag{1.19}$$

Diese ist allgemein gültig, somit auch für V_{OC}, und zeigt, daß der Temperaturkoeffizient $\kappa(V_{OC}) = dV_{OC}/dT$ von der Bandlücke und der Spannung abhängt. Wird die Spannung $V = V_{OC}$ gesetzt, dann zeigt sich, daß die Temperaturempfindlichkeit der Solarzelle von der Differenz $qV_{OC} - E_G$ abhängt. Eine schlechte Zelle mit einem niedrigen V_{OC} ist demnach temperaturempfindlicher als eine gute Zelle.

Gleichung (1.19) läßt sich benutzen, um den Temperaturkoeffizienten des Wirkungsgrades zu berechnen. Dabei wird angenommen, daß dieser nur durch V_{MP} bestimmt wird und die Änderung des J_{MP} vernachlässigbar klein sind:

$$\kappa(\eta) = \frac{1}{\eta}\frac{d\eta}{dT} = \frac{k}{qV_{MP}}\left(\frac{qV_{MP} - E_G}{kT} - \gamma \right) \tag{1.20}$$

Der Wirkungsgrad wird somit aufgrund der Tatsache, daß $V_{OC} > V_{MP}$ ist, stärker durch Erwärmung reduziert als der V_{OC}.

Unter Konzentration kann ein ähnliches Verhalten erwartet werden. Mit dem Konzentrationsfaktor $C > 1$ definiert über das Verhältnis der Photoströme $J_{ph}(C) = C\, J_{ph}(1)$ steigt die Spannung der Solarzelle. Die Differenz $qV_{OC} - E_G$ wird also kleiner. Entsprechend nimmt mit steigender Konzentration auch die Reduzierung des Wirkungsgrads bei Erwärmung ab. Konzentrator-Solarzellen sind daher wegen der höheren Spannung weniger temperaturempfindlich als Ein-Sonnen-Solarzellen.

Schließlich soll der Einfluß des Serienwiderstands betrachtet werden. Gleichung (1.9) ändert sich dann zu

$$J(V) = J_{ph} - J_{01}\left(e^{\frac{q(V - JR_S)}{kT}} - 1 \right). \tag{1.21}$$

Mit den gleichen Umformungen, die zu Gleichung (1.19) geführt haben, folgt nun

$$\frac{dV}{dT} = \frac{k}{q}\left(\frac{q(V - JR_S) - E_G}{kT} - \gamma \right). \tag{1.22}$$

Mit der Berücksichtigung des Serienwiderstands ergibt sich also eine höhere Temperaturempfindlichkeit.

In Tab. 1.1 sind die Temperaturkoeffizienten für verschiedene Zellen zusammengefaßt, wie sie in der Literatur zu finden sind. Das oben mit relativ einfachen Rechnungen hergeleitete Verhalten findet sich in dieser Aufstellung wieder. So ist das Abnehmen der Temperaturempfindlichkeit mit der Konzentration an der Aufstellung der GaAs-Zellen zu sehen.

Oben wurde gezeigt, daß man von guten Solarzellen, also solchen, die dank einer hohen Spannung oder eines geringen Serienwiderstands einen hohen Wirkungsgrad haben, erwarten kann, daß sie weniger temperaturempfindlich sind. Bei den Si-Zellen aus [31] und [19] mit auffällig niedrigen Temperaturkoeffizienten wurden Wirkungsgrade

von $\eta_{pv}(C=29) = 24{,}5\ \%$ bzw. $\eta_{pv}(C=250) = 24{,}1\ \%$ bei den angegebenen Konzentrationen gemessen.

Die Temperaturkoeffizienten von zwei Tandemsolarzellen sind ebenfalls aufgeführt. Da es sich um seriell verschaltete Teilzellen handelt, erwartet man, daß $\kappa(V_{OC})$ etwa doppelt so groß ist wie bei GaAs-Zellen. Tatsächlich ist er deutlich höher. Der Temperaturkoeffizient des Wirkungsgrades $\kappa(\eta)$ ist bei Tandemsolarzellen sehr schwer zu bestimmen, da er stark vom eingestrahlten Spektrum abhängt [32].

Material, Konzentration	$\kappa(V_{OC})$	$\kappa(\eta)$
Si, 29 [31]	-1,6 mV/K	-0,27 $\%_{rel}$/K
Si, 250 [19]	-1,40 mV/K	-0,228 $\%_{rel}$/K
Si, 250 [33]		-0,40 $\%_{rel}$/K
Si, 250 [34]	1,28–1,34 mV/K	-0,38 $\%_{rel}$/K
GaAs, 1 [35]		-0,15 $\%_{rel}$/K
GaAs, 1 [15]	-1,76 mV/K	-0,258 $\%_{rel}$/K
GaAs, 10 [15]	-1,67 mV/K	
GaAs, 100 [15]	-1,36 mV/K	
GaAs, 1000 [15]	-1,16 mV/K	
GaAs, 180 [30]	-1,48 mV/K	-0,185 $\%_{rel}$/K
GaAs, 1000 [36]		-0,17 $\%_{rel}$/K
$Ga_{0.51}In_{0.49}P$/GaAs, 1 [32]	-4,9 mV/K	
$Ga_{0.35}In_{0.65}P/Ga_{0.83}In_{0.17}As$, 1 [37]	-4,6 mV/K	

Tab. 1.1: Temperaturkoeffizienten von Zellen aus Silizium und unterschiedlichen III-V-Halbleitern.

2 Minimierung von Serienwiderständen bei Konzentrator-Solarzellen aus III-V-Halbleitern

In diesem Kapitel wird der Serienwiderstand, der für Konzentrator-Solarzellen die limitierende Größe ist, näher untersucht. Dazu wird zunächst das „distributed series resistance"-Modell erläutert, das die Auswirkungen des Serienwiderstandes auf die Stromverteilung in der Solarzelle berücksichtigt. Im zweiten Teil des Kapitels wird mit einer Netzwerksimulation ein Werkzeug eingeführt, das bei der Berechnung der Zellparameter neben diesem Effekt auch Rekombination unter der abgeschatteten Busfläche und inhomogene Beleuchtung berücksichtigt. Für verschiedene Gridstrukturen werden die Ergebnisse experimenteller Messungen und analytischer Rechnungen gegenübergestellt.

2.1 Einführung

Bei allen Solarzellen führt der Serienwiderstand zur Abnahme des Füllfaktors und damit des Wirkungsgrades bei steigender Bestrahlungsstärke. Ein wichtiges Mittel zur Minimierung des Serienwiderstands ist die Optimierung der Vorderseiten-Metallisierung (Grid) für die Konzentration, bei der die Solarzelle betrieben werden soll.

Für Solarzellen mit einem p-n-Übergang wurde von Blieske und Stollwerck [29,30] ein Programm entwickelt, das die Summe aus ohmschen Verlusten und Abschattung durch Metallisierung minimiert. Dabei wurden unter anderem die Annahmen gemacht, daß der Strom im Emitter quer zu den Gridfingern fließt, daß überall auf der Zelle der Strom nur von der Bestrahlungsstärke abhängt und daß Rekombination unter abgeschatteten Flächen zu vernachlässigen ist.

Tatsächlich unterscheiden sich erwartete und gemessene Werte oft stark voneinander. In den meisten Fällen bricht der Wirkungsgrad früher ein. Als Erklärung kommen neben den obigen Annahmen auch die Auswirkungen von inhomogener Beleuchtung der Solarzellen in Betracht, die sich mit der Software von Blieske / Stollwerck nur unzureichend beschreiben läßt.

Um den Einfluß der genannten Näherungen untersuchen zu können, ist ein Simulations-Werkzeug notwendig, das diese Näherungen nicht macht. Für Solarzellen mit Gridstrukturen, die für verschiedene Konzentrationen konzipiert sind, können die Ergebnisse der Simulationen mit Messungen verglichen werden. Die Auswahl der Solarzellen blieb dabei auf quadratische Solarzellen mit Bus auf zwei Seiten beschränkt.

Für die Messung von Konzentrator-Solarzellen standen zwei verschiedene Aufbauten zur Verfügung: Bei dem mit Kosim (Konzentrator-Simulator) bezeichneten Aufbau handelt es sich um eine Meßapparatur, bei der das Licht einer Xenonkurzbogenlampe mit mehreren Linsen auf die Konzentrator-Solarzelle fokussiert wird. Die Solarzelle wird kontinuierlich bestrahlt und muß mit Hilfe eines Kühlblocks auf 25°C gehalten werden. Der zweite, bereits im letzten Kapitel erwähnte Meßaufbau ist der Blitzlicht-Simulator, oder „Flasher". Die *I-V*-Kennlinie der Solarzelle wird aufgenommen, während die Intensität

des Blitzes annähernd konstant ist. Dieses Plateau umfaßt ca. 1 ms. Thermische Effekte spielen hier keine Rolle [38].

2.2 Zusammensetzung des Serienwiderstands bei Solarzellen

2.2.1 Aufteilung des Gesamt-Serienwiderstands

Der Serienwiderstand von Solarzellen setzt sich aus dem Widerstand der Metallisierung, den Schichtwiderständen des Halbleitermaterials und dem Übergangswiderstand von Metall zum Halbleiter, dem sogenannten Kontaktwiderstand, zusammen. Diese sollen nun im Einzelnen erläutert werden:

Basis: Im Normalfall haben Solarzellen einen flächigen Rückseitenkontakt. Der Stromfluß ist dann vertikal und der Beitrag zum Gesamt-Serienwiderstand vernachlässigbar. Der Kontaktwiderstand auf der Rückseite ist ebenfalls wegen der großen Fläche zu vernachlässigen.

Metall-Halbleiter-Kontakt auf der Vorderseite: Aufgrund der kleinen Kontaktfläche sind die Stromdichten an den Fingern wesentlich höher als an der Rückseite. An dem Emitter-Metall-Übergang kann also eine wesentlich höhere Spannung abfallen.

Emitter: Dicke und Dotierung des Emitters sind entscheidende Parameter bei der Optimierung von Konzentrator-Solarzellen. Bei einem dicken Emitter sinkt die Interne Quanteneffizienz, also die Wahrscheinlichkeit, ein generiertes Elektron-Loch-Paar zu trennen, bevor es rekombiniert. Die geringen Dicken von typischerweise < 1 µm bewirken einen hohen Serienwiderstand, da der Strom der beleuchteten Solarzelle vorwiegend in horizontaler Richtung fließt. Durch kleine Fingerabstände kann der Widerstand verringert werden. Da es aber durch die Technologie bestimmt eine minimale Fingerbreite gibt, wird so gezwungenermaßen die Abschattung erhöht. Es muß also ein Kompromiß geschlossen werden für die jeweils angestrebte Bestrahlungsstärke.

Metallisierung: Bei den Fingern sind geringe Breiten erwünscht, um die Abschattung gering zu halten. Die Höhe ist ebenfalls durch die Technologie begrenzt, da es bei der Metallisierung mit einem Verhältnis von Höhe zu Breite (Aspektverhältnis) deutlich über 1 zu Stabilitätsproblemen kommt. Diese Begrenzungen führen dazu, daß die Frontmetallisierung einen erheblichen Beitrag zum Serienwiderstand leisten kann.

Die üblichen Methoden zur Bestimmung des Serienwiderstands gehen davon aus, daß der Serienwiderstand konstant ist („lumped series resistance"). In der Regel wird er mit Hilfe der Dunkelkennlinie bestimmt, indem die Parameter des Zwei-Dioden-Modells an die Meßkurve angepaßt werden. In [39] sind weitere Methoden zusammengefaßt, die die Bestimmung des Serienwiderstandes mit einer oder mehreren Hellkennlinien ermöglichen.

2.2.2 Gridoptimierung zur Minimierung der Gesamtverluste aus Serienwiderständen und Abschattung

Beim Design neuer Gridstrukturen kommt es darauf an, die ohmschen Verluste zu minimieren. Bei der Optimierung des Grids wird die Summe aus Verlustleistung durch Serienwiderstände und Verlusten durch Abschattung minimiert. Die Berechnung der

Emitter- und des Metallwiderstandes erfolgt jedoch unter verschiedenen Annahmen, die hier zusammengefaßt werden sollen.

Im einfachen Fall einer quadratischen Solarzelle der Seitenlänge l mit Busflächen auf zwei Seiten ist der Spannungsverlust im Emitter und in den Fingern als Differentialgleichung darstellbar [15]. Es wird angenommen, daß der Strom im Emitter quer zu den Fingern fließt, was für quadratische Zellen in einiger Entfernung vom Bus gültig ist.

$$\frac{dV(x,y)}{dx} = -\overline{R}_e \int_x^{d/2} J(x,y)\,dx \tag{2.1}$$

$$\frac{dV(0,y)}{dy} = -\frac{\overline{R}_m}{w/2} \int_y^{l/2} dy \int_0^{d/2} J(x,y)\,dx \tag{2.2}$$

Der betrachtete Finger verläuft von der Zellmitte zu einem Bus, also in y-Richtung von 0 bis $l/2$. Es ist w die Fingerbreite, d der Fingerabstand. Mit $\overline{R}_m$ und $\overline{R}_e$ werden der Metall- und Emitterschichtwiderstand in [Ω] bezeichnet. Für letzteren gilt

$$\overline{R}_e = \frac{1}{q\,\mu\,N_D\,b_e}\ , \tag{2.3}$$

wobei b_e die Emitterdicke, μ die Beweglichkeit und N_D die Majoritätsladungsträgerdichte bzw. Dotierung sind. Der spezifische Emitterwiderstand ist $\rho_e = b_e\,\overline{R}_e$.

Nun sollen die ohmschen Verluste analysiert werden. Dazu wird die Annahme gemacht, daß die Variation von $J(x,y)$ gering ist und J über die ganze Zelle konstant angenommen werden kann. Diese Annahme eines gemittelten Stroms führt zu folgenden Ausdrücken für die ohmsche Verlustleistung in den Fingern und im Emitter:

$$dP_m = \left[J\frac{d}{2}\left(\frac{l}{2}-y\right)\right]\left[\overline{R}_m\, J\frac{(d/2)}{(w/2)}\left(\frac{l}{2}-y\right)dy\right] = J^2\,\overline{R}_m\frac{(d/2)^2}{(w/2)}\left(\frac{l}{2}-y\right)^2 dy \tag{2.4}$$

$$dP_e = \left[J\frac{l}{2}\left(\frac{d}{2}-x\right)\right]\left[\overline{R}_e\, J\left(\frac{d}{2}-x\right)dx\right] = J^2\,\overline{R}_e\frac{l}{2}\left(\frac{d}{2}-x\right)^2 dx \tag{2.5}$$

Dafür werden die Differentialgleichungen (2.1) und (2.2) verwendet. Integration liefert die Verlustleistung, und über $P = R\,J^2$ erhält man die gesuchten Widerstände:

$$R_S = R_b + R_c + \left(\frac{\overline{R}_m\,l^2}{12}\frac{1}{(1-F)} + \frac{\overline{R}_e\,w^2}{12}\frac{1}{(1-F)^2}\right) \tag{2.6}$$

Dem resultierenden Serienwiderstand in [Ωcm^2] sind die Beiträge des Basis- und des Kontaktwiderstands, R_b und R_c, hinzugefügt. Emitter- und Metallwiderstand sind in Abhängigkeit von der Abschattung $(1 - F) = w/d$ dargestellt. Das Ergebnis zeigt eine lineare Abhängigkeit bei dem Metall- und eine quadratische Abhängigkeit bei dem Emitterwiderstand. Eine einfache Umformung ergibt

$$R_S = R_b + R_c + \frac{1}{3}\left(\frac{l}{2}\right)\left(\frac{d}{2}\right)\left(\frac{\overline{R}_m\,l}{w} + \frac{\overline{R}_e\,d}{l}\right). \tag{2.7}$$

Die Gleichung zeigt, daß der Beitrag des Emitters und Metalls zum Serienwiderstand ein Drittel des Emitter- und Metall-Serienwiderstands ist, den man aus den Schichtwiderständen und den entsprechenden Abmessungen erhält. Der entscheidende Schritt, der zu diesem Faktor geführt hat, war die Annäherung der Stromverteilung durch einen gemittelten Strom und die anschließende Integration. In [40] wird die Gültigkeit dieser Näherung näher untersucht und die Abweichung vom Faktor 1/3 für verschiedene Betriebsarten der Solarzelle berechnet. Der entsprechende Effekt wird im nächsten Abschnitt eingehend erläutert.

Nach der gezeigten Methode wird in dem Gridoptimierungsprogramm (GridOpt) von Blieske / Stollwerck vorgegangen, um eine Gridstruktur für eine vorgegebene Konzentration zu optimieren. Auf diesem Wege werden Effekte, die durch eine inhomogene Spannungs- bzw. Stromverteilung verursacht werden, nicht berücksichtigt.

Darüber hinaus geht der Einfluß abgeschatteter Flächen nicht ein. Die Busfläche kann je nach Zelldesign bis zu 50 % der Gesamtfläche ausmachen. Das führt zu Rekombination unter der Busmetallisierung und damit zu einem Spannungsverlust, der bei dieser Methode ebenfalls nicht berücksichtigt wird.

2.2.3 Der „distributed series resistance"-Effekt

Das einfache Modell eines konstanten Serienwiderstandes („lumped series resistance") setzt voraus daß die Spannung über der Solarzelle homogen ist. R_S ist dann unabhängig von den Betriebsbedingungen. Die *I-V*-Kennlinien von Konzentrator-Solarzellen zeigen jedoch häufig bei großen Bestrahlungsstärken eine Abrundung im Bereich des MPP (siehe Abb. 2.1). Dies ist mit einem konstanten R_S nicht zu erklären.

Hinzu kommt, daß es starke Abweichungen zwischen dem unter Dunkel- und unter Hellbedingungen bestimmten Serienwiderstand geben kann. Ursache für beide Effekte ist die Tatsache, daß die Verluste, die mit dem Emitter- und dem Basiswiderstand verbunden werden, verteilt sind und deshalb von den Betriebsbedingungen der Solarzelle abhängen.

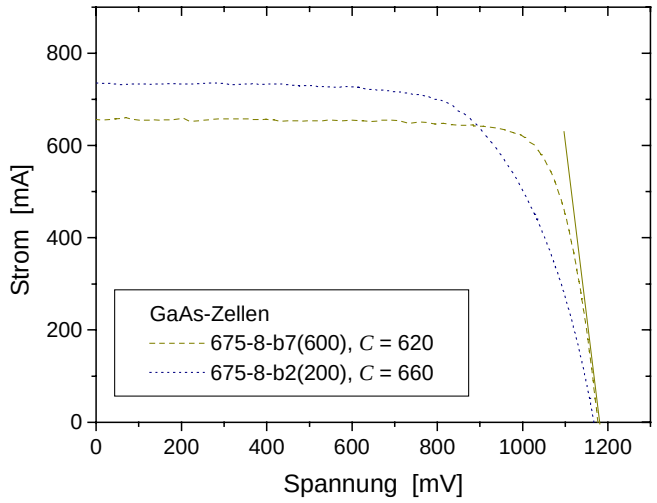

Abb. 2.1: Unterschiedlich stark abgerundete I-V-Kennlinien zweier Konzentrator-Solarzellen mit verschiedenen Gridstrukturen.

Abb. 2.2 zeigt anschaulich den Unterschied des Stromflusses in einer Solarzelle bei Hell- und bei Dunkelmessung. Bei der Dunkelmessung wird eine externe Spannung angelegt, die aber aufgrund des Emitterschichtwiderstandes entlang des Emitters abfällt. Die

Spannung ist in der Mitte zwischen zwei Fingern am niedrigsten. Folglich ist der Strom direkt unter den Fingern am größten, der relative Anteil des vertikalen Anteils nimmt dabei mit steigender Stromstärke zu.

Unter Beleuchtung ist der Stromfluß in der Solarzelle umgekehrt, was eine höhere Spannung in der Mitte zwischen den Fingern zur Folge hat. Wie in Abb. 2.2 zu sehen ist, fließt bei ähnlichem externem Strom unter Beleuchtung deutlich mehr Strom im zentralen Bereich. Folglich sind die Widerstandsverluste unter Dunkel-Betrieb deutlich niedriger als unter Hell-Betrieb. Die Differenz ist je nach Emitterschichtwiderstand unterschiedlich stark ausgeprägt.

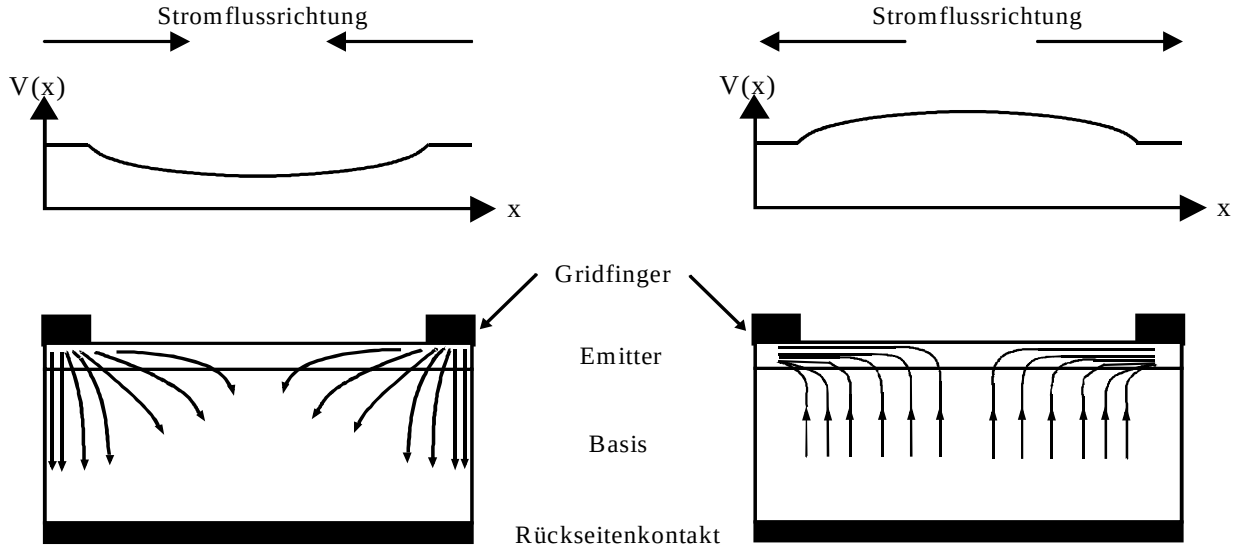

Abb. 2.2: Schematische Darstellung des Stromflusses in einer Solarzelle bei Dunkelmessung (links) und bei homogener Beleuchtung (rechts), sowie Spannungsverlauf zwischen den Gridfingern (nach [41]).

Um die Serienwiderstandseffekte zu verstehen, ist es also notwendig, den lokalen Spannungsabfall zu berücksichtigen. Die Variation der Spannung über der Solarzelle bewirkt veränderte Stromverteilungen und damit einen Serienwiderstand, der von den Betriebsbedingungen abhängt. Das gilt nicht nur für den Unterschied zwischen Hell- und Dunkel-Betrieb. Die sich je nach Arbeitspunkt auf der *I-V*-Kennlinie ändernden Serienwiderstände - und damit die Abrundung von Hellkennlinien bei hohen Bestrahlungsstärken - lassen sich damit erklären.

In Abb. 2.3 wird dies anhand der Auswirkungen des Emitterschichtwiderstandes illustriert. Dargestellt ist ein Ausschnitt der Solarzelle für verschiedene Punkte der Gesamtkennlinie (V_{OC}, nahe V_{OC}, MPP, I_{SC}). Der Ausschnitt zeigt den Bereich zwischen zwei Gridfingern. Die lokal am p-n-Übergang anliegende Spannung $V(x)$ ist ebenso eingezeichnet wie die lokal generierte Stromdichte $J(x)$, die nicht über den p-n-Übergang abgeleitet wird (nicht zu verwechseln mit dem horizontal fließenden Emitterstrom). Die Arbeitspunktverschiebung ist (stark übertrieben) an zwei Elementardioden illustriert.

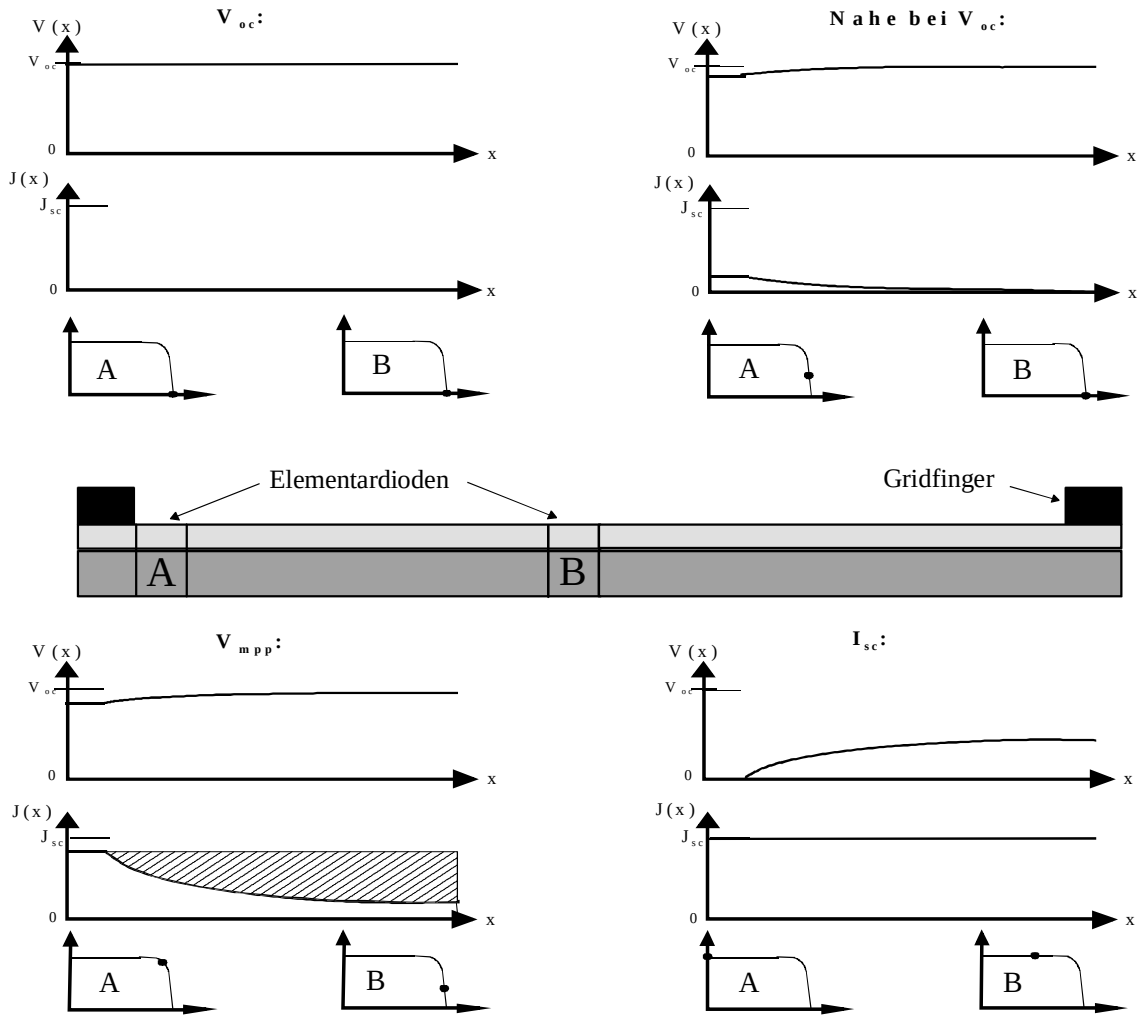

*Abb. 2.3: Auswirkungen des verteilten Emitterwiderstandes auf verschiedene Punkte der **I-V**-Charakteristik; die **x**-Achse entspricht der Position zwischen den Fingern, wobei der Ursprung unter einem Finger liegt. Dargestellt sind jeweils die Spannung am p-n-Übergang **V(x)**, der effektiv pro Fläche generierte Strom **J(x)** und die Arbeitspunkte der Elementardioden A (am Finger) und B (zwischen zwei Fingern) [42].*

V_{OC}: Da an keiner Stelle der Zelle Strom fließt gibt es auch keine Effekte. Die Leerlaufspannung ist nicht vom Serienwiderstand beeinflußt, unabhängig von dessen Größe.

Nahe V_{OC}: Obwohl nur kleine Ströme fließen, macht sich der Widerstand bemerkbar. Dies liegt an der großen Steigung der ***I-V***-Kennlinie bei V_{OC}. Es wird zunächst nur Strom in der Nähe der Finger abgeleitet, da sich der Arbeitspunkt der Elementardioden in der Mitte zum V_{OC} hin verschiebt. Der Strom hat einen kurzen Weg durch den Emitter, was zu kleinen ohmschen Verlusten führt.

MPP: Im Punkt maximaler Leistung erreicht der Strom bei GaAs-Zellen ca. 90% des Kurzschlußstroms. Dies sorgt für einen deutlichen Spannungsabfall. Durch die Arbeitspunktverschiebung trägt die Mitte weniger zum Strom bei. Da der Strom nun einen längeren Weg durch den Emitter hat, wachsen die rein ohmschen Verluste $P = \int J(x)^2 dR$ an. Zusätzlich kommt es jedoch zu einem Stromverlust, der durch den Serienwiderstand induziert wird. Die erhöhte Spannung in der Mitte (Diode B) sorgt für

einen größeren vertikalen Stromfluß über den p-n-Übergang. Dieser Verlust ist durch die schraffierte Fläche gekennzeichnet.

I_{SC}: Obwohl der Spannungsabfall maximal wird, sind die Auswirkungen hier zu vernachlässigen, sofern R_S nicht enorm groß ist. Dies liegt an der sehr geringen Steigung der *I-V*-Kennlinie in der Nähe des I_{SC}. Der Kurzschlußstrom ist also in erster Näherung nicht vom Serienwiderstand beeinflußt, solange dieser moderat ist, was auch bei Zellen für hohe Bestrahlungsstärken der Fall ist.

Betrachtet man die Gesamtkennlinie, so führt der Stromverlust zu einer Abrundung der *I-V*-Kennlinie in der Nähe des MPP. Auch eine zu geringe Leitfähigkeit des Metallgrids kann die oben beschriebenen Effekte hervorrufen. Das Spannungsgefälle liegt dann zwischen Bus und Mitte der Zelle. Da also der Serienwiderstand von den Betriebsbedingungen abhängt, wird im folgenden zwischen dem Wert aus der Dunkelmessung $R_{S,dkl}$ und dem aus der Hellmessung $R_{S,hell}$ unterschieden.

Es sei darauf hingewiesen, daß die beschriebenen Effekte nicht zwangsläufig auftreten. Bei einem sehr kleinen R_S bzw. bei kleinen Stromdichten kann das „lumped series resistance"-Modell durchaus ausreichen für die Beschreibung. Ein Maß dafür ist der maximale Spannungsabfall innerhalb der Zelle. Ist er deutlich kleiner als $kT/q \cong 26$ mV, so liefert ein konstanter R_S eine gute Beschreibung des Verhaltens. Bei sehr hohen Bestrahlungsstärken muß dieser Effekt jedoch berücksichtigt werden. Verfahren zur Entwicklung neuer Gridstrukturen die ausgehend von der Stromverteilung im J_{SC} den Emitterwiderstand berechnen, können dann keine wirklich guten Vorhersagen treffen.

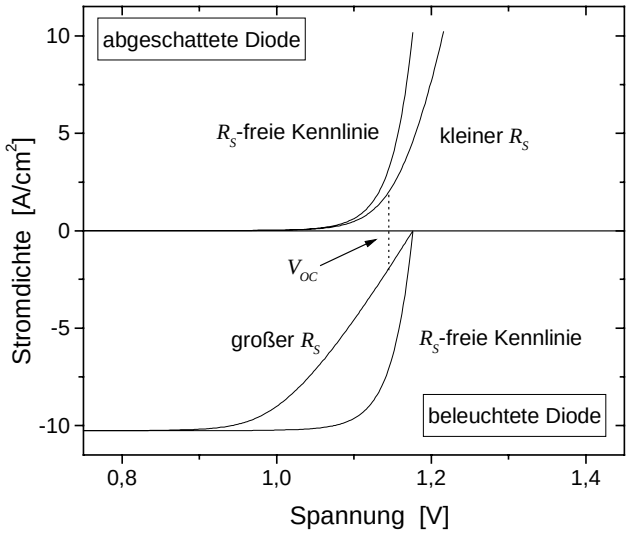

Abb. 2.4: I-V-Kennlinien einer beleuchteten und einer vollständig abgeschatteten Diode, die parallel verschaltet sind. Zusätzlich sind die R_S-freien I-V-Kennlinien der beiden Dioden eingezeichnet. Die Darstellung macht die Reduzierung des V_{OC} durch metallbedeckte Diodenfläche deutlich.

Über dieses Gebiet gibt es eine Vielzahl Veröffentlichungen [40-44]. Hervorgehoben sei nur eine Arbeit von Cuevas [45], in der der Einfluß der metallbedeckten Diodenfläche ("metal-covered diode effect"), also die Busfläche, auf den Serienwiderstand untersucht wird. Als einfaches Modell wird hier die Parallelschaltung zweier Dioden mit unterschiedlichen Serienwiderständen verwendet.

In Abb. 2.4 ist gezeigt, wie die abgeschattete Busfläche zu einer Reduktion des V_{OC} führt. In der Darstellung wird nach dem einfachen Modell von Cuevas eine beleuchtete und eine unbeleuchtete Diode parallel verschaltet. Neben den beiden R_S-freien Kennli-

nien sind die durch den R_S veränderten Kennlinien gezeigt. Für den Verlauf der Kennlinien wird ein „lumped series resistance" angenommen, der sich auf den V_{OC} der Gesamtzelle auswirkt. Mit dem „distributed series resistance"-Effekt würde sich die untere Kennlinie verbiegen, und der V_{OC} der Gesamtzelle wäre dadurch noch stärker reduziert.

2.2.4 Verwendung der serienwiderstandsfreien *I-V*-Kennlinie zur Bestimmung der Modellparameter

In [41] wird vorgeschlagen, mit Hilfe der V_{OC}-I_{SC}-Methode die serienwiderstandsfreie Kennlinie zu bestimmen und diese für die Berechnung des Serienwiderstandes zu benutzen. Für kleine Ströme ist die Dunkelkennlinie eine gute Näherung für die serienwiderstandsfreie Kennlinie. Für große Ströme wird eine Reihe V_{OC}-I_{SC}-Wertepaare, die unter verschiedenen Bestrahlungsstärken gemessen wurden, verwendet.

Dieses Verfahren ist möglich, weil sich im Idealfall (ohne die im vorigen Abschnitt beschriebenen Effekte) die Dunkelkennlinie und die um den J_{SC} in den gleichen Quadranten verschobene Hellkennlinie nur um einen konstanten Betrag $\Delta V = J_{SC} R_S$ voneinander unterscheiden. Der Punkt (V_{OC}, J_{SC}) auf der verschobenen Hellkennlinie bleibt darüber hinaus auch vom „distributed series resistance"-Effekt unberührt, wie im letzten Abschnitt gezeigt wurde.

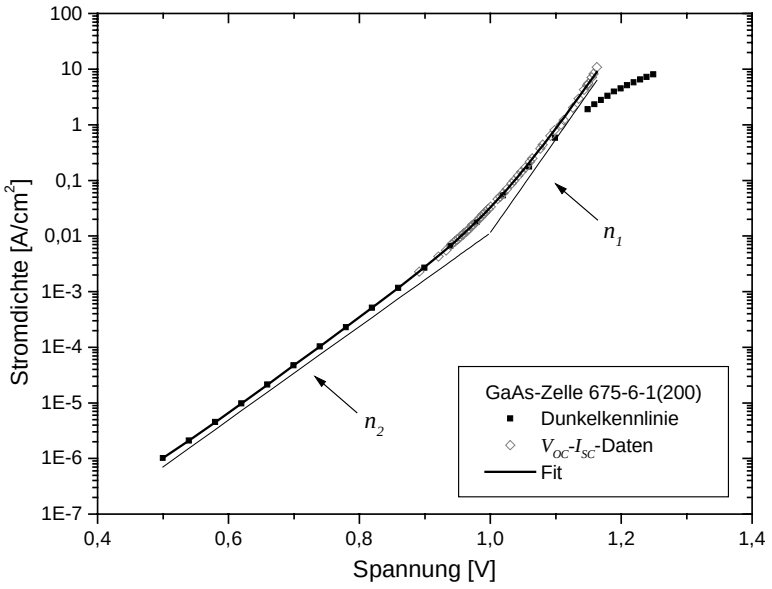

Abb. 2.5: Dunkelkennlinie der Zelle 675-6-1(200) und Ergebnisse der V_{OC}-I_{SC}–Messung am Kosim [42]; die resultierende serienwiderstandsfreie Kennlinie erlaubt eine sehr genaue Berechnung der Modellparameter.

Am Beispiel der GaAs-Zelle 675-6-1(200) soll die Methode näher erläutert werden: In Abb. 2.5 ist die gemessene Dunkelkennlinie dieser Solarzelle gezeigt. Der Verlauf wird in unterschiedlichen Bereichen von den Modellparametern des 2-Dioden-Modells bestimmt. Bei hohen Strömen wird die *I-V*-Kennlinie nur noch wenig von J_{01} bestimmt und vor allem von R_S dominiert.

Ebenfalls dargestellt sind die V_{OC}-I_{SC}-Daten. Es war notwendig, auch bei sehr geringen Bestrahlungsstärken zu messen, um im Bereich von J_{01} und möglichst auch J_{02} die Über-

einstimmung mit der Dunkelkennlinie überprüfen zu können. Man sieht, daß sich die V_{OC}-I_{SC}-Daten bei geringen Bestrahlungsstärken tatsächlich sehr gut mit der Dunkelkennlinie decken.

Die serienwiderstandsfreie Kennlinie, die aus der Dunkelkennlinie im unteren und den V_{OC}-I_{SC}-Daten im oberen Bereich zusammengesetzt wurde, erlaubt eine sehr genaue Anpassung der Modellparameter, da das 2-Dioden-Modell durch das Fehlen von R_S erheblich vereinfacht wird. In Tab. 2.1 sind die Modellparameter für die untersuchte Solarzelle zusammengefaßt.

Modellparameter	Fitergebnis
J_{01}	$(1{,}77 \pm 0{,}03)\cdot 10^{-19}$ A/cm^2
J_{02}	$(3{,}1 \pm 0{,}2)\cdot 10^{-11}$ A/cm^2
R_P	$(5{,}8 \pm 0{,}6)\cdot 10^{6}$ Ωcm^2
n_2	$1{,}935 \pm 0{,}008$

Tab. 2.1: Mit Hilfe den V_{OC}-I_{SC}–Methode ermittelte Modellparameter der Zelle 675-6-1(200).

Mit der serienwiderstandsfreien Kennlinie (im folgenden I^*-V^*-Kennlinie) soll nun der Serienwiderstand in Abhängigkeit des fließenden Stromes berechnet werden.

Der Serienwiderstand im Dunkeln ergibt sich aus der Spannungsdifferenz zwischen R_S-freier Kennlinie und Dunkelkennlinie

$$R_{S,dkl} = \frac{V_{dkl}(J) - V^*(J)}{J} \quad , \tag{2.8}$$

wobei $V_{dkl}(J)$ die Spannung der Dunkelkennlinie ist, bei der die Stromdichte J fließt. Für die Berechnung des Hell-Serienwiderstands muß berücksichtigt werden, daß die photovoltaische Hellkennlinie im ersten Quadranten dargestellt wird. Für eine I-V-Kennlinie unter Beleuchtung ergibt sich somit

$$R_{S,hell}(J) = \frac{V^*(J_{SC} - J) - V_{hell}(J)}{J} \quad . \tag{2.9}$$

Bei dem Verfahren ist zu beachten, daß bei der Umrechnung der flächenbezogenen Widerstände unterschiedliche Flächen für Hell- und Dunkelmessung verwendet werden müssen. Bei der Dunkelmessung spielt die gesamte Zellfläche eine Rolle. Bei der Hellmessung trägt die Busfläche, die bei Konzentrator-Solarzellen einen erheblichen Anteil an der Gesamtfläche haben kann, nicht zum Strom bei. Entsprechend muß hier die Gesamtfläche abzüglich Busfläche (Normfläche) verwendet werden.

Mit dieser Methode kann der R_S in Abhängigkeit von der jeweiligen Betriebsbedingungen der Solarzelle sichtbar gemacht werden. Für die GaAs-Zelle 675-6-1(200) ist das Ergebnis in Abb. 2.6 gezeigt.

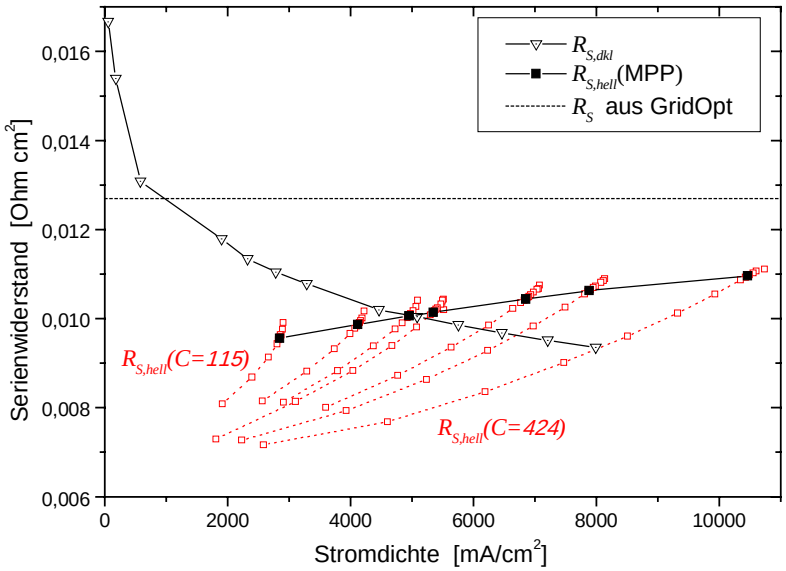

Abb. 2.6: Hell- und Dunkel-Serienwiderstände der GaAs-Zelle 675-6-1(200) aufgetragen über der Stromdichte. Der Dunkel-Serienwiderstand fällt mit zunehmender Stromdichte ab, der Hell-Serienwiderstand bei fester Bestrahlungsstärke steigt jedoch; die jeweiligen Hell-Serienwiderstände für den MPP wurden hervorgehoben.

Die aus den gemessenen *I-V*-Kennlinien berechneten Serienwiderstände sind in Abb. 2.6 über der Stromdichte aufgetragen. Genau genommen handelt es sich bei der angegebenen Stromdichte jeweils um die Vorwärts-Dunkelstromdichte (Dunkel-Serienwiderstand) und die Photostromdichte (Hell-Serienwiderstand).

Die Hell-Serienwiderstände für eine Hellkennlinie lassen sich nach der oben beschriebenen Methode durch den Vergleich der R_S-freien Kennlinie mit der Hellkennlinie berechnen. Oben wurde erläutert, daß $R_{S,hell}$ für verschiedene Punkte auf der *I-V*-Kennlinie unterschiedlich ist. Nahe dem V_{OC} ist $R_{S,hell}$ klein. Bewegt man sich auf der *I-V*-Kennlinie in Richtung MPP, nimmt der Hell-Serienwiderstand zu.

Der Hell-Serienwiderstand ist für verschiedene *I-V*-Kennlinien, die bei Konzentrationsfaktoren zwischen 115 (links) und 424 (rechts) gemessen wurden, in Abb. 2.6 dargestellt. Tatsächlich steigt er für eine *I-V*-Kennlinie mit zunehmender Stromdichte an. Der Hell-Serienwiderstand für die jeweiligen Arbeitspunkte nahe dem V_{OC} liegt im linken, unteren Bereich der Graphik. Bei den Kurven für niedrige Konzentrationen ist deutlich zu sehen, daß die Steigung mit größerer Stromdichte stärker wird. Das ist darauf zurückzuführen, daß zunehmend Strom entlang des Emitters zu den Gridfingern fließt.

Der Hell-Serienwiderstand am MPP, an dem kaum noch Strom über den p-n-Übergang abfließt, ist hervorgehoben. Er bestimmt den Füllfaktor der Zelle und bleibt in dem gezeigten Bereich zwischen 0,0095 Ωcm^2 und 0,0110 Ωcm^2.

Der Dunkel-Serienwiderstand sinkt wie erwartet mit der Stromdichte. Das Spannungsgefälle im Emitter sorgt dafür, daß mit steigender Stromdichte der Stromfluß über den p-n-Übergang direkt unterhalb der Metallisierung stattfindet und der Weg entlang der Emitteroberfläche gemieden wird. Der Emitterschichtwiderstand geht immer weniger in den Dunkel-Serienwiderstand ein, der sich auf 0,009 Ωcm^2 zubewegt. Nach [40] haben $R_{S,hell}(V_{OC})$ und $R_{S,dkl}$ den gleichen Grenzwert.

Mit dem im letzten Abschnitt beschriebenen Verfahren zur Berechnung des (konstanten) Serienwiderstands aus den Schichtwiderständen und der Geometrie der Solarzelle erhält man einen Serienwiderstand von 0,0127 Ωcm^2. Das entspricht in etwa dem über die Dunkelkennlinie ermittelten Serienwiderstand. In Abb. 2.6 ist dieser Wert eingetragen und mit „GridOpt“ gekennzeichnet. Man sieht, daß im untersuchten Bereich der Hell-Serienwiderstand am MPP diesen Wert nicht erreicht. Man kann also von der Zelle 675-6-1(200) erwarten, daß in dem gezeigten Konzentrationsbereich der mit dem 2-Dioden-Modell berechnete Füllfaktor geringfügig niedriger als der Meßwert ist.

2.3 Netzwerksimulation als Methode zur Beschreibung des „distributed series resistance“-Effekts

2.3.1 Aufbau einer Netzwerksimulation von Solarzellen

Es wurde gezeigt, daß sich der Serienwiderstand aufgrund verschiedener Effekte stark mit den Betriebsbedingungen der Solarzelle ändert. Bei Konzentrator-Solarzellen, die unter hohen Bestrahlungsstärken arbeiten, wirkt sich vor allem der „distributed series resistance“-Effekt aus. Mit Hilfe einer Netzwerksimulation läßt sich dieser Effekt untersuchen, was zum ersten Mal von Nielsen [43] unternommen wurde.

Weitere Anwendungen einer Netzwerksimulation insbesondere bei Silizium-Zellen betreffen die Untersuchung inhomogener Verteilung von Parametern wie Lebensdauer oder Parallelwiderstand. Meßverfahren und Simulation sind in [46,47] dargestellt. Interessant ist dies vor allem bei Konzentrator-Solarzellen in Zusammenhang mit inhomogener Bestrahlung. Randbereiche, wo die lokalen Zellparameter oft schlechter sind, werden weniger bestrahlt, was für die Konzentrator-Solarzelle insgesamt auch vorteilhaft sein kann [48].

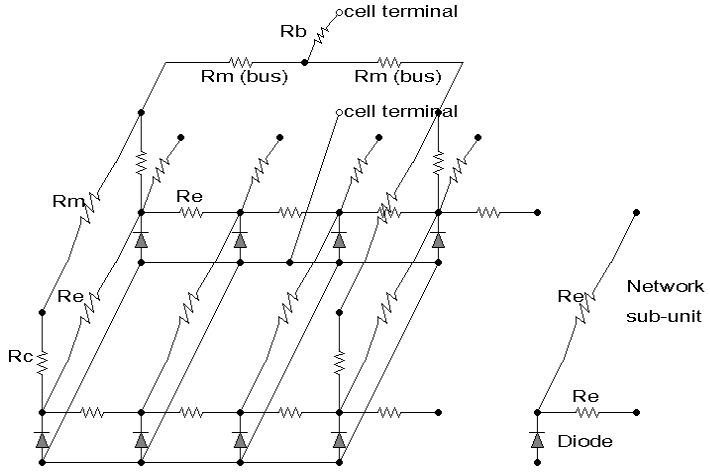

Abb. 2.7: Ausschnitt des Netzwerks im Bereich zwischen zwei Gridfingern; die Dioden sind über den Emitterwiderstand R_e miteinander verschaltet, eine Reihe unter einem Finger ist zusätzlich über Kontakt- und Metallwiderstände miteinander verbunden; rechts ist eine Untereinheit (Network sub-unit) dargestellt.

In Abb. 2.7 ist das Schema eines Ausschnitts dieses Netzwerks gezeigt. Die Solarzelle wird mit Elementardioden modelliert, die durch ein Widerstandsnetz miteinander verschaltet sind. Eine Elementardiode repräsentiert die lokale I-V-Charakteristik der Solar-

zelle, die als Dateneingabe in das Modell einfließen muß. Das Netzwerk, das die Elementardioden miteinander verbindet, besteht aus Emitterschicht-, Metall- und Kontaktwiderständen.

In diesem Schaltkreis sind laterale Stromflüsse nur über den Emitter, die Metallisierung und den Rückseitenkontakt möglich. Dies ist die wichtigste Einschränkung des Modells, da Stromflüsse in der Basis nicht berücksichtigt werden.

Die Netzwerksimulation (NetSim) besteht aus mehreren Werkzeugen, die auch einzeln ausgetauscht werden können. Im folgenden sollen die Aufgaben der einzelnen Teile kurz erläutert werden.

Im ersten Schritt werden mit Hilfe des 2-Dioden-Modells für die lokalen Solarzellen serienwiderstandsfreie *I-V*-Kennlinien erzeugt, die sich in einem oder mehreren Parametern voneinander unterscheiden. In dem konkreten Fall der Simulation von Konzentrator-Solarzellen wurde davon ausgegangen, daß die Zelle homogen ist. Daher wurde nur eine einzige *I-V*-Kennlinie berechnet, die für alle Elementardioden gültig war. Hierfür wurden die per V_{OC}-I_{SC}-Methode gemessene serienwiderstandsfreie Kennlinie aus Abb. 2.5 benutzt. Grundsätzlich ist es aber auch möglich, Parameter wie zum Beispiel den Parallelwiderstand oder die Zelltemperatur zu variieren.

Das Widerstandsnetzwerk wurde im zweiten Schritt berechnet. Hier gingen die Emitterschicht-, Metall- und Kontaktwiderstand ein, sowie die Gridstruktur der Solarzelle.

Mit dem erzeugten Datenfile, das neben den Widerständen, aus denen das Netzwerk besteht, auch die Abschattung der Elementardioden enthält, wurden im dritten Schritt die *I-V*-Kennlinien der Elementardioden berechnet. Bei Simulationen mit inhomogenen Beleuchtungen wurde an dieser Stelle auch eine Datei mit der Intensitätsverteilung verwertet.

Der entscheidende Schritt war dann die Simulation des gesamten Netzwerks und die Berechnung der *I-V*-Kennlinie des Solarzelle. Das Prinzip hierbei ist die Lösung der Kirchhoff'schen Gesetze in den Knotenpunkten des Netzwerks. Am Ende ist eine Darstellung der Ströme und Spannungen des Netzwerks für verschiedene Arbeitspunkte der Solarzelle möglich. Dieser Teil der Netzwerksimulation begrenzt die mögliche Auflösung, mit der eine Solarzelle simuliert werden kann, auf etwa 10000 Elementardioden.

Bei der Netzwerksimulation wurde folgendermaßen vorgegangen:

1. Es wird ein Netzwerk aus Elementardioden für ein Symmetrieelement der Solarzelle entworfen; die Anzahl Elementardioden wird so gewählt, daß sie ein Vielfaches der Fingerzahl ergibt und mehrere Reihen Elementardioden vollständig als Busfläche fungieren.
2. Bei der Berechnung der serienwiderstandsfreien Kennlinie wird angenommen, daß die Zelle homogen ist. Der Parallelwiderstand wird nicht berücksichtigt.
3. Die Simulation wird für die Konzentrationen durchgeführt, für die auch Messungen vorliegen, um die Ein-Sonnen-Ströme vergleichen zu können. Dabei muß berücksichtigt werden, daß die photoaktive Fläche, also die Gesamtfläche abzüglich der mit Metall bedeckten Fläche (Bus und Gridfinger) der realen Zelle und der simulierten Zelle nicht exakt übereinstimmen.
4. Der Metallwiderstand der Bonddrähte wird nachträglich berücksichtigt.

Bis auf den Basiswiderstand, der zu vernachlässigen ist, werden die gleichen Verlustquellen wie bei der Gridoptmierung berücksichtigt. Die geometrische Form der realen

Solarzelle wird nicht vollständig übernommen, sondern Details wie die getaperte Form der Finger, die fünfeckige Form des Busses und die Tatsache, daß ein Teil der photoaktiven Fläche als Mesarand den Bus umschließt, werden vernachlässigt.

Der V_{OC} wird ausschließlich von den Diodensättigungsströmen J_{01} und J_{02} bestimmt. Im Gegensatz dazu wird der FF vor allem von den verschiedenen Schichtwiderständen beeinflußt, und erst in zweiter Linie von den Diodensättigungsströmen. Diese Tatsache wird benutzt, um die Modellparameter an die Messungen anzupassen: Die Diodensättigungsströme werden zunächst an den gemessenen Verlauf der Leerlaufspannung mit dem Konzentrationsfaktor angepaßt, bevor für den Füllfaktor Messung und Simulation verglichen werden.

In Abb. 2.8 sind beispielhaft die berechneten Zellparameter einer GaAs-Zelle für verschiedene Diodensättigungsströme dargestellt. J_{01} umfaßt Spannungsverluste aufgrund von Dotierhöhe, Oberflächenrekombination und Lebensdauer [24] und wirkt sich hier wie bei einer Dunkelmessung vor allem bei hohen Stromdichten aus. Es ist hervorzuheben, daß der FF mit kleinerem J_{01} bei konstantem J_{02} sinkt, was den Gewinn am V_{OC} bei kleinen Stromdichten ausgleicht.

Auf der rechten Seite von Abb. 2.8 sind die Zellparameter in Abhängigkeit von J_{02} dargestellt, der den V_{OC} nur für $C < 100$ beeinflußt. Im Gegensatz zu J_{01} bewirkt ein kleiner J_{02} einen größeren FF und zwar im ganzen dargestellten Konzentrationsbereich.

Dieser Unterschied in der Auswirkung auf den Füllfaktor läßt sich anhand der Dunkelkennlinie anschaulich klarmachen: Die Diodensättigungsströme sind Faktoren zweier unterschiedlich stark steigender Exponentialfunktionen. Während V_{MP} eher im Bereich des von J_{02} dominierten Astes der Dunkelkennlinie liegt, befindet sich V_{OC} eher im Bereich des steileren, von J_{01} dominierten Astes. Der Füllfaktor wird maßgeblich vom Quotienten V_{MP}/V_{OC} bestimmt. Ein Ansteigen der Kurzschlußstromdichte schiebt den V_{MP} entlang des schwach ansteigenden Astes $\sim\exp(x/2)$ und den V_{OC} entlang des stark ansteigenden Astes $\sim\exp(x)$. Das ist die Ursache dafür, daß der Füllfaktor mit höherem Konzentrationsfaktor steigt.

Von einem kleineren J_{02} profitiert vor allem V_{MP} und weniger V_{OC}. Der Füllfaktor nimmt daher zu. Umgekehrt profitiert von einem kleineren J_{01} vor allem der V_{OC}, so daß der Füllfaktor in diesem Fall kleiner wird. Bei hohen Stromdichten, wenn sich beide Spannungen im von J_{01} dominierten Ast befinden, hat eine Änderung von J_{01} und J_{02} kaum noch Auswirkungen auf den Füllfaktor.

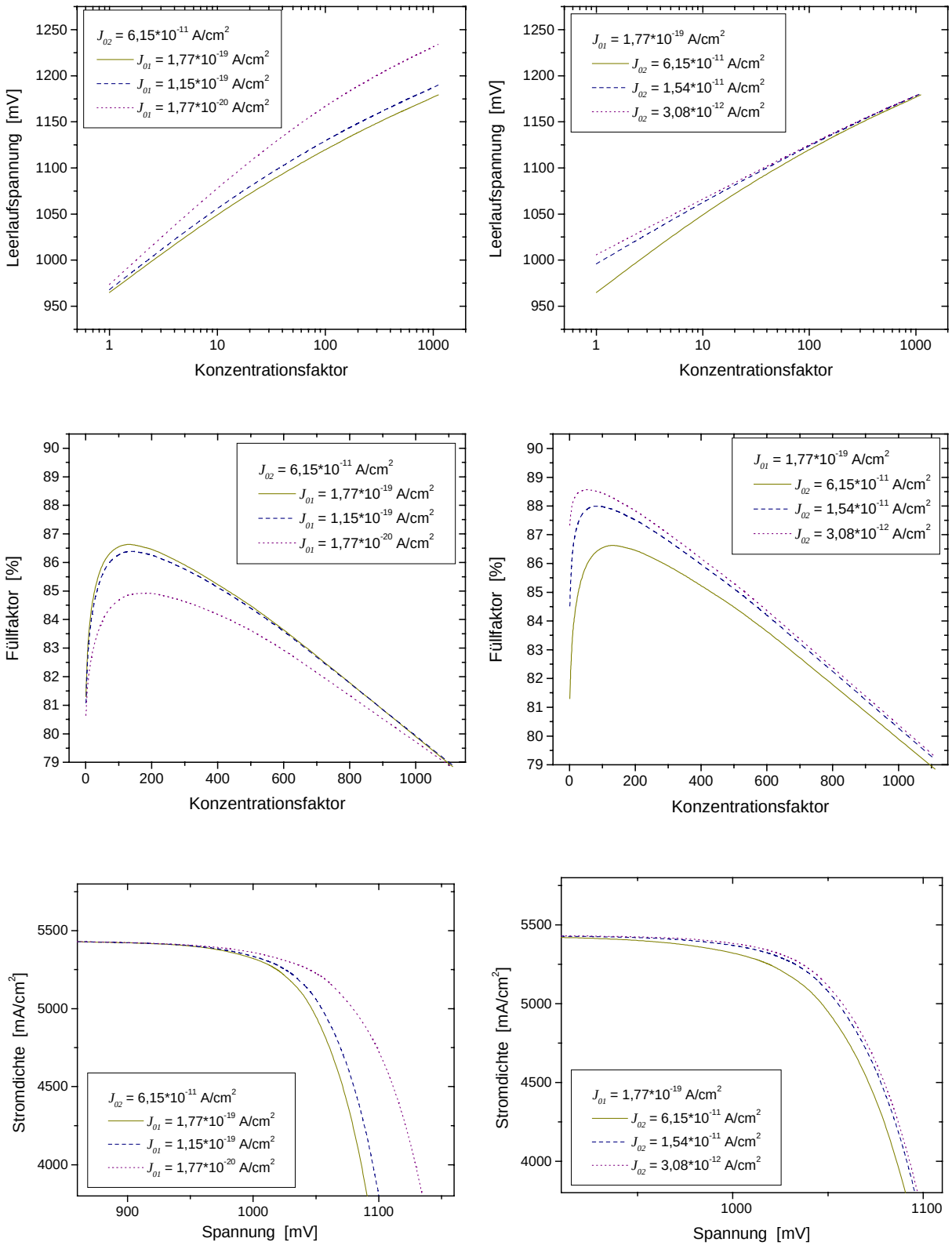

Abb. 2.8: Berechneter Verlauf der Zellparameter V_{OC} und FF mit dem Konzentrationsfaktor, jeweils für verschiedene Diodensättigungsströme J_{01} und J_{02}; die Ausschnitte aus den I-V-Kennlinien bei $C = 200$ verdeutlichen die Veränderung des FF (J_{02} stärker variiert als J_{01}).

2.3.2 Vergleich von Simulations- und Meßergebnissen

Die beschriebene Netzwerksimulation soll nun zur Simulation von Konzentrator-Solarzellen aus GaAs eingesetzt werden. Dabei werden mehrere Solarzellen mit unterschiedlichen Gridstrukturen untersucht, deren Zellparameter unter Konzentration gemessen worden sind. Im Vordergrund steht die Frage, ob sich mit der Netzwerksimulation, die den verteilten Serienwiderstand berücksichtigt, der Verlauf des Wirkungsgrades mit der Konzentration genauer bestimmen läßt, als mit GridOpt, das in Abschnitt 2.2.2 beschrieben wurde.

An dieser Stelle soll hervorgehoben werden, daß die für einen Konzentrationsfaktor optimierte Gridstruktur nicht zwingend bei dieser Konzentration den maximalen Wirkungsgrad haben muß. Der maximale Wirkungsgrad liegt in der Regel bei einer niedrigeren Konzentration. Das gilt insbesondere für hohe Konzentrationen [42]. Da sich aber anhand einer gegebenen Gridstruktur nicht sagen läßt, für welche Konzentration sie optimal ist, kommt als Vergleich zwischen den Simulationen nur der maximale Wirkungsgrad in Frage. Der angegebene Konzentrationsfaktor ist hier immer das Verhältnis der Kurzschlußströme.

	675-6-1	675-6-4	675-8-b2	675-8-b4	675-8-b7
Kurzschlußstrom [mA]	2,308	2,145	1,110	1,083	1,056
Nennfläche [mm^2]	9	9	4	4	4
Photoaktive Fläche [mm^2]	9,290	9,084	4,300	4,238	4,208
Bus- zu photoakt. Fläche [%]	11,1	11,7	14,8	15,0	15,1
Normfläche [mm^2]	9,620	9,594	4,420	4,418	4,418
Fingerabstand [µm]	136	88	167	111	95
Serienwiderstand [Ωcm^2]	0,0127	0,0079	0,0127	0,0071	0,0058

Tab. 2.2: Abmessungen der Zellen 675-6-1(200), 675-6-4(700), 675-8-b2(200), 675-8-b4(350), 675-8-b7(600); der Serienwiderstand wurde mit den Gleichungen aus Abschnitt 2.2.2 berechnet (spezifischer Emitterwiderstand $\rho_e = 2{,}6 \cdot 10^{-2}\ \Omega cm$).

In Tab. 2.2 sind die wichtigsten Eingangsdaten zusammengefaßt. Die GaAs-Zellen stammen von zwei unterschiedlichen Wafern aus der gleichen Epitaxie- und Technologie-Charge. Die Flächen wurden mit Hilfe der CAD-Daten der Photolithographie-Masken berechnet. Auf die photoaktive Fläche bezogen, bewegt sich die Stromdichte der aufgeführten Solarzellen zwischen 23,6 mA/cm^2 und 25,8 mA/cm^2. Anhand des Serienwiderstands läßt sich ablesen, daß die Zelle 675-6-1(200) für eher niedrige und die Zelle 675-8-b7(600) für die hohe Konzentrationen konzipiert ist. Die Gridstruktur dieser beiden Zellen ist in Abb. 2.9 gezeigt.

Anhand der rechten Zelle in Abb. 2.9 sollen die in Tab. 2.2 verwendeten Bezeichnungen für Zellflächen erläutert werden: Die Nennfläche $A_{pv,std}$ ist die Fläche, für die die Zelle entworfen worden ist. In Richtung quer zum Verlauf der Gridfinger zählt noch ein Streifen, der einen halben Fingerabstand breit ist, hinzu (gestrichelte Linie). Die Normfläche $A_{pv,des}$ ist demgegenüber um den Mesarand (photoaktive Fläche bis zur Ätzkante) ver-

größert. Für kalibrierte Zellmessungen ist diese Fläche entscheidend. Mit photoaktiver Fläche $A_{pv,ph}$ wird die gesamte Fläche der Zelle bezeichnet, die nicht von Metall (Bus oder Finger) bedeckt ist.

Der in Tab 2.2 angegebene Serienwiderstand wurde nach der in Abschnitt 2.2.2 beschriebenen Methode berechnet, wobei den spezifischen Widerständen Messungen zugrunde lagen. Der spezifische Metallwiderstand für Bus und Finger ist $\rho_m = 4{,}6 \cdot 10^{-6}$ Ωcm und damit größer als der Literaturwert von $2{,}5 \cdot 10^{-6}$ Ωcm. Das liegt darin begründet, daß das Gold galvanisch gewachsen wurde [42]. Der spezifische Kontaktwiderstand ist $\rho_c = 5 \cdot 10^{-5}$ Ωcm^2 für den Übergang der hochdotierten Cap-Schicht zum einlegierten Gridfinger [26].

Für den spezifischen Emitterwiderstand wurde zunächst ein Wert von $\rho_e = 6{,}9 \cdot 10^{-2}$ Ωcm abgeschätzt, was bei einer Dotierung des Emitters von $9 \cdot 10^{17}$ cm^{-3} (b_e = 800 nm) und einer Ladungsträgerbeweglichkeit von μ = 100 cm^2/Vs aus Gleichung (2.3) resultiert. Der Vergleich mit dem gemessenen Serienwiderstand der GaAs-Solarzelle 675-6-1(200) hat aber gezeigt, daß dieser Wert viel zu hoch sein dürfte. Um auf einen ähnlichen Serienwiderstand, muß der spezifische Emitterwiderstand $\rho_e = 2{,}6 \cdot 10^{-2}$ Ωcm sein. Der Gesamt-Serienwiderstand wird von Emitter- und Metallwiderstand dominiert (siehe Aufteilung der Verlustleistung im Anhang).

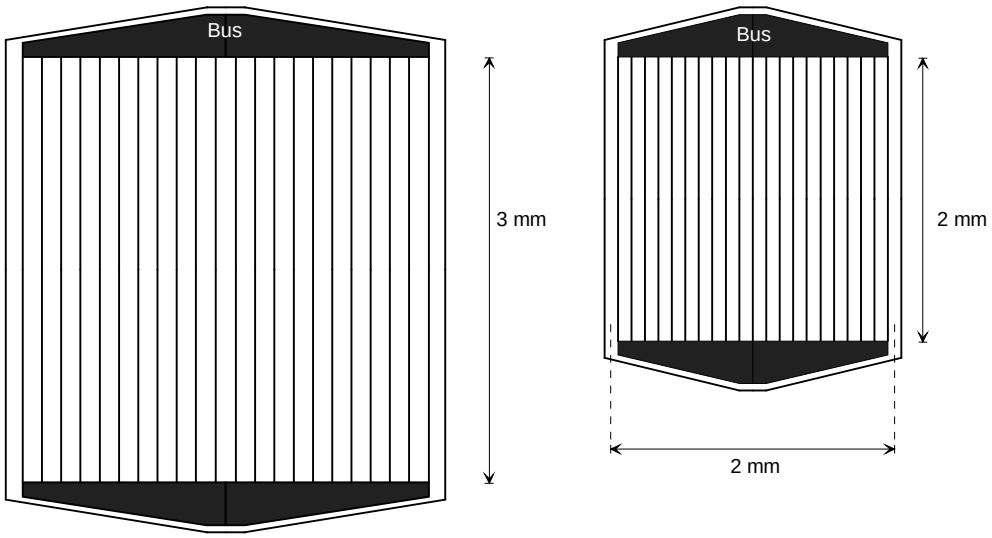

Abb. 2.9: Gridstruktur der beiden untersuchten GaAs-Zellen: Links 675-6-1(200) und rechts 675-8-b7(600).

In Abb. 2.10 sind Leerlaufspannung und Füllfaktor über dem Konzentrationsfaktor aufgetragen. Die experimentell ermittelten Modellparameter (Tab. 2.1) führen bei der Netzwerksimulation zu einem zu niedrigen V_{OC} (in Abb. 2.10 mit „experimentell" bezeichnet). Die Modellparameter lassen sich anpassen, so daß man mit der Netzwerksimulation bessere Werte erhält (mit „angepaßt" bezeichnet): J_{01} wurde dafür gesenkt von $1{,}77 \cdot 10^{-19}$ A/cm^2 auf $1{,}24 \cdot 10^{-19}$ A/cm^2. J_{02} blieb unverändert. Die Werte für den V_{OC} decken sich dann gut mit den Meßwerten, bis auf zwei Meßwerte, was sich auf schlechte Temperaturanpassung der Solarzelle bei der Messung zurückführen läßt.

Die Änderung von J_{01} liegt weit außerhalb der Fehlertoleranz der durch die V_{OC}-I_{SC}-Methode ermittelten Modellparameter. Die Vergleichsrechnung mit dem 2-Dioden-Modell zeigt, daß hier die experimentell ermittelten Modellparameter aus Tab. 2.1 den

V_{OC} gut wiedergeben. Die Ursache für den Unterschied in J_{01} ist also die Busfläche, durch die der V_{OC} reduziert wird. Dies geht bei der Netzwerksimulation nicht in die Modellparameter ein. Wichtige Folgerung ist, daß der mit Hilfe der Dunkelkennlinie und der V_{OC}-I_{SC}-Methode ermittelte Diodensättigungsstrom J_{01} von der Geometrie der Zelle abhängt. Er ist also nicht auf andere Zellen übertragbar, selbst wenn die physikalischen Eigenschaften exakt übereinstimmen. Eine ähnliche Abhängigkeit von der Geometrie der Solarzelle kennt man auch bei J_{02}: Da hier die Rekombinaton am p-n-Übergang am Zellrand eingeht, spielt das Verhältnis Umfang zu Zellfläche eine wichtige Rolle.

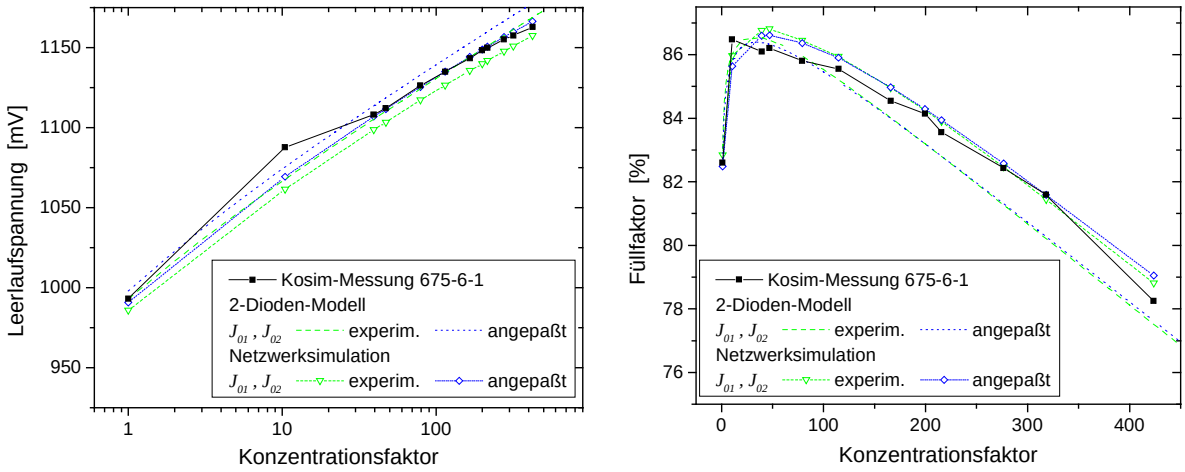

Abb. 2.10: V_{OC} und FF aufgetragen über dem Konzentrationsfaktor für die GaAs-Zelle 675-6-1(200); mit den experimentell ermittelten Zellparametern erhält man mit der Netzwerksimulation eine zu niedrige Leerlaufspannung, die sich aber durch Anpassung von J_{01} korrigieren läßt; der Füllfaktor ändert sich dadurch nur wenig.

Die Abweichung des mit der Netzwerksimulation berechneten Füllfaktors von den Meßwerten ist nur gering. Bei hohen Konzentrationen bestimmt der Serienwiderstand das Gefälle des Füllfaktors. Auch wenn die simulierten Werte leicht über den Meßwerten liegen, liefert der spezifische Emitterwiderstand von $\rho_e = 2{,}6 \cdot 10^{-2}$ Ωcm ein hervorragendes Ergebnis.

Die Tatsache, daß der mit dem 2-Dioden-Modell berechnete FF deutlich unter dem Ergebnis der Netzwerksimulation liegt, liegt nicht in der Busabschattung begründet. In der Darstellung in Abb. 2.8 ist zu sehen, daß der FF von dieser geringen Änderung des J_{01} unberührt bleibt. Während das 2-Dioden-Modell mit dem über die Geometrie berechneten, konstanten Serienwiderstand rechnet, liegen den Ergebnissen der Netzwerksimulation die Hell-Serienwiderstände am MPP zugrunde. In Abb. 2.6 war zu sehen, daß Letzterer etwas kleiner ist.

In Abb. 2.11 sind sowohl für die Netzwerksimulation als auch für die Gridoptimierung (2-Dioden-Modell) die berechneten Wirkungsgrade dargestellt. Bei beiden Programmen wurden die gleichen Parameter verwendet. Auffällig ist, daß die Gridoptimierung bei geringer Konzentration ($C < 40$) etwas höhere Wirkungsgrade errechnet, was vor allem auf den V_{OC} zurückzuführen ist. Im interessanten Bereich, also beim Wirkungsgrad-Maximum, ist die Abweichung zur Netzwerksimulation sehr gering. Mit den angepaßten Modellparametern ist das Maximum unwesentlich höher, allerdings bei 80 statt bei 100, und somit bei einem geringfügig kleinerem Konzentrationsfaktor.

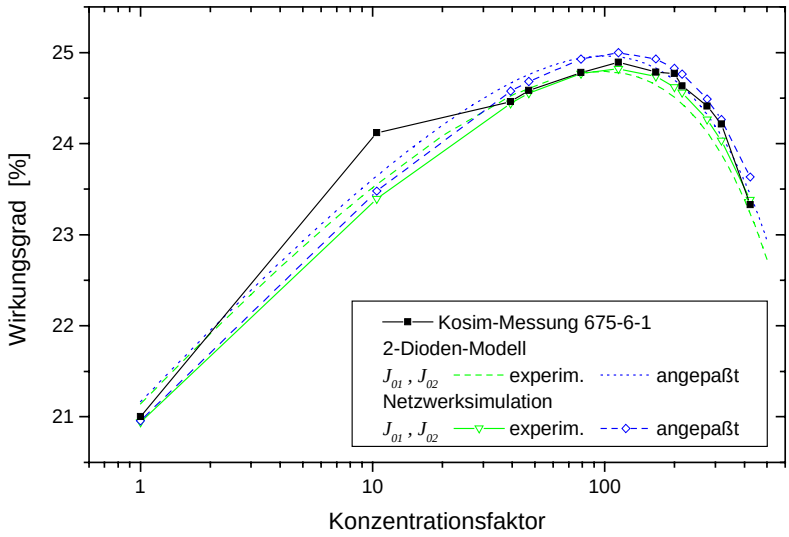

Abb. 2.11: Verlauf des Wirkungsgrades mit dem Konzentrationsfaktor für die Solarzelle 675-6-1(200).

In der gleichen Weise wurden die anderen GaAs-Zellen aus Tab. 2.2 untersucht. In Tab. 2.3 sind die Modellparameter J_{01} und J_{02} aufgeführt. Die Mittelwerte sind $J_{01} = (1{,}5 \pm 0{,}4)\cdot 10^{-19}$ A/cm^2 und $J_{02} = (2{,}9 \pm 0{,}9)\cdot 10^{-11}$ A/cm^2. Die Streuung der beiden Diodensättigungsströme ist etwa gleich groß.

Für jede der fünf Zellen ist in Tab. 2.3 mit $R_S\, J = V_{th}$ die Konzentration C_{lim} berechnet worden, bis zu der der „distributed series resistance"-Effekt wenig Einfluß auf die Zellparameter hat. Die berechneten Konzentrationsfaktoren sind relativ niedrig. Das Beispiel 675-6-1(200) zeigt jedoch, daß der „distributed series resistance"-Effekt den Wirkungsgrad-Verlauf der Zelle im betrachteten Konzentrationsbereich nur wenig beeinflußt.

	675-6-1	675-6-4	675-8-b2	675-8-b4	675-8-b7
J_{01}	$1{,}2\cdot10^{-19}$ A/cm^2	$2{,}3\cdot10^{-19}$ A/cm^2	$1{,}4\cdot10^{-19}$ A/cm^2	$1{,}6\cdot10^{-19}$ A/cm^2	$1{,}1\cdot10^{-19}$ A/cm^2
J_{02}	$3{,}1\cdot10^{-11}$ A/cm^2	$1{,}7\cdot10^{-11}$ A/cm^2	$3{,}3\cdot10^{-11}$ A/cm^2	$2{,}2\cdot10^{-11}$ A/cm^2	$4{,}3\cdot10^{-11}$ A/cm^2
$A_{pv,ph}$	9,290 mm^2	9,084 mm^2	4,300 mm^2	4,238 mm^2	4,208 mm^2
C_{lim}	81	138	78	142	177

Tab. 2.3: Angepaßte Modellparameter der Zellen 675-6-1(200), 675-6-4(700), 675-8-b2(200), 675-8-b4(350), 675-8-b7(600).

Insbesondere bei den untersuchten Solarzellen für hohe Konzentrationen gab es erhebliche Abweichungen zwischen den gemessenen Füllfaktoren und den Ergebissen der Netzwerksimulation. Dafür kommen verschiedene Erklärungen in Betracht. Im folgenden soll eine Zelle, die für höhere Konzentrationen konzipiert ist, näher untersucht werden. Für diese genauere Analyse kann nur die Netzwerksimulation verwendet werden.

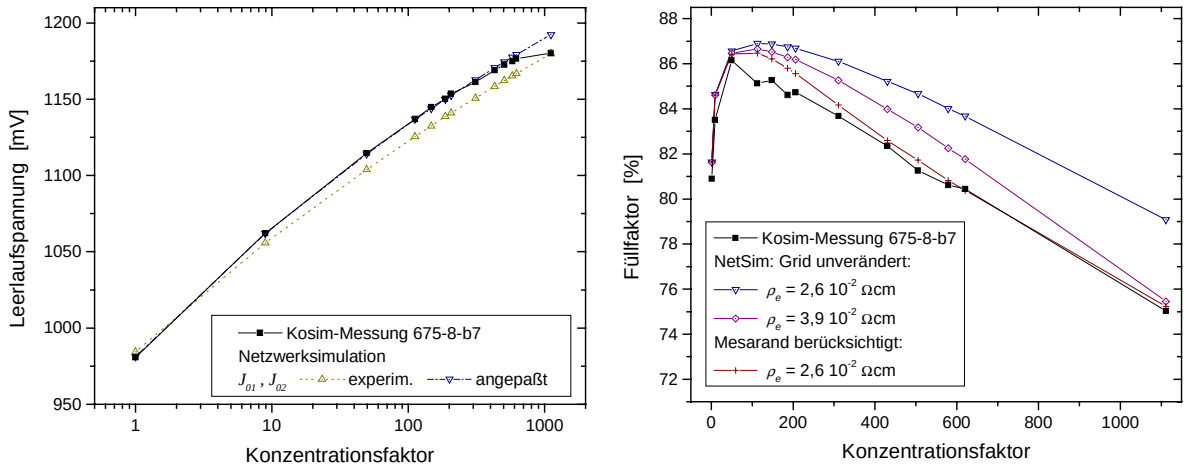

Abb. 2.12: V_{OC} und FF aufgetragen über dem Konzentrationsfaktor für die GaAs-Zelle 675-8-b7(600). Mit den angepaßten Werten gibt es eine hervorragende Übereinstimmung der Simulation mit dem gemessenen V_{OC}; der FF wird selbst bei einem erhöhten spezifischen Emitterwiderstand von $\rho_e = 3{,}9 \cdot 10^{-2}$ Ωcm nur schlecht wiedergegeben; eine deutliche Verbesserung gibt es mit einem modifizierten Netzwerk-Modell der Solarzelle, in das auch der aktive Mesarand eingeht.

Die in Abb. 2.9 schematisch dargestellte GaAs-Zelle 675-8-b7(600) hat bei kleineren Abmessungen ein sehr viel engeres Grid, ist also bei deutlich höheren Konzentrationen einsetzbar. In Abb. 2.12 sind Leerlaufspannung und Füllfaktor dieser Zelle dargestellt. Wie schon bei der ersten untersuchten Zelle, konnte der V_{OC} durch Anpassung der Diodensättigungsströme exakt simuliert werden (vergleiche Tab. 2.1 und Tab. 2.3). Nur der V_{OC} bei C = 1111 war im Modell überschätzt, was auf eine Temperaturerhöhung bei der Messung zurückzuführen ist.

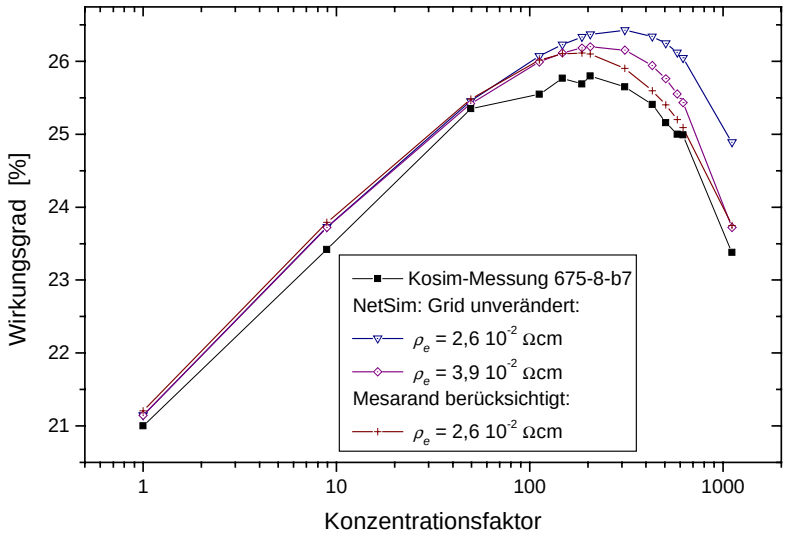

Abb. 2.13: Verlauf des Wirkungsgrades mit dem Konzentrationsfaktor für die Solarzelle 675-8-b7(600).

Die Simulation des Füllfaktors liefert jedoch ein äußerst unbefriedigendes Ergebnis, wenn der Emitterwiderstand wie bei den anderen Zellen gleich $\rho_e = 2{,}6 \cdot 10^{-2}$ Ωcm gesetzt wird. Mit einer Erhöhung auf $\rho_e = 3{,}9 \cdot 10^{-2}$ Ωcm stimmt zwar der FF bei der höchsten Konzentration überein, alle übrigen Meßwerte werden aber deutlich überschätzt.

Um den FF genau wiedergeben zu können, muß der aktive Mesarand, der die ganze Zelle umschließt, berücksichtigt werden. Durch diesen 50 µm breiten Streifen müssen die äußeren beiden Finger mehr Strom einsammeln als die übrigen (siehe Abb. 2.9). Bei einem Fingerabstand von 95 µm ist dieser Anteil nicht mehr zu vernachlässigen und führt zu einem Spannungsabfall im Emitter und in den äußeren beiden Fingern.

Die Berücksichtigung des Mesarands liefert eine sehr viel genauere Simulation des Wirkungsgrades, wie in Abb. 2.13 zu sehen ist. Dieser Effekt führt nicht nur zu einer erheblichen Reduktion des Wirkungsgrades, sondern auch zu einer Verschiebung des Maximums um ca. 100.

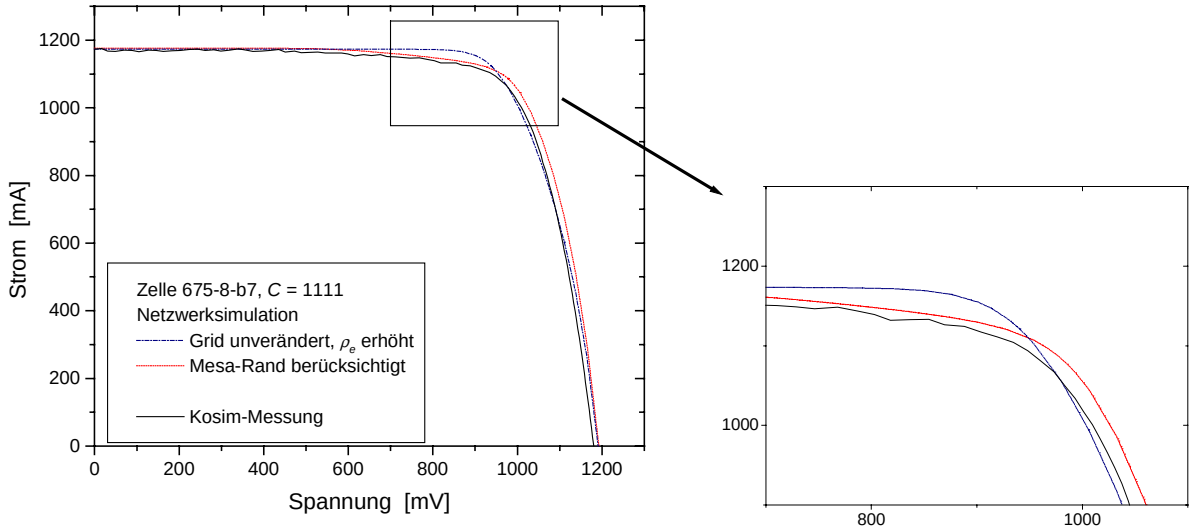

Abb. 2.14: Gemessene und per Netzwerksimulation modellierte I-V-Kennlinien der Zelle 675-8-b7(600) bei einer Konzentration von 1111; der spezifische Emitterwiderstand $\rho_e = 3{,}9 \cdot 10^{-2}$ Ωcm gibt zwar etwa den gemessenen FF wieder, die I-V-Kennlinien stimmen aber nicht überein; gute Übereinstimmung gibt es mit einem modifizierten Netzwerk-Modell, das den 50 µm breiten Mesarand (Fingerabstand 95 µm) berücksichtigt.

Wie in Abb. 2.14 zu sehen ist, führt der aktive Mesarand dazu, daß die I-V-Kennlinie bereits bei einer Spannung von etwa dem halben V_{OC} abzufallen beginnt. Einen ähnlichen Effekt kann auch ein höherer Diodensättigungsstrom J_{02} haben, wie zu Beginn dieses Abschnitts in Abb. 2.8 gezeigt wurde. Dort ist jedoch deutlich zu sehen, daß dies zu einer starken Änderung des V_{OC} bei kleinen Konzentrationsfaktoren führt. Die Tatsache, daß der V_{OC} bei Simulation und Messung sehr gut übereinstimmt, deutet also darauf hin, daß der geringe Füllfaktor nicht in einer falschen Wahl der Modellparameter begründet ist.

Anschaulich handelt es sich hier um die parallele Verschaltung von mehreren Solarzellen: Die 21 Finger der Solarzelle lassen sich als parallel verschaltete Teilzellen betrachten, von denen zwei eine um 50 % erhöhte Stromdichte abführen. Damit sich durch diese Teil-

zellen bereits bei dem halben V_{OC} der Gesamtzelle ein Abfallen des Stroms bemerkbar macht, müssen die *I-V*-Kennlinien dieser Teilzellen sehr stark abgerundet sein, also einen äußerst geringen Füllfaktor haben. Qualitativ ist dieser Zusammenhang in Abb. 2.15 gezeigt. Die Spannung, oberhalb derer die stark beleuchteten Teilzellen für die Stromreduzierung sorgen, ist durch eine gestrichelte Linie gekennzeichnet.

An dieser Stelle sei hervorgehoben, daß dieser Effekt nur auftritt, weil die *I-V*-Kennlinie durch den verteilten Serienwiderstand stark abgerundet ist. Anders, als für die Zelle 675-6-1(200) in Abb. 2.4, muß der Hell-Serienwiderstand bei hohen Strömen ($J > J_{MP}$) deutlich größer sein, als der konstante („lumped") Serienwiderstand. Ohne verteilten Serienwiderstand fällt die *I-V*-Kennlinie also nicht bei dem halben V_{OC} ab, sondern erst oberhalb. Der Effekt des geringeren Füllfaktors tritt dann praktisch nicht auf.

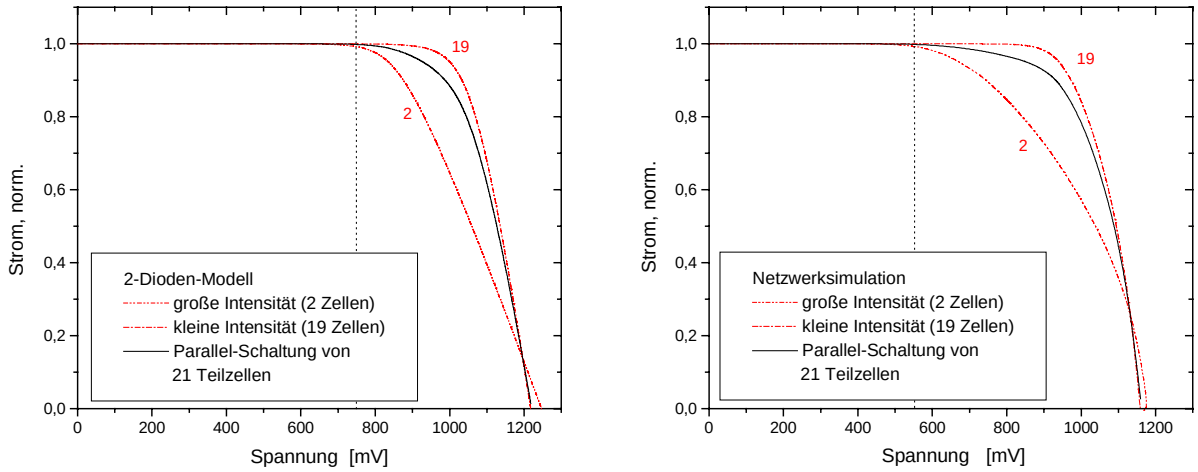

Abb. 2.15: Resultierende I-V-Kennlinien bei der Parallelschaltung von 21 Teilzellen, von denen zwei einen geringen Füllfaktor haben. Der Strom ist bei allen I-V-Kennlinien normiert. Zum Vergleich ist das Ergebnis der Parallelschaltung für einen konstanten (links) und für einen verteilten Serienwiderstand (rechts) dargestellt.

Abschließend sollen die Simulationsergebnisse für eine Analyse der Auswirkung des „distributed series resistance"-Effekts auf den V_{OC} genutzt werden. Wie oben bereits beschrieben, führt die Parallelschaltung von beleuchteter und unbeleuchteter Diode zu einem Spannungsverlust. Diese Rechnung kann dazu dienen, die Verluste durch abgeschattete Diodenfläche bereits vorher abzuschätzen.

In Abb. 2.16 ist die Reduzierung des V_{OC} bei $C = 1$ für die fünf verschiedenen Konzentrator-Solarzellen aus Tab. 2.2 gezeigt. Die Werte stammen aus dem Vergleich von Simulationsergebnissen aus der Netzwerksimulation und dem 2-Dioden-Modell. Dabei sind die gleichen Modellparameter eingesetzt worden. Da ohne Busabschattng keine Reduzierung des V_{OC} auftritt, kann man erwarten, daß die Werte dV_{OC} auf einer Ursprungsgeraden liegen. Die Steigung der resultierenden Geraden ist -0,69 mV bezogen auf den Anteil photoaktive Fläche.

Ebenfalls dargestellt sind die Spannungsdifferenzen für eine geringe Konzentration C_{lim}, die bei den verschiedenen Zellen durch $R_S J = V_{th}$ gegeben ist. Der Wert wurde Tab. 2.2 entnommen. Diese resultierenden Spannungsdifferenzen liegen auf der gleichen Ur-

sprungsgeraden, die erhöhte Konzentration hat also nicht zu einem weiteren Spannungsverlust geführt.

Als dritter Datensatz sind die Spannungsdifferenzen dV_{OC} für ein Vielfaches der Konzentration, die durch durch $R_S J = V_{th}$ gegeben ist, eingetragen. Man sieht die deutliche Abweichung. Die Beziehung gibt also einen guten Anhaltspunkt für die ma imale Stromdichte, bis zu der der Spannungsverlust nicht durch den „distributed series resistance"-Effekt verstärkt wird.

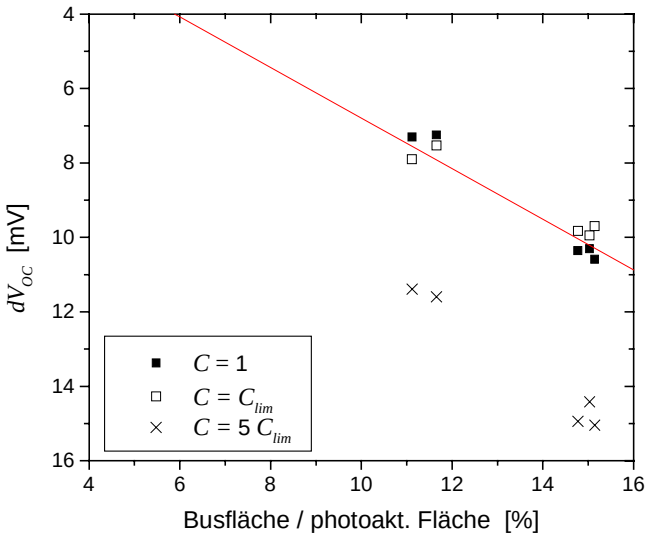

Abb. 2.16: Reduzierung der Leerlaufspannung durch abgeschattete Busfläche. Die Konzentrationsfaktoren C_{lim} sind Tab. 2.3 entnommen.

2.4 Auswirkungen von inhomogenen Lichtverteilungen

2.4.1 Lichtverteilungen auf Konzentrator-Solarzellen

Inhomogene Lichtverteilungen auf Konzentrator-Solarzellen führen in der Regel zu einer Senkung des Wirkungsgrades. Bei vielen Konzentratoren ist das nicht zu vermeiden, da optische Verluste minimiert werden sollen. Die Intensität ist meistens weit entfernt vom Bus höher als direkt neben dem Bus, also am Rand der Zelle.

Verschiedene Autoren haben sich bereits mit dem Thema befaßt. Luque, Sala und Arboiro entwickelten ein analytisches Modell, in dem auch eine Temperaturverteilung über der Zelle berücksichtigt wird [48]. Mit diesem kombinierten thermischen und elektrischen Modell ließ sich die Hellkennlinie des bei einem Konzentrationsfaktor von etwa 40 betriebenen Konzentrators gut simulieren. Der verteilte Serienwiderstand wurde hier nicht berücksichtigt.

Aus entgegengesetzter Richtung wird das Thema von Benítez angegangen. Er untersucht die Frage, ob inhomogene Beleuchtung auch vorteilhaft für die Zelle sein kann, wenn der Bereich neben dem Bus stärker beleuchtet wird als entfernte Bereiche [49,50]. Er berechnet für eine Zelle mit Bus auf zwei Seiten die ideale Lichtverteilung, die einem exponentiellen Abfall der Intensität vom Bus zur Zellmitte ähnelt. Die resultierende optimale Verteilung ist umso inhomogener, je größer der Anteil des Metallwiderstands am gesamten Serienwiderstand ist. Der Serienwiderstand kann auf ein Drittel sinken.

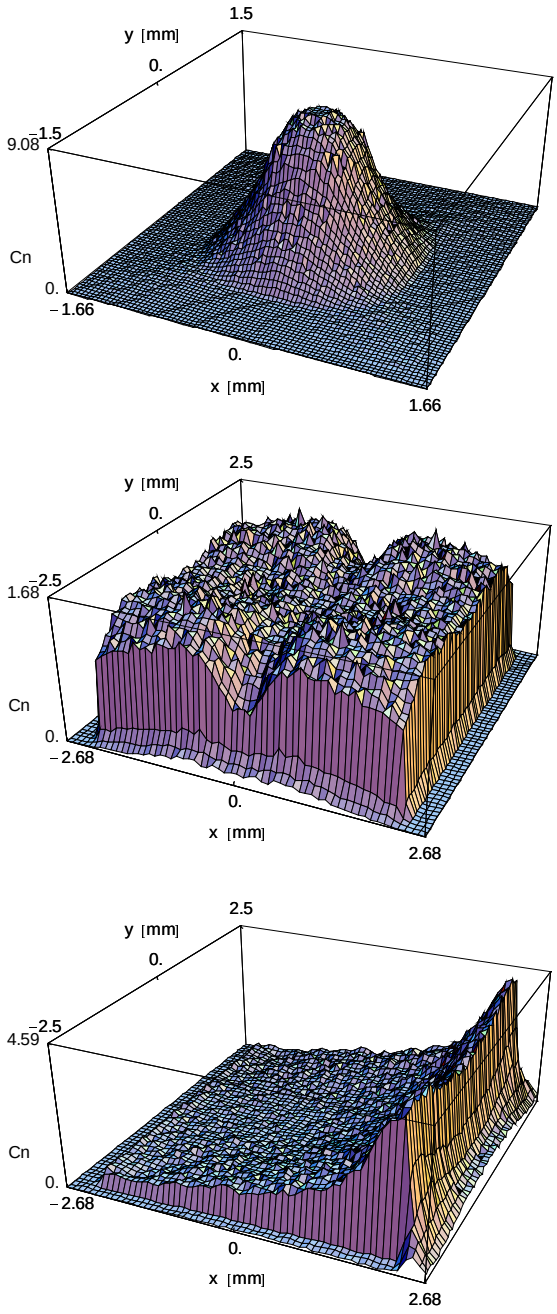

Abb. 2.17: Normierte Konzentration C_n, aufgetragen über dem Ort auf der Solarzelle: Oben für den zweiachsig nachgeführten Fresnel-Linsen-Konzentrator, darunter für den Linearkonzentrator mit zweiter Stufe (Frühlingsanfang und Sommeranfang). Die Verteilungen werden verwendet, um den Einfluß inhomogener Lichtverteilungen auf die Zellparameter zu untersuchen.

Im letzten Abschnitt wurde eine Netzwerksimulation vorgestellt, mit der eine Beschreibung des „distributed series resistance"-Effekts ermöglicht wird. Die Auswirkungen einer inhomogenen Lichtverteilung auf die Zellparameter kann damit ebenfalls untersucht werden.

Vorgreifend auf die nächsten Kapitel, in denen zwei Konzentratorsysteme beschrieben und verglichen werden, sollen hier bereits die entsprechenden Intensitätsverteilungen im Zusammenhang mit den oben beschriebenen GaAs-Solarzellen untersucht werden. Die beiden Konzentratorsysteme unterscheiden sich in zwei grundlegenden Eigenschaften, durch die die Intensitätsverteilung bestimmt wird. Das in Abb. 2.17 mit Fresnel-Linsen-System bezeichnete System wird zweiachsig nachgeführt. Der optische Konzentrator besteht nur aus einer Stufe, der Fresnel-Linse, die das Licht auf die Zelle fokussiert. Die Intensitätsverteilung bleibt somit über das ganze Jahr praktisch unverändert und stark inhomogen.

In den unteren Darstellungen in Abb. 2.17 sind zwei exemplarische Intensitätsverteilungen des zweiten Konzentratorsystems gezeigt, das im folgenden Linearkonzentrator mit zweiter Stufe genannt wird. Dieses Konzentratorsystem wird nur einachsig nachgeführt. Die zweite Stufe ist ein nichtabbildender Konzentrator (mit CPC für „compound parabolic concentrator" bezeichnet), der für eine Erhöhung des Konzentrationsfaktors sorgt. Einachsige Nachführung und Sekundärstufe haben zur Folge, daß sich die Intensitätsverteilung im Jahresverlauf ändert.

Die dargestellten Intensitätsverteilungen sind das Ergebnis einer Simulation mittels Strahlverfolgung. Sie beziehen sich auf das Spektrum von 300 nm bis 870 nm, gelten also für die spektrale Empfindlichkeit von GaAs-Zellen, wie sie im letzten Abschnitt untersucht wurden.

Für den Fresnel-Linsen-Konzentrator wurde eine 9 mm^2-Zelle ausgewählt. Der Berechnung der Fresnel-Linse lag eine quadratische 16 cm^2 große Linse zugrunde; bei einem geschätzten optischen Wirkungsgrad von 85 % entspricht das einem Konzentrationsfaktor von etwa 150. Die Gridstruktur der Zelle 675-6-1(200) ist also gut geeignet (Tab. 2.2 und Abb. 2.9).

In der Darstellung der Intensitätsverteilung des Fresnel-Linsen-Konzentrators (Abb. 2.17 oben) ist zu erkennen, daß bei der Zellfläche auf zwei Seiten der Bus berücksichtigt ist (x < -1,5 mm und x > 1,5 mm). Die Bestrahlungsstärke ist über die dargestellte Fläche normiert. Das Maximum, das dem Ende der Ordinate entspricht, erreicht etwa das 9-fache der mittleren Bestrahlungsstärke.

Im Linearkonzentrator mit zweiter Stufe werden größere Zellen eingesetzt, und man kann in etwa einen Konzentrationsfaktor von C_{opt} = 200 erwarten. Auch in den unteren Darstellungen in Abb. 2.17 ist der rechteckige Bus auf zwei Seiten zu sehen (x < -2,5 mm und x > 2,5 mm). Da die Austrittsfläche des Sekundärkonzentrators hier nur 2,25 ·2,25 mm^2 groß ist, gibt es auch an den anderen beiden Seiten schmale Streifen mit geringer Intensität. Die Inhomogenität tritt am stärksten zur Winter- bzw. Sommersonnenwende auf, also wenn das Licht unter einem Winkel von 23,5° auf die Apertur trifft. Das Maximum auf der Zelle beträgt dann etwa das 5-fache des Mittelwerts.

Die Busflächen werden sinnvollerweise auf die Seiten gelegt, wo die Peaks auftreten, da so nach Benítez [49,50] sogar eine Verbesserung des Füllfaktors erzielt werden kann. Man sieht, daß es in diesem Fall nicht zu vermeiden ist, daß ein Teil der Strahlung auf die Busfläche trifft, obwohl die Austrittsfläche des Sekundärkonzentrators reduziert ist. Dieser geringe Teil austretende Strahlung wurde bei dem Design des Konzentrators in Kauf genommen. Bei den Simulationen wurden die Zellparameter aber auf den Kurzschlußstrom normiert, d.h. die Bestrahlungsstärke auf der photoaktiven Fläche blieb konstant.

2.4.2 Beispiel einer stark inhomogenen Intensitätsverteilung auf der Solarzelle: Der Fresnel-Linsen-Konzentrator

Mit Hilfe der Netzwerksimulation wurde eine Viertel GaAs-Zelle mit der Gridstruktur der Zelle 675-6-1(200) simuliert. Die spezifischen Widerstände wurden übernommen, für die Diodensättigungsströme wurden jedoch mit J_{01} = 1,1·10^{-19} A/cm^2 und J_{02} = 4,3·10^{-11} A/cm^2 leicht abgewandelte Werte eingesetzt.

In Abb. 2.18 sind die Spannungen der Elementardioden für den MPP und den V_{OC} der Gesamtzelle gezeigt. Die entsprechenden Spannungen lassen sich am Bus im Vordergrund ablesen: V_{MP} = 945 mV und V_{OC} = 1136 mV. Der Ursprung der Ortskoordinaten ist der Mittelpunkt der Zelle und somit der Ort der höchsten Bestrahlungsstärke (siehe Abb. 2.17).

In der MPP-Darstellung (Abb. 2.18 links) sind deutlich die 11 Finger der Viertel Zelle zu erkennen. Man sieht, daß im Zentrum der Zelle die Spannung deutlich höher ist, als am Bus, in dessen Zentrum sich der Kontakt befindet. Der Spannungsabfall aufgrund des Emitterschichtwiderstandes ist in der Zellmitte, wo bei einer lokalen Konzentration von etwa 1400 die höchsten Stromdichten fließen, am größten und erreicht in der Simulation einen Wert von 132 mV. Entlang des Gridfingers zwischen Zellmitte und Bus beträgt der Spannungsverlust 77 mV. Tatsächlich sollte der Spannungsabfall im Emitter größer und derjenige im Finger kleiner sein, denn die begrenzte Auflösung hat zur Folge, daß keine Elementardiode vollständig vom Finger bedeckt wird (nur zu 18 %).

Die Stromdichte, die hier nicht dargestellt ist, hat durch den „distributed series resistance"-Effekt ein Minimum zwischen den Fingern.

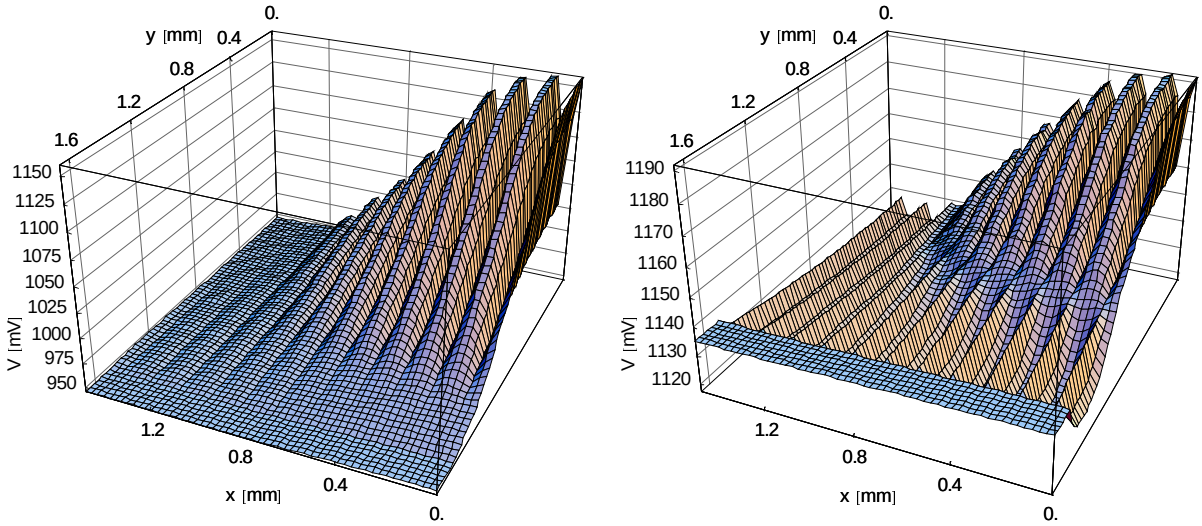

Abb. 2.18: Spannungen der Elementardioden des Netzwerks aufgetragen über dem Ort auf der Solarzelle: Links für V_{MP} = 945 mV und rechts für V_{OC} = 1136 mV der Gesamtzelle. Die Darstellungen gelten für die Lichtverteilung eines Fresnel-Linsen-Konzentrators aus Abb. 2.17 (C = 153), es ist jedoch nur eine Viertel Zelle mit 11 Fingern und dem Bus im Vordergrund gezeigt.

Die V_{OC}-Darstellung (Abb. 2.18 rechts) zeigt eine Überdeckung der Effekte bei Hell- und Dunkelbetrieb (vergleiche Abb. 2.2), die nur am V_{OC} zu sehen ist. Hier fließt nur Strom, der an unbeleuchteten Stellen rekombiniert, und zwar teilweise an der nicht beleuchteten Halbleiterfläche und teilweise an der abgeschatteten Busfläche. Von den 83 mA Strom, der im Zentrum der Zelle erzeugt wird, werden 21 mA unter dem Bus und 62 mA auf der nicht beleuchteten Halbleiterfläche rekombiniert.

Der Spannungsverlust vom Peak ist hier wegen der niedrigeren Stromdichten geringer (32 mV im Emitter und 34 mV im Gridfinger). Der Ort, der am entferntesten vom Kontakt liegt, ist der einzige, an dem eine Elementardiode tatsächlich am V_{OC}, wie er sich aus dem 2-Dioden-Modell ergibt, betrieben wird. Am Mittelpunkt der Solarzelle sollte durch die hohe Bestrahlungsstärke eine Leerlaufspannung von 1212 mV erreicht werden. Daß in der Simulation nur ein Wert von 1192 mV berechnet wird (und die Stromdichte nicht Null ist), ist ebenfalls auf die begrenzte Auflösung zurückzuführen.

In Abb. 2.19 und 2.20 sind FF und V_{OC} der Gesamtzelle über dem Konzentrationsfaktor aufgetragen. Die Ergebnisse dieser speziellen Lichtverteilung werden mit einer Simulation bei homogener Lichtverteilung verglichen. Die Leerlaufspannung bei inhomogener Lichtverteilung beginnt etwa bei einem Konzentrationsfaktor C = 20, davon abzuweichen. Der Faktor, um den die Bestrahlungsstärke in der Zellmitte gegenüber der mittleren Bestrahlungsstärke erhöht ist, ist bei dieser Lichtverteilung 9,09 (siehe Abb. 2.17). Hier zeigt der „distributed series resistance"-Effekt also erst Auswirkungen, wenn bereits eine lokale Konzentration weit über dem in Tab. 2.3 angegeben Wert für C_{lim} erreicht ist.

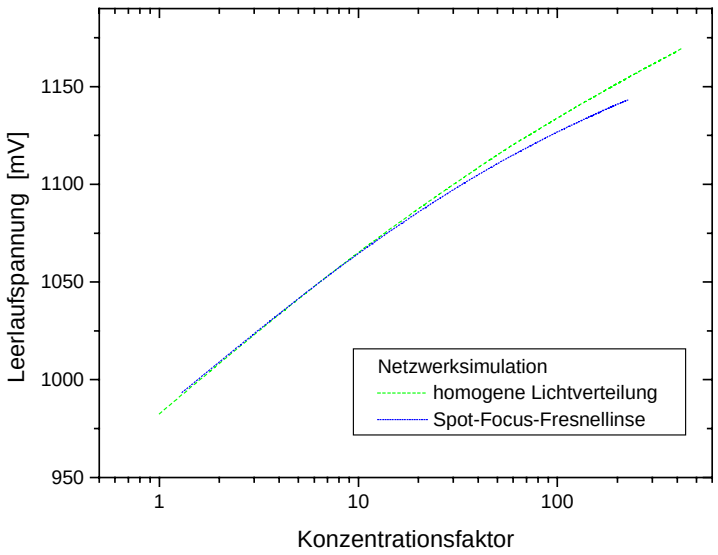

Abb. 2.19: Verlauf der Leerlaufspannung mit dem Konzentrationsfaktor.

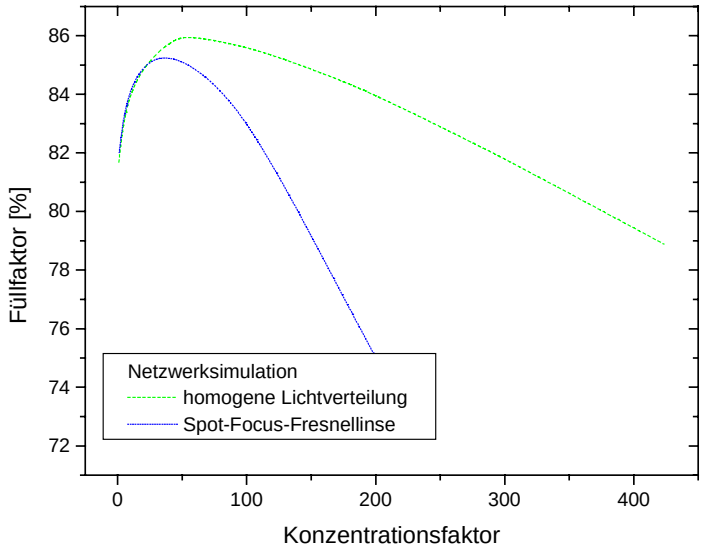

Abb. 2.20: Verlauf der Füllfaktors mit dem Konzentrationsfaktor.

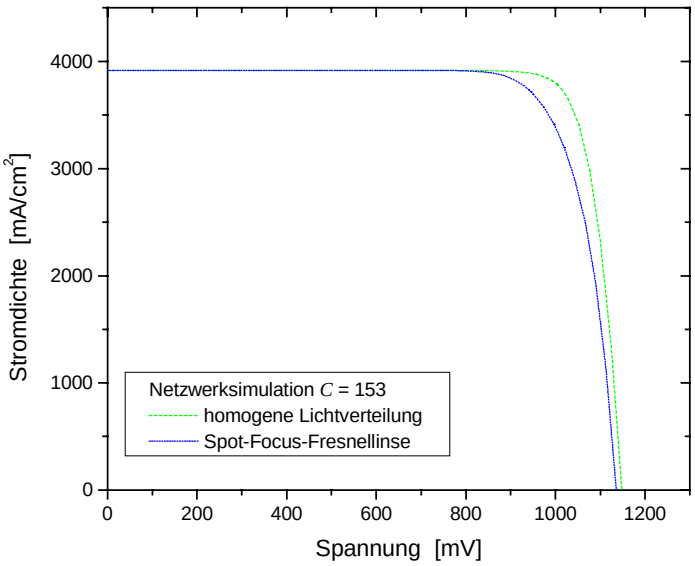

Abb. 2.21: I-V-Kennlinien für eine Konzentration von 153 bei homogener Lichtverteilung und bei einer Lichtverteilung, wie sie von einer Spot-Focus-Fresnellinse erzeugt wird.

Der Einfluß der inhomogenen Lichtverteilung auf den Füllfaktor ist enorm. Für die oben gezeigten Spannungsverteilungen bei einer Konzentrationsfaktor von 153 sinkt der FF von 84,7 % bei homogener auf 78,9 % bei inhomogener Lichtverteilung (Hellkennlinien in Abb. 2.21). Zusammen mit der reduzierten Spannung entspricht das einer Einbuße im Wirkungsgrad von 7,7 % relativ.

2.4.3 Beispiel einer saisonal veränderlichen Intensitätsverteilung auf der Solarzelle: Der Linearkonzentrator mit zweiter Stufe

Mit Hilfe der Netzwerksimulation sollen nun die Zellparameter einer GaAs-Zelle eingebaut im Linearkonzentrator mit zweiter Stufe untersucht werden. Im Jahresverlauf bewegt sich der Einfallswinkel auf die Apertur des Konzentrators zwischen 0° und 23,5°. Senkrechter Lichteinfall erzeugt eine fast homogene Lichtverteilung, ein größerer Einfallswinkel erzeugt eine mehr oder weniger inhomogene Lichtverteilung mit Maxima an unterschiedlichen Stellen.

Die entsprechende Gridstruktur der 25 mm^2-Zellen wurde im letzten Abschnitt nicht untersucht. Eine Messung wurde aber bereits im letzten Kapitel gezeigt (Abb. 1.9). Der Fingerabstand beträgt 139 µm. Mit den gleichen spezifischen Widerständen wie für die etwas kleinere Solarzelle, die in Kombination mit der Lichtverteilung eines Fresnel-Linsen-Konzentrators simuliert wurde, folgt ein Serienwiderstand von 0,0258 Ωcm^2.

Im letzten Abschnitt ist deutlich geworden, daß eine stark inhomogene Lichtverteilung, bei der Teile der Zellfläche unbeleuchtet sind, den Füllfaktor drastisch reduzieren kann. Bei dem Beispiel des Linearkonzentrators mit zweiter Stufe werden zwei Fälle betrachtet: Im ersten Fall ist die Austrittsfläche des Sekundärkonzentrators kleiner als die Nennfläche der Solarzelle (Abb. 2.17), im zweiten Fall stimmen beide Flächen überein. Im letzten Fall geht Strahlung verloren. Da aber der Einfluß der Lichtverteilung untersucht werden soll, wurde in beiden Fällen auf eine mittlere Bestrahlungsstärke normiert.

In Abb. 2.22 ist das Ergebnis der Simulation für den Konzentrationsfaktor 206 gezeigt. Der Füllfaktor zeigt das erwartete Verhalten: Bei senkrechtem Einfall ist die Lichtverteilung fast homogen, der FF entspricht dem für homogene Beleuchtung. Bei einem Einfallswinkel von 24° ist die Verteilung zwar inhomogen, der Peak liegt aber nahe der Busfläche. Dadurch kann der FF sogar einen höheren Wert als unter homogener Beleuchtung erreichen.

Daß der FF hier trotzdem niedriger ist, könnte am Metallwiderstand liegen. Schließlich gibt es am zweiten Bus keinen Peak. Der Strom, der sonst auf zwei Kontakte verteilt war, muß in diesem Fall von einem Kontakt bewältigt werden.

Die Änderungen des Füllfaktors bewegen sich in beiden Fällen in einem engen Rahmen. Die Schwankung des FF durch wechselnde Lichtverteilung ist geringer, als der Verlust durch die reduzierte Austrittsfläche des Konzentrators. Unbeleuchtete Zellfläche wirkt sich in diesem Fall also nachteiliger auf den FF aus als der durch den nichtabbildenden Konzentrator entstehende Inhomogenität.

Der Wirkungsgrad liegt im Bereich zwischen 21,7 % und 22,3 % für den Fall, daß die Austrittsfläche kleiner gewählt wurde (4,5·4,5 mm^2) als die Zellfläche. Sind beide Flächen identisch (5,0·5,0 mm^2), fallen die Einbußen im Füllfaktor nicht so stark aus. Stattdessen reduzieren auftretende Strahlungsverluste den Wirkungsgrad, doch selbst bei deren Berücksichtigung sinkt der Wirkungsgrad unter großem Neigungswinkel nicht unter 21,2 %.

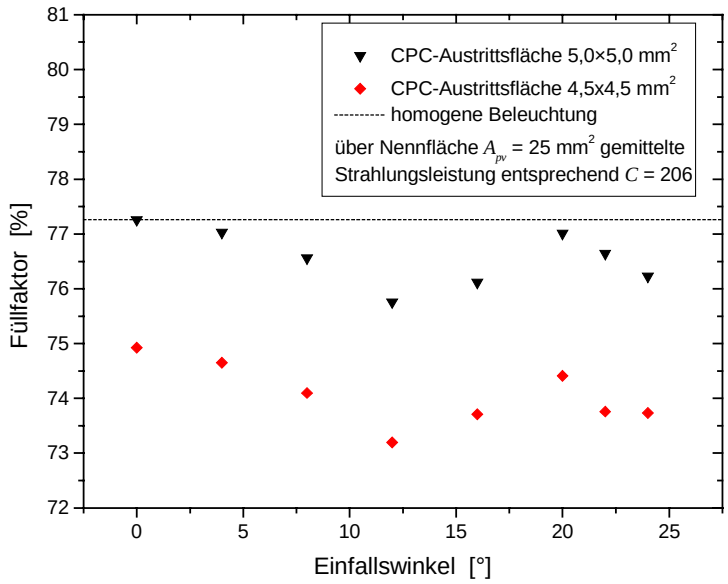

Abb. 2.22: Verlauf des Füllfaktors mit dem Einfallswinkel der Solarstrahlung auf den Linearkonzentrator mit zweiter Stufe (C = 206); die Lichtverteilungen für die Einfallswinkel 0° und 24° sind in Abb. 2.18 dargestellt.

Durch eine reduzierte Austrittsfläche und folglich reduzierte Apertur des Konzentrators entstehen also folgende relativen Verluste bzw. Gewinne

- Strahlung, die den CPC nicht durch die Austrittsfläche verläßt, aber trotzdem auf den Streifen aktive Zellfläche fällt: 2,4 % Gewinn (Mittel über alle Neigungswinkel)
- Erhöhte Serienwiderstandsverluste durch den Streifen schwach beleuchteter Zellfläche um die Austrittsfläche des CPCs: 2,0 % Verlust (Mittel über alle Neigungswinkel)
- Geringerer Konzentrationsfaktor: Gewinn 2,9 % (bei unveränderter Zellstruktur)

Diese Angaben gelten für die Simulation einer speziellen Zellstruktur. Die Ergebnisse zeigen, daß die Anpassung der Solarzelle an den Konzentrationsfaktor ausreicht, und die unterschiedlichen Lichtverteilungen, die je nach Neigungswinkel auftreten, nicht berücksichtigt werden müssen.

2.5 Zusammenfassung

Größte Schwachstelle der üblichen Optimierungsmethode für Gridstrukturen von Konzentrator-Solarzellen ist weniger der „distributed series resistance"-Effekt als vielmehr die Unkenntnis der Modellparameter. Das gilt für die hier untersuchten Konzentrationen bis 1000.

Indirekte Folgen des „distributed series resistance"-Effekts wie eine verstärkte Reduzierung der Leerlaufspannung aufgrund von metallbedeckter Diodenfläche und die starken Auswirkungen eines vordergründig unerheblichen Konstruktionsfehlers, nämlich der höheren Stromdichte an den beiden Randfingern, wurden im Zusammenhang mit der Simulation von GaAs-Zellen aufgedeckt.

Vorgreifend auf die in den nächsten beiden Kapiteln vorgestellten Konzentratorsysteme wurden die Auswirkungen einer inhomogenen Lichtverteilung auf die Zellparameter untersucht. Es hat sich gezeigt, daß unbeleuchtete Zellfläche den Füllfaktor dramatisch reduzieren kann. An einem Beispielsystem mit Sekundärkonzentrator wurde gezeigt, daß selbst bei einem hohen spezifischen Emitterwiderstand von $\rho_e = 2{,}6 \cdot 10^{-2}$ Ωcm eine inhomogene Lichtverteilung unkritisch ist, sofern die Zelle vollständig bestrahlt wird.

3 Der Fresnel-Linsen-Konzentrator

Als erstes Konzept eines Konzentratorsystems wird in diesem Kapitel der Fresnel-Linsen-Konzentrator präsentiert. Bei der Entwicklung dieses Konzentrators für den Einsatz mit GaAs- oder Tandemsolarzellen wurden Langzeitstabilität und möglichst hohe Wirkungsgrade angestrebt. Im zweiten Teil wird eine Meßmethode für Konzentrator-Module mit Tandemsolarzellen vorgestellt, die auf der Methode der Spektrometrischen Charakterisierung basiert. Bei den entsprechenden Außenmessungen wurden die Solarspektren aufgezeichnet, die abschließend mit dem Normspektrum verglichen werden.

3.1 Zielsetzung und Limitierung des Konzentrationsfaktors

Fresnel-Linsen eignen sich gut für solare Anwendungen, weil sie kostengünstig und leicht sind. In der Regel werden sie aus PMMA hergestellt. In der Solarenergie finden sowohl flache Fresnel-Linsen [8,36] als auch gewölbte Fresnel-Linsen [51,52] Anwendung.

Fresnel-Linsen setzen sich aus Prismen zusammen, deren Anzahl durch die sogenannte Teilung bestimmt ist. Die Ausdehnung des Empfängers wird durch die Brechung am äußersten Prisma vorgegeben. Strahlen, die unter dem Akzeptanzwinkel auf den Rand der Linse treffen, werden auf den Rand des Empfängers gebrochen.

Luque und Lorenzo haben gezeigt, daß Fresnel-Linsen nicht gleichzeitig den Interceptfaktor $\mathcal{I} = 1$ und ideal-lambertsche Verstärkung haben können [15]. Setzt man Rotationssymmetrie voraus, ist im Fall von flachen Fresnel-Linsen dadurch der Konzentrationsfaktor bei maximalem Wirkungsgrad (Interceptfaktor $\mathcal{I} = 1$) und dem für solare Anwendungen minimalen Akzeptanzwinkel $\theta_{akz} = 0{,}27°$ auf $C_{mW} = 2590$ beschränkt.

Eine erhebliche Reduzierung dieses Limits wird durch chromatische Aberration verursacht [15]. In der Regel ist der Brechungsindex n für kleine Wellenlängen größer, das kurzwellige Licht wird also stärker gebrochen. Bei der Konstruktion mittels Randstrahlen muß dadurch die Empfängerfläche vergrößert werden, um alle Strahlen einzufangen. Am Beispiel von PMMA (n zwischen 1,48 und 1,50) wurde gezeigt, daß die chromatische Aberration den Konzentrationsfaktor auf 485 verringert.

Quadratische Linsen, die bisher nicht berücksichtigt wurden, führen zu einer weiteren Reduzierung des erreichbaren Konzentrationsfaktors. Strahlen, die nicht radial auf die Apertur fallen, können im Gegensatz zu runden Linsen nicht vernachlässigt werden. Diese Diagonalstrahlen führen zu einer weiteren Reduzierung, und zwar je nach Geometrie des Empfängers. In Kombination mit einer quadratischen Zelle ist der erreichbare Konzentrationsfaktor nur noch 376, mit einer runden Zelle sogar nur 309.

In der Praxis verzichtet man darauf, den maximalen Wirkungsgrad zu erreichen, um höhere Konzentrationen realisieren zu können. Die Abstriche, die man hier macht, fallen gegen die optischen Verluste eines realen Konzentrators nicht ins Gewicht. Ursache für diese Verluste sind neben Absorption und Reflexion der Linse Fehler in der Justage (sowohl horizontal als auch vertikal) und Abbildungsfehler. Letztere entstehen teilweise

durch Verrundungen der Spitzen, die nicht vermeidbar sind. Darüber hinaus liefert die Konstruktion mit Prismen nur bei einer unendlich feinen Teilung eine perfekte Abbildung. Einerseits möchte man die Teilung in Grenzen halten, um die Auswirkungen von verrundeten Spitzen gering zu halten, andererseits möchte man einer asphärischen Linse möglichst nahe kommen.

3.2 Optischer Konzentrator

3.2.1 Struktur der Linsen und Intensitätsverteilung im Fokus

Für die Herstellung der Fresnel-Linsen wurde ein von Lorenzo vorgestelltes Konzept ausgewählt [53,54]. Dieses hat den Vorteil, daß auch in kleinem Maßstab hochwertige Linsen herstellt werden können.

Die Fresnel-Linsen-Struktur wird dabei in eine dünne Schicht transparenten Silikons geprägt, die direkt auf eine 4 mm dicke Glasplatte aufgetragen wird. Für den Prägevorgang werden in PMMA oder Messing gefräste Negativ-Linsen verwendet, die mit hoher Präzision gefertigt werden müssen. Die der Witterung ausgesetzte Fläche ist somit wie bei normalen Flachmodulen eine Glasfläche.

Die Optimierung der Fresnel-Linsen-Struktur wurde von Soluyanov [55,56] durchgeführt. Dabei wurden mit Simulationen sogenannte Mini-Linsen mit Seitenlängen von 10-50 mm untersucht. Eine Teilung von 200 µm bildet die Untergrenze für die präzise Fertigung der Matrizen. Ansonsten führen eine Verrundung der Spitzen und Abweichungen der Prismenwinkel zu einer Vergrößerung des Lichtflecks auf der Zelle und damit bei vorgegebener Zellfläche zu Verlusten.

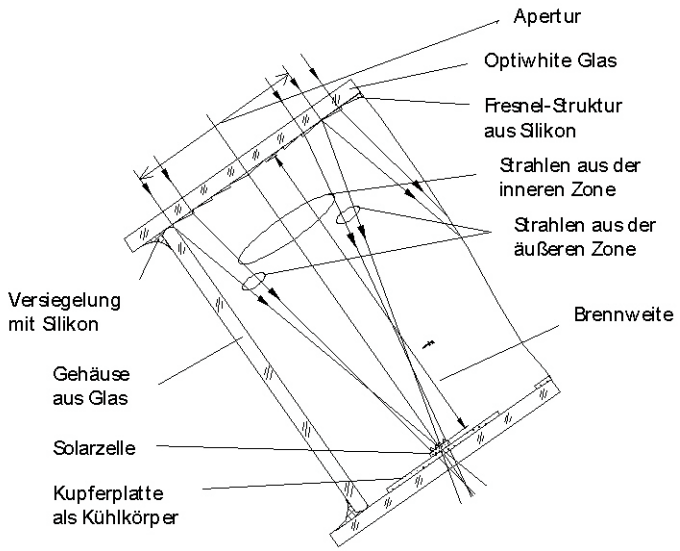

Abb. 3.1: Schema des Fresnel-Linsen-Konzentrators mit Spot-Focus-Linsen, die aus zwei Zonen mit unterschiedlichen Brennweiten zusammengesetzt sind.

Die Linsen, die für diesen Konzentrator entwickelt worden sind, haben eine Seitenlänge von 40 mm. Auf eine Glasplatte (Optiwhite) wurden 48 Linsen geprägt. Um Verluste durch chromatische Aberration zu minimieren, wurden zwei unterschiedliche Zonen eingeteilt (siehe Abb. 3.1). Der innere Bereich bis zu einem Radius von 18 mm hat mit

f_2 = 78 mm eine etwas größere Brennweite als der äußere Bereich mit f_1 = 75 mm. Diese Art der Fresnel-Linsen mit Bereichen unterschiedlicher Brennweite werden im folgenden „Spot-Focus“ genannt, gewöhnliche Fresnel-Linsen „Point-Focus“. Diese Teilung der Fresnel-Linse entspricht der speziell für Tandemsolarzellen von James vorgeschlagenen Methode [57], um lokal auftretende Stromfehlanpassung zu reduzieren. Er teilt eine Fresnel-Linse in gleich große Bereiche, die abwechselnd das langwellige Licht an den nahen Rand der Zelle und das kurzwellige Licht an den gegenüber liegenden Rand fokussieren. Die Lichtverteilung ist dann etwas homogener als bei einer gewöhnlichen Linse, die Empfindlichkeit gegen Fehljustierung jedoch etwas größer.

In dem Fresnel-Linsen-Konzentrator wurden runde GaAs-Zellen mit einem Durchmesser von 4 mm und einem parallelem Grid eingesetzt. Diese Gridstruktur erlaubt die Verwendung eines sogenannten „Prismatic Cover“, das direkt auf die Solarzelle geklebt wird und das einfallende Licht von den Fingern ablenkt. Da dies im Idealfall die Abschattung unabhängig von der Fingerbreite auf Null senkt, können sehr breite Finger verwendet werden. Dementsprechend ist der Serienwiderstand sehr klein. Die Gridstruktur, mit der sowohl GaAs-Zellen als auch Tandemsolarzellen versehen wurden, hatte eine Fingerbreite von 14 µm und einen Fingerabstand von 100 µm.

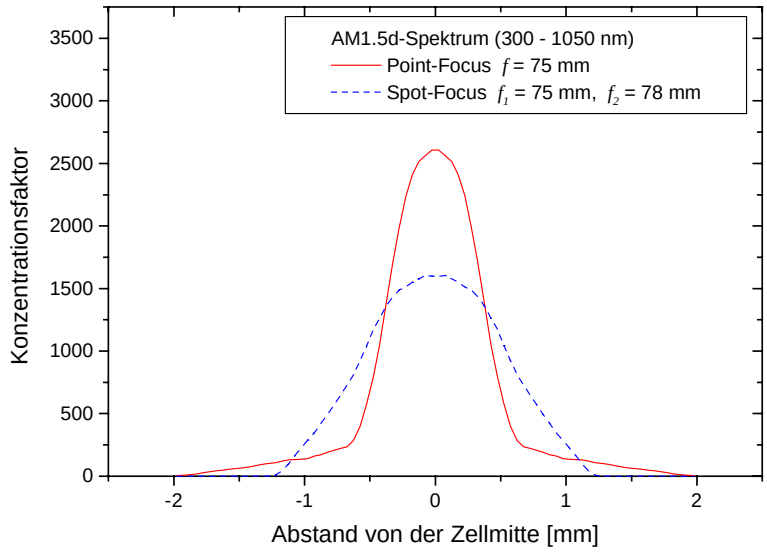

Abb. 3.2: Berechneter Konzentrationsfaktor entlang der Mittellinie der Solarzelle für zwei verschiedene Fresnel-Linsen (Seitenlänge 40 mm): Die Spot-Focus-Linse liefert in Kombination mit einer runden Zelle mit Radius 2 mm eine mittlere Konzentration von 123, die Point-Focus-Linse mit einer Solarzelle mit Radius 1 mm eine mittlere Konzentration von 500.

In Abb. 3.2 ist das mit Hilfe von Raytracing berechnete Intensitätsprofil auf der Solarzelle dargestellt. Die sehr vereinfachte Simulation nähert eine Fresnel-Linse durch eine sphärische Linse an. In der Simulation werden aber die Punkte auf der sphärischen Oberfläche, an denen die Strahlen gebrochen werden, auf eine Ebene projiziert. Die Teilung der Fresnel-Linse geht also nicht ein.

Das betrachtete Spektrum war das AM1.5d-Spektrum von 300 nm bis 1050 nm. Dieses wurde durch zehn Wellenlängen mit entsprechender Gewichtung repräsentiert. Trotz

dieser Näherungen wird bei der Rechnung für diesen Teil des AM1.5d-Spektrums der Unterschied zwischen einer Spot-Focus-Linse und einer Point-Focus-Linse deutlich. Die Darstellung in Abb. 3.2 zeigt, daß bei gleicher Linsengröße die lokale Konzentration der Point-Focus-Linse etwa 2500 erreicht. Die Intensitätsverteilung der Spot-Focus-Linse ist etwas homogener. Die Spot-Focus-Linse ist ohne Nachteile für Zellen mit 3 mm Durchmesser verwendbar.

3.2.2 Optischer Wirkungsgrad eines Linsen-Arrays

Die optische Konzentration einer Linse ist nach Gleichung (1.4) definiert als das Verhältnis von einfallender zu austretender Leistung. Geht man von der Linearität einer Solarzelle aus, dann entspricht das Verhältnis der Kurzschlußströme der optischen Konzentration. Der optische Wirkungsgrad ist das Verhältnis von optischer zu geometrischer Konzentration und somit abhängig von der eingesetzten Zelle.

Unter Außenbedingungen schwankt nicht nur die gemessene Strahlung im Winkel von ±2,5° um die Sonnenmitte, sondern auch die Lichtverteilung. Im Akzeptanzwinkel des Konzentrators liegt unter Umständen nur ein Teil der Zirkumsolarstrahlung. Somit wird die einfallende Leistung vom Anteil Zirkumsolarstrahlung an der gemessenen Strahlung beeinflußt. Für die Messung des optischen Wirkungsgrads einer Linse unter Außenbedingungen wird von Blieske folgendes Verfahren vorgeschlagen [29]:

Zunächst werden zwei GaAs-Zellen, die eine ähnliche spektrale Empfindlichkeit aufweisen, unter Direktstrahlung gemessen. Dabei werden Kollimatoren verwendet, die nur einen Eintrittswinkel von ±2,5° zulassen. Im zweiten Schritt wird eine der Zellen für die Messung des Stroms im Brennpunkt der Linse verwendet. Die zweite Zelle dient zur Referenzmessung bei einem Eintrittswinkel, der etwa dem Akzeptanzwinkel der Linse entspricht. Im Fall der Spot-Focus-Linse kann anhand Abb. 3.2 der Akzeptanzwinkel mit ±0,6° abgeschätzt werden (Abstand Zelle-Linse 75 mm, Abstand Lichtfleck-Zellrand 0,8 mm). Das Verhältnis der Ströme ist dann der optische Wirkungsgrad dieser Linse für eine GaAs-Zelle vom verwendeten Typ.

Die Verluste setzen sich zusammen aus Absorptions- und Reflexionsverlusten sowie Abbildungsfehler der Linse, die durch das Herstellungsverfahren zustande kommen. Bei dem Prägeverfahren werden die Matrizen in eine dünne Schicht Silkon gepreßt, die direkt auf die Glasplatte aufgebracht wird. Je nach Druck, kann es zu Abrundungen der Spitzen durch Lufteinschlüsse kommen. Nach einigen Stunden werden die Matrizen vom ausgehärteten Silkon entfernt, was Beschädigungen der Linsenstruktur verursachen kann. Eine wichtige Frage ist also, wie weit die Linsen durch den Prägeprozeß oder durch die Qualität der Matrizen bestimmt werden. Falls die Qualität der Matrizen bestimmend ist, sollte die Qualität der Linsen gleichbleibend sein.

In Abb. 3.3 sind die gemessenen optischen Wirkungsgrade von vier verschiedenen Linsen-Arrays mit je 48 Linsen zusammengefaßt. Bei der Herstellung der Arrays hatten die verwendeten Matrizen die gleichen Positionen. Die geringen Abweichungen der jeweiligen vier Werte zeigt, daß die Linse tatsächlich von der Qualität des Werkzeugs abhängt. Nur in wenigen Fällen ist ein Wert deutlich schlechter als die übrigen drei, was verschiedene Ursachen wie Einbau von Luftblasen, Beschädigung der Linse beim Trennen von der Matrize etc. haben kann.

Die besten Matrizen gehören zu den Fresnel-Linsen in der rechten Spalte. Der Mittelwert der 48 Linsen, die mit diesen zwölf Matrizen hergestellt wurden, ist $(83{,}8 \pm 2{,}5)\%$. Dieser Wert wird an anderer Stelle als Vergleichswert dienen.

85.9	74.9	78.0	83.4
85.6	74.4	76.7	82.6
85.9	75.0	75.7	83.3
87.1	78.6	79.2	82.8
88.6	73.1	79.0	79.0
87.8	77.9	75.5	75.5
88.2	77.6	78.7	78.7
89.0	79.2	79.2	79.2
83.4	88.6	78.5	83.4
83.0	88.4	78.5	82.6
83.8	88.8	78.8	82.9
82.2	87.4	78.6	81.4
85.9	78.9	75.9	82.5
85.4	79.1	75.9	82.8
85.8	78.5	75.8	83.0
82.2	78.6	76.2	81.4
85.6	79.6	82.8	81.9
85.1	79.0	83.3	82.9
84.7	79.6	83.6	82.7
84.7	80.6	83.8	82.7
86.1	76.5	82.2	82.3
82.7	72.9	82.1	82.9
86.5	77.5	82.4	82.2
86.6	78.6	82.5	83.6
84.8	78.5	84.3	85.5
85.0	78.8	84.3	85.0
86.6	79.0	84.1	86.9
86.3	79.7	83.0	86.0
77.3	80.0	83.9	85.9
76.0	79.3	82.7	85.5
74.7	78.5	83.1	87.0
78.9	79.7	83.8	87.1
78.8	81.1	84.0	84.6
78.2	79.0	83.3	83.4
77.9	80.1	83.1	84.6
79.5	83.6	83.6	86.3
78.2	78.5	82.2	84.7
81.9	79.5	83.3	85.7
82.0	75.1	83.0	85.3
84.6	80.3	82.2	84.9
85.5	77.2	80.7	84.0
87.0	76.4	82.0	85.2
85.7	76.9	80.4	83.9
88.2	80.0	81.9	86.6
82.2	75.6	87.7	87.0
78.1	76.3	88.5	87.7
77.7	75.5	86.7	86.4
80.8	77.8	86.8	87.9

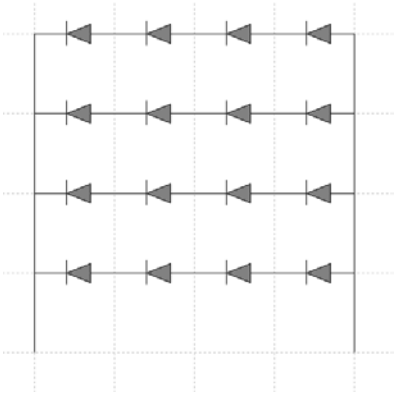

Abb. 3.3: Tabellarische Aufstellung der optischen Wirkungsgrade der Fresnel-Linsen auf vier Linsen-Arrays. Die Fresnel-Linsen wurden im natürlichen Sonnenlicht vermessen. Da im Modul in einer Reihe vier Zellen miteinander in Serie verschaltet sind (siehe Ersatzschaltbild oben), wird die Zelle unter der Linse mit dem geringsten optischen Wirkungsgrad den String begrenzen (für das erste Linsen-Array jeweils in der ersten Zeile unterstrichen).

Die Verschaltung der Zellen in dem Modul ist neben der Wirkungsgrad-Übersicht in Form eines Ersatzschaltbildes gezeigt. Das Modul, für das das Linsen-Array vorgesehen ist, besteht aus zwölf Strings mit je vier seriell verschalteten Zellen. Der Strom der begrenzenden Zelle bestimmt den Strom eines Strings. Bei gleich guten Zellen begrenzt somit die Zelle unter der schlechtesten Linse den Strom des Strings. Zur Angabe eines optischen Wirkungsgrades für das gesamte Linsen-Array ist daher der Mittelwert aller Fresnel-Linsen nicht geeignet. Eine bessere Aussage liefert der Mittelwert der jeweils schlechtesten Linsen eines Strings.

Bis auf eine Ausnahme ist die schlechteste Linse eines Strings bei allen Linsen-Arrays jeweils mit der gleichen Matrize gefertigt. Für das erste Array in Abb. 3.3 folgt ein optischer Wirkungsgrad von 77,0 %. Die so ermittelten Wirkungsgrade der anderen Arrays weichen kaum davon ab. Der Mittelwert der vier Linsen-Arrays ist (77,0 ± 0,9)%.

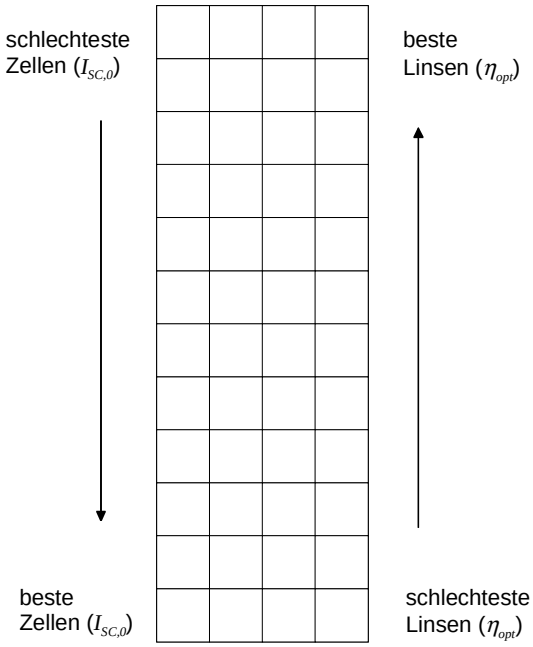

Abb. 3.4: Beste Anordnung von Zellen und Linsen bei der Konstruktion eines Moduls, das aus Strings mit jeweils vier in Serie geschalteten Solarzellen besteht. Die Auswahl der Zellen geschieht nach Ein-Sonnen-Kurzschlußstrom und die der Linsen nach optischem Wirkungsgrad. Nach dem gezeigten Schema können die Verschaltungsverluste gering gehalten werden.

Eine Verbesserung läßt sich erzielen, wenn ähnliche Linsen in einem String zusammengefaßt werden. Das erste Array hätte dann einen optischen Wirkungsgrad von 81,3 %. Im Idealfall sind Zellen und Linsen wie in Abb. 3.4 sortiert, um einen möglichst hohen Modulwirkungsgrad zu erhalten. Bei dieser Anordnung kann man erwarten, daß auch die Spannungen V_{MP} der einzelnen Strings gut übereinstimmen und somit Verschaltungsverluste minimiert werden.

Aufgrund der Reflexionsverluste ist mit einer Fresnel-Linse ohne Antireflexschicht ein maximaler optischer Wirkungsgrad von 93 % zu erreichen. Abb. 3.3 zeigt, daß mit dem Prägeverfahren Fresnel-Linsen mit einer Effizienz von 88 % hergestellt werden können. Da der Wirkungsgrad von der Qualität der Matrizen bestimmt wird, sollte mit einer Auswahl der besten Matrizen ein Linsen-Array hergestellt werden können, dessen Wirkungsgrad 88 % erreicht. Im Zusammenhang mit dem Einsatz von Tandemsolarzellen wird das später wieder aufgegriffen werden.

3.3 Aufbau und Charakteristik des vollständigen Moduls

3.3.1 Herstellung des Fresnel-Linsen-Moduls

Die refraktive Optik macht einen Hohlraum notwendig, der je nach Konzept in unterschiedlich starkem Kontakt mit der Umgebung steht. Ein häufig auftretendes Problem bei Fresnel-Linsen-Modulen ist eindringende Luftfeuchtigkeit, die sich als Kondenswasser auf den Linsen niederschlägt und die Transmission verschlechtert.

Dies läßt sich verhindern, indem das Modul hermetisch abgeschlossen konstruiert wird. Die Atmosphäre im Modul läßt sich kontrollieren, niederschlagende Feuchtigkeit kann also verhindert werden, so lange das Modul dicht ist.

Um die Dichtigkeit über viele Jahre gewährleisten zu können, wurde die Module vollständig aus Glas gebaut. Auf diese Weise werden thermische Spannungen bei Erwärmung unterschiedlicher Materialien verhindert. Bei Materialien mit hohen Wärmeaus-

dehnungskoeffizienten kann es darüber hinaus zur Änderung des Abstandes Linse zu Zelle und somit zu optischen Verlusten kommen, was mit der Verwendung von Glas ausgeschlossen wird.

Die rückwärtige Glasplatte trägt die Solarzellen. Um einen guten Wärmeübergang herzustellen, werden die Zellen auf 3·3 cm^2 große Kupferbleche gelötet. Während das Blech der Solarzellenkontakt auf der Rückseite ist, wird dieser auf der Vorderseite durch ein Bondpad gebildet, das über Bonddrähte mit dem Bus der Zelle verbunden ist. Die gebondeten Zellen auf den Kupferblechen werden mit Silikon oder einem wärmeleitfähigen Kleber (Stycast 2850MT) auf der Glasplatte befestigt. Bei einer groben Kontrolle vor dem Einbau werden nur Zellen mit einem großen Parallelwiderstand aussortiert (Ausschuß etwa 5 %).

Die Justage der einzelnen Zellen erfolgt mit einem Gerät, das paralleles Licht einer LED senkrecht durch die Fresnel-Linse auf die Zelle lenkt. Gleichzeitig kann die Position des Lichtflecks auf der Zelle kontrolliert werden. Auf diesem Wege muß die Position jeder einzelnen Zelle korrigiert werden, was relativ zeitaufwendig ist. Die gleiche Methode muß angewendet werden, wenn die Glasplatte mit den justierten Zellen und das Modul-Gehäuse mit dem Linsen-Array zusammengefügt werden.

Die einzigen Öffnungen des Moduls nach dem Verkleben mit Silikon bilden zwei Bohrungen, die mit Messingschrauben verschlossen werden können. Diese bilden gleichzeitig die beiden elektrischen Kontakte des Moduls. Endgültig verschlossen wird das Modul erst, wenn das Silikon gehärtet und die Luft im Innern durch Stickstoff ersetzt worden ist.

	Wärmeleitf. [W/Kcm]	Dicke [cm]	Fläche [cm^2]	Übergangskoeff. [W/Kcm^2]	Temperaturdiff. [K]
GaAs	0,8	0,03	0,36	26,7	0,064
Lötzinn	0,5	0,01	0,36	50,0	0,034
Kupfer	3,85	0,2	9	19,2	0,004
Kleber	0,019	0,05	9	0,380	0,179
Glas	0,0075	0,4	16	0,0187	2,04
Glas/Luft	-	-	16	0,0008	47,7

Tab. 3.1: Abschätzung der Temperaturerhöhung der Solarzelle gegenüber der Umgebung; der Übergangskoeffizient von Glas zu Luft gilt für die Annahme, daß kein Wind herrscht, er ist aber auch bei Wind Hauptursache für die Erwärmung der Solarzelle [58].

Das fertige Modul hat eine geometrische Konzentration von C_g = 123 (auf die Normfläche der Solarzellen bezogen) und eine Apertur von 768 cm^2. Bei der Abschätzung der Temperaturerhöhung kann man davon ausgehen, daß je Solarzelle maximal 0,6 W an Wärme abgeführt werden müssen (A_{in} = 16 cm^2, G = 900 W/m^2, η_{opt} = 85 %, Reflexion r = 30 %). In Tab. 3.1 sind die Wärmeleitfähigkeit der verschiedenen Materialien (aus [15]) und die Temperaturerhöhung für diese Leistung zusammengefaßt. Der Übergangskoeffizient für den Übergang von Glas nach Luft ist [58] entnommen und gilt für die pessimistische Annahme, daß kein Wind herrscht. Bei einer Windgeschwindigkeit von

4 m/s steigt der Wert etwa auf das Dreifache. Die Tabelle zeigt, daß in jedem Falle die Temperaturerhöhung der Zelle gegenüber der Umgebung durch den Wärmeübergang von Glas zur Umgebungsluft dominiert wird.

3.3.2 Alterungsproblematik

Die Verwendung von Silikon kann zu Schäden im Modul führen. In den versiegelten Modulen können sich wegen des fehlenden Luftaustauschs Lösungsmitteldämpfe sammeln. Es hat sich gezeigt, daß dies neben einer (reversiblen) Verformung der Linsen-Struktur auch eine Beschädigung der Zellen zur Folge haben kann.

Die verwendeten GaAs-Zellen haben eine Fensterschicht aus $Al_xGa_{1-x}As$ mit einem Al-Gehalt von etwa 80 %. Diese Materialkombination ist anfällig gegen Oxidation. Im Verlauf der Modultests hat sich gezeigt, daß bei der beleuchteten Zelle unter Einfluß der Lösungsmitteldämpfe sehr schnell eine Beschädigung von Fensterschicht und Antireflexschicht auftreten kann. Im Gegensatz dazu haben die verwendeten Tandemsolarzellen eine Fensterschicht aus $Al_xIn_{1-x}P$ (siehe Abb. 1.6), die sehr stabil ist.

Es wurden neben Silikon verschiedene weitere Klebstoffe zur Befestigung der Kupferbleche und zum Versiegeln des Moduls getestet. Zumindest im Fall von Tandemsolarzellen konnte das Problem gelöst werden.

3.3.3 Messungen des Moduls unter Außenbedingungen

Mehrere Fresnel-Linsen-Module mit GaAs-Zellen wurden gefertigt und gemessen. In Abb. 3.5 ist der unter Außenbedingungen gemessene Akzeptanzwinkel eines Moduls mit Spot-Focus-Linsen und 4 mm-Zellen gezeigt (C_g = 123). Für die Messung wurde in festen Zeitabständen der Kurzschlußstrom des starr montierten Moduls gemessen, während die Sonne über die Mittelachse lief. Die Meßzeiten wurden anschließend in Stundenwinkel umgerechnet.

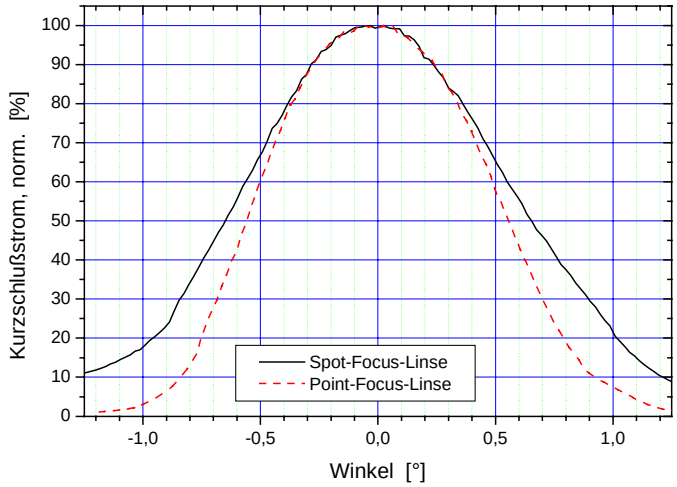

Abb. 3.5: Normierter Kurzschlußstrom aufgetragen über dem Winkel, um den die Orientierung des Moduls von der exakten Ausrichtung zur Sonne abweicht. Die Darstellung zeigt das Ergebnis einer Spot-Focus-Linse mit einer 4 mm-Zelle und einer Point-Focus-Linse mit einer 2 mm-Zelle, aus der sich der Akzeptanzwinkel ablesen läßt.

Definiert man den Akzeptanzwinkel als den Bereich, in dem noch 90 % des maximalen Kurzschlußstroms gemessen wird, dann erhält man ±0,25°. Zum Vergleich ist das Meßergebnis einer Point-Focus-Linse mit einer 2 mm-Zelle gezeigt (C_g = 500). Der Akzeptanzwinkel ist fast identisch. Beide Module stellen also hohe Anforderungen an die Genauigkeit der Solarnachführung.

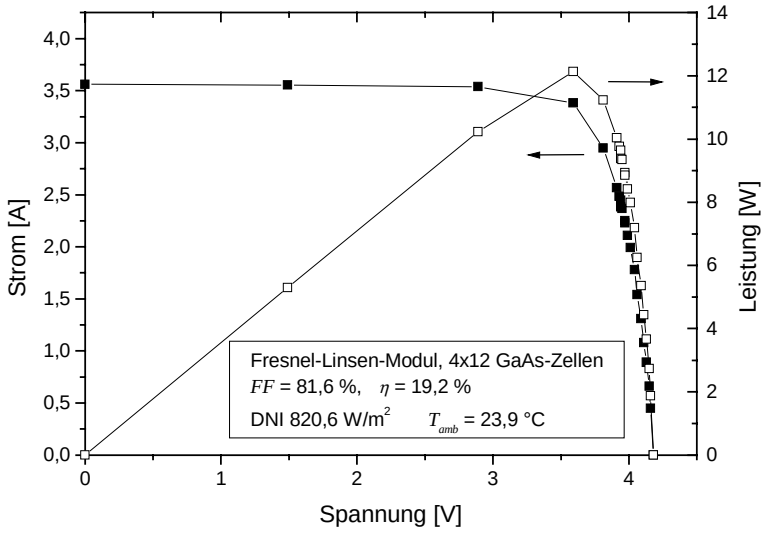

Abb. 3.6: Unter Outdoor-Bedingungen gemessene I-V-Kennlinie eines Fresnel-Linsen-Moduls (C_g = 123) mit 12 Strings à 4 GaAs-Zellen.

In Abb. 3.6 ist eine I-V-Kennlinie eines unter Außenbedingungen gemessenen Moduls mit Spot-Focus-Linsen (C_g = 123) gezeigt. Die währenddessen mit einem Pyrheliometer bestimmte Direktstrahlung betrug 821 W/m^2. Das Modul erreichte einen Wirkungsgrad von 19,2 % [59].

Von großem Interesse ist die Temperaturerhöhung der Solarzellen gegenüber der Umgebungstemperatur, da der Wirkungsgrad hierdurch reduziert wird. Die beste Möglichkeit, um die Erwärmung zu bestimmen, ist die indirekte Messung über die Reduzierung der Leerlaufspannung. Dafür wird das Modul zunächst abgedeckt, bis die Temperatur der Zellen mit der Umgebungstemperatur übereinstimmt. Die V_{OC}-Werte des beleuchteten Moduls wurden dann in festen Zeitabständen aufgenommen. Die Differenz zwischen extrapoliertem Wert zu Beginn der Beleuchtung und Grenzwert wird verwendet, um die Erwärmung der Zellen zu berechnen. Mit dieser Methode wurde eine Temperaturerhöhung gegenüber der Umgebungstemperatur von 19,8°C gemessen, also deutlich weniger als nach der pessimistischen Abschätzung im vorherigen Abschnitt.

3.4 High-Efficiency Fresnel-Linsen-Modul

3.4.1 Charakteristische Eigenschaften des Moduls und Labormessungen der verwendeten Solarzellen

Im ersten Kapitel wurde gezeigt, daß das Solarspektrum aufgrund der Atmosphäre Schwankungen unterworfen ist. Die Zellparameter einer monolithischen Tandemsolarzelle sind nicht nur Funktionen der Einstrahlung sondern wegen der Serienverschaltung

der beiden Teilzellen auch der Spektralverteilung. Die Veränderung der Zellparameter in Abhängigkeit vom eingestrahlten Spektrum werden im Labor mittels der Spektrometrischen Charakterisierung untersucht. Es ist aber offen geblieben, ob es eine Korrelation zwischen der Spektrometrischen Charakterisierung und Außenmessungen gibt und welche realen Meßbedingungen auf dem Abschnitt der Metrikgeraden überhaupt untersucht werden.

Die im Labor verwendeten Standard-Testbedingungen sollen möglichst gute Rückschlüsse auf reale Bedingungen erlauben. Bei der Bewertung eines Konzentrator-Moduls, insbesondere wenn Tandemsolarzellen eingesetzt werden, ist das schwierig. Im Gegensatz zu einer einzelnen Zelle läßt es sich nicht im Labor, wo die Meßbedingungen kontrollierbar sind, charakterisieren. Die Meßergebnisse unter Außenbedingungen, wo die Standard-Testbedingungen nie vorherrschen, lassen sich bei einem Konzentrator-Modul mit Tandemsolarzellen nicht ohne weiteres auf Standard-Testbedingungen übertragen.

Wie gut die Standard-Testbedingungen im Fall von Tandemsolarzellen überhaupt die realen Bedingungen widerspiegeln, ist umstritten. Da eine solche Messung ohnehin nur begrenzte Information liefern kann, kann es viel aussagekräftiger sein, wenn die Zellparameter für einen oder mehrere „Standard-Tage“ angegeben werden [60].

Die Problematik wurde an einem Fresnel-Linsen-Modul experimentell untersucht. Das verwendete Modul unterschied sich in mehreren Punkten von den im letzten Abschnitt beschriebenen Fresnel-Linsen-Modulen. Für das Linsen-Array bestehend aus zwölf Fresnel-Linsen wurden die besten Matrizen verwendet. Die Glasplatte, die als Substrat für die Fresnel-Struktur aus Silikon verwendet wurde, war mit einer Antireflexschicht aus Solgel ausgestattet [61]. Der Mittelwert der zwölf Linsen lag um 5,4 % höher als der Mittelwert der 48 Linsen, die mit den gleichen Matrizen auf den oben beschriebenen Linsen-Arrays geprägt wurden (89,1 % statt 83,8 %). Die Messung wurde ebenfalls mit einer GaAs-Zelle durchgeführt. Der Unterschied kann nicht allein auf die Antireflexschicht zurückgeführt werden. Offenbar ist die Qualität der Linsen bei diesem Array besonders hoch, möglicherweise, weil die Matrizen mit höherem Druck auf die Glasplatte gepreßt werden konnten.

Das Modul besteht aus vier Strings mit je drei in Serie geschalteten Zellen. Wie zuvor gezeigt, bestimmt die Verschaltung der Zellen auch die Berechnung des optischen Wirkungsgrads des Linsen-Arrays. Das Ergebnis war 88,4 % und lag somit weit über dem im letzten Abschnitt genannten Wert für ein Linsen-Array mit 48 Linsen.

Die $Ga_{0.35}In_{0.65}P/Ga_{0.83}In_{0.17}As$-Zellen im Modul waren mit Prismatic Covers ausgestattet. Das Modul war an einer Seite offen, um die Messung der Zelltemperatur zu ermöglichen. Die Kupferbleche mit den Zellen waren statt auf eine Glasplatte auf einen Kühlkörper fixiert, um eine möglichst geringe Erwärmung der Zellen gegenüber der Umgebungstemperatur zu realisieren. Tatsächlich lag die Zelltemperatur bei allen Messungen weniger als 10°C über der Umgebungstemperatur.

Wie bereits im ersten Kapitel beschrieben, umfaßt die vollständige Charakterisierung einer Konzentrator-Tandemsolarzelle eine Reihe von Messungen. Dazu gehört zum einen die Messung der relativen Externen Quanteneffizienz. Im zweiten Schritt wird mittels der Spektrometrischen Charakterisierung das Verhalten bei variablem Spektrum untersucht. Der Strom am Punkt der Stromanpassung kann verwendet werden, um eine absolute Externe Quanteneffizienz zu berechnen. Als letztes wird die Zelle unter Konzentration gemessen, wobei ein Spektrum verwendet werden muß, daß möglichst nahe am Referenzspektrum, in diesem Fall AM1.5d, liegt.

In Abb. 3.7 ist das Ergebnis der Spektrometrischen Charakterisierung für eine $Ga_{0.35}In_{0.65}P/Ga_{0.83}In_{0.17}As$-Zelle vom gleichen Typ, wie sie im Modul eingesetzt wurden,

gezeigt. Die Zelle wurde bei der Messung von einem Filter bedeckt. Dieser Filter bestand aus einer mit einer glatten Silikon-Schicht bedeckten Glasscheibe vom selben Typ wie das Substrat für das Linsen-Array. Absorption und Reflexion im Konzentrator-Modul sind auf diese Weise bei der Messung berücksichtigt.

Die Spektren wurden so gewählt, daß die Summe der Photoströme der Teilzellen immer gleich der Summe unter AM1.5d bei 850 W/m^2 war. Das Maximum liegt an der Stelle, wo in beiden Teilzellen der gleiche Strom generiert wird. Der an diesem Punkt gemessene Strom wird verwendet, um die gemessene relative EQE in eine absolute EQE umzuwandeln.

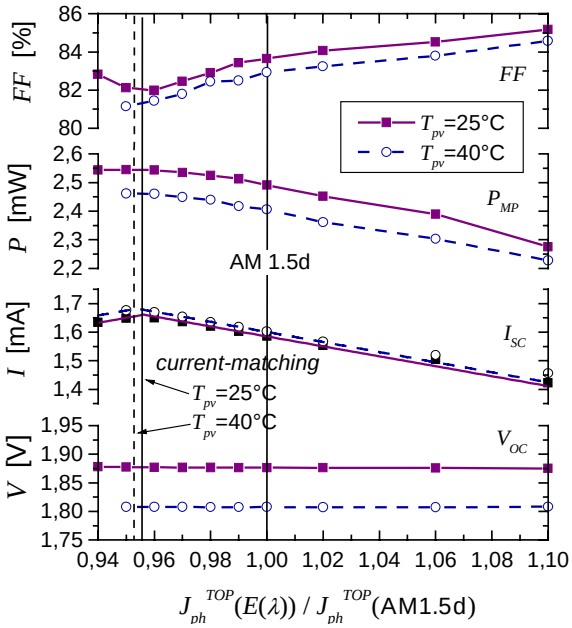

Abb. 3.7: Spektralmetrik der Zelle 682-7-16 bei zwei verschiedenen Zelltemperaturen. Aufgetragen sind die Zellparameter über dem Verhältnis der Photoströme unter den Meßspektren zum Photostrom unter dem Referenzspektrum. Es wurde ein Filter verwendet, dessen Aufgabe die Simulation der Linse war. Als Referenzspektrum wurde AM1.5d bei $G = 850$ W/m^2 gewählt. Die Zelle ist für sehr rotlastige Spektren stromangepaßt, durch eine höhere Zelltemperatur verschiebt sich das Current-Matching leicht in Richtung rotlastige Spektren.

Am Punkt der Stromanpassung ist der Kurzschlußstrom maximal, gleichzeitig hat der Füllfaktor hier sein Minimum. Die Leistung ist deshalb nicht so empfindlich gegenüber Änderungen des Spektrums wie der Strom. Man sieht in Abb. 3.7, daß bei dieser Zelle der Punkt der Stromanpassung weit im Bereich rotlastiger Spektren liegt. Im Normalfall ist also die Bottom-Zelle limitierend.

Die Messung wurde bei zwei verschiedenen Temperaturen durchgeführt. Die höhere Zelltemperatur verschiebt das Current-Matching nur unwesentlich weiter in den Bereich rotlastiger Spektren. Ursache ist der nur leicht unterschiedliche Temperaturkoeffizient für den J_{SC} bei den beiden Teilzellen. Als Temperaturkoeffizient für den V_{OC} erhält man einen Wert von -4,6 mV/K.

3.4.2 Modul-Messungen bei gleichzeitiger Spektralmessung

In Abb. 3.8 ist der experimentelle Aufbau für die Außenmessungen gezeigt. Der spektrale Verlauf der direkten Sonnenstrahlung wurde mit einem Spektralradiometer im Bereich von 0,3 µm bis 1,7 µm gemessen. Um die absolute spektrale Bestrahlungsstärke zu erhalten, mußte gleichzeitig der Kurzschlußstrom einer zusätzlichen GaAs-Referenzzelle aufgezeichnet werden. Zur Kontrolle wurde die Direktstrahlung mit einem Pyrheliometer gemessen (in der Abbildung nicht dargestellt).

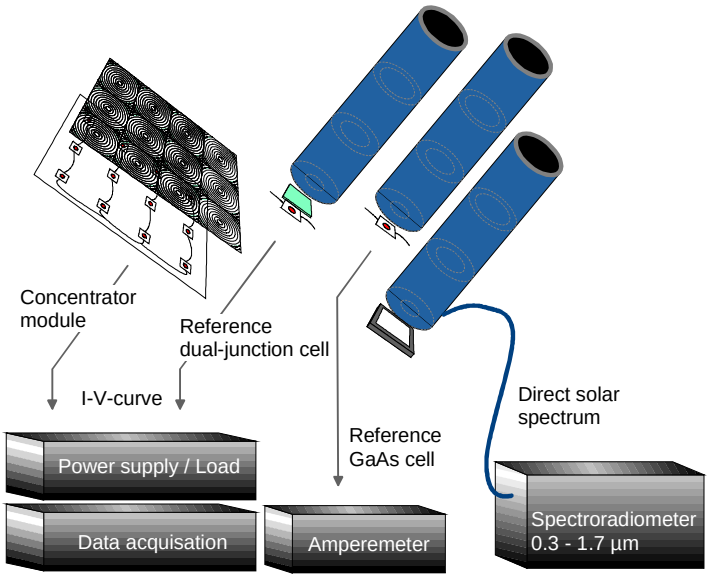

Abb. 3.8: Meßaufbau für die Modulmessung; von Modul und Referenz-Tandemsolarzelle wurden die I-V-Kennlinien aufgenommen. Das Sonnenspektrum wurde mit einem Spektralradiometer aufgezeichnet.

Gleichzeitig wurden die *I-V*-Kennlinien des Fresnel-Linsen-Moduls und einer Referenz-Tandemsolarzelle mit Filter gemessen. Referenzzellen und Weißstandard für die Spektralmessung waren mit Kollimatoren mit einen Halbwinkel von ±2,5° ausgestattet und auf einer Solarnachführung montiert. Die Temperaturen der Referenzzellen und des Moduls wurden während der Messung ebenfalls aufgezeichnet. Eine tabellarische Zusammenfassung der Meßergebnisse befindet sich im Anhang.

Die gemessenen Wirkungsgrade von drei Meßtagen sind in Abb. 3.9 gezeigt. Der maximale Wirkungsgrad war 24,8 % (DNI 596 W/m^2). Die Wirkungsgrade sind über dem Stromverhältnis Bottom- zu Top-Zelle, das mit Hilfe der (absoluten) EQE der Referenz-Tandemsolarzelle und den Solarspektren berechnet wurde, aufgetragen. Man beachte, daß sich diese Art der Darstellung von der Spektralmetrik (Abb. 3.7) unterscheidet.

Es ist zu sehen, daß die Messungen des ersten Meßtages von den übrigen Messungen abweichen. Bei Stromanpassung sollte ein Wirkungsgrad von deutlich über 25 % erreicht werden können. Die relative Schwankung des Wirkungsgrades für die drei Meßtage beträgt nur ±5,7 %. Ursache ist sowohl die Empfindlichkeit der Zellen gegenüber Änderungen des Spektrums als auch der geringe Akzeptanzwinkel des Konzentrators.

Nur bei einer Messung waren die Top-Zellen limitierend. Dieser Wert wurde am Abend des ersten Meßtages aufgenommen. Leider gab es den ganzen Tag über Schleierwolken, so daß die gemessene Intensitätsschwankung während der Messungen relativ hoch war. Der erste Meßtag lieferte aus dem gleichen Grund auffällig niedrige Wirkungsgrade: Die Schleierwolken führten zu einem hohen Anteil Zirkumsolarstrahlung, der dem Modul wegen des kleinen Akzeptanzwinkels verloren ging.

Unter der Annahme, daß sich der Strom des Moduls genauso verhält wie der Strom der Referenz-Tandemsolarzelle, kann die optische Konzentration abgeschätzt werden. Hierfür wird der Strom des Moduls durch vier geteilt (4 Strings parallel). Das Ergebnis ist in Abb. 3.10 dargestellt. Der Konzentrationsfaktor bewegt sich zwischen 105 und 110. Am ersten Meßtag sind die Linsen tatsächlich weniger effizient.

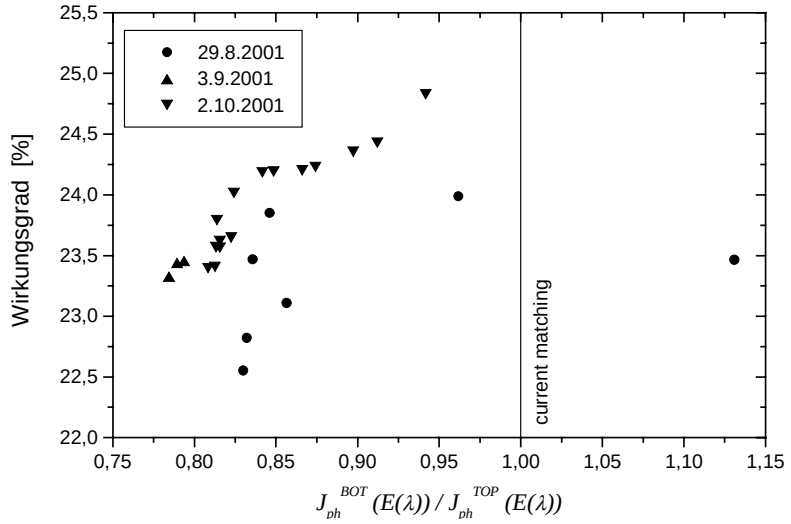

Abb. 3.9: Gemessene Wirkungsgrade des Fresnel-Linsen-Moduls an drei verschiedenen Meßtagen aufgetragen über dem Stromverhlätnis Bottom- zu Top-Zelle; das Stromverhältnis wurde mit der absoluten EQE der Referenz-Tandemsolarzelle und den gemessenen Solarspektren berechnet.

Der mittlere Konzentrationsfaktor ist 108,2 (ohne Abendmessung des ersten Tages), was einem Wirkungsgrad von 88,0 % entspricht. Dieser Wirkungsgrad enthält die Abbildungsfehler der Linsen und die Verluste durch Verschaltung/Justage (Limitierung durch die schlechteste Zelle im String). Er enthält jedoch nicht Verluste durch Absorption und Reflexion, weil die Referenz-Tandemsolarzelle mit einem Filter versehen ist. Für Absorption und Reflexion dieses Filterglases, das wie das Modul mit einer ARC versehen war, müssen noch ca. 4 % abgezogen werden. Es folgt ein Wirkungsgrad von 84 %. Die Differenz zu dem optischen Wirkungsgrad des Linsen-Arrays von 88,4 % kann auf Verluste durch Verschaltung/Justage zurückgeführt werden.

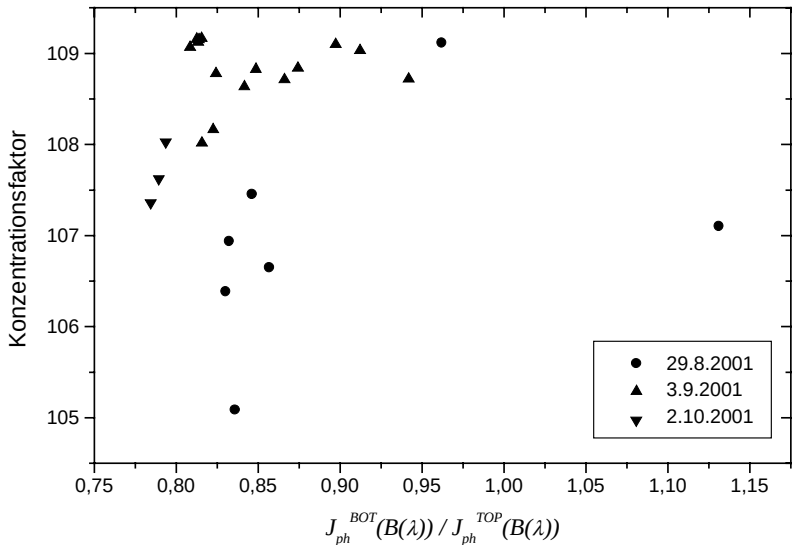

Abb. 3.10: Verhältnis von Modulstrom zu Strom der Referenz-Tandemsolarzelle aufgetragen über dem Stromverhältnis $J_{ph}^{BOT}/ J_{ph}^{TOP}$ zum Zeitpunkt der Messung.

Ausgehend von der absoluten EQE bei 25°C wurden die Photoströme der beiden Teilzellen für die gemessenen Solarspektren berechnet. Der gemessene Strom der Referenz-Tandemsolarzelle wurde mit dem Minimum der berechneten Photoströme verglichen. Da die Zelltemperatur nahe 25°C war und der Temperaturkoeffizient für J_{SC} klein ist, wurde keine Temperaturkorrektur durchgeführt.

Das Ergebnis ist in Abb. 3.11 gezeigt. Für alle Werte (bis auf die Abendmessung des ersten Tages) war die Abweichung kleiner als 3,3 %. Im Mittel lagen die gemessenen Werte der Referenz-Tandemsolarzelle um 1,4 % über den gerechneten Werten.

Der Strom des Moduls verhält sich genauso wie der Strom der Referenz-Tandemsolarzelle. Für die Darstellung in Abb. 3.11 wurde die rechte Skala durch den oben genannten Konzentrationsfaktor von 108,2 geteilt.

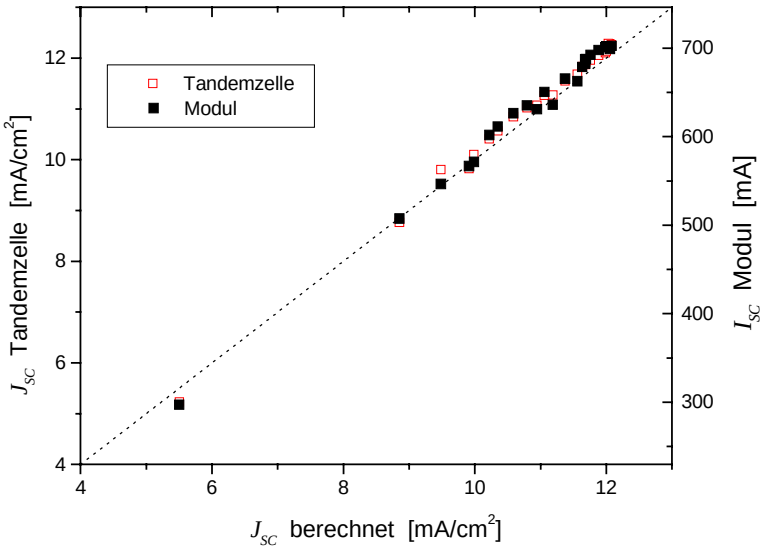

Abb. 3.11: Gemessener Strom des Moduls und gemessene Stromdichte der Referenz-Tandemsolarzelle aufgetragen über der berechneten Stromdichte der Referenz-Tandemsolarzelle für die drei Meßtage. Zwischen Modulstrom und Strom der Tandemsolarzelle liegt ein Faktor 108,2.

Für einen Vergleich der Füllfaktoren ist es notwendig, auf die Darstellung der Spektralmetrik zurückzugreifen. In Abschnitt 1.2.3 wurde anhand einer Spektralmetrik die Metrikgerade eingeführt, auf der man sich bei der Spektrometrischen Charakterisierung bewegt. Die Metrikgerade g ist definiert durch Gleichung (1.15) und verläuft senkrecht zur Winkelhalbierenden. Anschaulich bleibt auf ihr die Summe der Ströme der Teilzellen konstant.

In Abb. 3.12 sind die Meßpunkte der Tandemsolarzelle in die Spektralmetrik eingetragen. Sie liegen nicht auf der Metrikgeraden, da die Intensität für jeden Punkt unterschiedlich war. Der äußerst rechte Punkt repräsentiert die Messung, bei der mit 836 W/m^2 die höchste Strahlungsleistung erreicht wurde (Nr. 8 im Anhang). Die Berechnung der Photoströme ergab in diesem Fall, daß 15,37 mA/cm^2 in der Top-Zelle generiert wurden, und 12,06 mA/cm^2 in der strombegrenzenden Bottom-Zelle. Die geringste Strahlungsleistung (361 W/m^2) wurde an dem Punkt gemessen, der dem Ursprung am nächsten ist (Nr. 7 im Anhang). Wie bereits oben erwähnt wurde, war dies die einzige Messung, bei der die Top-Zelle limitierend war.

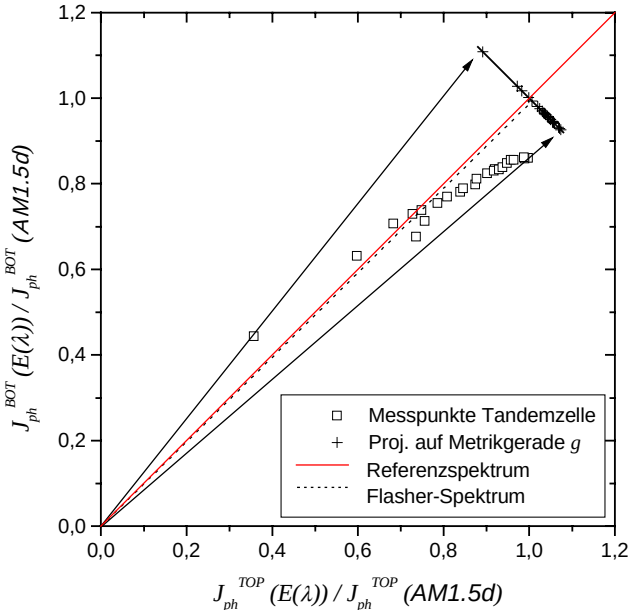

*Abb. 3.12: Projektion der Photoströme der Teilzellen auf die Metrikgerade **g** der Spektrometrischen Charakterisierung für die Messungen an den drei Meßtagen. Die Achsen bezeichnen das Verhältnis der Photostromdichten unter den Meßspektren zur Photostromdichte unter dem Referenzspektrum. Zusätzlich ist das Spektrum des Blitzlicht-Simulators eingezeichnet, das gut mit dem Referenzspektrum AM1.5d übereinstimmt.*

Für die beiden extremen Messungen zeigen Pfeile die Transformation der Punkte auf die Metrikgerade. Dabei wird nach [62] vorgegangen, der die entsprechenden Gleichungen für die Transformation zwischen zwei Referenzspektren berechnet hat. Der jeweils gesuchte Punkt entspricht dem Schnittpunkt von Metrikgeraden und Ursprungsgeraden durch den Meßpunkt:

$$\frac{J_{ph}^{TOP}(E(\lambda))}{J_{ph}^{TOP}(E_{ref}(\lambda))} = \left(\frac{1}{2} + \frac{\int SR_{BOT}(\lambda) E(\lambda) d\lambda \cdot \int SR_{TOP}(\lambda) E_{ref}(\lambda) d\lambda}{\int SR_{TOP}(\lambda) E(\lambda) d\lambda \cdot \int SR_{BOT}(\lambda) E_{ref}(\lambda) d\lambda} \right)^{-1} \tag{3.1}$$

$$\frac{J_{ph}^{BOT}(E(\lambda))}{J_{ph}^{BOT}(E_{ref}(\lambda))} = \left(\frac{1}{2} + \frac{\int SR_{TOP}(\lambda) E(\lambda) d\lambda \cdot \int SR_{BOT}(\lambda) E_{ref}(\lambda) d\lambda}{\int SR_{BOT}(\lambda) E(\lambda) d\lambda \cdot \int SR_{TOP}(\lambda) E_{ref}(\lambda) d\lambda} \right)^{-1} \tag{3.2}$$

Hier sind $SR_{TOP}(\lambda)$ und $SR_{BOT}(\lambda)$ die spektralen Empfindlichkeiten von Top- und Bottom-Zelle, $E_{ref}(\lambda)$ das Referenzspektrum AM1.5d und $E(\lambda)$ das Meßspektrum.

In Abb. 3.12 sind die projizierten Punkte auf der Metrikgeraden eingezeichnet. Es stellte sich heraus, daß sich bei den Außenmessungen an den drei Meßtagen der Parameter $J_{ph}^{TOP}(E(\lambda)) / J_{ph}^{TOP}(E_{ref}(\lambda))$ zwischen 0,88 und 1,08 bewegte.

Die gemessenen Füllfaktoren sind in Abb. 3.13 über den Photoströmen der Metrikgeraden dargestellt. Die Art der Darstellung entspricht nun der Spektralmetrik in Abb. 3.7, die im Labor gemessen worden ist. Es ist aber zu beachten, daß im Gegensatz zu der Labormessung die Summe der Photoströme der Teilzellen nicht konstant gewesen ist. Die Temperatur der Solarzellen im Modul schwankte ebenfalls, und zwar im Bereich zwischen 26°C und 34°C (etwa 6°C mehr als die Referenzzellen).

Auf der rechten Seite, wo die blaulastigen Spektren eingezeichnet sind, ist das Abfallen des Füllfaktors hin zum Current-Matching zu sehen. Bei der Referenz-Tandemsolarzelle wird das durch die abnehmende Bestrahlungsstärke verstärkt (siehe Flasher-Messung im Anhang). Der Füllfaktor des Moduls liegt deutlich unter dem Füllfaktor der Referenzzelle.

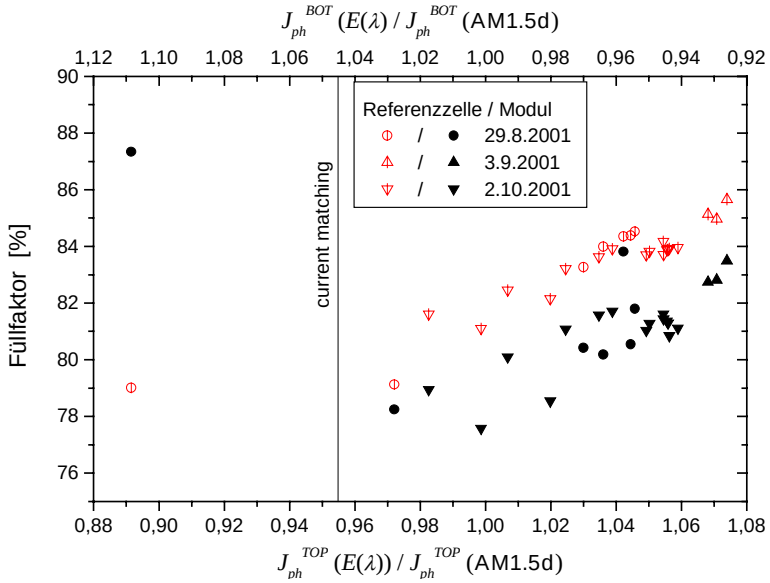

Abb. 3.13: Füllfaktor des Fresnel-Linsen-Moduls und der Referenz-Tandemsolarzelle dargestellt auf der Metrikgeraden g. Die Achsen bezeichnen das Verhältnis der Photostromdichten unter den Meßspektren zur Photostromdichte unter dem Referenzspektrum, wobei die Summe der Ströme der Teilzellen konstant bleibt. Trotz der Projektion ist der Füllfaktor noch durch die Bestrahlungsstärke und die Temperatur bei der Messung bestimmt.

Auf der linken Seite zeigt sich überraschenderweise ein umgekehrtes Bild: Der Füllfaktor der Referenzzelle ist mit 79 % sehr niedrig, was auf die geringe Bestrahlungsstärke (361 W/m^2) zurückzuführen ist. Aufgrund der Entfernung zum Current-Matching-Punkt wäre ein deutlich höherer Füllfaktor zu erwarten gewesen.

Der Füllfaktor des Moduls erreicht jedoch bei dieser Messung über 87 %. Dieser sprunghafte Anstieg gegenüber den Werten bei blaulastigen Spektren deutet darauf hin, daß eine oder mehrere Bottom-Zellen im Modul einen geringen Parallelwiderstand haben. Dieser wirkt sich negativ auf den Füllfaktor aus, wenn die Bottom-Zellen stromlimitierend sind, weil dann ein Teil des Stroms der Topzelle über den Parallelwiderstand abfließen kann [27].

Die *I-V*-Kennlinien der beiden letzten Messungen des ersten Meßtages, bei denen einmal die Bottom-Zellen und einmal die Top-Zellen begrenzend waren, sind in Abb 3.14 gezeigt (Nr. 6 und 7 im Anhang). Die beiden Meßkurven des Fresnel-Linsen-Moduls zeigen deutlich den veränderten Füllfaktor. Bei den entsprechenden Kurven der Referenzzelle ist der Füllfaktor fast identisch.

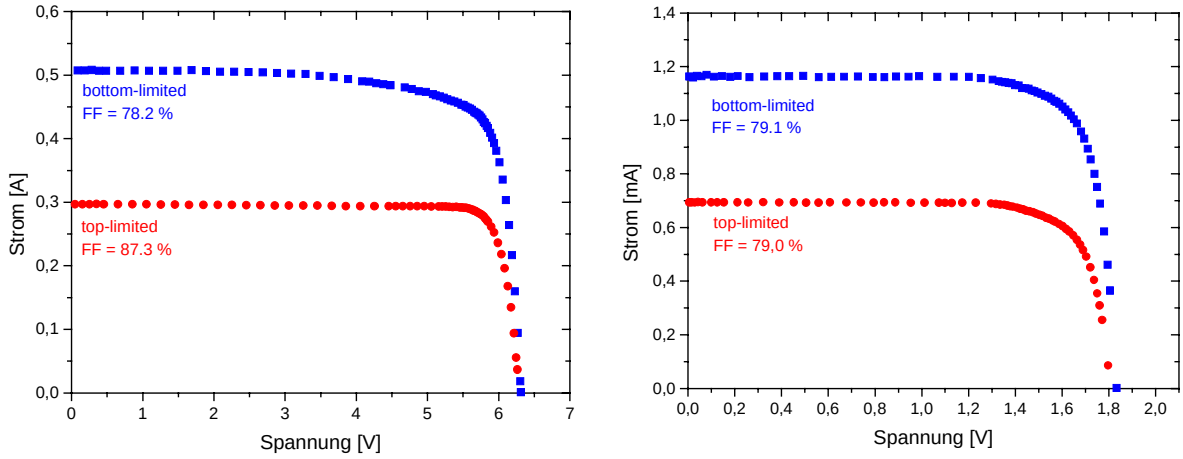

*Abb. 3.14: Gemessene **I-V**-Kennlinien des Fresnel-Linsen-Moduls (links) und der Referenz-Tandemsolarzelle (rechts) für ein blaulastiges Spektrum, bei dem die Bottom-Zellen limitierend waren, und den umgekehrten Fall (Nr. 6 und 7 im Anhang). Die gemessene Intensität war 544 W/m² bzw. 361 W/m².*

3.4.3 Simulation gemessener Spektren

SMARTS2 (Spectral Model for Atmospheric Transmission of Sunshine) ist ein Programm, mit dem Solarspektren von 0,3 µm bis 4,0 µm simuliert werden können [63,64]. Für beliebige Orte und Zeiten wird die Position der Sonne am Himmel bestimmt, um dann die Schwächung der Solarstrahlung durch die Atmosphäre zu berechnen. Dabei werden verschiedene Parameter wie Aerosolgehalt, Ozongehalt, Wasserdampf etc. berücksichtigt.

Das Programm bietet also die Möglichkeit, mit den gemessenen Spektren eine Abschätzung der atmosphärischen Bedingungen während der Messung vorzunehmen. Diese können mit den Bedingungen, die dem Standardspektrum AM1.5d zu Grunde liegen, verglichen werden. Zusätzlich können die simulierten Spektren für eine Bestimmung der Bestrahlungsstärke verwendet werden, was mit den gemessenen Spektren allein nicht möglich ist, da das verwendete Spektralradiometer nur den Bereich von 0,3 µm bis 1,7 µm abdeckt.

In Abb. 3.15 ist das gemessene Spektrum bei einer äußerst stabilen Wetterlage gezeigt (Schwankung der Intensität nur 0,3 % während der Messung). Zusätzlich sind zwei mit SMARTS2 modellierte Spektren gezeigt. Die Airmass wird durch Zeitpunkt und Ort der Messung vorgegeben und ist in diesem Fall $AM = 1{,}610$. Der gemessene Luftdruck war $\chi = 978$ mbar. Die folgenden Parameter wurden gegenüber den Standardwerten aus [17] verändert, um das simulierte Spektrum möglichst gut mit der Messung in Übereinstimmung zu bringen: Aerosolgehalt ($\beta = 0{,}026$ statt 0,107), Wassersäule (2,30 cm statt 1,42 cm), Ozon (0,320 cm statt 0,344 cm). Die simulierten Spektren weichen vor allem auf Grund des Aerosolgehalts stark voneinander ab.

Man sieht, daß sich die Simulation sehr gut mit der Messung in Übereinstimmung bringen läßt: Vergleicht man für gemessenes und modelliertes Spektrum den mit Gleichung (1.14) berechneten Strom der GaAs-Referenzzelle, ergibt sich eine Abweichung von nur 0,4 %. Die integrierte Bestrahlungsstärke von 0,3 µm bis 4 µm beträgt

886 W/m^2. Parallel zur Messung der Spektren wurde per Pyrheliometer jedoch eine Direktstrahlung von 809 W/m^2 gemessen.

Auffällig ist die große Abweichung zwischen integrierter Strahlungsleistung des simulierten Spektrums und dem Meßwert des Pyrheliometers. Pyrheliometer sind sehr genaue Meßinstrumente. Laut Hersteller wurde für deren Kalibrierung eine 3000 W-Xenonlampe und ein Referenz-Pyrheliometer verwendet [65]. Die Intensität am Eingang beider Geräte ist etwa 1000 W/m^2. Das Referenzgerät ist gegen ein Absolute Cavity Pyrheliometer am Physikalisch-Meterologischen Observatorium in Davos geeicht worden. Die Abweichung über drei Jahre beträgt nur 0,5 %.

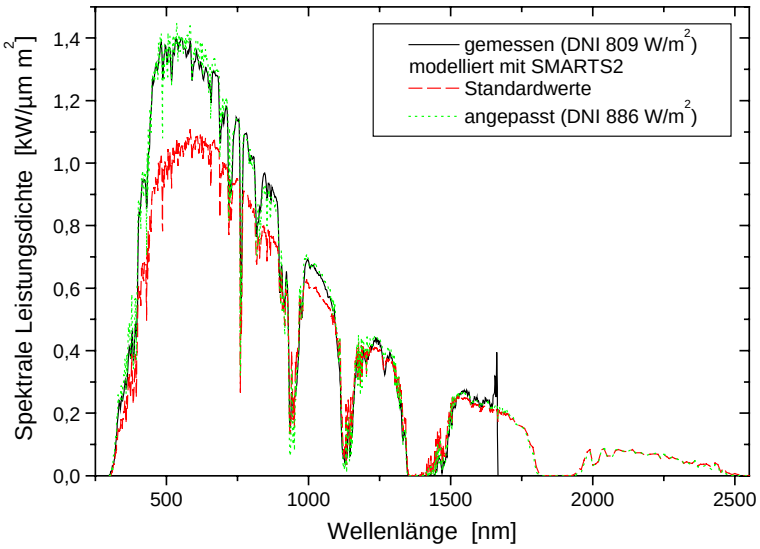

Abb. 3.15: Sonnenspektren zu einer Messung bei einer äußerst stabilen Wetterlage mittags Anfang Oktober in Freiburg (Nr. 22 im Anhang). Aufgetragen ist die spektrale Leistungsdichte der Direktstrahlung über der Wellenlänge.

Verschiedene Ursachen kommen für die viel höhere Abweichung bei den Messungen in Frage:

- Das Pyrheliometer könnte gealtert oder ungenau montiert gewesen sein, daher die um etwa 10 % zu niedrigen Meßwerte. Zur Kontrolle wurden gleichzeitig die Meßwerte von einem zweiten Pyrheliometer auf einer anderen Solarnachführung aufgenommen. Die Abweichung war unter 1 %, somit kann davon ausgegangen werden, daß beide Geräte korrekt messen.
- Die Kalibrierung der Tandemsolarzelle und der GaAs-Zelle könnte ungenau gewesen sein. Wenn der Strom der GaAs-Zelle unter dem Sonnensimulator unterschätzt wurde, dann wäre die absolute spektrale Bestrahlungsstärke der Solarspektren überschätzt. Der Fehler würde sich aufheben, wenn der Strom der Tandemsolarzelle ebenfalls unterschätzt wurde. Bei der Kalibrierung wurden jedoch unterschiedliche Referenzzellen verwendet, so daß ausgeschlossen werden kann, daß unter Standardbedingungen bei beiden Zellen ein um 10 % falscher Strom gemessen worden sein könnte.
- Die Kollimatoren könnten mehr Diffuslicht eingefangen haben als das Pyrheliometer. Konstruiert sind die Kollimatoren für einen Akzeptanzwinkel von ±2,5° und einen

Radius der Austrittsfläche von 20 mm. Kleinere Zellen, wie sie verwendet worden sind, reduzieren demgegenüber sogar den Grenzwinkel [66], d.h. es fiel sogar weniger Diffuslicht auf die Referenzzellen, als bei der Konstruktion toleriert wurde.

- Die numerische Integration eines Produkts zweier Funktionen, hier der spektralen Empfindlichkeit und der spektralen Bestrahlungsstärke, kann erhebliche Fehler verursachen [67]. Bei der Berechnung der Photoströme wurde deshalb ein Verfahren angewandt, bei dem der Datensatz mit der größeren Schrittweite (10 nm bei der spektralen Empfindlichkeit) um die gleiche Zahl Aufpunkte erweitert wurde. Tatsächlich stimmen gerechnete und gemessene Photoströme der Referenz-Tandemsolarzelle gut überein (< 2 % bei den Messungen mit geringer Intensitätsschwankung).

Die genaue Ursache bleibt also unklar. Die nähere Betrachtung einer Messung, bei der die spektralen Bedingungen gut mit dem Standardspektrum übereinstimmen, deutet allerdings darauf hin, daß die Ursache bei der Pyrheliometer-Messung liegt.

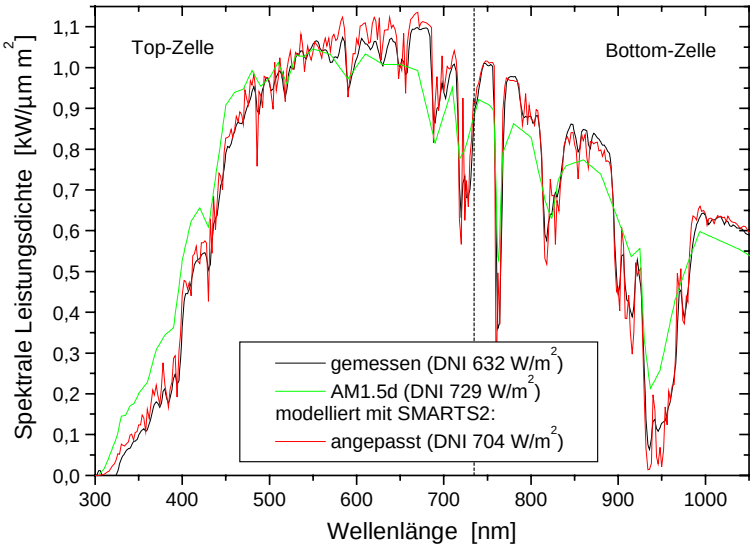

Abb. 3.16: Sonnenspektren im Bereich der spektralen Empfindlichkeit der Tandemsolarzelle zu einer Messung, bei der das Stromverhältnis von Bottom- zu Top-Zelle gut dem Verhältnis unter dem AM1.5d-Spektrum entsprach (0,9121 gegenüber 0,9096; Nr. 24 im Anhang). Die spektrale Leistungsdichte der Direktstrahlung wurde über der Wellenlänge aufgetragen.

In Abb. 3.16 ist das Spektrum einer Messung gezeigt, bei der das Stromverhältnis von Bottom- zu Top-Zelle gut dem Verhältnis unter dem AM1.5d-Spektrum (0,9121 gegenüber 0,9096) entsprach. Der Strom der Tandemsolarzelle war allerdings so gering, daß die entsprechende Intensität nur 729 W/m² gewesen sein sollte. Das entsprechende AM1.5d-Spektrum ist ebenso dargestellt wie das Meßspektrum und ein mit SMARTS2 modelliertes Spektrum (Airmass 2,845, Luftdruck $\chi = 977$ mbar, Aerosolgehalt $\beta = 0{,}034$, Wassersäule 2,50 cm, Ozon 0,350 cm). Die integrierte Strahlungsleistung des simulierten Spektrums beträgt 704 W/m². Per Pyrheliometer wurden 632 W/m² gemessen.

Die Bereiche, in denen die Teilzellen empfindlich sind, sind in Abb. 3.16 gekennzeichnet. Die Bottom-Zelle begrenzt den Strom der Tandemsolarzelle und liefert rechnerisch für

das auf 729 W/m^2 normierte Standardspektrum und das Meßspektrum den gleichen Photostrom. Das normierte Standardspektrum weicht aber stark von dem Meßspektrum ab. Durch den hohen Aerosolgehalt, der dem Standardspektrum zugrunde liegt, ist die spektrale Bestrahlungsstärke sehr niedrig. Die Absorption durch Wasserdampf in der Atmosphäre zwischen 900 nm und 950 nm ist die Ursache dafür, daß trotzdem die Photoströme übereinstimmen.

Man erhält so zwei auf unterschiedlichem Wege hergeleitete Strahlungsleistungen, für die man eine gute Übereinstimmung feststellt: Das mit dem Photostrom der Referenz-Tandemsolarzelle normierte Standardspektrum, das für einen geringen Wasserdampf in der Atmosphäre gilt (729 W/m^2) und das für einen höheren Wasserdampfgehalt gültige, simulierte Spektrum (704 W/m^2).

Der Wert für die Bestrahlungsstärke, auf den das Standardspektrum normiert wurde, kann für die Berechnung eines kalibrierten Wirkungsgrades verwendet werden. Die Meßbedingungen, die bei der betrachteten Tandemsolarzelle den AM1.5d-Bedingungen entsprechen, werden bei deutlich höherer Airmass und niedrigerem Aerosolgehalt erreicht. Somit werden die Meßbedingungen des Standardspektrums mit einem sehr rotlastigem Spektrum erreicht. Der Wasserdampf in der Atmosphäre ist dabei eine kritische Größe, da er die Strahlungsleistung im langwelligen Teil des Spektrums und damit die Intensität des Direktspektrums beeinflußt. Aufgrund dessen liegt die Intensität für Spektren, die für eine Kalibrierung geeignet sind, in einem relativ großen Intervall.

3.5 Zusammenfassung

In diesem Kapitel wurden Herstellung und Charakterisierung eines Fresnel-Linsen-Konzentrators beschrieben, der mit Blick auf Langlebigkeit und Erreichen hoher Wirkungsgrade konzipiert wurde. Mit einem 768 cm^2 großen Modul mit GaAs-Zellen wurde ein Wirkungsgrad von 19 % erzielt.

Die Optimierung dieses Konzepts und der Einsatz von Tandemsolarzellen ermöglichen weit höhere Wirkungsgrade. Ein 190 cm^2 großes Konzentrator-Modul mit $Ga_{0.35}In_{0.65}P/Ga_{0.83}In_{0.17}As$-Zellen erreichte einen Wirkungsgrad von 24,8 % (DNI 596 W/m^2). Für die Charakterisierung wurde ein neues Verfahren auf der Grundlage der Spektrometrischen Charakterisierung angewandt. Es wurde deutlich, daß die Veränderung des Spektrums und die Erhöhung der Zirkumsolarstrahlung den Wirkungsgrad auf unter 23 % drücken können.

Die Berechnung des effektiven Konzentrationsfaktors hat gezeigt, daß weitere Optimierung vor allem durch bessere Justage möglich ist. Bestes Mittel für mehr Toleranz beim Justieren und gegen lokalen Mismatch durch die spektralen Schwankungen sind abbildende Sekundärkonzentratoren [57], wobei die Verwendung eines „Prismatic Cover" dann nicht mehr möglich ist. Die Auswirkungen des letzteren Effekts bei den verwendeten Spot-Focus-Linsen lassen sich mit weiteren Messungen besser beurteilen.

Ziel einer Charakterisierung ist eine möglichst genaue Aussage über den Jahreswirkungsgrad des Moduls. Die Labormessungen an einer Referenzzelle und die Außenmessungen ließen zwar weitreichende Schlüsse auf die Eigenschaften des Moduls zu, zur Vorhersage eines Jahreswirkungsgrades muß das Verfahren jedoch noch weiterentwickelt werden.

4 Der Linearkonzentrator mit zweiter Stufe

In diesem Kapitel wird die Entwicklung eines Konzentratorsystems beschrieben, das bei einachsiger Nachführung einen geometrischen Konzentrationsfaktor von 250 erreicht. Der hohe Konzentrationsfaktor wird durch dreidimensionale Sekundärkonzentratoren ermöglicht. Deren Charakterisierung und die Auswirkungen auf die Lichteinkopplung in die Solarzelle werden im zweiten Abschnitt näher beschrieben. Im letzten Abschnitt werden die Ergebnisse von Außenmessungen präsentiert. Das Konzentratorsystem mit einer einzelnen Tandemsolarzelle erreichte einen Outdoor-Wirkungsgrad von 20,6 %.

4.1 Zielsetzung und Limitierung des Konzentrationsfaktors

Im ersten Kapitel wurde gezeigt, daß ein dreidimensionaler, idealer Konzentrator einen höheren Konzentrationsfaktor erreicht als ein zweidimensionaler. Im folgenden wird als Linearkonzentrator ein realer, dreidimensionaler Konzentrator definiert, dessen Querschnitt senkrecht zu seiner Achse überall die Form eines zweidimensionalen Konzentrators hat.

Solche Linearkonzentratoren wie z.B. Parabolrinnen-Konzentratoren oder lineare Fresnel-Linsen haben in der Praxis den Vorteil, daß sie mit einachsiger Nachführung auskommen. Von einer einachsigen Nachführung kann man erwarten, daß sie zuverlässiger und kostengünstiger in der Herstellung ist. Was die Einstrahlung auf die nachgeführte Fläche betrifft, können die Arten der Nachführung gleichwertig sein: Die jährliche Einstrahlung auf eine um die polare Achse nachgeführte Fläche erreicht fast den gleichen Wert wie bei einer zweiachsig nachgeführten Fläche.

Götzberger [68] hat ein Konzept vorgeschlagen, das bei einachsiger Nachführung einen Konzentrationsfaktor erreicht, wie er bisher nur mit zweiachsiger Nachführung realisiert worden ist. Dieses zweistufige Konzentratorsystem wird um die polare Achse nachgeführt. Damit die Solarstrahlung zur Winter- und zur Sommersondenwende genutzt werden kann, muß der Akzeptanzwinkel der zweiten Stufe mindestens θ_E = 23,5° sein. Aus Symmetriegründen wird quer zur Nachführachse ebenfalls ein Akzeptanzwinkel von 23,5° gewählt.

Das Limit eines Linearkonzentrators wie z.B. einer Parabolrinne wurde bereits in Abschnitt 1.1.2 bestimmt:

$$C_{\max} = \frac{n}{\sin\theta_S} = \begin{cases} 216 \ \textit{für } n = 1{,}0 \\ 324 \ \textit{für } n = 1{,}5 \end{cases} \tag{4.1}$$

Hier sind n der Brechungsindex am Ausgang des Konzentrators und θ_S der Sonnenwinkel. In Kombination mit einer dreidimensionalen zweiten Stufe kann theoretisch ein höherer Konzentrationsfaktor erreicht werden. Das Phasenraumvolumen am Eingang entspricht der Form der Quelle für ein polar nachgeführtes System (Abb. 1.3). Wie oben wird der maximale Konzentrationsfaktor mit der Étendue der Quelle am Eingang des Konzentrators und der Étendue am Empfänger berechnet:

$$C_{\max} = \frac{n^2 \pi}{4 \sin\theta_E \sin\theta_S} = \begin{cases} 426 \ \textit{für}\ n = 1{,}0 \\ 958 \ \textit{für}\ n = 1{,}5 \end{cases} \tag{4.2}$$

Mit einem idealen Konzentrator mit dielektrischer zweiter Stufe kann also ein Konzentrationsfaktor von $C_{max} = 958$ erreicht werden. Im nächsten Abschnitt wird das Design der optischen Komponenten beschrieben, bei denen Einbußen im Konzentrationsfaktor nicht zu umgehen sind.

4.2 Konzept des einachsig nachgeführten Linearkonzentrators mit zweiter Stufe

4.2.1 Beschreibung der Funktionsweise und Verschaltung

Der Konzentrationsfaktor eines Linearkonzentrators läßt sich durch den Einsatz einer dreidimensionalen zweiten Stufe in der Brennlinie deutlich erhöhen. Bei dem Konzept, das hier vorgestellt werden soll, besteht die erste Stufe aus einem Parabolrinnen-Konzentrator. Die zweite Konzentratorstufe ist eine Reihe nichtabbildender Konzentratoren, die den Konzentrationsfaktor des Systems etwa um einen Faktor 8 erhöht. Der Konzentrator wird um die polare Achse nachgeführt. Die Intensitätsverteilung am Ausgang der zweiten Stufe ändert sich mit dem Einfallswinkel der Solarstrahlung auf die Apertur und kann sehr inhomogen sein (Abb. 2.17).

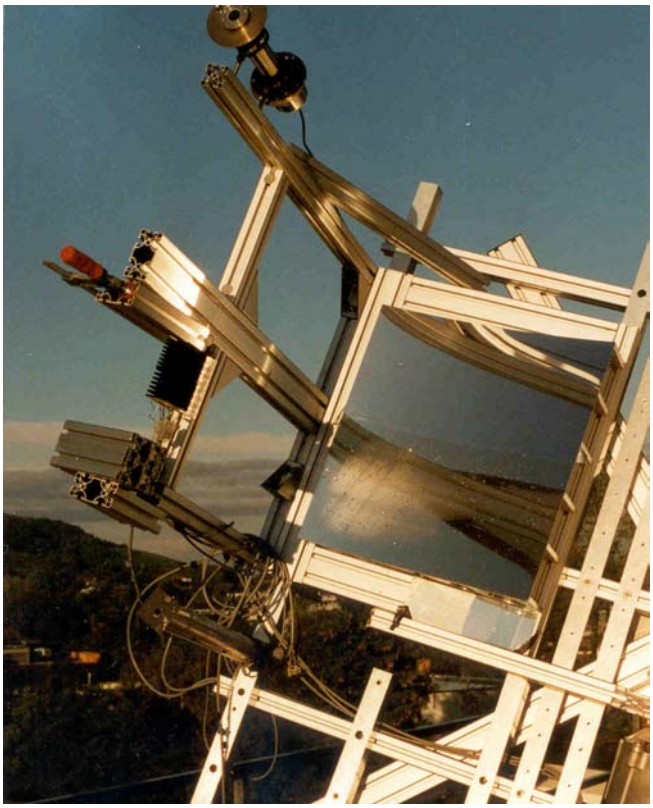

Abb. 4.1: Photographische Aufnahme des Prototyps eines Linearkonzentrators mit zweiter Stufe montiert auf eine Solarnachführung. In der Brennlinie sind die Sekundärkonzentratoren zu erkennen.

Parabolrinnen-Konzentratoren haben den Nachteil, daß nicht die volle Apertur des Konzentrators für die Kühlung der Solarzellen zur Verfügung steht. Der hohe Konzentrationsfaktor eines zweistufigen Systems erschwert es, mit passiver Kühlung eine effiziente Wärmeabfuhr zu realisieren, ohne zusätzliche Abschattung zu verursachen.

In Abb. 4.1 ist ein Photo des im folgenden als Linearkonzentrator mit zweiter Stufe bezeichneten Systems gezeigt. In der Brennlinie befinden sich die Zell-Arrays, die aus Kühlkörpern, Solarzellen und der zweiten Konzentratorstufe zusammengesetzt sind. Die Aufnahme wurde morgens gemacht und zeigt deutlich Tau im unteren Bereich des Parabolspiegels. Abb. 4.2 zeigt eine Nahaufnahme dieser Zell-Arrays.

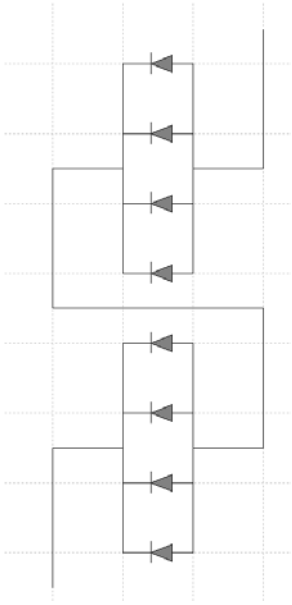

Abb. 4.2: Photographische Aufnahme des Empfängers in der Brennlinie der Parabolspiegels; rechts die Verschaltung der Zellen.

Folgendes Verfahren wurde zur Herstellung der Zell-Arrays entwickelt:

Jeweils vier Zellen werden auf ein Kupferblech gelötet. Diese Zellen sind somit parallel verschaltet. Auf der Vorderseite haben die gebondeten Zellen einen gemeinsamen Kontakt. Die Zellen sind so orientiert, daß die Gridfinger parallel zur Brennlinie verlaufen. Auf diese Weise liegt das Intensitätsmaximum bei schrägem Lichteinfall neben einer der Busflächen (vergleiche Abb. 2.17 unten). Die vorgesehene Verschaltung ist in Abb. 4.2 rechts gezeigt.

Der Spiegel mit der Brennweite f muß gegenüber der Länge der Empfängerreihe auf beiden Seiten um $f \tan\theta_E$ verlängert werden, damit auch bei schräg einfallendem Licht alle Zellen beleuchtet werden. Man kann dies vermeiden, indem man flache Spiegel an den Seiten der Parabolrinne anbringt [68]. Bei den Abmessungen des gezeigten Aufbaus werden mit Verwendung solcher Seitenspiegel bis zu 20 Zellen stärker beleuchtet als die übrigen Zellen. Diese Anzahl Zellen muß dann parallel verschaltet sein.

Die Kupferbleche werden mit einem wärmeleitfähigen Kleber auf Kühlkörper geklebt. Bei mehreren Zellen wurde durch Bohrungen die Möglichkeit gegeben, einen Meßwiderstand zur Temperaturmessung direkt auf die Zellrückseite zu kleben. Die vier Sekundärkonzentratoren je Zell-Array wurden anschließend in einem Schritt auf die Zellen geklebt.

Aus verschiedenen Gründen war kein vollständiges Array funktionstüchtig. In Tab. 4.1 sind die Ursachen und die betroffene Anzahl Zellen bzw. Arrays aufgeführt.

Mit GaAs-Zellen wurden zwei Arrays mit zusammen acht Zellen gefertigt. Bei allen Zellen trat eine starke Degradation auf, deren genaue Ursache noch nicht geklärt ist. Bei dem Aufkleben der CPCs kann es zu Justierfehlern oder Lufteinschlüssen an der Kontaktfläche kommen. Von den acht GaAs-Zellen war aber nur eine davon betroffen.

Als nächstes sind in Tab. 4.1 die Ergebnisse von 4 Arrays mit 16 Tandemsolarzellen aufgeführt. Bei vier Tandemsolarzellen traten technologiebedingt Haftungsprobleme der Metallisierung auf. Die Einteilung der Zellen wurde nach der Spannung am MPP vorgenommen. Dadurch waren die Zellen der betroffenen Wafer auf zwei Arrays verteilt. Von 16 Zellen waren außerdem vier von Fehlern bei dem Verkleben der CPCs betroffen. Ein fünftes Array mit Tandemsolarzellen fehlt in der Aufstellung. Während einer Messung am Blitzlicht-Simulator trat hier bei mindestens einer der Tandemsolarzellen ein Kurzschluß auf.

Bei den aufgeführten Si-Zellen handelt es sich um Rückseiten-Kontakt-Zellen für Konzentrator-Anwendungen. Diese Zellen haben sowohl p- als auch n-Kontakt auf der Rückseite, und zwar in Form zweier ineinander greifender Gridstrukturen (interdigitated grid). Es gibt folglich keine Abschattung. Da die Gridfinger mit unterschiedlicher Polarität sehr nahe beieinander liegen und die Busflächen sehr schmal sind, kommt es leicht zu einem Kurzschluß beim Verlöten der Zellen. Beide Arrays waren betroffen.

Tab. 4.1 zeigt, daß ein beträchtlicher Teil des Auschusses auf der Zellseite entsteht. Die ersten drei Spalten stehen für Ursachen, die unter den Begriff Fertigung und Kontaktierung der Solarzellen fallen. Bei allen drei Zelltypen ist die Lösung derartiger Probleme erforderlich. In der vierten Spalte sind Ursachen für Ausschuß angegeben, die den Einbau in das Konzentratorsystem betreffen. Etwa 30 % der Zellen waren betroffen. Das Aufkleben der CPCs hat sich also als schwerwiegendes Problem erwiesen.

	Degradation		Geringe Haftung der Bonddrähte		Kurzschluß		Justierfehler/ Lufteinschlüsse	
	Zellen	Arrays	Zellen	Arrays	Zellen	Arrays	Zellen	Arrays
2 GaAs-Arrays	8	2	-	-	-	-	1	1
4 Tandem-Arrays	-	-	4	2	-	-	4	2
2 Si-Arrays	-	-	-	-	4	2	4	2

Tab. 4.1: Überblick über die Ursachen von Ausschuß bei der Herstellung von acht Zell-Arrays: Anzahl der betroffenen Zellen und Arrays aus vier parallel geschalteten Zellen; bei Si-Zellen mit RS-Kontakt entfällt das Bonden, und Justierfehler führen automatisch zum Kurzschluß.

Die Kühlung der Zellen im Konzentrator erfolgt über besonders effiziente Kühlkörper. Für 4 Zellen je Kühlkörper müssen im Maximalfall etwa 8 W an Wärmeleistung abgeführt werden (A_{in} = 251 cm^2, G = 900 W/m^2, η_{opt} = 75 %, Reflexion r = 30 %). In Abschnitt 3.3.1 wurde gezeigt, daß die Erwärmung der Zellen fast ausschließlich durch den Übergang zur Luft zustande kommt. Hier soll die vergrößerte Oberfläche eines Kühlkör-

pers die Erwärmung möglichst gering halten. Für einen vergleichbaren Parabolrinnenkonzentrator, der jedoch um die horizontale Achse nachgeführt wird, wurden Kühlkörper mit einem Wärmeübergangskoeffizienten von 0,64 mW/Kcm^2 entwickelt [69]. Bei dem hier verwendeten Kühlkörper errechnet sich aus den Herstellerangaben ein Übergangskoeffizient von 1,2 mW/Kcm^2 und somit 30 K Temperaturdifferenz am Kühlkörper. Man kann im Betrieb also etwas niedrigere Zelltemperaturen erwarten als bei dem im letzten Kapitel vorgestellten Fresnel-Linsen-Modul (vergleiche Tab. 3.1).

4.2.2 Der Parabolrinnen-Konzentrator als erste Stufe

Die Geometrie des Parabolrinnen-Konzentrators muß an die zweite Stufe angepaßt sein, d.h. sie wird im wesentlichen durch die Eintrittsfläche und den Akzeptanzwinkel des Sekundärkonzentrators vorgegeben.

Für die Konstruktion eines Parabolspiegels als erste Konzentratorstufe stehen zwei Wege offen: Da ein ideal-lambertscher Konzentrator nicht realisierbar ist, muß zwischen der Konstruktion eines Konzentrators mit optimaler Verstärkung und eines Konzentrators mit maximalem Wirkungsgrad, bzw. für einen Kompromiß zwischen beiden entschieden werden.

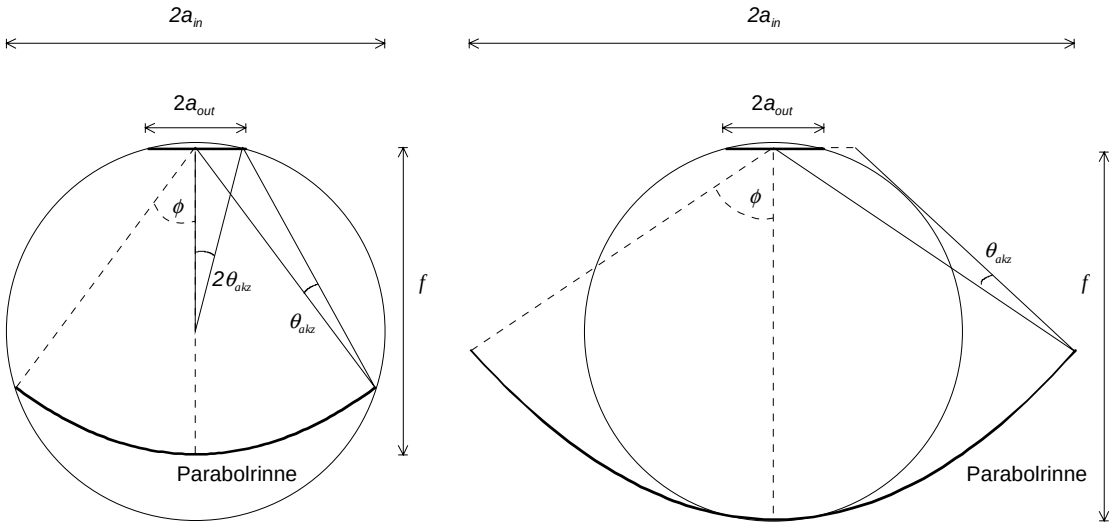

Abb. 4.3: Konstruktion von symmetrischen Parabolrinnen als Konzentrator mit maximalem Wirkungsgrad (links) und als Konzentrator mit optimaler Verstärkung (rechts).

Der einfache Fall einer symmetrischen Parabolrinne, die als Konzentrator mit maximalem Wirkungsgrad konstruiert wurde, ist in Abb. 4.3 links dargestellt. Der Nabenwinkel ϕ bezeichnet den Winkel zwischen Mitte und Rand der Parabel, die Brennweite f den Abstand zwischen Empfänger und Mitte der Parabel. Der Abstand von der Mitte des Empfängers zu einem Punkt auf dem Spiegel ist durch die Parabelgleichung

$$r(\varphi) = \frac{2f}{1+\cos\varphi} \tag{4.3}$$

gegeben, wobei hier der maximale Winkel φ mit dem Nabenwinkel ϕ übereinstimmt.

Für alle Punkte auf der Parabel zwischen den Schnittpunkten mit dem Einheitskreis ist dieser Winkel größer. Die Strahlung fällt von oben aus dem Winkel $\pm\theta_{akz}$ um die Senk-

rechte auf die Parabel. Strahlen, die aus dem Winkel θ_{akz} auf den linken Rand des Spiegels treffen, werden auf den unteren Rand des Empfängers reflektiert. Strahlen, die im Winkel θ_{akz} auf den inneren Bereich des Spiegels treffen, werden nicht auf den Rand des Empfängers, sondern auf einen Punkt näher am Zentrum reflektiert.

Die Konstruktion der Parabolrinne als Konzentrator mit optimaler Verstärkung ist in Abb. 4.3 rechts dargestellt. Die Parabel wird an den Einheitskreis gelegt, vom Rand der Parabel überspannt somit der Akzeptanzwinkel θ_{akz} einen Abschnitt, der breiter als a_{out} ist. Es geht also Strahlung verloren.

Mit einem Nabenwinkel von $\phi = 90°$ erreicht dieser Konzentrator wie der ideale Konzentrator einen Konzentrationsfaktor von $C_{lam} = 212$, wenn der Akzeptanzwinkel der Sonnenwinkel $\theta_S = 0{,}27°$ ist. Der Interceptfaktor ist dann jedoch nur $\gamma_{oV} = 0{,}5$. Mit kleinerem Nabenwinkel ϕ sinkt der erreichbare Konzentrationsfaktor. Bei einem Nabenwinkel von $\phi = 23{,}5°$ kann nur noch ein Konzentrationsfaktor von $C_{lam} = 84$ erzielt werden.

Demgegenüber ist der Konzentrationsfaktor eines Parabolspiegels mit maximalem Wirkungsgrad C_{mW} deutlich verringert. Bei einem zum Sekundärkonzentrator passenden Nabenwinkel wird dieser Wert noch einmal reduziert auf $C_{mW}(\phi = 23{,}5°) = 77$.

Je nach Höhe der Verluste kann also bei einem Akzeptanzwinkel von $\theta_{akz} = \theta_S$ und einem Nabenwinkel $\phi = \theta_E$ ein Konzentrationsfaktor zwischen 77 und 84 realisiert werden. Grundsätzlich wählt man bei teuren Zellen eher ein System mit optimaler Verstärkung, um die Zellfläche stark zu reduzieren [15]. Die hohe Konzentration wird hier jedoch durch eine zweite Konzentratorstufe erreicht, deshalb wurde die Parabolrinne auf einen maximalen Wirkungsgrad hin optimiert.

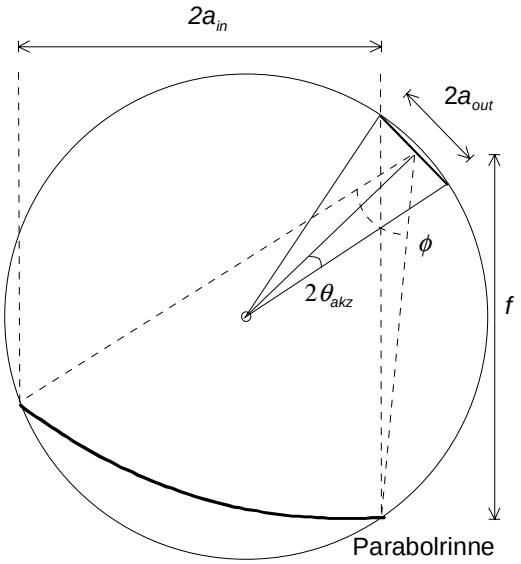

Abb. 4.4: Konstruktion eines asymmetrischen Parabolrinnen-Konzentrators mit maximalem Wirkungsgrad.

Bei den berechneten Konzentrationsfaktoren wurde nicht berücksichtigt, daß sich der Empfänger im Strahlengang befindet. Die Zellen, die zweite Konzentratorstufe, aber vor allem die erforderlichen Kühlkörper führen zu einer erheblichen Abschattung der Parabolrinne. Deshalb ist es sinnvoll, von Beginn an einen asymmetrischen Spiegel zu konstruieren, bei der sich der Empfänger abseits der einfallenden Strahlung befindet. Die Konstruktion der Parabolrinne im Einheitskreis ist in Abb. 4.4 gezeigt. Die Apertur, an deren rechten Rand der Empfänger grenzt, ist mit $2a_{in}$ gekennzeichnet.

Der Nabenwinkel ϕ ist hier, im Gegensatz zum symmetrischen Spiegel, als der Winkel definiert, der den gesamten Spiegel überspannt. Da er nicht an die Senkrechte unterhalb der Empfängermitte reicht, stimmt der maximale Winkel φ in Gleichung (4.3) auch nicht mit dem Nabenwinkel überein. Bei einem Nabenwinkel von $\phi = 47°$, wie er für den Einsatz des Sekundärkonzentrators erforderlich ist, wird mit $C_{mW}(\phi = 47°) = 76$ praktisch der Konzentrationsfaktor der symmetrischen Parabolrinne erreicht.

Ein so geringer Akzeptanzwinkel ist jedoch nicht praktikabel. Fertigungsungenauigkeit, Streuung an der Spiegeloberfläche, Nachführfehler und vor allem die Zirkumsolarstrahlung machen einen Akzeptanzwinkel $\theta_{akz} > \theta_S$ notwendig. Mit einem erhöhten Akzeptanzwinkel von 0,5° wird noch ein Konzentrationsfaktor $C = 40{,}5$ erzielt. Die Brennweite dieses Spiegels ist dann $f = 579$ mm.

Der konstruierte Empfänger auf dem Kreis entspricht dem Eingang in die zweite Konzentratorstufe. Tatsächlich zeigt das Lot des Empfängers nicht zur Mitte des Spiegels, sondern ist etwas in Richtung oberen Spiegelrand gekippt. Die zweite Stufe soll jedoch über einen Akzeptanzwinkel von ±23,5° verfügen, also symmetrisch sein. Folglich muß die Empfängerfläche zur Spiegelmitte hin ausgerichtet werden. Diese Drehung um $\alpha = 11{,}2°$ erhöht die erforderliche Empfängerbreite um $\cos\alpha$ und verringert somit den Konzentrationsfaktor der ersten Stufe auf $C = 39{,}7$.

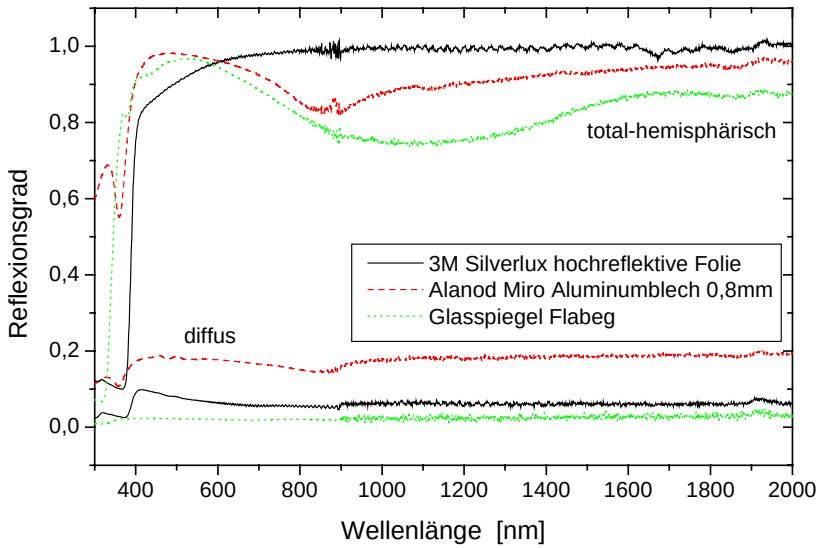

Abb. 4.5: Reflexionsgrad aufgetragen über der Wellenlänge für drei Materialien, die für den Bau der Parabolrinne in Frage kommen.

Der Spiegel muß einen hohen Reflexionsgrad im Bereich der spektralen Empfindlichkeit der verwendeten Solarzellen haben. Gleichzeitig muß die Streuung gering sein, was gleichbedeutend ist mit einer möglichst niedrigen diffusen Reflexion. In Abb. 4.5 ist der Reflexionsgrad verschiedener Materialien gezeigt, die für die Herstellung des Parabolspiegels in Frage kommen.

Glasspiegel wurden bereits bei dem Bau von solarthermischen Kraftwerken eingesetzt [70]. Bei der Herstellung von Parabolrinnen aus Glas ist eine exakte Matrix notwendig, auf die das heiße Glas gebogen wird. Das Verfahren verursacht sichtbare Wellen im Glas. Die abgebildete Messung zeigt, daß die Reflexion im Infraroten auf unter 80 % absinkt.

Alanod Miro ist ein glatt gewalztes Aluminiumblech, das z.B. bei der Herstellung von Leuchten verwendet wird. Zum Schutz gegen Oxidation ist es mit einer Kunststoffschicht versehen. Das Blech ist mit 0,8 mm dünn genug, um auf gefräste Profile gebogen zu werden. Die Messung zeigt, daß die diffuse Reflexion des Materials allerdings sehr hoch ist.

3M Silverlux ist eine mit Silber beschichte Kunststoffolie, die auf glatte Oberflächen wie z.B. Aluminiumblech geklebt werden kann. Da die Folie sehr dünn ist, können sich Unebenheiten auf der reflektierenden Schicht abbilden und die Reflexionseigenschaften verschlechtern. Zur Wetterfestigkeit und UV-Stabilität wurden ausführliche Tests durchgeführt [71].

Abb. 4.5 zeigt, daß das Material 3M Silverlux bei kurzen Wellenlängen die geringste Reflexion hat, was bei Zellen mit hoher Bandlücke wie z.B. GaAs nachteilig ist. Mit dem AM1.5d-Spektrum gewichtet, ist die direkte Reflexion (total-hemisphärische Reflexion abzüglich diffuser Reflexion) im Bereich 300-870 nm 84,9 % (Glasspiegel 87,6 %). Im Bereich 300-1050 nm, was dem Empfindlichkeitsbereich einer $Ga_{0.35}In_{0.65}P/Ga_{0.83}In_{0.17}As$-Tandemsolarzelle entspricht, ist die Reflexion 86,3 % (Glasspiegel 85,0 %). Da der Sekundärkonzentrator, wie sich später zeigen wird, ebenfalls im Bereich zwischen 300 und 400 nm stark absorbiert, ist 3M Silverlux das am besten geeignete Material für den Spiegel.

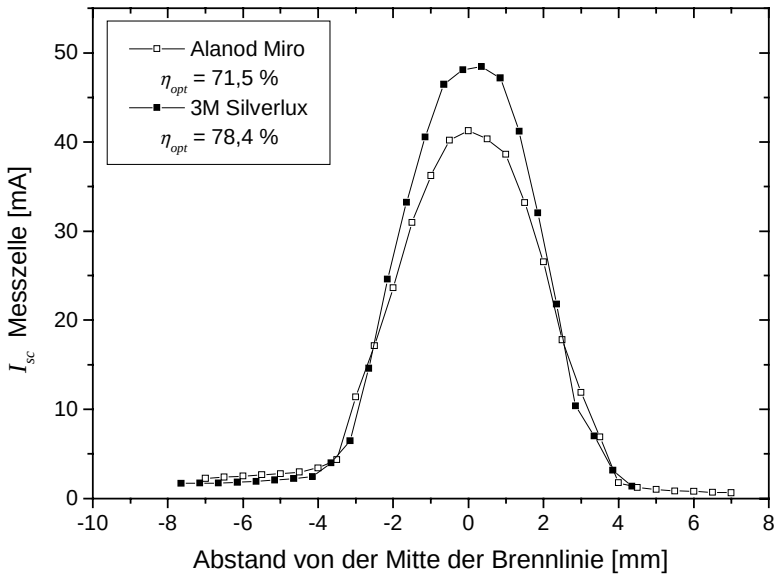

Abb. 4.6: Profil der Brennlinie des Parabolspiegels gemessen mit einer 0,5 mm breiten Meßzelle für zwei unterschiedliche Spiegelmaterialien.

Die Messung des optischen Wirkungsgrades ist schwierig. Nach dem im letzten Kapitel beschriebenen Verfahren (Abschnitt 3.2.2) werden zunächst Meßzelle und Referenzzelle bei einem Akzeptanzwinkel von 2,5° verglichen. Danach wird der Akzeptanzwinkel der Referenzzelle durch eine Blende auf den Akzeptanzwinkel des Konzentrators verringert, um mit ihr die Strahlungsschwankungen zu erfassen, während mit der Meßzelle die Strahlung am Ausgang des Konzentrators gemessen wird.

Der Akzeptanzwinkel der Parabolrinne läßt sich nicht ohne weiteres durch eine Blende simulieren. Quer zur Drehachse ist der berechnete Akzeptanzwinkel des Spiegels 0,5°, parallel zur Drehachse ist er jedoch größer. Durch Abdecken des Spiegels bis auf einen

schmalen Streifen (10-12 mm plus Zellbreite 5 mm) kann auch entlang der Drehachse der Einfallswinkel auf 0,5° reduziert werden. Auf diesem Weg werden für Meßzelle und Referenzzelle ähnliche Quellen hergestellt.

Für die Messung des Intensitätsprofils, deren Ergebnis in Abb. 4.6 gezeigt ist, wurde eine 0,5 mm breite GaAs-Zelle verwendet. Die Zelle war auf einen x-Tisch montiert, so daß die Zelle in 0,5 mm-Schritten durch die Brennlinie geführt werden konnte. Da die Solarnachführung nicht kontinuierlich sondern alle 20 s nachführt, muß darauf geachtet werden, daß der Meßwert in festen Zeitpunkten nach der Positionierung aufgenommen wird.

Die Breite der Eintrittsfläche der zweiten Stufe ist 12,5 mm. Durch die Trackerbewegung alle 20 s schiebt sich die Brennlinie leicht aus dem Zentrum, jedoch maximal um 0,46 mm.

Wie erwartet, ist die mit Silber beschichtete Folie mit einem optischen Wirkungsgrad von $\eta_{opt} = 78{,}4\ \%$ gegenüber dem Aluminiumblech mit $\eta_{opt} = 71{,}5\ \%$ überlegen. Zum Vergleich wurde die mit dem AM1.5d Spektrum gewichtete Reflexion der beiden betrachteten Materialien anhand der Messung in Abb. 4.5 berechnet. Im Empfindlichkeitsbereich einer GaAs-Zelle war die Reflexion von 3M Silverlux 84,9 %, die von Alanod Miro 75,6 %. Die Abweichung dieser beiden Werte ist größer, als die Abweichung der beiden optischen Wirkungsgrade. Der Unterschied läßt sich aber durch die Ungenauigkeit von Spektralmessung und der Wirkungsgradmessung erklären.

4.2.3 Design und Fertigungstechnologie der zweiten Stufe

Es werden verschiedene Bedingungen an den Sekundärkonzentrator gestellt. Die wichtigste Anforderung ist, daß der dreidimensionale Konzentrator bei einem Akzeptanzwinkel von ±23,5° einen möglichst hohen Konzentrationsfaktor erreicht. Gleichung (1.8) zeigt, daß mit der Verwendung eines Dielektrikums mit dem Brechungsindex n der Konzentrationsfaktor um den Faktor n^2 erhöht werden kann.

Bei Verwendung eines Dielektrikums kann darüber hinaus auf eine reflektierende Oberfläche verzichtet werden, wenn überall die Totalreflexionsbedingung erfüllt ist. Bei Totalreflexion sind sogar geringere Reflexionsverluste möglich als bei einer Metallbeschichtung.

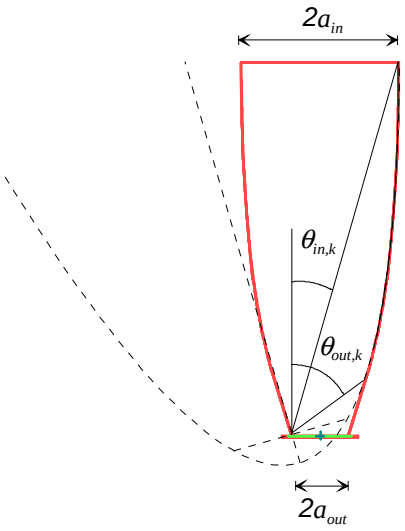

Abb. 4.7: Konstruktion eines θ_{in}/θ_{out}-CPCs; $\theta_{in,k}$ und $\theta_{out,k}$ sind die konstruktiven Eintritts- und Austrittswinkel. Der Standard-CPC ist ein Spezialfall mit $\theta_{out,k} = 90°$.

In [23] sind verschiedene Arten von nichtabbildenden Konzentratoren detailliert beschrieben. Der Compound Parabolic Concentrator (CPC) besteht aus zwei um den konstruktiven Eintrittswinkel $\theta_{in,k}$ zueinander gekippten Parabel-Ästen. Paralleles, unter dem Akzeptanzwinkel θ_{in} einfallendes Licht wird an den Rand des Empfängers gebündelt. θ_{in} und $\theta_{in,k}$ unterscheiden sich nur aufgrund der Brechung am Eingang des Konzentrators. Der Austrittswinkel dieses als Standard-CPC bezeichneten Konzentrators ist 90°.

Der θ_{in}/θ_{out}-CPC ist eine Abwandlung des Standard-CPCs. In Abb. 4.7 ist schematisch seine Konstruktion dargestellt. Der Winkel $\theta_{out,k}$ markiert den Winkel zu der Stelle, an der das parabolische Profil in ein lineares Profil übergeht. Durch den linearen Abschnitt wird der Austrittswinkel im Gegensatz zum Standard-CPC begrenzt.

Der Standard-CPC hat den Nachteil, daß auch als zweidimensionaler Konzentrator nicht überall die Totalreflexionsbedingung (n Brechungsindex des Dielektrikums)

$$\alpha > \arcsin n \tag{4.5}$$

erfüllt ist. In der Nähe des Empfängers gehen Strahlen verloren. Die Begrenzung des Austrittswinkels bei dem θ_{in}/θ_{out}–CPC führt dazu, daß hier durch geeignete Wahl von $\theta_{out,k}$ die Totalreflexionsbedingung erfüllt wird. Im zweidimensionalen Fall führt dies zu einer geringfügigen Reduzierung des Konzentrationsfaktors gegenüber einem Standard-CPC [72].

Der geometrische Konzentrationsfaktor des zweidimensionalen θ_{in}/θ_{out}–CPC ist

$$C_{g,2D} = \frac{\sin\theta_{out,k}}{\sin\theta_{in,k}} \quad . \tag{4.6}$$

Diese Gleichung würde mit der Definition der Konzentration über Gleichung (1.6) übereinstimmen, wenn diese konstruktiven Winkel tatsächlich mit Eintritts- und Austrittswinkel identisch wären. Das ist aber nicht der Fall. $\theta_{in,k}$ und $\theta_{out,k}$ können kleiner sein als θ_{in} und θ_{out} und sind, wie in [20] gezeigt wurde, reine Konstruktionsgrößen. In Abb. 4.8 ist an zwei Beispielen gezeigt, wie die Vergrößerung des Akzeptanzwinkels zustande kommt. Links ist ein θ_{in}/θ_{out}-CPC ($\theta_{in,k}$ = 16° und $\theta_{out,k}$ = 50°) gezeigt, bei dem die unter dem Akzeptanzwinkel einfallenden Strahlen einmal reflektiert und, ähnlich wie beim Standard-CPC, am Rand des Empfängers gesammelt werden. Auf der rechten Seite ist ein θ_{in}/θ_{out}-CPC ($\theta_{in,k}$ = 8,8° und $\theta_{out,k}$ = 25°) abgebildet, bei dem ebenfalls die unter dem Akzeptanzwinkel einfallenden Strahlen eingezeichnet sind. θ_{in} ist größer als $\theta_{in,k}$, weil die Strahlen erst nach drei Reflexionen auf den Empfänger treffen. Ein kleinerer konstruktiver Austrittswinkel $\theta_{out,k}$ als die 25° des CPCs führt zu einer noch höheren Anzahl Reflexionen der im Akzeptanzwinkel einfallenden Strahlen.

Weitere Vorteile des θ_{in}/θ_{out}-CPC sind eine weniger inhomogene Lichtverteilung als bei dem Standard-CPC. Durch den beschränkten Austrittswinkel werden außerdem die Verluste bei der Lichteinkopplung in die Zelle reduziert.

Der Wirkungsgrad der beiden zweidimensionalen Konzentratoren ist maximal ($\mathcal{T}$ = 1). Bei der Konstruktion dreidimensionaler Konzentratoren, wie sie zum Erreichen des gewünschten Konzentrationsfaktors nötig sind, muß das nicht so sein. Besser als rotationssymmetrische CPCs sind gekreuzte CPCs geeignet, weil sie in einer Reihe aufgestellt die Brennlinie vollständig abdecken. An dieser Stelle kommt der entscheidende Vorteil des θ_{in}/θ_{out}-CPC zum Tragen: Mit ihm lassen sich bei maximalem Wirkungsgrad sehr viel höhere Konzentrationen realisieren als mit dem gekreuzten Standard-CPC.

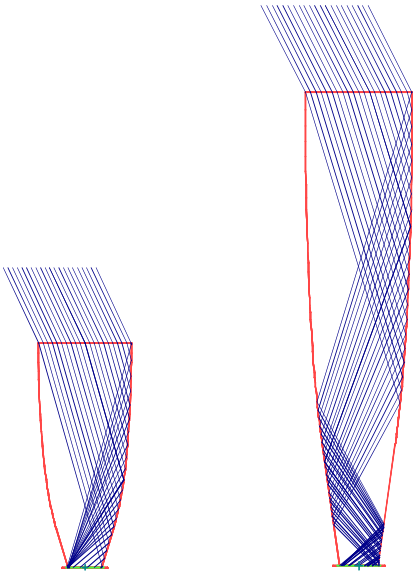

Abb. 4.8: CPCs mit parallel unter dem Akzeptanzwinkel einfallenden Strahlen (n = 1,5); dargestellt sind zwei verschiedene θ_{in}/θ_{out}-CPCs; am rechten CPC kann unter dem Akzeptanzwinkel einfallendes Licht nach mehreren Reflexionen auf den Empfänger treffen; man beachte, daß sich dadurch auch die Lichtverteilung auf dem Empfänger unterscheidet.

In Tab. 4.2 sind die Konzentrationsfaktoren von verschiedenen gekreuzten θ_{in}/θ_{out}-CPCs zusammengefaßt. Der mit Typ 1 bezeichnete CPC hat den Interceptfaktor $\mathcal{I}$ = 1. Ebenso wie der in Abb. 4.8 gezeigte zweidimensionale CPC mit der gleichen Geometrie hat er eine hohe mittlere Anzahl Reflexionen und ein großes Aspektverhältnis (Länge zu Aperturbreite). Der Konzentrationsfaktor liegt nahe am mit gekreuzten CPCs erreichbarem Konzentrationsfaktor von C_g = 8,33 [20]. Gilt die Bedingung, daß der Wirkungsgrad maximal sein soll, dann erreicht man mit einem gekreuzten Standard-CPC nur ein Konzentrationsfaktor von C_g = 3,17. Das ist weniger, als mit einem linearen Standard-CPC als zweite Stufe erreicht werden kann.

	Geometrischer Konzentrationsfaktor
θ_{in}/θ_{out}–CPC „Typ 1“ mit $\theta_{in,k}$ = 8,8° und $\theta_{out,k}$ = 25° (Interceptfaktor $\mathcal{I}$ = 1, Aspektverhältnis 4,4 Akzeptanzwinkel θ_{akz} = 27° bei n = 1,5)	7,63
θ_{in}/θ_{out}–CPC „Typ 2“ mit $\theta_{in,k}$ = 16° und $\theta_{out,k}$ = 50° (Interceptfaktor $\mathcal{I}$ = 0,97, Aspektverhältnis 2,4 Akzeptanzwinkel θ_{akz} = 24,4° bei n = 1,5)	7,72
Linearer Standard-CPC als zweite Stufe (Interceptfaktor $\mathcal{I}$ = 1, n = 1,5)	3,76
Limit gekreuzter Standard-CPC (Interceptfaktor $\mathcal{I}$ = 1, n = 1,5)	3,17

Tab. 4.2: Erreichbare Konzentrationsfaktoren der zweiten Stufe.

Der mit Typ 2 bezeichnete gekreuzte θ_{in}/θ_{out}–CPC hat einen ähnlichen Konzentrationsfaktor wie Typ 1. Ein Teil der diagonal eintretenden Strahlen tritt in der Nähe des Empfängers aus. Im Gegensatz zum zweidimensionalen Konzentrator mit der gleichen Geometrie ist der Wirkungsgrad also nicht maximal. Ein realer CPC mit dieser Geometrie kann ein besseres Ergebnis erzielen, weil geringere Absorption- und Streuverluste zu erwarten sind.

Abb. 4.9 zeigt zwei gekreuzte θ_{in}/θ_{out}–CPCs, die aus PMMA gefräst und nachträglich lackiert worden sind. Die Geometrie der beiden CPCs stimmt mit den Darstellungen in Abb. 4.8 überein. Der Prototyp links ist ein Spritzguß-Teil mit einer ähnlichen Geometrie. Es sind der nicht abgetrennte Anspritzkanal und eine Vakuole im Zentrum, die sich nicht vermeiden ließ, zu erkennen. Dieses Teil gehört zu einer Reihe von Versuchen, bei denen ein geeignetes Herstellungsverfahren für CPCs gefunden werden sollte.

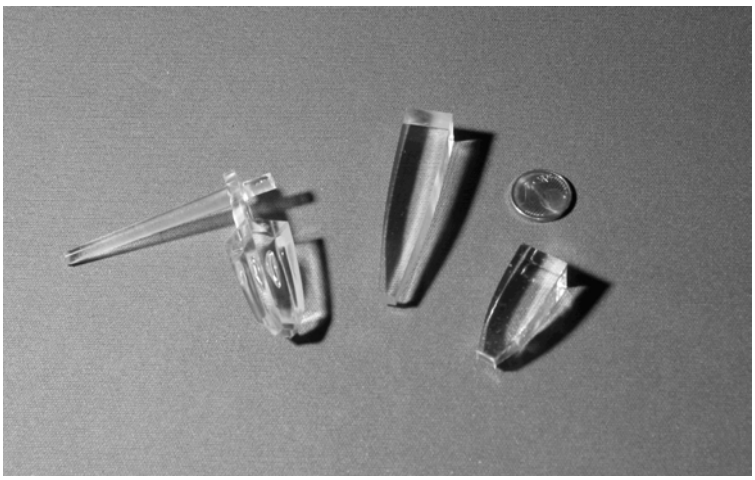

Abb. 4.9: Photographische Aufnahme von verschiedenen CPCs aus PMMA; bei dem Prototypen links, der im Spritzguß-Verfahren hergestellt wurde, sind der nicht abgetrennte Anspritzkanal und eine Vakuole im Zentrum des Teils zu erkennen.

Mit dem in Tab. 4.2 mit Typ 2 bezeichneten Sekundärkonzentrator wird für den Linearkonzentrator mit zweiter Stufe ein Konzentrationsfaktor von 39,7·7,72 = 306,5 erreicht. Um Fehljustage möglichst auszuschließen, wurde eine kleinere Austrittsfläche gewählt. Im Gegensatz zur 5,0·5,0 mm^2 großen Zellfläche war die Austrittsfläche des Sekundärkonzentrators nur 4,5·4,5 mm^2. Der reduzierte Konzentrationsfaktor ist dann C_g = 248,3.

4.2.4 Charakterisierung der zweiten Stufe

Absorption und Oberflächenrauheit

Bei der zweiten Konzentratorstufe sorgen verschiedene Verlustmechanismen, die sich nur schwer trennen lassen, für eine Reduzierung des optischen Wirkungsgrades. Dazu gehören Absorption und Volumenstreuung, Streuverluste durch Oberflächenrauheit und Reflexionsverluste bei der Lichteinkopplung in die Solarzelle.

Verschiedene Verfahren zur Herstellung von Sekundärkonzentratoren wurden mit unterschiedlichem Erfolg getestet. Bereits im vorherigen Abschnitt wurden Versuche erwähnt,

bei denen CPCs aus PMMA im Spritzguß-Verfahren hergestellt wurden. Eine gute Oberfläche wurde durch Polieren der Form gewährleistet. Bei dem zweiten bereits erwähnten Verfahren wurden Prototypen aus PMMA gefräst und anschließend poliert. Die Oberfläche konnte mit Hilfe von Klarlack weiter verbessert werden.

Beide Methoden führten nur zu mäßigen Erfolgen. Aus diesem Grund wurde als drittes Verfahren das Gießen unter Vakuum getestet. Verschiedene Materialien kamen dafür in Frage. Da das Licht im CPC einen verglichen mit einer Linse sehr großen Weg zurückzulegen hat, ist eine geringe Absorption das entscheidende Kriterium.

Für die Ermittlung des Absorptionskoeffizienten wurden mehrere Proben unterschiedlicher Dicke an einem Spektralradiometer gemessen. Um korrekte Werte zu erhalten, muß die Reflexion r an den beiden Grenzflächen berücksichtigt werden (n_1 und n_2 Brechungsindizes an der Grenzfläche):

$$r = \left(\frac{1 - n_1 / n_2}{1 + n_1 / n_2} \right)^2 \tag{4.7}$$

Mit Berücksichtigung von Mehrfachreflexionen zwischen den beiden Grenzflächen der Probe ist dann der Transmissionsgrad

$$t = \left(\frac{1 - r}{1 - r\, e^{-\alpha x}} \right)^2 e^{-\alpha x} \quad . \tag{4.8}$$

Hier sind x die Dicke der Probe und $\alpha(\lambda)$ der Absorptionskoeffizient. Die mit dieser Gleichung aus der gemessenen Transmission t berechneten Absorptionskoeffizienten sind in Abb. 4.10 gezeigt.

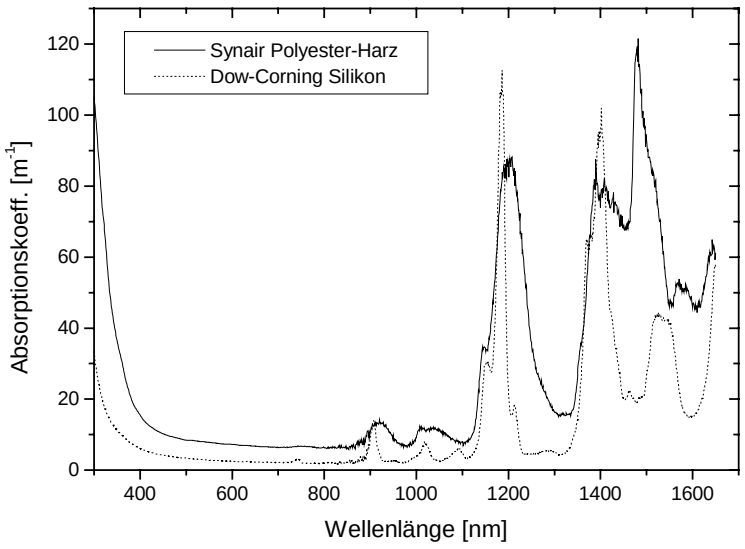

Abb. 4.10: Spektrum der Absorptionskoeffizienten zweier Materialien, die für die Herstellung von CPCs im Gußverfahren in Frage kommen.

Der in Tab. 4.2 mit Typ 2 bezeichnete CPC hat eine Höhe von etwa 30 mm. Der Transmissionsgrad für Polyesterharz gewichtet mit dem AM1.5d-Spektrum im Bereich von 300-870 nm ist 77,9 %. Der entsprechende Wert für Silikon ist 91,4 %. Nachteil von

Silikon ist jedoch der deutlich niedrigere Brechungsindex von n(550 nm) = 1,42. Bei gleicher CPC-Geometrie hat das einen deutlich verkleinerten Akzeptanzwinkel zur Folge. Der Brechungsindex von Polyesterharz ist n(550 nm) = 1,55.

Neben geringer Absorption ist eine möglichst hohe Qualität der Oberfläche entscheidend für die Effizienz eines Konzentrators. Streuung durch eine raue Oberfläche kann isolierte (Kratzer) oder ausgedehnte Rauheiten zur Ursache haben. Letztere lassen sich einteilen in stochastische (Mikrorauheit) und periodische (z.B. Werkzeugspuren) Abweichungen von der planaren Fläche. Die Untersuchung der Oberfläche wurde auf Mikrorauheit beschränkt. Bei der Messung wurden daher geeigneter Meßbereiche ausgewählt. Zur Beschreibung der Rauheit wird der Parameter δ_{RMS} verwendet, der Informationen über den Betrag der Höhenunterschiede gegenüber einer glatten Oberfläche liefert.

	δ_{RMS}	Meßfläche
PMMA, gefräst, mit Klarlack	2,1 nm	10,21 µm^2
PMMA, Spritzguß	4,5 nm	261,52 µm^2
Polyesterharz (Synair), gegossen	10,8 nm	596,27 µm^2

Tab. 4.3: Oberflächenrauheit verschiedener CPCs gemessen per AFM; die Messung eines gegossenen CPCs aus Silikon (Dow Corning) war nicht möglich, die Oberfläche sollte aber ähnlich wie die des CPCs aus Polyesterharz sein.

Die Oberflächenrauheit eines CPCs läßt sich mit Hilfe eines AFM (Atomic Force Microscope) messen. Die Ergebnisse von drei Proben, die nach den verschiedenen Verfahren hergestellt wurden, sind in Tab. 4.3 aufgeführt. Die Ergebnisse der AFM-Messung zeigen, daß die Rauheit 1-2 Größenordnungen unter der Wellenlänge liegt. Den besten Wert liefert die Oberfläche des gefrästen und mit Klarlack überzogenen CPCs aus PMMA. Die Meßfläche war jedoch sehr klein. Der gegossene CPC aus Polyesterharz hat eine Rauheit von δ_{RMS} = 10,8 nm erreicht. Für ein Gußteil aus Silikon aus der gleichen Form kann man einen ähnlichen Wert erwarten.

Für $\delta_{RMS} \ll \lambda$ kann Streuung durch Mikrorauheit mit Hilfe der Beckmann'schen Streutheorie beschrieben werden. Die Schwächung der Reflexion r durch Oberflächenrauheit läßt sich mit einer Korrekturfunktion $K_r(\delta_{RMS})$ ausdrücken [73]:

$$\tilde{r}(\delta_{RMS}) = K_r(\delta_{RMS}) \cdot r \tag{4.9}$$

Hier sind r Reflexionsgrad und $\tilde{r}(\delta_{RMS})$ die durch Streuung geschwächte Reflexion. Bei Totalreflexion ist r = 1. Für die Korrekturfunktion $K_r(\delta_{RMS})$ gilt folgender Ausdruck:

$$K_r(\delta_{RMS}) = e^{-\left(\frac{4\pi\,\delta_{RMS}\cos\theta}{\lambda}\right)^2} \tag{4.10}$$

Dabei sind θ der Winkel zur Normalen und λ die Wellenlänge im Dielektrikum. Für große Winkel θ bzw. für große Wellenlängen λ nähert sich die Korrekturfunktion $K_r(\delta_{RMS})$ = 1, d.h. die Streuung an der rauen Oberfläche wird geringer.

Im folgenden Abschnitt wird die experimentelle Untersuchung der Streuverluste beschrieben.

Messung von Oberflächenstreuung und Justiergenauigkeit per Laserstrahl

Für die Messung der Streuverluste aufgrund von Oberflächenrauheit ist es sinnvoll, eine Solarzelle als Sensor zu verwenden. Der auf die Zelle fixierte CPC wird mit einem Laserstrahl abgetastet. Die Schwächung des Laserstrahls bei Totalreflexion an der Grenzfläche kann auf diese Weise gemessen werden. Das Meßverfahren bietet darüber hinaus die Möglichkeit, die Justage des CPCs auf der Zelle zu überprüfen.

In Abb. 4.11 ist der Aufbau schematisch gezeigt. Der Laserstrahl des verwendeten He-Ne-Lasers wurde über einen Spiegel auf die Eintrittsfläche des CPCs gelenkt. Der auf eine GaAs-Zelle fixierte CPC wurde montiert auf einem xy-Tisch verfahren. Die Hilfslinien markieren für den θ_{in}/θ_{out}–CPC Typ 2 den Bereich ohne Totalreflexionen ($0 < x < 2{,}25$ mm) und den Bereich mit einer oder mehreren Totalreflexionen ($2{,}25$ mm $< x < 6{,}25$ mm).

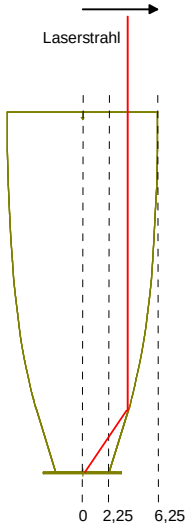

Abb. 4.11: Schematische Darstellung des Laser-Scannings: Der auf die Zelle fixierte CPC wird mit einem Laserstrahl abgetastet. Die Schwächung des Laserstrahls bei Totalreflexion und die Justage des CPCs auf der Zelle können auf diese Weise gemessen werden. Die Hilfslinien markieren den Bereich ohne Totalreflexionen und mit einer oder mehreren Totalreflexionen für den θ_{in}/θ_{out}–CPC Typ 2.

Folgende Abschätzung soll zeigen, daß die per AFM gemessene Rauheit eines gegossenen CPCs zu einer geringen Schwächung des Laserstrahls führt, wenn der in Gleichung (4.9) und (4.10) angegebene Zusammenhang zwischen RMS-Wert und Schwächung der Reflexion gilt. An der Stelle, an der der parabolische Abschnitt in den linearen übergeht ($\theta = \theta_{out,k}$), ist der Winkel zwischen dem senkrecht einfallendem Strahl und Lot

$$\theta_{\min} = \tfrac{1}{2}(\pi - \theta_{out,k} + \theta_{in,k}) \qquad (4.11)$$

und somit 73°. An allen anderen Punkten auf dem Profil des CPCs ist dieser Winkel größer. Bei einer Wellenlänge des Lasers $\lambda_L = 633$ nm und einem Brechungsindex $n = 1{,}54$ (Polyesterharz) ist mit $\delta_{RMS} = 10$ nm der Wert der Korrekturfunktion $K_r = 0{,}973$, die Schwächung der Reflexion sollte also meßbar sein.

In Abb. 4.12 ist das Meßergebnis eines CPCs aus Polyesterharz gezeigt. Der CPC ist auf eine GaAs-Zelle geklebt, wobei das gleiche Material zum Aufkleben wie zum Gießen des CPCs verwendet wurde. Bei der GaAs-Zelle handelte es sich um eine 5·5 mm^2 große Ein-Sonnen-Solarzelle mit fünf Gridfingern (Fingerabstand 1000 µm).

Bei den beiden gezeigten Meßkurven handelt es sich um den Photostrom während der Messung des Profils quer zum Grid der Solarzelle und längs des Grids. Die Ordinate gibt den Abstand vom Mittelpunkt der CPC-Austrittsfläche an. Der Rand der Austrittsfläche und der Rand der Eintrittsfläche des CPCs sind mit gestrichelten Linien markiert (vergleiche Abb. 4.11).

Beide Messungen zeigen starke Schwankungen, was zum Teil auf Inhomogenität der Solarzelle zurückzuführen sein könnte. Das gemessene Profil quer zum Grid zeigt leichte Einbrüche an den Stellen, an denen sich die Finger befinden (mit Pfeilen markiert). Ein Unterschied in der Transmission zwischen innerem und dem äußerem Bereich, der durch Streuverluste bei Totalreflexionen verursacht sein könnte, ist nicht zu erkennen.

Eine Modellrechnung mittels Raytracing zu dieser Messung, das am rechten Rand des gemessenen Profils eingezeichnet ist, kann eine Angabe über Ausdehnung des Laserstrahls liefern. Der Intensitätabfall an der Kante des CPCs wird mit einer Halbwertsbreite von $\sigma_L = 0{,}16$ mm gut wiedergegeben.

Die Meßkurve, die zum Profil längs des Grids gehört, zeigt einen dramatischen Einbruch am Rand der Austrittsfläche. Offenbar fällt der Lichtstrahl auf passive Halbleiterfläche. Die Tatsache, daß der Strom fast auf Null abfällt, deutet darauf hin, daß dieser Bereich etwa die Ausdehnung des Lichtflecks hat. Ein nicht ganz so tiefer Einbruch am Rand der Eintrittsfläche entsteht dadurch, daß der Strahl nach mehreren Reflexionen auf den gleichen Streifen passive Halbleiterfläche fällt.

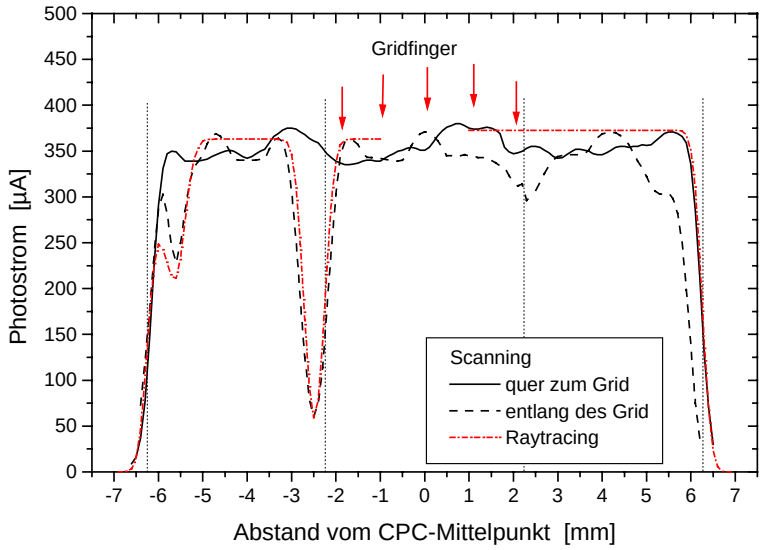

Abb. 4.12: Photostrom einer GaAs-Zelle während des Laser-Scannings aufgetragen über dem Abstand vom Mittelpunkt der CPC-Austrittsfläche. Der CPC war für die Messung entlang der beiden Symmetrie-Ebenen auf einer Ein-Sonnen-Solarzelle fixiert. Die Kanten von Eintritts- und Austrittsfläche des CPCs sind als gestrichelte Linien markiert (vergleiche Abb. 4.11).

Es kommen zwei Ursachen in Frage: Die Solarzelle könnte um mehr als 0,25 mm gegenüber dem CPC verschoben sein, oder die Austrittsfläche könnte durch Kleber künstlich vergrößert worden sein. Raytracing-Rechnungen haben gezeigt, daß beide Fehler eine unterschiedliche Position und Stärke dieser Einbrüche bewirken.

Die Simulation, die am linken Rand der Meßkurve eingezeichnet ist, liefert eine gute Übereinstimmung mit der Messung für die Annahme, daß die Austrittsfläche des CPCs durch Kleber um 0,25 mm vergrößert und die Zelle um 0,25 mm verschoben wurde. Mikroskop-Aufnahmen der Kontaktfläche haben gezeigt, daß die Vergrößerung der Austrittsfläche durch Kleber tatsächlich in diesem Maße auftreten kann (siehe Anhang).

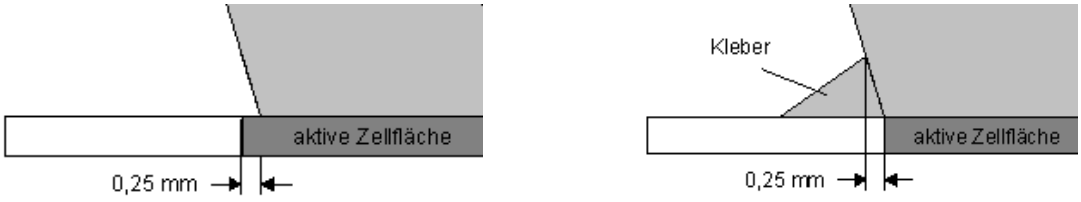

Abb. 4.13: Schematische Darstellung der unpräzisen Kontaktierung eines CPCs auf der Solarzelle.

In Abb. 4.13 ist dieser Zusammenhang noch einmal schematisch verdeutlicht. Links ist der untere Rand eines CPCs zu erkennen, der korrekt auf die Solarzelle fixiert wurde. Da die aktive Zellfläche $A_{pv,std} = 25{,}00\ \text{mm}^2$ ist und die Austrittsfläche des CPCs nur 20,25 mm^2, bleibt am Rand ein im Idealfall unbeleuchteter Streifen aktiver Halbleiterfläche. In der rechten Darstellung ist gezeigt, wie überschüssiger Kleber, dessen Brechungsindex mit dem des CPCs übereinstimmt, die Austrittsfläche vergrößert. Zusätzlich ist die Solarzelle gegenüber dem CPC verschoben. Beides zusammen verursacht bei der Profilmessung den gezeigten Kurvenverlauf.

Messung der winkelabhängigen Transmission per Blitzlicht-Simulator

Um eine Aussage über den optischen Wirkungsgrad des CPCs zu erlangen, ist die Messung der Transmission eines senkrecht einfallenden, monochromatischen Lichtstrahls nicht ausreichend. In Abschnitt 1.1.2 wurde die winkelabhängige Transmission eines Konzentrators eingeführt und ihr Verlauf für verschiedene Konzentratoren diskutiert. Für eine entsprechende Messung ist möglichst paralleles Licht notwendig, dessen Spektrum dem Sonnenspektrum ähnlich ist. Am besten geeignet ist hierfür ein Blitzlicht-Simulator, der auch für die Messung von Konzentrator-Solarzellen eingesetzt wird. Bei dem verwendeten Gerät kann in einer Entfernung von 6 m von parallelem Licht ausgegangen werden. Die niedrige Intensität in dieser Entfernung entspricht zwar nicht den Bedingungen im Konzentrator, hat aber keinen Einfluß auf das Meßergebnis.

Vor der Kontaktierung des CPCs auf der Zelle wurde der Ein-Sonnen-Kurzschlußstrom der Solarzelle gemessen. Für die winkelabhängige Messung am Blitzlicht-Simulator wurde ein Goniometer verwendet. Der auf eine GaAs-Zelle kontaktierte CPC wurde zur Lichtquelle ausgerichtet und für die einzelnen Messungen um die vertikale Achse gedreht. Für jeden Winkel α wurden mehrere Hellkennlinien aufgenommen. Die Intensität des Blitzes wurde mit einer Referenzzelle, die nicht gedreht wurde, gemessen, die einfallende Strahlung mit $\cos\alpha$ normiert. Die Transmission ergab sich aus dem Verhältnis der Kurzschlußströme, wobei der Ein-Sonnen-Kurzschlußstrom auf die kleine Austrittsfläche des CPCs normiert werden mußte.

Bei der Messung entstehen geringe Fehler dadurch, daß die Absorption in der Solarzelle nicht unabhängig vom Winkel der einfallenden Strahlung ist. Darüber hinaus ist die Zellfläche größer als die Austrittsfläche des CPCs. Strahlen, die also in der Nähe der Austrittsfläche an der Seite austreten, können unter Umständen noch auf den aktiven Rand Halbleiterfläche treffen. Beide Fehlerquellen verfälschen genau genommen die Messung. Da beide Effekte auch im Konzentrator auftreten, gibt das Ergebnis aber eher einen realistischeren Wert für den optischen Wirkungsgrad an.

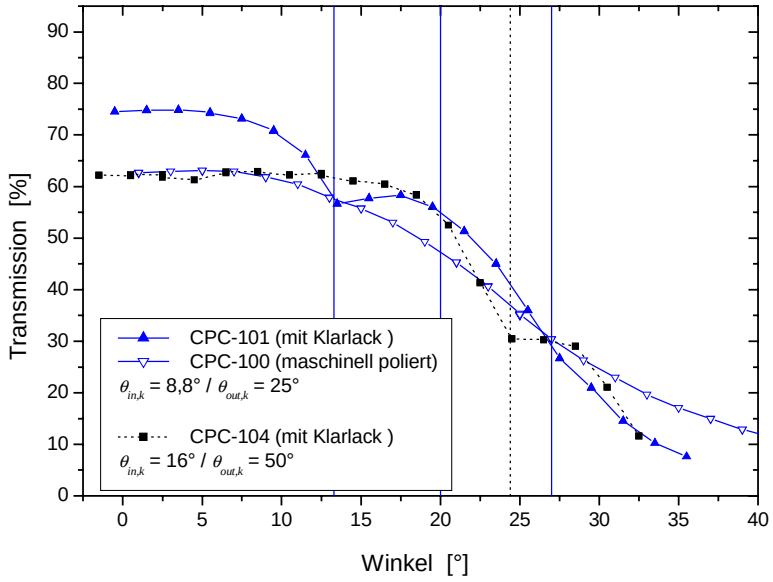

Abb. 4.14: Winkelabhängige Transmissions-Messung dreier CPC-Prototypen mit Hilfe eines Blitzlicht-Simulators. Die Winkel, an denen sich die Anzahl der Reflexionen erhöht, sind mit durchgezogenen (Typ 1: $\theta_{in,k} = 8{,}8°$ und $\theta_{out,k} = 25°$) bzw. gestrichelten Linien (Typ 2: $\theta_{in,k} = 16°$ und $\theta_{out,k} = 50°$) markiert.

Bei den Kurven in Abb. 4.14 handelt es sich um die Meßergebnisse von CPCs mit unterschiedlichen Geometrien, und zwar die beiden in Abb. 4.8 gezeigten CPCs Typ 1 ($\theta_{in,k} = 8{,}8°$ und $\theta_{out,k} = 25°$) und Typ 2 ($\theta_{in,k} = 16°$ und $\theta_{out,k} = 50°$). Die Prototypen wurden aus PMMA gefräst und maschinell poliert. Bei zwei CPCs wurde die Oberfläche nachträglich mit Klarlack verbessert.

Alle drei CPCs sollten bei dieser Messung erst am Akzeptanzwinkel ein Abfallen der Transmission zeigen. Für den Typ 1 gilt, daß am Akzeptanzwinkel die Lichtstrahlen dreimal reflektiert werden, bevor sie auf die Solarzelle treffen. Diese hohe Anzahl Reflexionen läßt die Transmission am Akzeptanzwinkel auf 30 % abfallen. CPC-101 zeigt ein leichtes Einknicken an den Übergängen zu einer (13°) bzw. zu drei Reflexionen (27°). Ursache ist eine Fehljustage des CPCs. CPC-100 ist nicht lackiert und hat eine schlechtere Oberfläche. Durch Streuung wird die Transmission erheblich reduziert.

Mit einem Brechungsindex $n = 1{,}50$ erhält man für den CPC vom Typ 2 einen Akzeptanzwinkel $\theta_{akz} = 24{,}4°$. Auch hier bleibt die Transmission nicht bis zum Akzeptanzwinkel konstant sondern fällt vorher ab. Es fällt jedoch auf, daß auch unter senkrechtem Einfall die Transmission niedriger ist als bei Typ 1 mit der gleichen Oberfläche (CPC-101). Gleichung (4.10) zeigt, daß die Korrekturfunktion K_r gegen 1 geht, wenn das Licht

unter flachem Winkel auf die Grenzschicht fällt. Die Geometrie von CPC Typ 1 hat zur Folge, daß das Licht bei senkrechtem Einfall unter deutlich flacherem Winkel reflektiert wird (θ_{min} = 82°), als es bei CPC Typ 2 der Fall is (θ_{min} = 57°). Bei Lichteinfall unter dem Akzeptanzwinkel fällt dieser Vorteil weg.

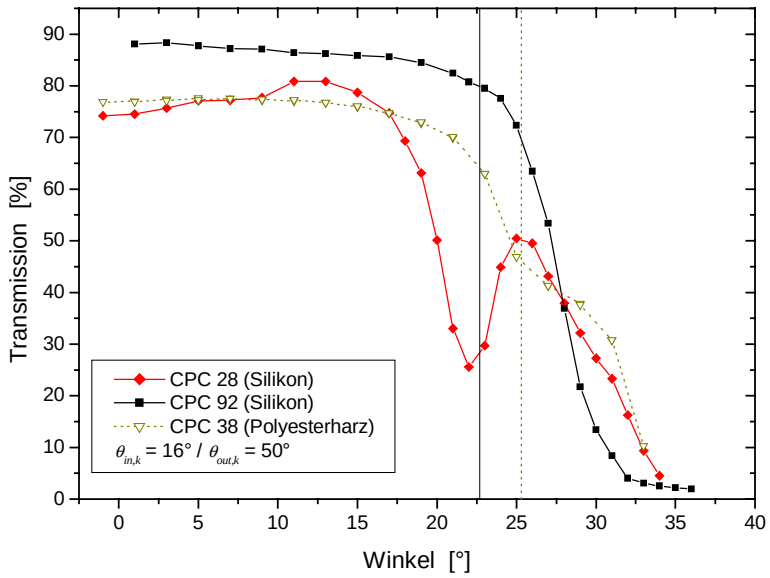

Abb. 4.15: Winkelabhängige Transmission dreier gegossener CPCs aus unterschiedlichen Materialien; CPC-92 ist ein Beispiel für einen gut justierten CPC mit hervorragender Oberfläche; die Akzeptanzwinkel der CPCs aus Polyesterharz (gestrichelte Linie) und Silikon (durchgezogene Linie) unterscheiden sich aufgrund des unterschiedlichen Brechungsindex.

In Abb. 4.15 ist die winkelabhängige Transmission mehrerer CPCs vom Typ 2 ($\theta_{in,k}$ = 16° und $\theta_{out,k}$ = 50°) dargestellt, die im Gußverfahren hergestellt wurden. Durch den niedrigeren Brechungsindex ist der Akzeptanzwinkel der CPCs aus Silikon (durchgezogene Linie) kleiner als der des CPCs aus Polyesterharz (gestrichelte Linie). CPC-92 ist ein Beispiel für einen gut justierten CPC mit sehr guter Oberfläche. Bei senkrechtem Lichteinfall wird die Transmission fast ausschließlich durch Volumenabsorption und die Reflexion an der Eintrittsfläche bestimmt. Gewichtet mit dem AM1.5d-Spektrum im Bereich 300-870 nm läßt sich dieser Maximalwert berechnen. Es ergibt sich bei einer Länge von 30 mm ein Wert von 88,1 %, was gut mit dem Maximum der gezeigten Transmission übereinstimmt.

Auf dem gleichen Wege läßt sich der Maximalwert für einen CPC aus Polyesterharz berechnen. Aufgrund der höheren Absorption und des höheren Brechungsindex ergibt sich 77,6 %. Dieser Wert deckt sich mit der Transmission von CPC-38 bei senkrechtem Lichteinfall. An diesen Messungen läßt sich erkennen, daß der optische Wirkungsgrad des CPCs vom Typ 2 bei den verwendeten Materialien durch die Absorption limitiert wird.

Es fällt auf, daß hier eine deutlich höhere Transmission gemessen worden ist, als bei CPC-104 aus PMMA (Abb. 4.14). Dieser hatte die gleiche Geometrie und der AFM-Messung zufolge eine gute Oberfläche (Tab: 4.3). Bei dem CPC aus PMMA wirken sich

offenbar andere Oberflächenfehler als Mikrorauheit aus, die bei der Messung auf einer sehr kleinen Fläche nicht berücksichtigt wurden.

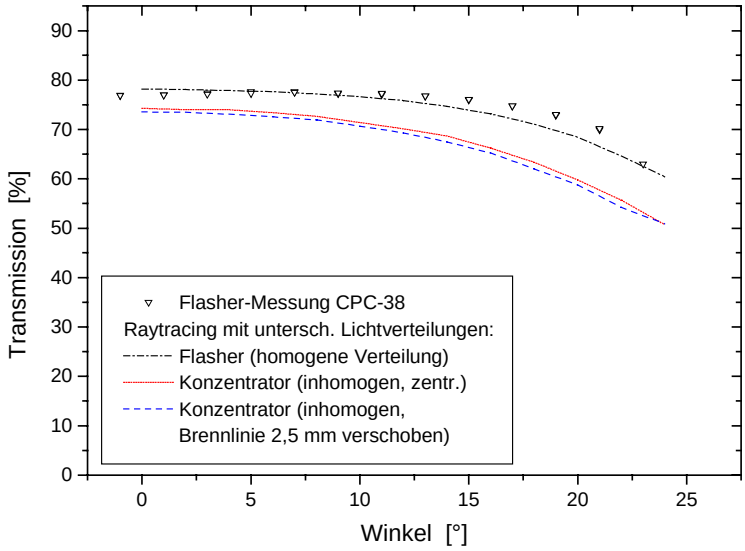

Abb. 4.16: Vergleich der winkelabhängigen Transmission eines CPCs am Blitzlichtsimulator mit dem zu erwartenden Ergebnis im Konzentrator mit zweiter Stufe.

Eingesetzt im Linearkonzentrator trifft im Gegensatz zum Meßaubau mit Blitzlicht-Simulator kein paralleles Licht auf den Eingang des CPCs sondern Licht aus einem Halbwinkel von 23,5° quer zur Brennlinie. Hinzu kommt, daß die Intensitätsverteilung nicht homogen ist. Man kann erwarten, daß der Wirkungsgrad des CPCs am Frühlingsanfang etwa der integrierten winkelabhängigen Trasmission bei der Flasher-Messung über den Winkelbereich bis 23,5° entspricht.

Zur Sommersonnenwende fällt die Solarstrahlung unter einem Winkel von 23,5° auf die Apertur des Linearkonzentrators. Es treten Diagonalstrahlen auf, also Strahlen, die aus der Richtung der CPC-Diagonalen auf die Eintrittsfläche treffen. Die Anzahl der Reflexionen wird dadurch etwa verdoppelt. Streuverluste haben hier also stärkere Auswirkungen.

Abb. 4.16 zeigt eine Rechnung mittels Raytracing für die feste Wellenlänge 550 nm, bei der neben Absorption und Reflexion an der Eintrittsfläche die Schwächung der Totalreflexion durch Streuung berücksichtigt worden ist. Für die Simulation wurden die Materialdaten von Polyesterharz zugrunde gelegt. Die Simulation der Flasher-Messung deckt sich mit den aus der vorherigen Abbildung übernommenen Meßwerten von CPC-38.

Für die Simulation der winkelabhängigen Transmission im Konzentrator wurde eine Ausdehnung der Quelle von 23,5° quer zur Brennlinie und 0,27° längs der Brennlinie verwendet. Die Ortsverteilung am Eingang des Sekundärkonzentrators entsprach dem gemessenen Profil aus Abb. 4.6. Die Differenz zur Flasher-Messung kommt durch die Verdoppelung der Anzahl der Reflexionen zustande.

Bei der gezeigten Vergleichsrechnung war die Brennlinie nicht exakt mittig auf der CPC-Reihe, sondern um 2,5 mm seitlich verschoben. Diese Verschiebung zeigt aber fast keinen Einfluß auf den optischen Wirkungsgrad.

4.2.5 Verhalten der Solarzelle bei Beleuchtung unter großen Öffnungswinkeln

Die Reflexion einer Solarzelle kann durch eine Antireflexschicht minimiert werden, ist jedoch nicht unabhängig vom Winkel der einfallenden Strahlung. Im Fall der verwendeten GaAs-Zellen ist die ARC für senkrecht einfallendes Licht und einen Brechungsindex des umgebenden Mediums von n = 1,0 optimiert worden.

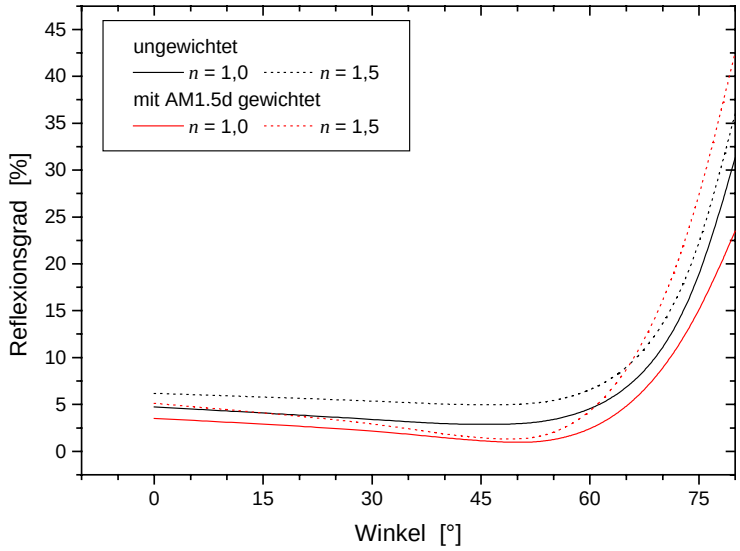

Abb. 4.17: Berechneter Reflexionsgrad der Antireflexschicht einer GaAs-Zelle unter verschiedenen Einfallswinkeln auf der Zelle; die ARC wurde für senkrecht einfallendes Licht, einen Brechungsindex n = 1,0 des umgebenden Mediums und den Bereich der spektralen Empfindlichkeit einer GaAs-Zelle optimiert.

In Abb. 4.17 ist die über den Bereich von 300-870 nm gemittelte Reflexion der ARC einer GaAs-Zelle dargestellt. Den Rechnungen mit Simulay lag die Annahme zugrunde, daß die Schichtstruktur auf dem GaAs-Wafer nur aus einer 30 nm dicken Fensterschicht aus $Al_{0.8}Ga_{0.2}As$ und aus einer zweilagigen ARC mit 65 nm TiO_x und 135 nm MgF_2 besteht. Die Rechnungen wurden sowohl für einen Brechungsindex des umgebenden Mediums von n = 1,0 als auch n = 1,5 durchgeführt.

Man erhält bei der über den betrachteten Spektralbereich gemittelten Reflexion durchgehend um etwa 2 % erhöhte Werte bei dem höheren Brechungsindex. Ab einem Winkel von ca. 50° beginnt die Reflexion zuzunehmen.

Ein ähnliches Verhalten ist zu sehen, wenn die Reflexion mit dem AM1.5d-Spektrum zwischen 300 nm und 870 nm gewichtet wird. Zwischen 0° und 50° fällt die Reflexion von 3,52 % auf 0,83 %, was darauf hindeutet, daß die ARC nicht gut optimiert ist. Aus diesen Werten folgt eine Zunahme der absorbierten Strahlung um 2,8 %. Abb. 4.18 zeigt die entsprechende Messung am Blitzlicht-Simulator. Tatsächlich liegt der gemessene Kurzschlußstrom einer GaAs-Zelle bei einem Einfallswinkel von 50° um diesen Anteil höher als bei senkrechtem Einfall.

Die gleichzeitig gemessene Reflexion einer Tandemsolarzelle mit der gleichen ARC läßt nur den Schluß zu, daß sie sich ähnlich wie die GaAs-Zelle verhält.

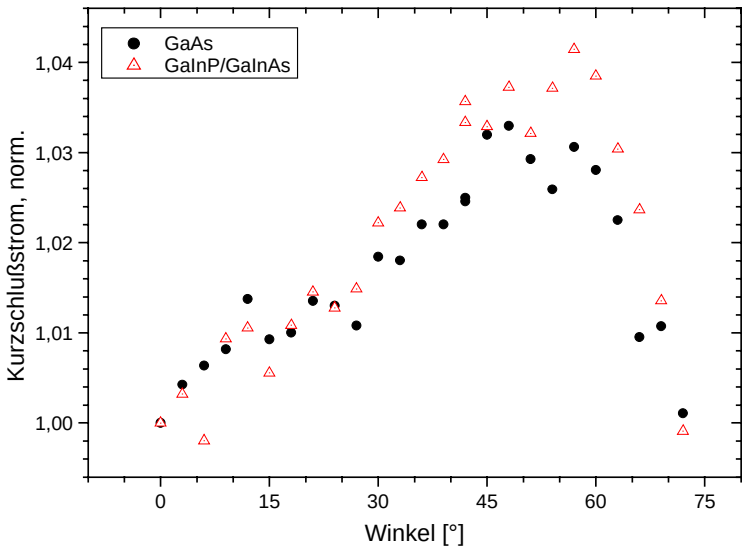

Abb. 4.18: Winkelabhängige Messung des Kurzschlußstroms einer GaAs-Zelle und einer $Ga_{0.35}In_{0.65}P/Ga_{0.83}In_{0.17}As$-Tandemsolarzelle am Blitzlicht-Simulator.

4.3 Messungen unter Außenbedingungen

4.3.1 Einsatz verschiedener III-V-Solarzellen

Bei der Herstellung von Zell-Arrays, die aus vier Solarzellen mit CPCs und Kühlkörper (siehe Abschnitt 4.2.1) bestehen, gab es eine geringe Reproduzierbarkeit. Daher wurden keine vollständigen Zell-Arrays, sondern nur einzelne Solarzellen („Sub-Module“) unter Außenbedingungen gemessen.

Neben dem Modulwirkungsgrad ist der Akzeptanzwinkel die wichtigste Größe. Quer zur Nachführachse wurde beim Design der Parabolrinne ein Akzeptanzwinkel von $\theta_{akz} = 0{,}5°$ gefordert. Außerhalb dieses Winkelbereichs von ±0,5° wird nur noch ein Teil der Strahlung eingefangen. Bei dem realen Konzentrator wird der Akzeptanzwinkel durch verschiedene Faktoren wie z.B. Fertigungsfehler und Streuung an der Spiegeloberfläche reduziert.

In Abb. 4.19 ist der gemessene Akzeptanzwinkel des Linearkonzentrators mit zweiter Stufe gezeigt. Wird er wie schon in Abschnitt 3.3.3 als der Winkel definiert, unter dem noch 90 % der Strahlung auf den Empfänger treffen, dann ergibt sich ein Wert von 0,4°.

Als nächstes soll der Modulwirkungsgrad abgeschätzt werden. Mit den im ersten Kapitel angegebenen Werten kann der Zellwirkungsgrad bei einer optischen Konzentration von $C = 200$ und die Reduzierung des Wirkungsgrades durch Temperaturerhöhung bei einer Zelltemperatur von $T_{pv} = 40°C$ berechnet werden. Die optischen Wirkungsgrade von erster und zweiter Stufe wurden im letzten Abschnitt für eine GaAs-Zelle bestimmt. Mit Hilfe der Spektralmessungen der verwendeten Materialien lassen sich diese für den Empfindlichkeitsbereich einer Tandemsolarzelle umrechnen.

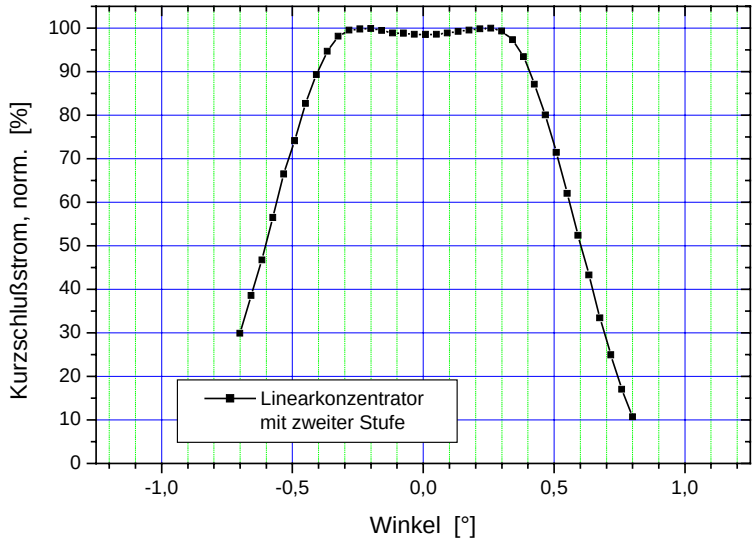

Abb. 4.19: Gemessener Akzeptanzwinkel des Linearkonzentrators mit zweiter Stufe; durch Fertigungsfehler und durch Streuung an der Spiegeloberfläche ist der Meßwert kleiner als die berechneten 0,5°.

In Tab. 4.5 sind die Ergebnisse dieser Abschätzung für senkrechten Lichteinfall zusammengefaßt. Mit Tandemsolarzellen kann ein Modulwirkungsgrad von η_{mod} = 17,5 % erwartet werden, mit GaAs-Zellen nur η_{mod} = 14,5 %. Unter der Annahme, daß die erste und die zweite Konzentratorstufe nur durch den Reflexionsgrad des Spiegels bzw. Transmissionsgrad des CPCs limitiert sind, werden Wirkungsgrade von η_{mod} = 20,7 % und η_{mod} = 17,2 %, jeweils für eine Tandemsolarzelle und eine GaAs-Zelle, erreicht.

	$Ga_{0.35}In_{0.65}P/Ga_{0.83}In_{0.17}As$	GaAs
Zellwirkungsgrad bei C = 200	η_{pv} = 27,5 %	η_{pv} = 24,0 %
Temperaturerhöhung	η = 95 %	η = 95 %
Spiegel (3M Silverlux)	r = 86,3 % η_{opt} = 79,7 %	r = 84,9 % η_{opt} = 78,4 %
CPC (Silikon)	t = 90,7 % η_{opt} = 83,1 %	t = 91,4 % η_{opt} = 83,7 %
Modul	η_{mod} = 17,5 %	η_{mod} = 14,5 %

Tab. 4.5: Abschätzung des Modulwirkungsgrades bei senkrechtem Lichteinfall. Die optischen Wirkungsgrade η_{opt} bezogen auf eine GaAs-Zelle gehen aus Abb. 4.14 und 4.15 hervor, die entsprechenden Werte für eine Tandemsolarzelle wurden mit den Werten für GaAs und den spektralen Messungen von Transmission und Reflexion abgeschätzt.

Die exakte Bestimmung des Modulwirkungsgrades ist schwierig. Für die Referenzzelle, die während der Kennlinienmessung die Schwankung der Strahlung im Akzeptanzwinkel des Konzentrators mißt, kann keine entsprechende Blende konstruiert werden. Der Öffnungswinkel des Pyrheliometers stimmt ebenfalls nicht mit dem Akzeptanzwinkel des Linearkonzentrators mit zweiter Stufe überein. Im letzten Kapitel konnte für die Berechnung des Wirkungsgrades die per Pyrheliometer gemessene Strahlung verwendet werden, weil das wegen des kleinen Akzeptanzwinkels einer konservativen Abschätzung des Wirkungsgrades gleichkam. Im Gegensatz dazu kann hier bei einem hohen Zirkumsolar- oder Diffusanteil die einfallende Strahlung unterschätzt werden.

Unter der Annahme, daß unter Winkeln $\alpha > \theta_{akz}$ aus allen Richtungen nur Diffusstrahlung auf die Apertur fällt, läßt sich mit Gleichung (1.2) der Anteil der für den Konzentrator sichtbaren Strahlung an der Strahlung aus dem Halbraum abschätzen:

$$\frac{\int_0^{\theta_{akz}} \int_{\theta_{akz}}^{\theta_E} G(p,q)\,dp\,dq}{\int_{\theta_{akz}}^{\pi} \int_{\theta_{akz}}^{\pi} G(p,q)\,dp\,dq} \tag{4.12}$$

Bei homogener Verteilung der Diffusstrahlung ergibt sich mit $\theta_{akz} = 0{,}5°$ und $\theta_E = 23{,}5°$ ein Anteil von 0,3 %. Somit ist bei klarer Wetterlage, wenn die Diffusstrahlung nur einen geringen Teil ausmacht, der Fehler bei der Messung klein.

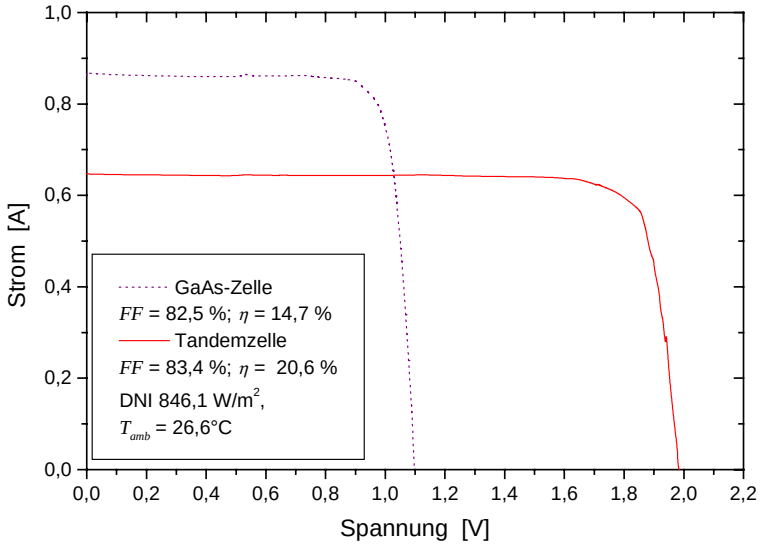

Abb. 4.20: I-V-Kennlinien einer GaAs-Zelle und einer $Ga_{0.35}In_{0.65}P/Ga_{0.83}In_{0.17}As$-Tandemsolarzelle im Linearkonzentrator mit zweiter Stufe bei senkrechtem Lichteinfall (19.5.2001, 13:20 MEZ); mit der Tandemsolarzelle wurde ein Modulwirkungsgrad von mehr als 20 % erreicht.

In Abb. 4.20 sind die Hellkennlinien zweier Sub-Module bei senkrechtem Lichtfall mit je einer GaAs-Zelle und einer $Ga_{0.35}In_{0.65}P/Ga_{0.83}In_{0.17}As$-Tandemsolarzelle dargestellt. Während der Messung war die mit dem Pyrheliometer gemessene Strahlung 846 W/m² und die Umgebungstemperatur 27°C. Unter der GaAs-Zelle wurde eine Temperatur von

61°C gemessen, die passive Kühlung sorgt also für eine ausreichende Wärmeabfuhr. Mit der Tandemsolarzelle wurde ein Modulwirkungsgrad von 20,6 % erreicht. Das ist deutlich über dem Wert, der anhand der Wirkungsgrad-Messungen der Komponenten erwartet wurde.

Eine starke Abweichung zwischen dem erwarteten Modulwirkungsgrad und den gemessenen Werten ist bereits im letzten Kapitel aufgetreten. Verschiedene Ursachen wie eine fehlerhafte Labormessung der Zellen oder zu niedrige, vom Pyrheliometer gemessene Strahlungsdaten kamen hierfür in Frage. Zwei mögliche Ursachen könnten hier außerdem für die Abweichung verantwortlich sein:

- Der größere Akzeptanzwinkel parallel zur Nachführachse könnte die Messung des Modulwirkungsgrades verfälscht haben. Um den Einfluß der Diffusstrahlung auf den Strom der Solarzelle zu messen, wurde zur Kontrolle der Teil des Spiegels, auf den Strahlung aus einem Einfallswinkel größer 2,5° fiel, abgedeckt. Der Unterschied im Strom war 0,2 %.
- Die optischen Wirkungsgrade von Primär- und Sekundärkonzentrator sind möglicherweise höher als die Messungen ergaben. Wie oben angegeben, wird ein Modulwirkungsgrad von über 20 % aber nur erreicht, wenn optische Verluste durch Fertigungsfehler oder Streuung nicht auftreten.

Das zeigt, daß hier bei der Messung des Wirkungsgrades ähnliche Probleme auftreten wie bei der wesentlich aufwendigeren Charakterisierung im letzten Kapitel.

4.3.2 Spektrale Abhängigkeit der Zellparameter einer GaInP/GaInAs-Zelle eingesetzt im Linearkonzentrator mit zweiter Stufe

Verschiedene Parameter beeinflussen den Wirkungsgrad eines mit Tandemsolarzellen bestückten Konzentratormoduls im Tagesverlauf. Dazu gehören neben Temperatur und Bestrahlungsstärke auch die spektrale Verteilung der einfallenden Strahlung und der Anteil der Zirkumsolarstrahlung. Mit einer Messung des Linearkonzentrators mit zweiter Stufe soll gezeigt werden, welche Parameter den Wirkungsgrad dominieren.

Bei der Messung eines Sub-Moduls mit einer $Ga_{0.35}In_{0.65}P/Ga_{0.83}In_{0.17}As$-Tandemsolarzelle und einem gegossenen CPC aus Polyesterharz wurde in Abständen von ca. 2 Minuten eine *I-V*-Kennlinie aufgenommen. Während des Meßtages (29.8.2001) wurden zusätzlich Umgebungstemperatur, Direktstrahlung im 2,5°-Winkel und der Strom einer GaAs-Referenzzelle aufgezeichnet. Da der CPC aus Polyesterharz gefertigt war, wurde ein geringerer Wirkungsgrad als im letzten Abschnitt erzielt.

Während dieses Meßtages wurde die höchste Temperatur um 14:30 h (MEZ) mit T_{amb} = 25,5°C erreicht. Die höchste Strahlungsintensität wurde zur gleichen Zeit mit 778 W/m^2 gemessen. Während des Zeitraums zwischen 10:00 h und 14:15 h haben aufziehende Schleierwolken die gemessene Intensität um etwa 20 % reduziert. In Abb. 4.21 ist der Kurzschlußstrom der Tandemsolarzelle über der Uhrzeit aufgetragen. Die Reduzierung des Stroms in diesem Zeitraum ist deutlich zu erkennen.

Anhand der Darstellung des Kurzschlußstroms läßt sich nicht abschätzen, zu welchem Zeitpunkt das Spektrum eine Stromanpassung der Teilzellen bewirkt hat. Die Schwankung durch Stromfehlanpassung der Teilzellen verschwindet hinter den Schwankungen durch die sich ändernde Intensität. Auf der rechten Seite der Abb. 4.21 ist der Verlauf des Füllfaktors der gleichen Zelle dargestellt. Hier ist ein sehr deutliches Minimum am Nachmittag zu sehen, dessen Lage näherungsweise mit dem Punkt der Stromanpassung übereinstimmt.

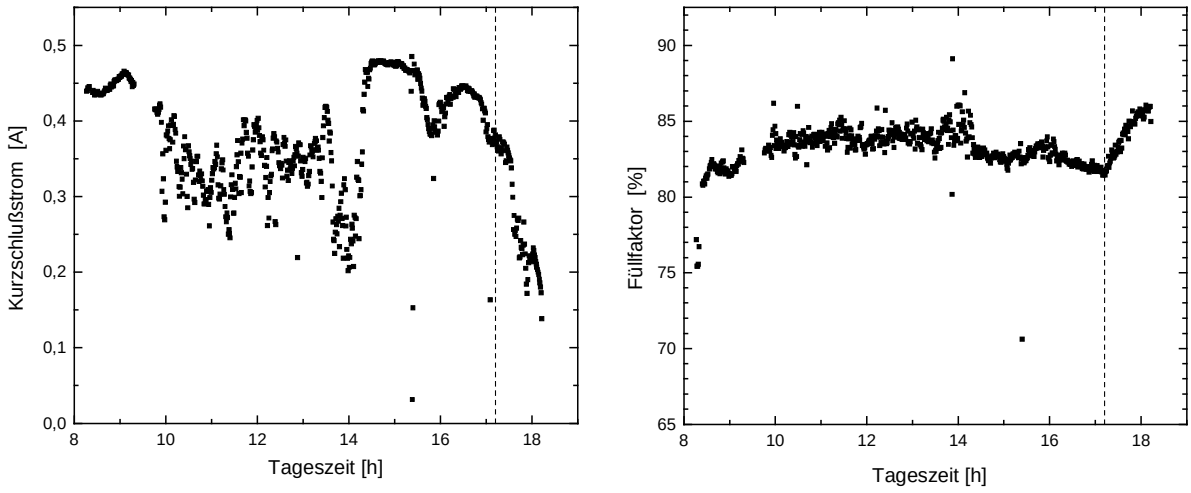

Abb. 4.21: Kurzschlußstrom (links) und Füllfaktor (rechts) eines Sub-Moduls mit einer $Ga_{0.35}In_{0.65}P/Ga_{0.83}In_{0.17}As$-Tandemsolarzelle im Tagesverlauf. Der Kurzschlußstrom schwankt stark mit der Intensität, eine Änderung durch die Abweichung von der Stromanpassung ist aber nur bei der Messung des Füllfaktors zu erkennen.

Der Anstieg des Füllfaktors am Abend bei Spektren, deren Rotanteil rapide zunimmt, ist sehr viel steiler als der, den man aufgrund abnehmender Intensität erwarten würde. Die Konzentratormessung einer Tandemsolarzelle vom gleichen Typ ergab, daß das Maximum des Füllfaktors bei einer Konzentration von etwa $C = 50$ liegt (AM1.5d, 1000 W/m^2). Die Konzentration zum Zeitpunkt der Stromanpassung war deutlich größer als 100.

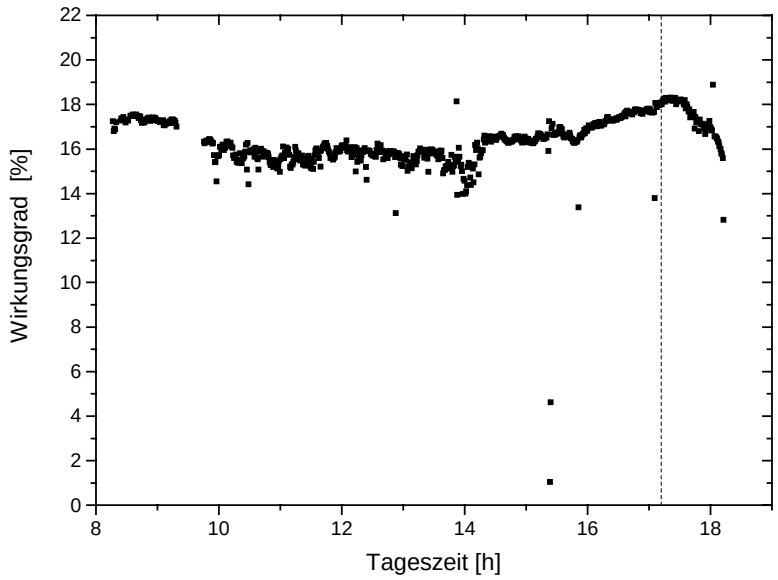

Abb. 4.22: Gemessener Wirkungsgrad eines Sub-Moduls mit $Ga_{0.35}In_{0.65}P/Ga_{0.83}In_{0.17}As$-Tandemsolarzelle bei senkrechtem Lichteinfall im Tagesverlauf.

In Abb. 4.22 ist der Modulwirkungsgrad gezeigt. Der an Hand des Füllfaktors abgeschätzte Punkt der Stromanpassung ist in der Darstellung markiert. Der Wirkungsrad erreicht hier einen Wert von 18,2 %. Am frühen Nachmittag, wenn die Bestrahlungsstärke maximal ist, erreicht der Wirkungsgrad nur einen Wert von 16,4 %. Die Erhöhung des Wirkungsgrades durch eine höhere Bestrahlungsstärke kann also in diesem Fall nicht die Reduzierung durch Stromfehlanpassung ausgleichen.

Der zweite Parameter, der einen deutlich sichtbaren Einfluß auf den Modulwirkungsgrad hat, ist die Zirkumsolarstrahlung. Der Strom der GaAs-Referenzzelle mit 0,5°-Blende läßt sich auf die mit dem Pyrheliometer gemessene Direktstrahlung normieren. Bleibt der normierte Strom konstant, dann hat die Zirkumsolarstrahlung keinen Einfluß auf den Wirkungsgrad. Die Normierung zeigt, daß der Wert im Zeitraum von 10:00-14:00h (MEZ) um 10 % reduziert wird. Bei der plötzlich eintretenden Besserung der Wetterlage zwischen 14:00h und 14:30h steigt der Wirkungsgrad von 15,5 % auf 16,5 %.

4.4 Zusammenfassung

Mit dem Linearkonzentrator mit zweiter Stufe wurde ein neuartiges Konzentratorsystem vorgestellt, das bei einachsiger Nachführung einen geometrischen Konzentrationsfaktor von 250 erreicht. Der hohe Konzentrationsfaktor wird durch dreidimensionale Sekundärkonzentratoren ermöglicht. Zur Herstellung der Komponenten wurden verschiedene Verfahren getestet und die am besten geeigneten Verfahren optimiert.

Verschiedene Methoden zur Charakterisierung der zweiten Stufe wurden präsentiert. Diese Messungen haben gezeigt, daß eine ausreichende Oberflächenqualität realisierbar ist. Begrenzende Faktoren sind Volumenabsorption und Justiergenauigkeit. Mit einem CPC aus Silikon wurde am Blitzlicht-Simulator ein guter optischer Wirkungsgrad von fast 90 % gemessen.

Unter Außenbedingungen wurde mit einer Tandemsolarzelle ein Wirkungsgrad von 20,6 % erzielt. Die Temperaturerhöhung der Solarzelle gegenüber der Umgebungstemperatur konnte mit passiver Kühlung auf 40 K beschränkt werden.

Die Messung des Wirkungsgrades insbesondere mit Tandemsolarzellen stellt eine schwierige Aufgabe dar. Bei der Außenmessung eines Sub-Moduls über einen exemplarischen Meßtag wurde deutlich, daß der Modulwirkungsgrad vor allem von der Zirkumsolarstrahlung und der Stromanpassung beeinflußt wird.

5 Vergleich der untersuchten Konzentratorsysteme und Ausblick

In diesem Kapitel werden die wichtigsten zur Zeit in der Entwicklung befindlichen Konzentratorsysteme vorgestellt. Das Problem des Vergleichs anhand der bei Flachmodulen üblichen Kriterien wie Modulwirkungsgrad und auf die Ausgangsleistung bezogene Modulkosten (Euro/W_p) wird diskutiert. Für den Vergleich der beiden in dieser Arbeit untersuchten Konzentratorsysteme wird eine Reihe anderer Kriterien entwickelt.

5.1 Bewertungskriterien für Konzentratorsysteme

5.1.1 Überblick über die wichtigsten Konzepte für Konzentratorsysteme mit hohen Konzentrationsfaktoren

Auf dem Gebiet der hochkonzentrierenden Photovoltaik-Systeme gibt es verschiedene Konzepte. Dazu gehören auch viele, die nicht mehr verfolgt werden. Die Konzentratorsysteme, die Gegenstand aktueller Forschung sind und Aussicht auf Anwendung haben, sollen hier zusammengefaßt werden. In Tab. 5.1 sind vier Systeme aufgeführt.

	Akzeptanzwinkel	Geometrische Konzentration	Zellen
Parabolspiegel White Cliffs (Solarsystems, SunPower)	–	340	RC-Si, 1,5 cm^2
Fresnel-Linsen-Konz. (Amonix) kommerzielle Systeme	0,5° gemessen (90 % P_{MP})	260	RC-Si, 1 cm^2
TIR-R (UPM-IES, SunPower) Entwicklungsprojekt	2,0° gerechnet (90 % Transmission)	300	RC-Si, 5,3 mm^2
RXI (UPM-IES) Forschungsprojekt	1,5° gemessen (90 % I_{SC})	1200	GaAs, 1 mm^2

Tab. 5.1: Überblick über die hoch-konzentrierenden Systeme, die sich gegenwärtig in der Entwicklung befinden.

Solarsystems hat mehrere ca. 20 m^2 große Parabolschüsseln, wie sie auch für den Einsatz von Stirling-Motoren verwendet werden, mit Konzentrator-Solarzellen vom amerikanischen Hersteller SunPower ausgestattet. Die um einen Faktor 340 konzentrierte Solarstrahlung wird auf ein wassergekühltes Array bestehend aus 380 Rückseitenkontakt-Siliziumzellen (RC-Si) gelenkt. Die Inhomogenität der Lichtverteilung kann durch Sekundärkonzentratoren verringert werden. Es wurde ein Modulwirkungsgrad von 20 % erzielt [34,74].

Bei den Systemen von Amonix handelt es sich um kommerzielle Fresnel-Linsen-Module mit einer Fläche von 160 m^2 und einer Ausgangsleistung von 25 kW_P. Der Konzentrationsfaktor ist $C_g = 260$. Durch die Verwendung von Sekundärkonzentratoren ist der Akzeptanzwinkel 0,5°. Das gesamte Modul wird mit einer Genauigkeit von 0,25° zweiachsig nachgeführt. Mit hocheffizienten Rückseitenkontakt-Siliziumzellen, die mit 1 cm^2 relativ groß sind, wird ein Modulwirkungsgrad von 18 % erreicht. Modulkosten von weniger als 2 $/$W_P$ werden angestrebt [8,75-77].

Der sogenannte TIR-R-Konzentrator ist eine gemeinsame Entwicklungsarbeit von SunPower und der Technischen Universität Madrid (UPM-IES). Der neuartige Konzentrator besteht aus einer asphärischen Linse im Zentrum und einer Sägezahnstruktur, die durch Totalreflexion das Licht auf die Zelle lenkt, im äußeren Bereich. Zusätzlich befindet sich auf der Solarzelle ein Sekundärkonzentrator. Der TIR-R-Konzentrator hat einen relativ großen Akzeptanzwinkel von 2° und bei einer Apertur von 16 cm^2 nur eine Höhe von etwa 3 cm. Geplant ist, eine große Anzahl dieser Konzentratoren zu einem Modul von der Größe eines normalen Flachmoduls zusammenzufassen. Eingesetzt werden ebenfalls Rückseitenkontakt-Siliziumzellen, deren Fläche aber nur 5,3 mm^2 ist. Man hofft, einen Modulwirkungsgrad von 20 % und Modulkosten von etwa 2,6 Euro/W_P zu erreichen [9,78].

Ein ähnliches, ebenfalls von der UPM-IES verfolgtes Konzept ist der sogenannte RXI-Konzentrator. Dieser kompakte nichtabbildende Konzentrator hat bei einem Konzentrationsfaktor von 1200 noch einen Akzeptanzwinkel von 1,5°. Das einfallende Licht wird zunächst an der gekrümmten Vorderseite des dielektrisch gefüllten Konzentrators gebrochen, dann an der verspiegelten Rückseite reflektiert und schließlich nach einer Totalreflexion an der Vorderseite auf die Solarzelle gelenkt. Mit GaAs-Zellen sollen ein Modulwirkungsgrad von 21 % und Modulkosten von 1,5 Euro/W_P erreicht werden [79-82].

5.1.2 Vergleichskriterien für Konzentratormodule

Der Vergleich von Flachmodulen und Konzentratormodulen ist, auch wenn beide durch den Modulwirkungsgrad und die auf die Ausgangsleistung bezogenen Kosten (in $/$W_P$ bzw. Euro/W_P) beschrieben werden, schwierig. Ein aussagekräftiger Vergleich zwischen Flachmodul und Konzentratormodul bzw. zwischen verschiedenen Konzentratormodulen ist nur über die Stromgestehungskosten möglich. Die Stromgestehungskosten werden durch die Kosten für das Konzentratorsystem und den Jahresertrag bestimmt.

Die Berechnung der Stromgestehungskosten bei einem Konzentratorsystem ist jedoch mit einer sehr großen Unsicherheit behaftet. Der Jahresertrag eines Konzentratorsystems an einem Standort (in kWh/kW_P) ist schwerer abzuschätzen als bei Flachmodulen, da der Einfluß der Zirkumsolarstrahlung und im Fall von Tandemsolarzellen der Einfluß des Spektrums nicht ohne weiteres vorhergesagt werden kann. Dies ist ein wichtiges Gebiet für weiterführende Arbeiten. Es fehlt sowohl an Methoden zur genauen Charakterisierung von Konzentratormodulen als auch an geeigneten Datensätzen für sonnenreiche Standorte (Spektraldaten, Zirkumsolaranteil). Für eine Vorhersage des Jahresertrags unterschiedlicher Konzentratorsysteme reicht die Kenntnis der Direkstrahlung allein nicht aus.

Ebenso schwierig ist es, die Kosten für das Konzentratorsystem möglichst genau abzuschätzen. Insbesondere über die flächenproportionalen Kosten (Konzentratoroptik, Modulfertigung, Nachführung etc.) lassen sich nur vage Aussagen treffen. Nichtsdesto-

trotz haben sich mehrere Autoren mit dem Thema Kosten von Konzentratorsystemen auseinandergesetzt [83-85].

Zumindest der Rahmen, in dem die flächenproportionalen Kosten liegen müssen, soll an dieser Stelle abgeschätzt werden. In Abb. 5.1 sind erlaubte Zellkosten und flächenproportionale Kosten für verschiedene, nicht näher definierte Konzentratorsysteme gezeigt. Bei der Berechnung war vorgegeben, daß an einem südeuropäischen Standort mit durchschnittlicher Direktstrahlung (Madrid, DNI 1826 kWh/m^{2}a) Stromgestehungskosten von unter 0,10 Euro/kWh erreicht werden. Die verschiedenen Annahmen, die in diese Rechnung eingegangen sind, sind im Anhang zusammengefaßt.

Die Darstellung zeigt den Bereich der Zellkosten, der bei III-V-Solarzellen – nicht zuletzt auch durch den Umsatz von Weltraumzellen – erreichbar ist. Die Schätzungen für GaAs-Zellen liegen zwischen 2 und 6 Euro/cm^2 [51,83,86,87]. Die Kosten für Tandemsolarzellen werden etwa 15 % höher sein [88].

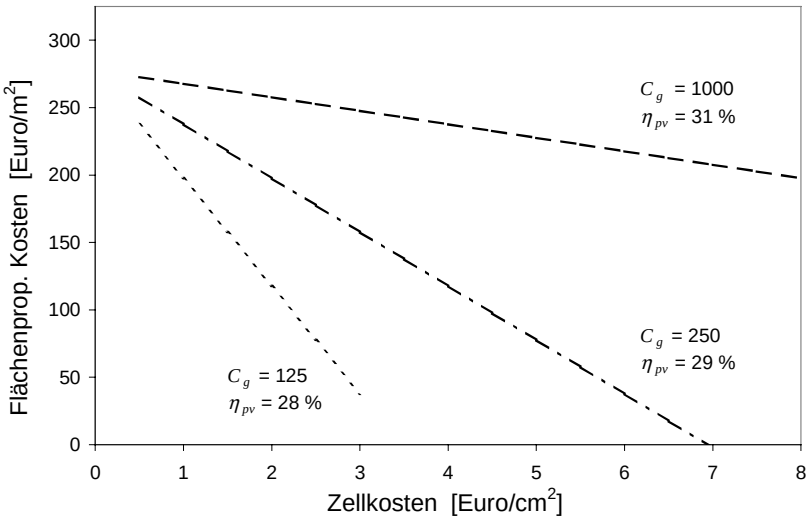

Abb. 5.1: Limit der flächenproportionalen Kosten (auf die Modulfläche bezogen) aufgetragen über den Zellkosten (auf die Zellfläche bezogen) bei Konzentratorsystemen mit Tandemsolarzellen. Die Vorgabe war, daß an einem mediterranen Standort wie Madrid (DNI 1826 kWh/m^{2}a) Stromgestehungskosten von unter 0,1 Euro/kWh erreicht werden. Bei der Schätzung des Zellwirkungsgrades unter Laborbedingungen wurde angenommen, daß die Solarzellen für die jeweilige Konzentration optimiert sind.

Man sieht am Ergebnis der drei Rechnungen, daß die flächenproportionalen Kosten 250 Euro/m^2 nicht übersteigen dürfen. Dieses Maximum wird nur geringfügig durch den höheren Wirkungsgrad bei Systemen mit hoher Konzentration verändert. Ein hoher Konzentrationsfaktor führt dazu, daß die Zellkosten nur wenig an den erlaubten flächenproportionalen Kosten ändern. Bei niedrigem Konzentrationsfaktor lassen die Zellkosten nur noch niedrige flächenproportionale Kosten zu.

Das zeigt, daß gerade in dem Konzentrationsbereich der beiden untersuchten Konzentratorsysteme die Senkung der flächenproportionalen Kosten von hoher Bedeutung ist. Bei einem Konzentratorsystem für einen Konzentrationsfaktor von 125, wie der in Kapitel 3 beschriebene Fresnel-Linsen-Konzentrator, ist es Voraussetzung, daß die flä-

chenproportionalen Kosten auf weniger als 100 Euro/m^2 begrenzt werden können und sich die optimistischen Schätzungen für die Entwicklung der Zellkosten bewahrheiten.

Aus diesem Grunde wird zur Zeit intensiv daran gearbeitet, einen Fresnel-Linsen-Konzentrator mit $C_g = 500$ und mit einem ähnlichen Akzeptanzwinkel, wie er bei dem untersuchten Fresnel-Linsen-Konzentrator gemessen wurde, zu entwickeln. Mit dem abgewandelten Fresnel-Linsen-Konzept, bei dem die Abmessungen der Module unverändert bleiben und kleinere Zellen eingesetzt werden, wurde bereits ein Modulwirkungsgrad von 21 % erzielt [89].

5.2 Bewertung der beiden untersuchten Konzentratorsysteme

Im letzten Abschnitt wurde gezeigt, daß die Stromgestehungskosten bei den untersuchten Konzentratorsystemen neben den drei Kriterien Modulwirkungsgrad, Konzentrationsfaktor und Akzeptanzwinkel vor allem von einer Größe bestimmt werden: Den flächenproportionalen Kosten. Statt einer quantitativen Abschätzung dieses Anteils Kosten sollen stellvertretend dafür weitere Kriterien für einen Vergleich von Fresnel-Linsen-Konzentrator (Kapitel 3) und Linearkonzentrator mit zweiter Stufe (Kapitel 4) verwendet werden.

In Tab. 5.2 sind die Ergebnisse dieses Vergleichs zusammengefaßt. Die Noten, die bei den verschiedenen Kriterien vergeben wurden, ergeben sich aus dem Vergleich mit den oben beschriebenen, anderen Konzentratorsystemen, die zur Zeit in der Entwicklung sind. Die Bewertung erfolgt zwischen ++ (besser als alle anderen) über + (so gut wie der beste) und o (durchschnittlich) zu – (so schlecht wie der schlechteste) und – – (schlechter als alle anderen). Die Eigenschaften der in Abschnitt 5.1.1 beschriebenen Konzentratorsysteme gehen also indirekt in die Bewertung ein.

Kriterien für niedrige Stromgestehungskosten	Fresnel-Linsen-Konzentrator	Linearkonzentrator mit zweiter Stufe
Modulwirkungsgrad	++	o
Geometrische Konzentration	– –	–
Akzeptanzwinkel	–	o
Betriebskosten (operation & maintenance)	o	+
Übertragbarkeit von industriellen Fertigungsprozessen	–	+
Geringe Materialbelastung während des Betriebs	+	–

Tab. 5.2: Bewertung der beiden untersuchten Konzentratorsysteme im Vergleich zu tab. 5.1.

Modulwirkungsgrad

Mit dem Konzept des Fresnel-Linsen-Konzentrators wurde ein Modulwirkungsgrad von 25 % erreicht. Dieses Ergebnis, das durch die Auswahl der besten Komponenten erzielt wurde, hat gezeigt, welches Potential dieses Konzentratorsystem hat.

Der Linearkonzentrator mit zweiter Stufe wird auch mit größerem Entwicklungsaufwand vermutlich nicht einen derartig hohen Wirkungsgrad erreichen. Dafür müßte die Absorption der zweiten Stufe – beispielsweise durch die Verwendung von Glas [86] – erheblich reduziert werden. Außerdem müßte die optische Qualität der ersten Konzentratorstufe deutlich verbessert werden, was sich im großen Maßstab als schwierig erwiesen hat [90].

Geometrische Konzentration

In Abb. 5.1 wurden die Vorteile eines hohen Konzentrationsfaktors anschaulich dargestellt. Der Konzentrationsfaktor des Fresnel-Linsen-Konzentrators liegt weit unter dem vergleichbarer Konzepte (Tab. 5.1).

Mit dem Linearkonzentrator mit zweiter Stufe wird wie angestrebt ein Konzentrationsfaktor erreicht, der im Bereich heutiger Konzentratorsysteme mit zweiachsiger Nachführung liegt.

Akzeptanzwinkel

Eine Erhöhung der Konzentration hat einen geringeren Akzeptanzwinkel zur Folge, wenn das Konzentratorkonzept nicht verändert wird. Der äußerst niedrige Akzeptanzwinkel des Fresnel-Linsen-Konzentrators, durch den bereits der größte Teil der Zirkumsolarstrahlung verloren geht, verhindert die Realisierung höherer Konzentrationsfaktoren, ohne daß Änderungen in der Konzentratoroptik (Verwendung von Point-Focus-Linsen, Einsatz einer zweiten Stufe, höhere Justiergenauigkeit der Solarzellen) vorgenommen werden.

Wie sehr ein kleiner Akzeptanzwinkel bei dem Jahresertrag ins Gewicht fällt, ist nicht geklärt. In [91] wird ein Vergleich zwischen Flachmodul und Fresnel-Linsen-Konzentrator für einen Küstenstandort präsentiert. Bei den Messungen über ein Jahr traten nur sehr selten Wetterlagen auf, bei denen das Konzentratorsystem weniger Ausgangsleistung hatte als das Flachmodul.

Der Linearkonzentrator mit zweiter Stufe hat einen höheren Akzeptanzwinkel, der dem des Amonix-Systems [77] und vermutlich auch dem der Parabolschüssel von Solarsystems entspricht.

Betriebskosten

Die Betriebskosten umfassen beispielsweise die Kosten für Reparaturen oder Wartung der Anlage. Einen großen Anteil der Wartungskosten entsteht durch die erforderliche Reinigung der Module. In [90] wurde für einen Parabolrinnen-Konzentrator auf Teneriffa ein Leistungsverlust durch Verschmutzung von 11 % nach einem Monat ermittelt. An anderer Stelle werden für nachgeführte Systeme Verluste von etwa 5 % angegeben [36,92].

Der Linearkonzentrator mit zweiter Stufe ist dem Fresnel-Linsen-Konzentrator in dieser Hinsicht unterlegen. Die zweite Stufe macht das System empfindlicher gegen Verschmutzung. Während es bei dem Fresnel-Linsen-Konzentrator nur eine der Witterung ausgesetzte, optisch aktive Fläche gibt, sind es bei dem Linearkonzentrator mit der Spie-

geloberfläche und der CPC-Oberfläche zwei. Höchstwahrscheinlich verschlechtern sich auch die Transmissionseigenschaften durch Verschmutzung der Seitenflächen der CPCs.

Der Strombedarf beim Betrieb macht einen weiteren Teil der Betriebskosten aus. Beide Systeme kommen mit passiver Kühlung aus, somit sind Steuerung und achführung die einzige Verbraucher. Die einfachere Art der achführung halbiert den Strombedarf des Linearkonzentrators mit zweiter Stufe und macht das System zuverlässiger 34 .

Übertragbarkeit von industriellen Fertigungsprozessen

Die flächenproportionalen Kosten eines Konzentratorsystems können niedrig gehalten werden, wenn bereits vorhandene Fertigungsprozesse angewendet werden können. Der TIR-R-Konzentrator ist ein Beispiel für die gezielte Ausrichtung eines Konzepts auf dieses Kriterium. Hier wird angestrebt, Standardverfahren wie den Spritzgu für die optischen Komponenten und das Laminieren, wie es zum Verkapseln von Flachmodulen angewendet wird, einzusetzen 9 .

Mit dem Fresnel-Linsen-Konzentrator wird bei der Herstellung der Linsen und der Module auf einfache Verfahren und billige Materialien gesetzt. In beiden Fällen gibt es aber keine vergleichbaren Massenprodukte. Vor allem bei dem Modulbau ist dies wichtig, da er nach 85 den grö ten Anteil der flächenproportionalen Kosten ausmacht.

Der Linearkonzentrator mit zweiter Stufe kommt ohne Modulgehäuse aus. Parabolrinnen-Konzentratoren wurden bereits in gro er Zahl gefertigt 70 .

Die Herstellung der CPCs stellt allerdings ein Problem dar, das sich aber von dem des RXI-Konzentrators nicht unterscheidet. Das Spritzgu verfahren ist am besten für dünnwandige Teile (wenige mm) geeignet. Teile mit den Abmessungen der CPCs erfordern ein Vorheizen der Gu form und ein langsames Abkühlen, währenddessen weiterer Kunststoff in die Form gepre t wird. Die Zykluszeit läge etwa bei 15 Minuten, die Kosten wären somit selbst bei hohen Stückzahlen durch die Maschinenzeiten bestimmt 93 . Eine Alternative wäre die Herstellung der CPCs aus Glas. Diese mü ten allerdings poliert werden, was bei Teilen, die nicht rotationssymmetrisch sind, relativ aufwendig ist.

Geringe Materialbelastung während des Betriebs

Da Konzentratorsysteme ähnlich lange im Betrieb sein sollen wie Flachmodule, mu eine Alterung der eingesetzten Materialien möglichst verhindert werden. Die Auswirkungen von ständig wechselnden Temperaturen im Innern von Konzentratormodulen sind bekannt 75 . Die definierte Atmosphäre im Innern der Fresnel-Linsen-Konzentratoren reduziert Korrosion, so da die Versiegelung der Module wahrscheinlich die Lebenserwartung bestimmt.

Der Linearkonzentrator mit zweiter Stufe ist weniger robust. Sowohl die Spiegeloberfläche als auch die Sekundärkonzentratoren bestehen aus Kunststoff, so da häufige Reinigung möglicherweise auch den optischen Wirkungsgrad verschlechtert. Hinzu kommt, da die Temperaturzyklen die Kontaktfläche zwischen CPC und Solarzelle stark belasten.

Zusammenfassend lä t sich sagen, da der herausragende Vorzug des Fresnel-Linsen-Konzentrators der hohe Modulwirkungsgrad ist, der damit erzielt wurde. Mit Blick auf die Modulkosten wiegt dieser Vorteil genauso schwer wie der achteil des geringen Konzentrationsfaktors. Die Bewertung der übrigen Kriterien gibt kein klares Bild.

An dieser Stelle soll hervorgehoben werden, da es bei beiden Konzentratorsystemen noch Optimierungsbedarf gibt. Bei dem Linearkonzentrator mit zweiter Stufe liegt der

Optimierungsbedarf sowohl im Modulwirkungsgrad als auch im Konzentrationsfaktor. Die Frage, welchen Vorteil die einachsige Nachführung hat, kann letztendlich nur durch Messungen über einen großen Zeitraum beantwortet werden.

5.3 Zusammenfassung und Ausblick

In dieser Arbeit wurden die Entwicklung und Optimierung zweier Konzentratorsysteme für hohe Konzentrationsfaktoren (> 100) beschrieben. Bei beiden Systemen kamen Konzentrator-Solarzellen aus III-V-Halbleitern zum Einsatz.

Hohe Konzentrationsfaktoren erzeugen hohe Stromdichten in der Solarzelle und machen es notwendig, den Serienwiderstand der Solarzelle zu minimieren. Für die Optimierung der Gridstruktur, die hier eine herausragende Rolle spielt, werden Programme eingesetzt, die bezüglich der Spannungsverteilung auf der Solarzelle und der daraus resultierenden Veränderung des Serienwiderstands („distributed series resistance"-Effekt) Näherungen machen.

Es wurde gezeigt, daß bei der üblichen Optimierungsmethode für Gridstrukturen von Konzentrator-Solarzellen weniger der „distributed series resistance"-Effekt als vielmehr die Unkenntnis der Modellparameter für Ungenauigkeiten verantwortlich sind. Das gilt für die hier untersuchten, hohen Konzentrationen bis 1000.

Indirekte Folgen des „distributed series resistance"-Effekts wie eine verstärkte Reduzierung der Leerlaufspannung aufgrund von metallbedeckter Diodenfläche und die starken Auswirkungen eines vordergründig unerheblichen Konstruktionsfehlers, nämlich der höheren Stromdichte an den beiden Randfingern, wurden im Zusammenhang mit der Simulation von GaAs-Zellen aufgedeckt.

Mit Blick auf die beiden untersuchten Konzentratorsysteme wurden die Auswirkungen einer inhomogenen Lichtverteilung auf die Zellparameter untersucht. Unbeleuchtete Zellfläche kann den Füllfaktor dramatisch reduzieren. An einem Beispielsystem mit nichtabbildendem Sekundärkonzentrator wurde gezeigt, daß selbst bei einem hohen spezifischen Emitterwiderstand von $\rho_e = 2{,}6 \cdot 10^{-2}\ \Omega$cm eine inhomogene Lichtverteilung vergleichsweise unkritisch ist, sofern die Zelle vollständig bestrahlt wird.

Als erstes Konzentratorsystem wurde ein Fresnel-Linsen-Konzentrator beschrieben, der mit Blick auf Langlebigkeit und Erreichen hoher Wirkungsgrade konzipiert wurde. Mit einem 768 cm^2 großen Modul mit GaAs-Zellen wurde ein Wirkungsgrad von 19 % erreicht.

Die Optimierung dieses Konzepts und der Einsatz von Tandemsolarzellen ermöglicht weit höhere Wirkungsgrade. Ein 190 cm^2 großes Konzentrator-Modul mit $Ga_{0.35}In_{0.65}P/Ga_{0.83}In_{0.17}As$-Zellen erreichte einen Wirkungsgrad von 24,8 % (DNI 596 W/m^2). Für die Charakterisierung wurde ein neues Verfahren auf der Grundlage der Spektrometrischen Charakterisierung angewandt. Es wurde deutlich, daß die Veränderung des Spektrums und die Erhöhung der Zirkumsolarstrahlung den Wirkungsgrad auf unter 23 % reduzieren können.

Die Berechnung des effektiven Konzentrationsfaktors dieses Fresnel-Linsen-Konzentrators hat gezeigt, daß weitere Optimierung vor allem durch bessere Justage möglich ist. Bestes Mittel für mehr Toleranz beim Justieren und gegenüber lokalem Mismatch durch die spektralen Schwankungen sind abbildende Sekundärkonzentratoren, wobei die Verwendung eines „Prismatic Cover" dann nicht mehr mög-

lich ist. Die Auswirkungen des letzteren Effekts bei den verwendeten Spot-Focus-Linsen lassen sich nur mit weiteren Messungen beurteilen.

Ziel einer Charakterisierung ist eine möglichst genaue Aussage über den Jahreswirkungsgrad des Moduls. Die Labormessungen an einer Referenzzelle und die Außenmessungen ließen zwar weitreichende Schlüsse auf die Eigenschaften des Moduls zu, zur Vorhersage eines Jahreswirkungsgrades muß das Verfahren jedoch noch weiterentwickelt werden. Mit dieser Arbeit wurde ein wichtiger Beitrag dazu geleistet.

Das zweite Konzentratorsystem, das hier untersucht wurde, war der Linearkonzentrator mit zweiter Stufe. Mit diesem neuartigen Konzentratorsystem wird bei einachsiger Nachführung ein geometrischer Konzentrationsfaktor von 250 erreicht. Dieses wird durch die Verwendung von dreidimensionalen Sekundärkonzentratoren ermöglicht. Zur Herstellung der Komponenten wurden verschiedene Verfahren getestet und die am besten geeigneten Verfahren optimiert.

Verschiedene Methoden zur Charakterisierung der zweiten Stufe wurden präsentiert. Diese Messungen haben gezeigt, daß eine ausreichende Oberflächenqualität realisierbar ist. Begrenzende Faktoren sind Volumenabsorption und Justiergenauigkeit. Mit einem CPC aus Silikon wurde am Blitzlicht-Simulator ein sehr guter optischer Wirkungsgrad von annähernd 90 % erzielt.

Unter Außenbedingungen wurde mit einer Tandemsolarzelle ein Wirkungsgrad von 20,6 % erzielt. Die Temperaturerhöhung der Solarzelle gegenüber der Umgebungstemperatur konnte mit passiver Kühlung auf 40 K beschränkt werden. Diese Ergebnisse der Outdoor-Messungen zeigen, daß die Komponenten des Konzentrators noch verbessert werden müssen.

Die Messung des Wirkungsgrades von Konzentratormodulen, insbesondere bestückt mit Tandemsolarzellen, stellt eine schwierige Aufgabe dar. Bei der Außenmessung eines Sub-Moduls über einen exemplarischen Meßtag wurde deutlich, daß der Modulwirkungsgrad vor allem von der Zirkumsolarstrahlung und der Änderung des Spektrums beeinflußt wird.

Abschließend wurden die beiden untersuchten Konzentratorsystme gegenübergestellt. In diesem Zusammenhang wurden mehrere Konzentratorsysteme, die sich zur Zeit ebenfalls in der Entwicklung befinden, eingehend erläutert.

In Relation zu diesen wurde eine Reihe von Kriterien aufgestellt, an Hand derer die Vor- und Nachteile der beiden untersuchten Konzentratorsysteme deutlich werden. Beide Systeme haben ein erhebliches Potential, bedürfen aber vor der Einführung weiterer Entwicklungsarbeit. Die Ergebnisse einer Kostenstudie haben gezeigt, daß in dem Konzentrationsbereich der beiden Systeme die flächenproportionalen Kosten die größte Herausforderung bei der Entwicklungsarbeit bilden. Mit höheren Konzentrationsfaktoren (> 500) kann mehr Spielraum bei den flächenproportionalen Kosten geschaffen werden.

Nur die Stromgestehungskosten bieten einen eindeutigen Vergleich zwischen verschiedenen Konzentratorsystemen. Für einen definierten Standort läßt sich jedoch keine Aussage darüber machen, weil sich nicht die Modulkosten, vor allem aber nicht der zu erwartende Jahresertrag mit den heutigen Mitteln bestimmen lassen. Um das zu ermöglichen, ist speziell mit Blick auf Konzentratorsysteme, die bei noch höheren Konzentrationen arbeiten und mit Tandemsolarzellen ausgestattet sind, Arbeit in zwei Bereichen nötig: Erstens bei der Charakterisierung von Konzentratormodulen und zweitens bei der Erfassung geeigneter Meßdaten (spektrale Meßdaten, Anteil Zirkumsolarstrahlung) für sonnenreiche Standorte.

6 Anhang

6.1 Abkürzungen

AFM	Atomic Force Microscope
AlGaAs	Aluminium-Gallium-Arsenid
AM	„air mass“, Länge des Lichtweges durch die Atmosphäre relativ zur Dicke der Atmosphäre
AM0	Extraterrestrisches Sonnenspektrum (air mass 0)
AM1.5g	Terrestrisches Sonnenspektrum mit air mass 1.5
AM1.5d	Terrestrisches Sonnenspektrum mit air mass 1.5 ohne Diffusanteil
ARC	Antireflection Coating (Antireflexschicht)
BSF	back-surface-field zur Rückseitenpassivierung der Solarzelle
Cap	Hochdotierte Deckschicht unterhalb der Kontakte
CPC	Compound Parabolic Concentrator (Verbindungsparaboloid)
DNI	Direct normal irradiance
EL	Elektrolumineszenz
EUCLIDES	„European Concentrated Light Intensity Development of Energy Sources“ (Prototyp eines Parabolrinnen-Solarkraftwerks)
GaAs	Gallium-Arsenid
GaInAs	Gallium-Indium-Arsenid
GaInNAs	Gallium-Indium-Nitrid-Arsenid
GaInP	Gallium-Indium-Phosphid
GaSb	Gallium-Antimonid
GIMO	Gittermonochromator-Meßplatz
GridOpt	Software zur Optimierung der Gridstruktur von Konzentrator-Solarzellen
Fenster	Für die Solarzelle transparente Schicht zur Oberflächenpassivierung
ISE	Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Freiburg
I-V-Kennlinie	Strom-Spannungs-Kennlinie einer Solarzelle (Hell- bzw. Dunkelkennlinie)
I^*-V^*-Kennlinie	serienwiderstandsfreie Strom-Spannungs-Kennlinie
Kosim	Konzentrator-Simulator
LED	Light Emitting Diode (Leuchtdiode)
MEZ	Mitteleuropäische (Winter-)Zeit
MgF_2	Magnesiumfluorid
MOVPE	Metallorganische Gasphasenepitaxie - Metal Organic Vapor Phase Epitaxy (auch MOCVD, oder OMVPE, ...)
MPP	Maximum Power Point (Punkt maximaler Leistung)
Musim	Multilichtquellen-Simulator
NREL	National Renewable Energy Laboratory
PV	Photovoltaik
PMMA	Polymethylmethacrylat
RS	Rückseite

SMARTS2	„Spectral Model for Atmospheric Transmission of Sunshine“
SMC	Spektrometrische Charakterisierung
SRC	Standard Reporting Conditions (Standardbezugsbedingungen)
SWT	Abteilung Solarzellen-Werkstoffe und Technologie
TiO_2	Titandioxid
TiO_x	Titanoxid mit unklarer Zusammensetzung
Ti/Pd/Ag	Titan/Palladium/Silber-Legierung für Vorderseitenkontakte
UPM-IES	Universidad Politécnica de Madrid, Instituto de Energía Solar
VS	Vorderseite

6.2 Nomenklatur

A	[cm²]	Fläche
A_{in}	[cm²]	Eintrittsfläche
A_{out}	[cm²]	Austrittsfläche
$A_{pv,tot}$	[cm²]	Gesamtfläche der Solarzelle („total area“)
$A_{pv,std}$	[cm²]	Nennfläche der Solarzelle („standard area“)
$A_{pv,ph}$	[cm²]	Photoaktive Fläche der Solarzelle („photoactive area“)
$A_{pv,des}$	[cm²]	Normfläche der Solarzelle („designated area“)
$\alpha(\lambda)$	[m^{-1}]	Absorptionskoeffizient
β		Angström-Trübungskoeffizient (Aerosolgehalt)
C		Konzentrationsfaktor
C_g		geometrische Konzentration
C_{lam}		Konzentration eines ideal-lambertschen Konzentrators
C_{mW}		Konzentration eines Konzentrators mit maximalem Wirkungsgrad ($\mathcal{I}$ = 1)
C_{opt}		optische Konzentration
δ_{RMS}	[nm]	Rauheit (Root-Mean-Square-Abweichung von der glatten Oberfläche)
$E(\lambda)$	[W/m²µm]	spektrale Bestrahlungsstärke
E_G	[eV]	Bandlückenenergie
$EQE(\lambda)$	[%]	externe Quanteneffizienz
$\mathcal{E}$	[cm^2]	Phasenraumvolumen (Étendue)
f	[mm]	Brennweite
FF	[%]	Füllfaktor
G	[W/m²]	Bestrahlungsstärke, Intensität
G_{tot}	[kWh/m²a]	jährliche Einstrahlung auf eine Fläche
$\mathcal{G}$	[1/s]	Generationsrate
$h(\lambda)$	[m^{-1}]	Streukoeffizient
η	[%]	Wirkungsgrad (Effizienz)

η_{mod}	[%]	Wirkungsgrad des Moduls
η_{opt}	[%]	optischer Wirkungsgrad
η_{pv}	[%]	Wirkungsgrad der Solarzelle
$\mathcal{I}$		Interceptfaktor
$\mathcal{I}_{oV}$		Interceptfaktor eines Konzentrators mit optimaler Verstärkung ($C = C_{lam}$)
I	[A]	Strom
I_{SC}	[A]	Kurzschlußstrom
$I_{SC,0}$	[A]	Ein-Sonnen-Kurzschlußstrom (Standardspektrum)
$IQE(\lambda)$	[%]	interne Quanteneffizienz
J	[A/m²]	Stromdichte
J_{ph}	[A/m²]	Photostromdichte
$J_{ph}^{TOP}(E(\lambda))$	[A/m²]	Photostromdichte der Top-Zelle für ein Spektrum
$J_{n/p}$	[A/m²]	Photostromdichte der Elektronen/ Löcher
$J_{01,02}$	[A/m²]	Dunkelsättigungsstromdichte (Dunkelstromdichte)
J_{SC}	[A/m²]	Kurzschlußstromdichte
J_{MP}	[A/m²]	Stromdichte am Punkt maximaler Leistung
$\varphi(x)$	[V]	Potential
$\kappa(\eta)$	[$\%_{rel}$/K]	Temperaturkoeffizient des Wirkungsgrads
$\kappa(V_{OC})$	[mV/K]	Temperaturkoeffizient der Leerlaufspannung
λ	[nm]	Wellenlänge
λ_G	[nm]	der Energiebandlücke entsprechende Wellenlänge
$\mu_{n,p}$	[m²/Vs]	Beweglichkeiten der Elektronen/Löcher
$n(\lambda)$		Brechungsindex
N_A	[m^{-3}]	Konzentration der Akzeptoratome
N_D	[m^{-3}]	Konzentration der ionisierten Donatoratome
$p(x)$	[m^{-3}]	Anzahl der freien Löcher
P_{MP}	[W/m^2]	Maximale Leistung
PR	[%]	Performance Ratio
r		Reflexionsgrad
R_P	[Ωcm^2]	Parallelwiderstand
R_S	[Ωcm^2]	Serienwiderstand
$R_{S,dkl}$	[Ωcm^2]	Serienwiderstand aus der Dunkelkennlinie
$R_{S,hell}$	[Ωcm^2]	Serienwiderstand aus der Hellkennlinie
R_b	[Ωcm^2]	Basiswiderstand
$\overline{R}_e$	[Ω]	Emitterschichtwiderstand
R_c	[Ωcm^2]	Kontaktwiderstand
$\overline{R}_m$	[Ω]	Metallschichtwiderstand
$\rho(x)$	[C/m]	Ladungsdichte (eindimensional)
ρ_c	[Ωcm^2]	spezifischer Kontaktwiderstand

ρ_e	[Ωcm]	spezifischer Emitterwiderstand
ρ_m	[Ωcm]	spezifischer Metallwiderstand
t		Transmissionsgrad
T	[K]	Temperatur
T_{amb}	[K]	Umgebungstemperatur
T_{pv}	[K]	Zelltemperatur
θ_{akz}	[°]	Akzeptanzwinkel
θ_{in}	[°]	Eintrittswinkel
$\theta_{in,k}$	[°]	konstruktiver Eintrittswinkel
θ_{out}	[°]	Austrittswinkel
$\theta_{out,k}$	[°]	konstruktiver Austrittswinkel
V	[V]	Spannung
V_{OC}	[V]	Leerlaufspannung
V_{MP}	[V]	Spannung am Punkt maximaler Leistung
V_{th}	[V]	thermische Spannung

6.3 Konstanten

c	$2{,}998*10^{8}$	[m/s]	Lichtgeschwindigkeit im Vakuum
ε_0	$8{,}854*10^{-12}$	[As/Vm]	Dielektrizitätskonstante im Vakuum
h	$6{,}625*10^{-34}$	[Js]	Planck'sches Wirkungsquantum
k	$1{,}381*10^{-23}$	[J/K]	Boltzmann'sche Konstante
π	3,1416		Kreiszahl
q	$1{,}602*10^{-19}$	[C]	Elementarladung
θ_E	23,5	[°]	Ekliptik
θ_S	0,265	[°]	Sonnenwinkel

6.4 Weitere Abbildungen

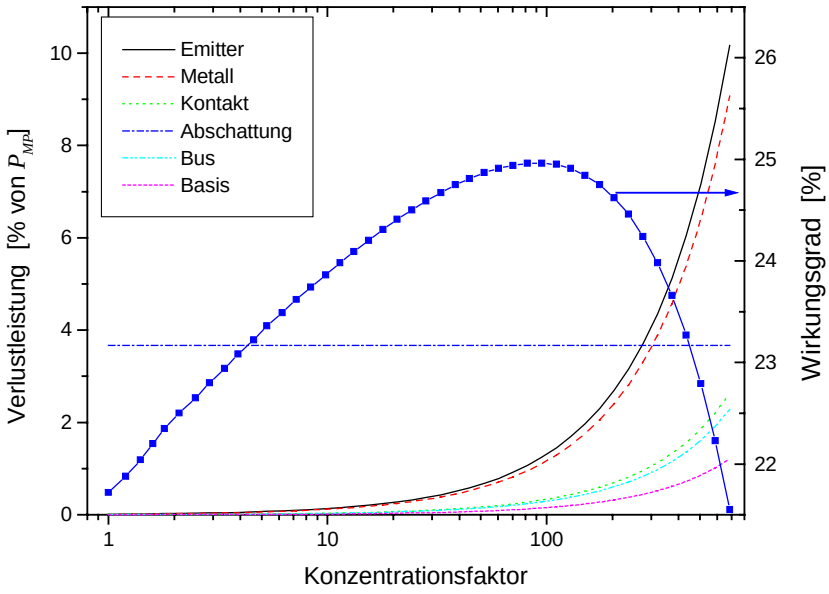

Abb. 6.1: Aufteilung der Verlustleistung und Wirkungsgrad der GaAs-Zelle 675-6-1(200) berechnet mit GridOpt für Konzentrationen von 1 bis 700.

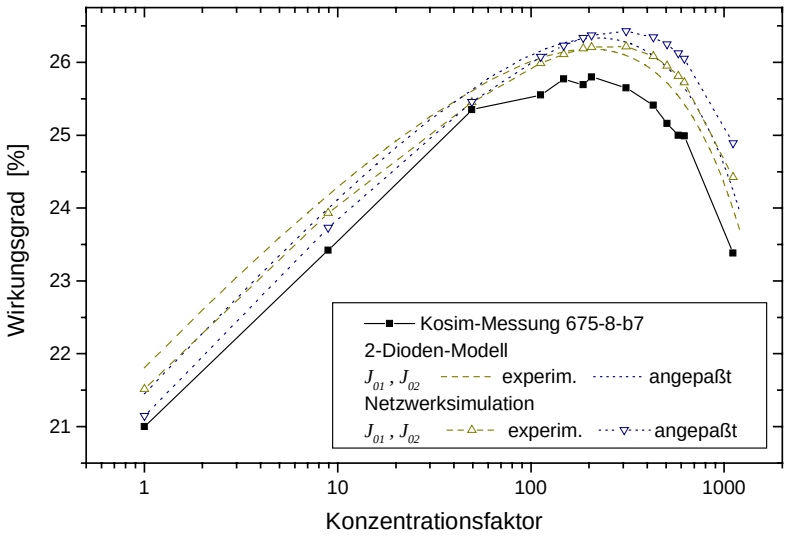

Abb. 6.2: Verlauf des Wirkungsgrades mit dem Konzentrationsfaktor für 675-8-b7(600); im ersten Fall sind die experimentell an der Zelle 675-6-1(200) ermittelten Diodensättigungsströme verwendet worden, im zweiten Fall angepaßte Werte.

Nummer	Uhrzeit (GMT+1)	air mass	Direkte Bestrahlungsstärke, DNI [W/m²]	Intensitätsschwankung während der Messung	Temperatur Modul [°C]	Temperatur TandemSZ [°C]	Umgebungstemperatur [°C]	I_{Photo}(top) [mA] aus abs. EQE bestimmt	I_{Photo}(bot) [mA] aus abs. EQE bestimmt	Stromfehlanpassung I_{Photo}(bot)/I_{Photo}(top)	Gemessener I_{SC} TandemSZ [mA]	Abweichung zw. Gemessenem I_{SC} und Min(I_{ph}(top),I_{ph}(bot) [%]	FF Tandem SZ [%]	I_{SC} Modul [mA]	Effektive Konzentration I_{SC}(Modul)/I_{SC}(TandemSZ)	FF Modul [%]	V_{OC} Modul [V]	P_{Mpp} Modul [W]	η Modul [%]
1	10:02	1,54	651	±2,4	26,5	19,9	20,8	1,50	1,26	0,84	1,30	3,3	84,3	546	105,1	83,8	6,41	2,94	23,5
2	14:25	1,43	761	±1,3	36,8	29,9	26,5	1,79	1,48	0,83	1,49	0,7	84,5	636	106,4	81,8	6,34	3,30	22,6
3	14:48	1,51	770	±0,2	38,3	30,8	26,2	1,84	1,53	0,83	1,55	1,0	84,4	662	106,9	80,5	6,32	3,37	22,8
4	15:34	1,73	700	±1,1	35,9	29,1	26,7	1,72	1,45	0,85	1,47	1,1	84,0	631	107,5	80,2	6,33	3,20	23,9
5	16:05	1,96	655	±1,9	36,1	29,8	26,9	1,55	1,32	0,86	1,34	1,1	83,3	571	106,7	80,4	6,33	2,91	23,1
6	17:16	3,05	544	±2,0	34,4	29,0	27,0	1,22	1,17	0,96	1,16	-1,0	79,1	507	109,1	78,2	6,31	2,51	24,0
7	17:57	4,61	361	±3,7	31,4	27,6	26,0	0,73	0,82	1,13	0,69	-5,2	79,0	297	107,1	87,3	6,26	1,62	23,5
8	13:03	1,33	836	±0,3	32,3	27,3	24,7	2,04	1,60	0,78	1,63	1,8	85,7	699	107,4	83,5	6,41	3,74	23,3
9	13:20	1,35	827	±0,3	33,2	29,3	24,4	2,02	1,60	0,79	1,63	2,1	85,0	701	107,6	82,8	6,40	3,72	23,4
10	14:17	1,46	825	±0,1	33,5	28,6	25,6	2,02	1,60	0,79	1,63	1,4	85,1	702	108,0	82,7	6,39	3,72	23,4
11	08:45	2,81	666	±0,7	32,8	25,9	23,7	1,53	1,37	0,90	1,40	2,0	82,5	611	109,1	80,1	6,37	3,12	24,4
12	09:04	2,51	707	±0,5	32,5	26,0	23,6	1,65	1,43	0,87	1,46	2,0	83,2	635	108,7	81,1	6,38	3,28	24,2
13	09:22	2,30	731	±0,5	31,0	26,1	25,0	1,73	1,47	0,85	1,49	1,8	83,6	650	108,8	81,6	6,40	3,40	24,2
14	09:41	2,12	750	±0,8	31,1	26,8	25,5	1,79	1,51	0,84	1,53	1,5	83,9	665	108,6	81,7	6,40	3,48	24,2
15	10:00	1,98	773	±0,3	32,1	27,9	26,3	1,88	1,55	0,82	1,58	1,9	83,7	688	108,8	81,0	6,40	3,57	24,0
16	10:16	1,88	774	±0,2	33,6	27,1	26,3	1,88	1,54	0,82	1,57	1,6	83,8	679	108,2	81,3	6,38	3,52	23,7
17	10:33	1,81	786	±0,1	32,2	26,1	24,7	1,90	1,55	0,82	1,58	1,9	84,2	683	108,0	81,6	6,39	3,56	23,6
18	11:09	1,69	788	±0,2	33,5	28,2	26,1	1,90	1,55	0,82	1,57	1,6	83,7	687	109,2	81,4	6,39	3,58	23,6
19	11:32	1,64	789	±0,1	33,5	28,3	26,2	1,92	1,56	0,81	1,59	1,6	83,9	692	109,2	81,4	6,40	3,61	23,8
20	11:51	1,62	800	±0,2	33,7	28,5	26,5	1,94	1,58	0,81	1,60	1,4	83,9	698	109,1	81,3	6,38	3,62	23,6
21	12:06	1,61	803	±0,3	33,7	30,0	28,4	1,96	1,59	0,81	1,61	1,0	83,9	701	109,2	80,8	6,37	3,61	23,4
22	12:22	1,61	809	±0,3	33,3	29,8	27,0	1,97	1,59	0,81	1,61	1,1	84,0	702	109,1	81,1	6,38	3,63	23,4
23	15:21	2,39	674	±0,5	32,4	29,6	28,7	1,61	1,40	0,87	1,44	2,4	82,1	626	108,8	78,5	6,37	3,14	24,2
24	15:52	2,84	632	±1,0	33,7	30,1	28,2	1,49	1,36	0,91	1,38	1,8	81,1	602	109,0	77,6	6,35	2,97	24,4
25	16:10	3,26	596	±0,2	32,1	29,7	27,8	1,40	1,31	0,94	1,30	-0,9	81,6	567	108,7	78,9	6,35	2,84	24,8

Tab. 6.1: Zusammenfassung der Außenmessungen des Fresnel-Linsen-Moduls mit $Ga_{0.35}In_{0.65}P/Ga_{0.83}In_{0.17}As$-Zellen; die Ergebnisse stammen von drei verschiedenen Meßtagen: 29.8.01 (Nr. 1-7), 3.9.01 (Nr. 8-10) und 2.10.01 (Nr. 11-25).

Abb. 6.3: AFM-Aufnahme der Oberfläche eines CPCs aus Polyesterharz.

Abb. 6.4: Mikroskop-Aufnahme der Klebefläche eines CPCs aus Silikon; der CPC war offenbar sehr gut auf der Zelle justiert, von der man die Abdrücke zweier Finger erkennen kann. Die gesamte Klebefläche ist aber sehr groß.

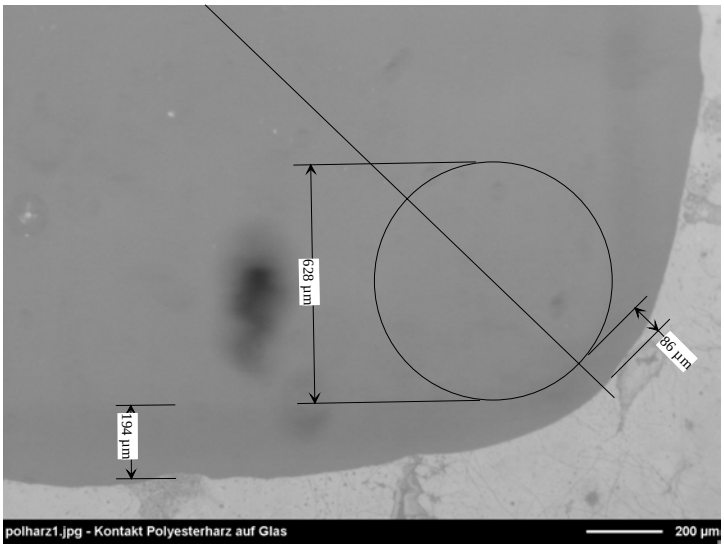

Abb. 6.5: Mikroskop-Aufnahme der Klebefläche eines CPCs aus Polyesterharz; die Umrisse der CPC-Austrittsfläche sind als heller Schatten zu erkennen, der in der Ecke abgerundet ist (Radius 314 µm).

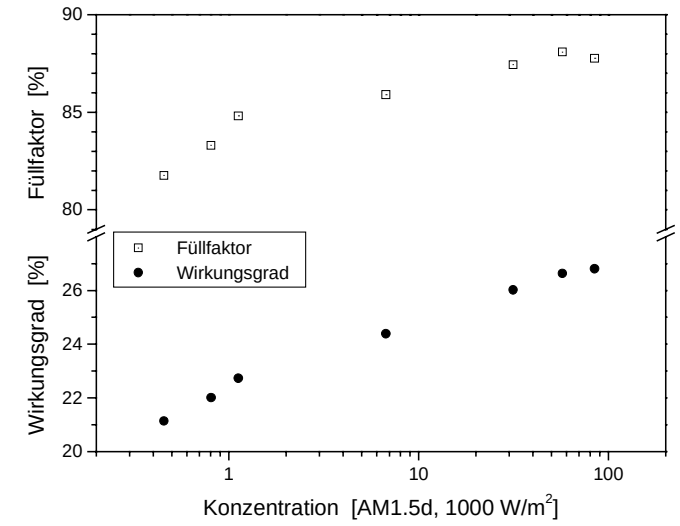

Abb. 6.6: Füllfaktor und Wirkungsgrad der Tandemsolarzelle 682-8-32 (verwendet als Referenz-Tandemsolarzelle bei Outdoor-Messungen) gemessen am Blitzlicht-Simulator.

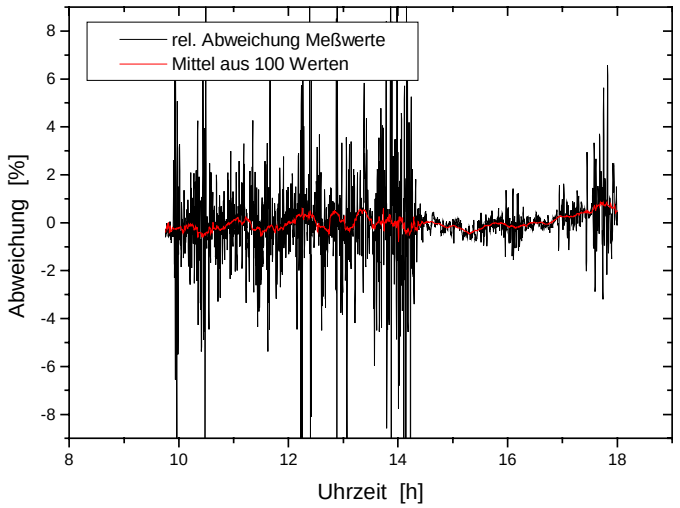

Abb. 6.7: Relative Abweichung der Meßwerte zweier Pyrheliometer während eines Meßtages.

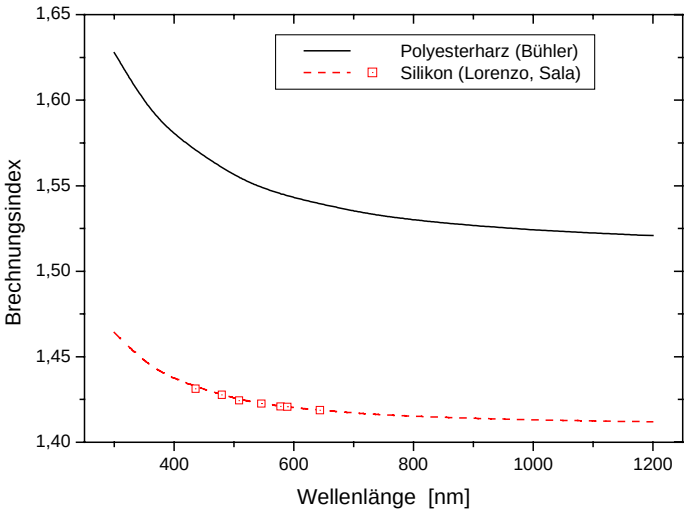

Abb. 6.8: Brechungsindex von Silikon und Polyesterharz aufgetragen über der Wellenlänge [54,72].

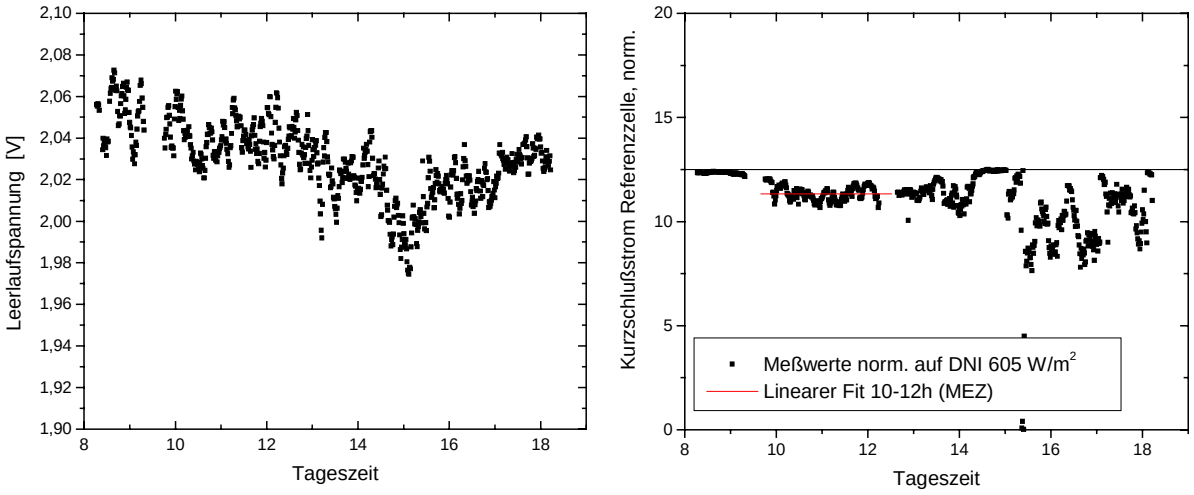

Abb. 6.9: Leerlaufspannung einer Tandemsolarzelle im Linearkonzentrator mit zweiter Stufe (links) und auf eine Direktstrahlung von 605 W/m² normierter Strom einer GaAs-Referenzzelle (rechts) während eines Meßtages.

Technische Größen	Optischer Wirkungsgrad	85 %
	Verluste durch Zellerwärmung	97,4 – 94,6 %
	Verluste durch Stromfehlanpassung	94 %
	Verluste durch gegenseitige Abschattung	95 %
	Verschaltungsverluste	95 %
	Nachführfehler	96 %
	Wechselrichternutzungsgrad	93 %
	Verschmutzung	97 %
Festgelegte Kosten	Wechselrichter und Verkabelung	0,3 Euro/W_p
	Operation & Maintenance	0,2 cent/kWh
Ökonomische Größen	Abschreibungszeit	20 Jahre
	Zinssatz	4 %
	Abschreibung	7,4 %

Tab. 6.2: Aufstellung der für die Kostenrechnung in Kapitel 5 verwendeten Daten.

7 Literaturverzeichnis

[1] P. Maycock, "*Photovoltaic Technology: Performance, Manufacturing Cost and Markets*", Renewable Energy World, (1999), 62-67

[2] T. Nordmann, "*Solarstromsystemkosten in Vergangenheit, Gegenwart und Zukunft*", in Proceedings of the 17. Symposium Photovoltaische Energie, Kloster Banz, (2002), 13-20.

[3] C. Whitaker and M. Real, "*The Impact of Efficiency on Area-related System Costs*", Progress in Photovoltaics, **7**, (1999), 199-207

[4] P. C. Eames, A. Zacharopoulos, D. McLarnon, B. Norton, T. M. Bruton, R. Russell and K. C. Heasman, "*Low cost facade integrated concentrator photovoltaics*", in Proceedings of the 2nd WC-PVEC, Vienna, (1998), 2206-2209.

[5] M. Hernandez, R. Mohedano, F. Munoz, A. Sanz, P. Benitez and J. C. Minano, "*New Static Concentrator for Bifacial Photovoltaic Solar Cells*", in Proceedings of the 16th EU-PVSEC, Glasgow, UK, (2000), 1222-1225.

[6] I. Zanesco and E. Lorenzo, "*New Method to Optimize the Photovoltaic Static Concentrator PEC-44D*", in Proceedings of the 12th EU-PVSEC, Amsterdam, Netherlands, (1994), 1233-1236.

[7] A. Luque, G. Sala, J. C. Arboiro, T. Bruton, D. Cunningham and N. Mason, "*Some Results of the EUCLIDES Photovoltaic Concentrator Prototype*", Progress in Photovoltaics, **5**, (1997), 195-212

[8] V. Garboushian, D. Roubideaux, P. Johnston and H. Hayden, "*Initial Results from 300 kW High-Concentration PV Installation*", in Proceedings of the 12th PVSEC, Cheju, Korea, (2001), 103-106.

[9] W. P. Mulligan, A. Terao, S. G. Daroczi, O. Chao Pujol, M. J. Cudzinovic, P. J. Verlinden, R. M. Swanson, P. Benitez and J. C. Minano, "*A flat-plate concentrator: Micro-concentrator design overview*", in Proceedings of the 28th IEEE PVSC, Anchorage, USA, (2000), 1495-1497.

[10] V. D. Luque, C. Algora del Valle and I. Rey-Stolle Prado, "*Performance and Optimisation of Very High Concentrator GaAs Solar Cells under Wide Angle Cones of Homogeneous Incident Light*", in Proceedings of the 2nd WC-PVEC, Vienna, (1998), 3687-3690.

[11] M. A. Green, K. A. Emery, D. L. King, S. Igari and W. Warta, "*Solar Cell Efficiency Tables (Version 19)*", Progress in Photovoltaics, **10**, (2002), 55-61

[12] D. J. Friedman, J. F. Geisz, S. R. Kurtz and J. M. Olson, "*1-eV solar cells with GaInNAs active layer*", Journal of Chrystal Growth, **195**, (1998), 409-415

[13] C. Agert, "*MOVPE of GaSb-based materials and solar cell structures*", Dissertation, Philips-Universität, Marburg, (2001)

[14] P. A. Iles, "*Evolution of space solar cells*", Journal of Chrystal Growth, **68**, (2001), 1-13

[15] A. Luque, "*Solar Cells and Optics for Photovoltaic Concentration*", Adam Hilger, Bristol, Philadelphia, (1989)

[16] S. Nann, "*Variabilität der spektralen Bestrahlungsstärke der Sonneneinstrahlung und deren Einfluß auf den Wirkungsgrad von Solarzellen*", Dissertation, Carl-von-Ossietzky-Universität, Oldenburg, (1992)

[17] "*Standard for Terrestrial Solar Spectral Irradiance Tables at Air Mass 1.5 for a 37° Tilted Surface*", ASTM E892, (1982)

[18] "*Solar energy - Reference solar spectral irradiance at the ground at different receiving conditions - Part 1: Direct normal and hemispherical solar irradiance for air mass 1.5*", ISO 9845-1, (1992)

[19] V. Garboushian and S. Yoon, "*Reduced temperature dependance of high-concentration photovoltaic solar cell open-circuit voltage at high concentration levels*", in Proceedings of the 1st WC-PVEC, Hawaii, USA, (1994), 1500-1504.

[20] M. Brunotte, "*Nichtabbildende Optik für einachsig nachgeführte Konzentratorsysteme*", Dissertation, Albert-Ludwigs-Universität, Freiburg, (1996)

[21] C. Reise, Fraunhofer ISE, "*Erfassung von Strahlungsdaten in Freiburg*", Personal Communication (2001)

[22] A. Götzberger and W. Stahl, "*Global Estimation of Available Solar Radiation and Cost of Energy for Tracking and Non-tracking PV-Systems*", in Proceedings of the 18th IEEE PVSC, Las Vegas, Nevada, USA, (1985), 258-262.

[23] F. T. Welford and R. Winston, "*The optics of nonimaging concentrators*", Academic Press, New York, (1978)

[24] M. A. Green, "*Solar Cells*", University of New South Wales, Kensington, (1998)

[25] D. J. Aiken, "*Antireflection Coating Design for Series Interconnected Multijunction Solar Cells*", Progress in Photovoltaics, **8**, (2000), 563-570

[26] F. Dimroth, "*Metallorganische Gasphasenepitaxie zur Herstellung von hocheffizienten Solarzellen aus III-V-Halbleitern*", Dissertation, Universität Konstanz, (2000)

[27] M. Meusel, R. Adelhelm, F. Dimroth, A. W. Bett and W. Warta, "*Spectral Mismatch Correction and Spectrometric Characterization of Monolithic III-V Multi-Junction Solar Cells*", Progress in Photovoltaics, **10**, (2002), 243-255

[28] L. Bergmann and C. Schaefer, "*Optik*", Vol. 3, Walter de Gruyter, Berlin, New York, (1987)

[29] U. Blieske, "*Konzentratorsolarzellen aus Galliumarsenid: Modul- und Tandemanwendungen*", Dissertation, Albert-Ludwigs-Universität, Freiburg, (1995)

[30] G. Stollwerck, "*Entwicklung eines hocheffizienten GaAs/GaSb Tandemsolarzellen Konzentrator-Moduls*", Dissertation, Albert-Ludwigs-Universität, Freiburg, (1998)

[31] S. Sterk, "*Simulation und Technologie von hocheffizienten Einsonnen- und Konzentratorsolarzellen aus monokristallinem Silicium*", Dissertation, Albert-Ludwigs-Universität, Freiburg, (1995)

[32] J. Bartlau, R. Adelhelm and K. Bücher, "*Measurement of the Efficiency (Power) Temperature Coefficient of Tandem Solar Cells*", in Proceedings of the 2nd WC-PVEC, Vienna, Austria, (1998), 3646-3649.

[33] D. D. Krut and G. S. Glenn, "*Analysis and Performance Comparison of Medium Concentration Si And GaAs/Ge Cells*", in Proceedings of the 23rd IEEE PVSC, Louisville, Kentucky, USA, (1993), 1209-1212.

[34] P. J. Verlinden, A. Terao, D. D. Smith, K. McIntosh, R. M. Swanson, G. Ganakas and J. B. Lasich, "*Will We Have a 20%-Efficient (PTC) Photovoltaic System?*", in Proceedings of the 17th EU-PVSEC, Munich, Germany, (2001), 385-390.

[35] A. L. Fahrenbruch and R. H. Bube, "*Fundamentals of Solar Cells*", Academic Press, New York, (1983)

[36] M. S. Kuryla, M. L. Ristow, L. D. Partain and J. E. Bigger, "*22.3% Efficient 12 Cell 1000 Sun GaAs Concentrator Module*", in Proceedings of the 22nd IEEE PVSC, Las Vegas, USA, (1991), 506-511.

[37] M. Hein, M. Meusel, C. Baur, F. Dimroth, G. Lange, G. Siefer, T. N. D. Tibbits, A. W. Bett, V. M. Andreev and V. D. Rumyantsev, "*Characterisation of a 25% High-Efficiency Fresnel Lens Module With GaInP/GaInAs Dual-Junction Concentrator Solar Cells*", in Proceedings of the 17th EU-PVSEC, Munich, Germany, (2001), 496-499.

[38] G. Siefer, "*Untersuchungen an Konzentratorsolarzellen und Konzentratorsystemen: Auswirkungen der inhomogenen Lichtverteilung und des eingestrahlten Spektrums*", Diplomarbeit, Albert-Ludwigs-Universität, Freiburg, (2002)

[39] P. Mialhe, A. Khoury and J. P. Charles, "*A Review of Techniques to Determine the Series Resistance of Solar Cells*", phys. stat. sol., **83**, (1984), 403-409

[40] G. L. Araújo, A. Cuevas and J. M. Ruiz, "*The Effect of Distributed Series Resistance on the Dark and Illuminated Current-Voltage Characteristics of Solar Cells*", IEEE Transactions on Electron Devices, **33**, (1986), 821-827

[41] A. G. Aberle, S. R. Wenham and M. A. Green, "*A new method for accurate measurement of the lumped series resistance of solar cells*", in Proceedings of the 23rd IEEE PVSC, Louisville, Kentucky, USA, (1993), 133-139.

[42] S. van Riesen, "*Photovoltaische Bauelemente aus III-V-Halbleitern für hohe Leistungsdichten*", Diplomarbeit, Albert-Ludwigs-Universität Freiburg, (2001)

[43] L. D. Nielsen, "*Distributed Series Resistance Effects in Solar Cells*", IEEE Transactions on Electron Devices, **29**, (1982), 821-827

[44] B. Fischer, P. Fath and E. Bucher, "*Evaluation of solar cell J(V)-Measurements with a distributed series resistance model*", in Proceedings of the 16th EU-PVSEC, Glasgow, UK, (2000), 1365-1368.

[45] A. Cuevas, G. L. Araújo and J. M. Ruiz, "*Variation of the Internal Series Resistance with the Operating Conditions of a Solar Cell: Dark and Illuminated Cases*", in Proceedings of the 5th EC-PVSEC, Athens, Greece, (1983), 114-118.

[46] J. Dicker, J. Isenberg and W. Warta, "*Effect of Shunt Distribution on the Overall Solar Cell Pertfomance Investigated by Circuit Simulation*", in Proceedings of the 17th EU-PVSEC, Munich, Germany, (2001), 1567-1570.

[47] J. Isenberg, J. Dicker and W. Warta, "*Analysis of the Effect of Diffusion Length Distributions on Global Solar Cell Parameters by Simplified 2D Modelling*", in Proceedings of the 17th EU-PVSEC, Munich, Germany, (2001), 1571-1574.

[48] A. Luque, G. Sala and J. C. Arboiro, "*Electric and Thermal Model for Non-uniformly Illuminated Concentration Cells*", Solar Energy Materials and Solar Cells, **51**, (1998), 269-290

[49] P. Benitez, R. Mohedano and J. C. Minano, "*Conversion Efficiency Increase of Concentration Solar Cells by Means of Non-Uniform Illumination*", in Proceedings of the 14th EU-PVSEC, Barcelona, Spain, (1997), 2378-2380.

[50] P. Benitez and R. Mohedano, "*Optimum irradiance distribution of concentrated sunlight for photovoltaic energy conversion*", Applied Physics Letters, **74**, (1999), 2543-2545

[51] L. M. Fraas, V. Sundaram, P. Gruenbaum, M. Kuryla, D. Pietila and A. Thompson, "*Tandem Gallium Concentrator Solar Cells: 1992 Review*", in Proceedings of the 11th EC-PVSEC, Monteux, Switzerland, (1992), 135-141.

[52] M. J. O'Neill and A. J. McDanal, "*The 25 kW SolarRow: A Building Block for Utility-Scale Concentrator Systems*", in Proceedings of the 25nd IEEE PVSC, Washington, (1996).

[53] G. L. Araujo, G. Sala, F. Chanlo, E. Sánchez, A. Luque, E. Lorenzo and J. M. Ruiz, "*Low Resistance Solar Cells for the First Spanish Photovoltaic Array*", in Proceedings of the 3rd EC-PVSEC, Cannes, France, (1980), 960-964.

[54] E. Lorenzo and G. Sala, "*Hybrid Silicone-Glass Fresnel Lens as Concentrator for Photovoltaic Applications*", in Proceedings of the Silver Jubilee Congress, Atlanta, Georgia, USA, (1979), 536-539.

[55] A. A. Soluyanov and V. A. Grilikhes, "*A Method for Designing Fresnel Lenses as Solar Radiation Concentrators*", Applied Solar Energy, **29**, (1993), 55-59

[56] A. A. Soluyanov and V. A. Grilikhes, "*Investigation of the Characteristics and Substantiation of the Choice of the Parameters of Fresnel Minilenses for Photovoltaic Modules*", Applied Solar Energy, **30**, (1994), 55-59

[57] L. W. James, "*Effects of Concentrator Chromatic Aberration on Multi Junction Cells*", in Proceedings of the 1st WC-PVEC, Hawaii, USA, (1994), 1799-1802.

[58] W. J. Platzer, *"Bestimmung des Solaren Energiegewinns durch Massivwände mit transparenter Wärmedämmung"*, Richtlinie, Fraunhofer ISE, (2000)

[59] V. D. Rumyantsev, M. Hein, V. M. Andreev, A. W. Bett, F. Dimroth, G. Lange, G. Letay, M. Z. Shvarts and O. V. Sulima, "*Concentrator Array Based on GaAs Cells and Fresnel Lens Concentrators*", in Proceedings of the 16th EU-PVSEC, Glasgow, UK, (2000), 2312-2315.

[60] B. Kroposki, D. Myers, K. Emery, L. Mrig, C. Whitaker and J. Newmiller, "*Photovoltaic Module Energy Rating Methodology Development*", in Proceedings of the 25th IEEE PVSC, Washington D.C., (1996), 1311-1314.

[61] A. Gombert, W. Glaubitt, K. Rose, J. Dreibholz, C. Zanke, B. Bläsi, A. Heinzel, W. Horbelt, D. Sporn, W. Döll, V. Wittwer and J. Luther, "*Glazing with very high solar transmittance*", Solar Energy, **62**, (1998), 177-188

[62] C. Baur, "*Strahlungsschädigung in Multi-junction-Solarzellen für die Weltraumanwendung*", Diplomarbeit, Albert-Ludwigs-Universität, Freiburg, (2002)

[63] C. Gueymard, *"SMARTS2, A Simple Model of the Atmospharic Radiative Transfer of Sunshine: Algorithms and Performance Assessment"*, Report No. FSEC-PF-270-95 Florida Solar Energy Center, (1995)

[64] C. Gueymard, "*Updated Transmittance Functions for Use in Fast Spectral Direct Beam Irradiance Models*", in Proceedings of the Solar ´94, San Jose, USA, (1994), 355-360.

[65] A. Los, Firma Kipp&Zonen, "*Kalibrierung von Pyrheliometern*", Personal Communication (2002)

[66] A. Schmitz, "*Primärkalibrierung von Strahlungsempfängern*", Diplomarbeit, Albert-Ludwigs-Universtät, Freiburg, (1998)

[67] G. Letay and A. W. Bett, "*EtaOpt - A program for calculating limiting efficiency and optimum bandgap structure for multi-bandgap solar cells and TPV cells*", in Proceedings of the 17th EU-PVSEC, Munich, Germany, (2001), 178-181.

[68] A. Götzberger, *Zweistufige nachgeführte Konzentratoranordnung*, Deutsches Patent (1994)

[69] G. Sala, A. Luque, J. C. Zamorano, P. Huergo and J. C. Arboiro, "*Lightweight Heat Sinks for the EUCLIDES Concentrator Array*", in Proceedings of the 13th EU-PVSEC, Nice, France, (1995), 2398-2401.

[70] V. Quaschning and M. Geyer, "*Konzentration auf die Sonne*", Sonne, Wind & Wärme, (2000), 50-53

[71] P. Schissel, G. Jorgensen, C. Kennedy and R. Gogin, "*Silvered-PMMA reflectors*", Solar Energy Materials and Solar Cells, **33**, (1994), 183-194

[72] C. Bühler, "*Nichtabbildende Optik für Diffuslichtnutzung und Sonnenschutz*", Diplomarbeit, Albert-Ludwigs-Universität, Freiburg, (1999)

[73] H. Wirth, "*Lichtstreuung in Materialien zur transparenten Wärmedämmung*", Diplomarbeit, Albert-Ludwigs-Universität, Freiburg, (1995)

[74] C. L. Tilford, R. A. Sinton, R. M. Swanson, R. A. Crane and P. Verlinden, "*Development of a 10 kW Reflective Dish PV System*", in Proceedings of the 23rd IEEE PVSC, Louisville, Kentucky, USA, (1993), 1222-1226.

[75] R. H. Richman, W. P. McNaughton and J. A. Maasberg, "*Investigation of high-concentration photovoltaic cell packages after three years field service*", Solar Energy Materials and Solar Cells, **30**, (1993), 263-276

[76] V. Garboushian, S. Yoon and J. Egger, "*Environmental effects on the performance of acrylic concentrating lenses in high-concentration pv systems*", in Proceedings of the 13th EU-PVSEC, Nice, France, (1995), 2358-2361.

[77] V. Garboushian, D. Roubideaux, S. Yoon and J. A. Gunn, "*An Evaluation of Integrated High-Concentration Photovoltaics for Large-Scale Grid Connected Applications*", in Proceedings of the 25th IEEE PVSC, Washington D.C., USA, (1996), 1373-1376.

[78] A. Terao, W. P. Mulligan, S. G. Daroczi, O. Chao Pujol, P. J. Verlinden, R. M. Swanson, J. C. Minano, P. Benitez and J. L. Alvarez, "*A mirror-less design for micro-concentrator modules*", in Proceedings of the 28th IEEE PVSC, Anchorage, USA, (2000), 1416-1419.

[79] C. Algora, J. C. Minano, P. Benitez, I. Rey-Stolle, J. L. Alvarez, V. Diaz, M. Hernandez, E. Ortez, F. Munoz, R. Pena, R. Mohedano and A. Luque, "*Ultra High Flux GaAs Cell Photovoltaic Concentrator*", in Proceedings of the 16th EU-PVSEC, Glasgow, UK, (2000), 2241-2244.

[80] C. Algora, V. Diaz, J. C. Minano and A. Luque, "*Cost reduction in concentrator GaAs solar cells based pv plants: Going from photovoltaics to optoelectronic processing*", in Proceedings of the 2nd WC-PVEC, Vienna, (1998), 823-827.

[81] J. C. Minano, J. C. Gonzalez and P. Benitez, "*A high-gain, compact, nonimaging concentrator: RXI*", Applied Optics, **34**, (1995), 850-856

[82] J. L. Álvarez, M. Hernández, P. Benítez and J. C. Minano, "*Experimental Measurements of RXI Concentrators for Photovoltaic Applications*", in Proceedings of the 2nd WC-PVEC, Vienna, (1998), 1233-1236.

[83] A. Luque, G. Sala, G. Araujo and T. Bruton, "*Cost reducing potential of photovoltaic concentration*", International Journal of Solar Energy, **17**, (1995), 179-198

[84] W. J. Stolte, R. A. Whisnant and C. R. McGowin, "*Design, Performance and Cost of Energy from High Concentration Flat-Plate Utility-Scale PV Systems*", in Proceedings of the 23rd IEEE PVSC, Louisville, Kentucky, USA, (1993), 1292-1297.

[85] J. L. Chamberlin, "*The costs of Photovoltaic Concentrator Modules*", in Proceedings of the 20th IEEE PVSC, Las Vegas, Nevada, USA, (1988), 1353-1355.

[86] M. S. Kuryla, N. R. Kaminar, H. F. MacMillan, M. L. Ristow, G. F. Virshup, M. R. Klausmeier and L. D. Partain, "*22.7% Efficient 1000X GaAs Concentrator Module*", in Proceedings of the 21st IEEE PVSC, Kissimmee, Florida, USA, (1990), 1142-1146.

[87] J. C. Minano, J. C. Gonzalez and I. Zanesco, "*Flat High Concentration Devices*", in Proceedings of the 1st WC-PVEC, Hawaii, USA, (1994), 1123-1126.

[88] C. D. N. Keener, D. D. C. Marvin, D. J. Brinker, H. B. Curtis and P. M. Price, "*Progress Toward Technology Transition of GaInP/GaAs/Ge Multijunction Solar Cells*", in Proceedings of the 26th IEEE PVSC, Anaheim, California, USA, (1997), 787-790.

[89] A. W. Bett, F. Dimroth, M. Hein, G. Lange, M. Meusel, U. Schubert and G. Siefer, "*Development of III-V-Based Concentrator Solar Cells and their Application in PV-Modules*", in Proceedings of the 29th IEEE PVSC, New Orleans, USA, (2002), to be published.

[90] I. Anton, G. Sala, J. C. Arboiro, J. Monedero and P. Valera, "*Effect of the Optical Performance on the Output Power of the EUCLIDES Array*", in Proceedings of the 16th EU-PVSEC, Glasgow, UK, (2000), 2225-2228.

[91] P. J. Verlinden, A. Terao, S. Daroczi, R. A. Crane, W. P. Mulligan, J. Cudzinovic and R. M. Swanson, "*One-Year Comparison of a Concentrator Module with Silicon Point-Contact Solar Cell to a Fixed Flat Plate Module in Northern California*", in Proceedings of the 16th EU-PVSEC, Glasgow, UK, (2000), 2367-2370.

[92] S. Bowden, S. R. Wenham, M. R. Dickinson and M. A. Green, "*High Efficiency Photovoltaic Roof Tiles with Static Concentrators*", in Proceedings of the 1st WC-PVEC, Hawaii, USA, (1994), 776-779.

[93] K. Aufderheide, Firma Krallmann, "*Fertigung von massiven Kunststoffteilen im Spritzgußverfahren*", Personal Communication (2000)

Veröffentlichungen

M. Hein, A.W. Bett „Cost Analysis of Concentrator Systems", *Proceedings of the 11th PVSEC, Sapporo,* (1999), 479-480.

V.D. Rumyantsev, M. Hein, V.M. Andreev, A.W. Bett, F. Dimroth, G. Lange, G. Letay, M.Z. Shvarts, O.V. Sulima „Concentrator Array Based on GaAs Cells and Fresnel Lens Concentrators", *Proceedings of the 16th EU-PVSEC,Glasgow,* (2000), 2312-2315.

V.D. Rumyantsev, V.M. Andreev, A.W. Bett, F. Dimroth, M. Hein, G. Lange, M.Z. Shvarts, O.V. Sulima „Progress in Development of All-Glass Terrestrial Concentrator Modules Based on Composite Fresnel Lenses and III-V Solar Cells", *Proceedings of the 28th IEEE PVSC, Anchorage,* (2000), 1169-1172.

A.W. Bett, R. Beckert, F. Dimroth, M. Hein, M. Meusel, S.v. Riesen, U. Schubert „30 % Monolithic Tandem Concentrator Solar Cells for Concentrations Exceeding 1000 Suns", *Proceedings of the 28th IEEE PVSC, Anchorage,* (2000), 961-964

M. Hein, F. Dimroth, G. Siefer, A.W. Bett „Characterisation of a High Concentration System with One-Axis-Tracking", Solar Energy Materials and Solar Cells, to be published

M. Hein, M. Meusel, C. Baur, F. Dimroth, G. Lange, G. Siefer, T.N.D. Tibbits, A.W. Bett, V.M. Andreev, V.D. Rumyantsev „Characterisation of a 25 % High-Efficiency Fresnel Lens Module with GaInP/GaInAs Dual-Junction Concentrator Solar Cells", *Proceedings of the 17th EU-PVSEC, Munich,* (2001), 496-499.

A.W. Bett, C. Baur, R. Beckert, F. Dimroth, G. Letay, M. Hein, M. Meusel, S. v. Riesen, U. Schubert, G. Siefer, O.V. Sulima, T.N.D. Tibbits „Development of a High-Efficiency Mechanically Stacked GaInP/GaInAs-GaSb Triple-Junction Concentrator Solar Cell", *Proceedings of the 17th EU-PVSEC, Munich,* (2001), 84-87.

A.W. Bett, F. Dimroth, M. Hein, G. Lange, M. Meusel, U. Schubert, G. Siefer „Development of III-V-Based Concentrator Solar Cells and their Application in PV-Modules", *Proceedings of the 29th IEEE PVSC, New Orleans,* (2002), to be published.

Lebenslauf

19.11.1969	geboren in Wilster (Holstein)
08/1979 – 06/1988	Kaiser-Karl-Schule in Itzehoe; Abitur am 2.6.1988
10/1990 – 07/1992	Physik-Studium an der Carl-von-Ossietzky-Universität Oldenburg; Vordiplom am 6.7.1992
09/1992 – 05/1993	Studium an der Concordia-University in Montreal (Kanada)
10/1993 – 09/1997	Studium an der Philipps-Universität Marburg; Diplom am 22.9.1997
08/1994 – 09/1998	Tätigkeit als Werkstudent bei Siemens, Zentralabteilung Forschung und Entwicklung (ZFE) in München: Numerische Simulation von Hochleistungsdioden
12/1995 – 05/1997	Diplomarbeit zum Thema „Modellierung und experimentelle Untersuchung eines thermophotovoltaischen Generators“ am Fraunhofer ISE in Freiburg
01/1998 – 05/1998	Tätigkeit als Wissenschaftliche Hilfskraft am Freiburger Materialforschungszentrum
06/1998 – 06/2002	Promotion am Fraunhofer ISE in Freiburg mit Stipendium der Deutschen Bundesstiftung Umwelt

Danksagung

Ich danke folgenden Personen und Organisationen, die zum Erfolg dieser Arbeit beigetragen haben:

Dr. Andreas Bett,

Prof. Dr. Jürgen Parisi,

Prof. Dr. Wolfram Wettling,

Dr. Andreas Gombert, Dr. Benedikt Bläsi, Christopher Bühler, Michael Niggemann,

Gerald Siefer, Thomas Tibbits, Matthias Meusel, Sascha van Riesen, Jörg Isenberg, Jochen Dicker, Gerrit Lange, Oliver Schultz,

Kai Aufderheide und Herrn Krallmann von der Firma Gebr. Krallmann GmbH, Dr. Matthias Bremerich von der Firma Jungbecker Optics, Herrn Gernot Dambacher von der Firma Creavis Technologies & Innovation, Herrn Armin Dauwalter von der Firma FLABEG GmbH & Co. KG,

Walter Schnetzler, Achim Rastelli,

Allen netten Kollegen, vor allem Carsten Agert, Gergö Letay, Carsten Baur, Thomas Schlegl, Ute Schubert, Jürgen Weber und nicht zuletzt Rolf Beckert,

Der Deutschen Bundesstiftung Umwelt.

Mein ganz besonderer Dank gilt meiner Mutter, die mir finanzielle und vor allem viel moralische Unterstützung gegeben hat.

Erklärung

Hiermit erkläre ich, daß ich die vorliegende Arbeit selbständig verfaßt und keine anderen als die angegebenen Quellen und Hilfsmittel verwendet habe.

Freiburg im Breisgau, Juni 2002