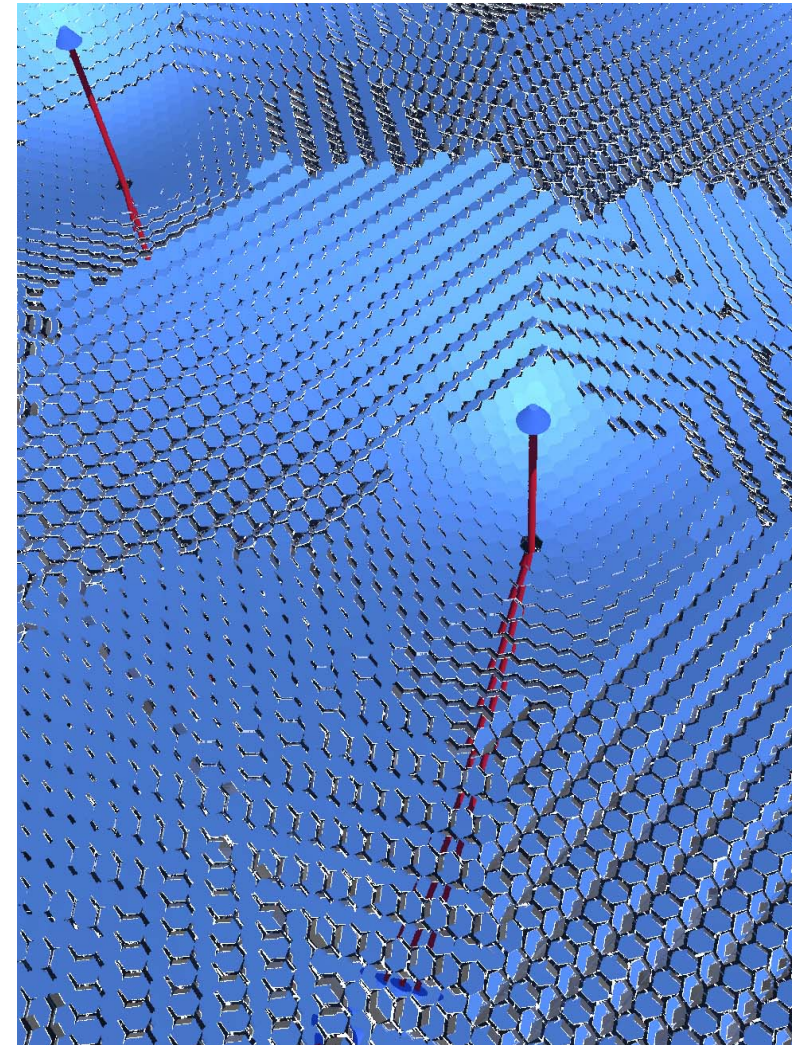


Fakultät für Architektur
Institut für Entwerfen und Bautechnik
Lehrstuhl für Gebäudetechnologie
Univ.-Prof. Dr./Univ. Rom Thomas Herzog

Philipp Schramek

Mehrtürmige Solaranlage – MTSA

Dissertation



Institut für Entwerfen und Bautechnik
Lehrstuhl für Gebäudetechnologie

Mehrtürmige Solaranlage – MTSA

Philipp Schramek

Vollständiger Abdruck der von der Fakultät für Architektur
der Technischen Universität München zur Erlangung des akademischen
Grades eines

Doktor Ingenieurs (Dr.-Ing.)

genehmigten Dissertation.

Vorsitzender:

Univ.-Prof. Dr.-Ing. Theodor Hugues

Prüfer der Dissertation:

- 1. Univ.-Prof. Dr./Univ. Rom Thomas Herzog**
- 2. Univ.-Prof. Dr.-Ing. Ulrich Wagner**
- 3. Univ.-Prof. Dr.rer.nat. Harald Ries**
Philipps-Universität Marburg

Die Dissertation wurde am 10. September 2001 bei der Technischen
Universität München eingereicht und durch die Fakultät für Architektur am
2. November 2001 angenommen.

Danksagung

Herr Prof. Herzog, ich möchte mich bei Ihnen sehr herzlich für die einmalige Möglichkeit, als Physiker an Ihrem renommierten Architekturlehrstuhl fachübergreifend am Thema der MTSA arbeiten zu können, bedanken. Vielen Dank für die Unterstützung, die Sie mir als Doktorvater während der gesamten Zeit haben zukommen lassen.

Dr. David Mills from the University of Sydney, you trustingly allowed me to work on your idea of the MTSA and encouraged me to continue working on this as my Ph.D. thesis. You continuously supported me via email and during my visits to the University of Sydney as my long distant "de facto" co-supervisor. You have been backing me all the way and you gave me self-confidence in difficult times. Thank you for all that!

Herr Prof. Wagner und Herr Prof. Ries, ich danke Ihnen für das aktive Interesse, das Sie an meiner Arbeit gezeigt haben und für Ihre Bereitschaft als Zweit- und Drittprüfer tätig zu sein.

Der Technischen Universität München und der BSN-Stiftung der Pilkington Flachglas AG möchte ich für die jeweiligen Stipendien zu meiner Finanzierung während des Arbeitens an der Dissertation danken. Dem Deutschen Akademischen Austauschdienst (DAAD) möchte ich für die finanzielle Unterstützung meines zweimonatigen Forschungsaufenthaltes an der University of Sydney danken.

Herr Dr. Manuel Romero von CIEMAT in Spanien, vielen Dank für die zur Verfügung gestellten Daten.

Euch, den Kollegen am Lehrstuhl, danke ich für die gute Atmosphäre und die vielen guten Gesprächen. Ich habe viel von Euch gelernt.

Dr. Andreas Timinger, Dipl.-Phys. Thomas Kuckelkorn, Dr. Werner Lang, Dipl.-Ing. Arch. Roland Krippner und Prof. Martin Bauer, mit Euch habe ich viele Diskussionen über Details meiner Arbeit führen können. Vielen Dank. Insbesondere Dir, Tom, möchte ich danken für Deine Einführung in RADIANCE und Deine aktive Unterstützung bei der Visualisierung der MTSA.

Carsta Korhammer und Lilian Schramek, danke fürs Korrekturlesen.

Meine Familie, Lilian und Lion Schramek, Ihr verdient den abschließenden Dank für Euren moralischen Beistand während der ganzen Zeit. Du, Lion, wirst in 30 Jahren überprüfen können, wie es wirklich mit den Ölreserven aussieht und was möglicherweise die Alternativen sein werden.

München, Oktober 2001

Philipp Schramek

Inhaltsverzeichnis

Notation	IV	2.3 Auslegung des Heliostatenfeldes eines konventionellen Solarturmkraftwerkes	12
Zusammenfassung	VI	3 Konzept der Mehrtürmigen Solaranlage (MTSA)	14
Einleitung	1	3.1 Prinzip der überlappenden Heliostatenfelder	15
1 Physikalische Grundlagen der geometrischen Optik in der Solarenergienutzung	3	3.2 Parzellen einer MTSA	16
1.1 Nutzung hochkonzentrierter solarer Strahlung	4	4 Konventionelle Heliostaten	17
1.1.1 Qualität von Energie	4	4.1 Konzept	18
1.1.2 Temperatur und Qualität von Strahlung	4	4.2 Reflektoraufhängung	18
1.1.3 Konzentrierte solare Strahlung für Solarzellen	5	4.3 Maximale Reflektorflächendichte	18
1.2 Konzentration von Strahlung: Prinzipien der geometrischen Optik	5	4.4 Astigmatismus	20
1.2.1 Étendue	5	4.5 Probleme einer MTSA mit konventionellen Heliostaten	21
1.2.2 Konzentration von Strahlung	6	5 Gekoppelte Heliostaten mit fester Horizontalachsen-Aufhängung	22
1.2.3 Maximale Konzentration	7	5.1 Feste Horizontalachsen-Aufhängung	23
1.2.4 Optische Konzentration	7	5.2 Reflektorform	24
1.2.5 Abbildende und nichtabbildende Optik	8	5.3 Koppelung von Heliostaten	26
2 Konventionelle Solarturmkraftwerke	9	5.3.1 Prinzip der Koppelung mit einer Ausrichtungsstange	26
2.1 Prinzip	10		
2.2 Verluste im Heliostatenfeld	10		
2.2.1 Verschatten und Blockieren	10		
2.2.2 Kosinus-Effekt	11		
2.2.3 Theoretische Grenzen	11		

5.3.2	Konstruktion der Aufhängung für eine gekoppelten Nachführung	27	7 Nutzung der hochkonzentrierten Strahlung	41
5.3.3	Ansätze zu einer verbesserten Konstruktion der gekoppelten Nachführung	28	7.1 Konzentrationsverteilung im Fokus	42
5.4	Vorteile	29	7.2 Receivervarianten zur Nutzung der konzentrierten Strahlung	44
6	Optimierung der Heliostatenfelder einer MTSA	30	7.2.1 Thermischer Receiver	44
6.1	Designvarianten für eine MTSA	31	7.2.2 Photovoltaik-Receiver für hochkonzentrierte Strahlung	44
6.2	Konfigurationsparameter für das Heliostatenfeld	31	7.2.3 Solarer thermochemischer Reaktor zur Wasserstoffherzeugung	45
6.2.1	Zielpunkte-Anzahl-Parameter (ZA)	31	7.2.4 Kombination verschiedener Receiver	46
6.2.2	Heliostaten-Muster-Parameter (HM)	31	7.3 Potentialabschätzung für verschiedene Receivertechnologien	46
6.2.3	Turm-Zuordnungs-Parameter (TZ)	32	8 Alternativen für die MTSA-Komponenten	47
6.3	Quasi-Strahlverfolgungsprogramm zur Optimierung des Heliostatenfeldes	32	8.1 Parzellen	48
6.4	Auslegung eines optimierten Heliostatenfeldes	33	8.2 Türme und Receiveranbringung	48
6.5	Jahresgrundflächen- und -reflektorflächennutzungsgrad	34	8.2.1 Receiveranbringung und Form der Türme	48
6.6	Jahresverdünnungsfaktor	37	8.2.2 Turmreflektor	48
6.7	Zeitlich variable Feldauslegung	39	8.3 Receiver	49
6.8	Variation der Reflektorflächendichte im Feld	39	8.4 Speicherung und Zusatzfeuerung	50
6.9	Auswirkungen verschiedener Reflektor- und Parzellenformen	39	8.4.1 Thermischer Speicher	50
6.9.1	Parzellenform	39	8.4.2 Wasserstoff zur Energiespeicherung	50
6.9.2	Reflektorform	39	8.4.3 Thermisches Hybridkraftwerk	50
6.10	Turmabstand	39	8.4.4 Hybridkraftwerk mit kombinierten Receivern	50
			8.5 Randausfransung des Heliostatenfeldes oder Einsatz von Randtürmen	51
			8.5.1 Problematik	51
			8.5.2 Technische und wirtschaftliche Betrachtung	51
			8.5.3 Gestalterische Betrachtung	51

9 Anwendungen im städtischen Bereich	53	A1 Compact Linear Fresnel Reflector (CLFR)	70
9.1 Türme und die Silhouette einer Stadt	54	A2 Optimierung eines Heliostatenfeldes mit variierender Reflektorflächendichte	71
9.2 MTSA und Analogien in der städtischen Infrastruktur	55	A3 Eigenlast der MTSA	72
9.3 Geeignete Flächentypen im städtebaulichen Kontext	57	Literatur	73
9.3.1 Kriterien	57	Glossar	78
9.3.2 Geeignete Flächen	57		
9.3.3 Vorkommen	58		
9.4 Beispiele für Anwendungen im städtischen Bereich	58		
9.4.1 Parkplätze	58		
9.4.2 Flachdächer	59		
9.5 Konzepte für Tragkonstruktion	60		
9.5.1 Anforderungen	60		
9.5.2 Lösungsansätze	60		
10 Potentialabschätzungen für eine MTSA	62		
10.1 Jahresnutzungsgrad einer MTSA	63		
10.2 Mögliche Jahreserträge einer MTSA	63		
10.3 Installierte Leistung	63		
10.4 Fallstudie für ein Einkaufszentrum in Spanien	64		
10.4.1 Kenndaten	64		
10.4.2 Bedarf und Angebot	64		
10.4.3 Speicherung von überschüssiger Energie	66		
10.4.4 Nutzung der Abwärme zur solaren Klimatisierung	67		
11 Ausblick	69		

Notation

Lateinische Zeichen:

\vec{A} :	Flächenvektor [$m^2 \times m^2 \times m^2$]	$g_{Feld, Refl}$:	Jahresreflektorflächennutzungsgrad eines Heliostatenfeldes [-]
A :	Fläche [m^2]	g_{MTSA} :	Jahresnutzungsgrad einer MTSA bezogen auf die Grundfläche [-]
A_{Grund} :	Grundfläche eines Heliostatenfeldes [m^2]	HM :	Heliostaten-Muster-Parameter [-]
A_{grund} :	Von einem Heliostaten benötigte Grundfläche [m^2]	JVF :	Jahresverdünnungsfaktor [-]
A_{Refl} :	Installierte Reflektorfläche eines Heliostatenfeldes [m^2]	\overline{JVF} :	Gemittelter Jahresverdünnungsfaktor [-]
$A_{eff, refl}$:	Effektiv nutzbare Reflektorfläche eines Heliostaten [m^2]	k_x :	Ausdehnung des projizierten Raumwinkels auf der x-Achse [-]
$A_{frei, refl}$:	Nichtverschattete und -blockierte Reflektorfläche eines Heliostaten [m^2]	k_y :	Ausdehnung des projizierten Raumwinkels auf der y-Achse [-]
a :	Länge eines rechteckigen Reflektors und der Basisfläche eines hexagonalen Reflektors [m]	$MaxZA$:	Maximaler Zielpunkte-Anzahl-Parameter [-]
b :	Breite eines rechteckigen Reflektors und eines hexagonalen Reflektors [m]	n :	Brechungsindex [-]
c :	Höhe der gleichseitigen Dreiecke, aus denen ein hexagonaler Reflektor zusammengesetzt ist [m]	\vec{n}_A :	Flächennormalenvektor [$m^2 \times m^2 \times m^2$]
C :	Konzentration [-]	P_{Feld} :	Leistung der vom Heliostatenfeld auf die Türme transferierten Strahlung [W/m^2]
C_{geo} :	Geometrische Konzentration [-]	R_{Hel} :	Reflektivität der Heliostaten [-]
C_{Limit} :	Thermodynamisches Limit der Strahlung vom Heliostatenfeld [-]	\vec{R} :	Richtungsvektor des Reflektors eines Heliostaten [$m \times m \times m$]
C_{opt} :	Optische Konzentration [-]	\vec{S} :	Sonnenvektor [$m \times m \times m$]
COP :	Leistungszahl einer Kältemaschine (coefficient of performance) [-]	\vec{T} :	Turmvektor [$m \times m \times m$]
d :	Länge eines hexagonalen Reflektors [m]	$T_{1,2}$:	Temperatur [$^{\circ}C$]
E :	Energie [J]	TZ :	Turm-Zuordnungs-Parameter [-]
E :	Bestrahlungsstärke [W/m^2]	t :	Zeit [s]
G_d :	Horizontale solare Direktstrahlung [W/m^2]	W :	Exergie [J]
$g_{Feld, Grund}$:	Jahresgrundflächennutzungsgrad eines Heliostatenfeldes [-]	\vec{x} :	Ortsvektor [$m \times m \times m$]
		ZA :	Zielpunkte-Anzahl-Parameter [-]

Griechische Zeichen:

η :	Wirkungsgrad [-]
η_{opt} :	Optischer Wirkungsgrad [-]
$\eta_{Receiver}$:	Receiverwirkungsgrad [-]
ϑ :	Zenitwinkel eines Strahlenbündels [°]
$\theta_{1,2}$:	Öffnungswinkel eines Strahlenbündels [°]
θ_{Feld} :	Öffnungswinkel der Strahlung vom Heliostatenfeld im Zielpunkt [°]
θ_s :	Öffnungswinkel der solaren Direktstrahlung [°]
μ :	Ein- und Ausfallswinkel von Strahlung
ρ_R :	Reflektorflächendichte [-]
τ :	Funktion, die das Rotationsvolumen eines rotierenden Zylinders beschreibt.
Ω :	Raumwinkel [sr]
Ω_p :	Projizierter Raumwinkel [-]

Deutsche Zeichen:

\mathcal{E} :	Étendue, das Phasenraumvolumen eines Strahlenbündels [m ²]
-----------------	--

Zusammenfassung

Ein konventionelles Solarturmkraftwerk besteht aus dem Gang der Sonne nachgeführten Reflektoren, sogenannten Heliostaten, die die solare Strahlung auf einen sich auf einem Turm befindenden Receiver fokussieren. Die Leistungsfähigkeit des Heliostatenfeldes ist eingeschränkt durch das gegenseitige Blockieren und Verschatten der Heliostaten und durch den sogenannten Kosinus-Effekt. Diese Einschränkungen bedeuten entweder, daß Teile der einfallenden solaren Direktstrahlung nicht genutzt werden können, oder, daß die vom Heliostatenfeld auf den Receiver transferierte Strahlung verdünnt wird.

In Kapitel 3 wird die Mehrtürmige Solaranlage (MTSA) als ein neues Konzept vorgeschlagen. Eine MTSA unterscheidet sich von einem konventionellen Solarturmkraftwerk dadurch, daß es nicht nur einen Turm mit Receiver gibt, auf den die Heliostaten die solare Strahlung konzentrieren. Vielmehr besteht die MTSA aus vielen Türmen, die so nahe beieinander stehen, daß die den Türmen zugeordneten Heliostatenfelder sich teilweise überlappen. Das bedeutet, daß in den von den Türmen weiter entfernten Bereichen die Heliostaten alternie-

rend auf Zielpunkte auf verschiedenen Türmen ausgerichtet sind.

Dieses Konzept basiert auf der Idee, die solare Strahlung, die bei konventionellen Solarturmkraftwerken wegen des Effektes des Blockierens ungenutzt bleibt, zu nutzen, indem zusätzliche Heliostaten zwischen die bestehenden installiert werden, die die ansonsten ungenutzte Strahlung auf Zielpunkte auf zusätzlichen Türmen reflektieren. Dies ist möglich, da die zusätzlichen Heliostaten, die auf andere Zielpunkte ausgerichtet sind, ein anderes Blockierungs- und Verschattungsverhalten haben, als die benachbarten Heliostaten.

Konventionelle Heliostaten sind Reflektoren, die durch eine jeweils eigene Nachführung dem Gang der Sonne folgen. In Kapitel 4 wird gezeigt, daß die maximale Aufstell-dichte solcher Heliostaten durch das Raumvolumen gegeben ist, im dem sich die Reflektoren jeweils frei bewegen können. Dieses hängt von der Reflektorform und der Art der Aufhängung der Reflektoren ab. Der Astigmatismus führt mit zunehmender Größe der Reflektoren zu einer Verschlechterung der Konzentration im Fokus des Heliostatenfeldes. Für eine MTSA im städtischen Bereich

sind konventionelle Heliostaten vor allem wegen ihrer Größe und der Beschränkung der möglichen Aufstell-dichte nicht geeignet.

In Kapitel 5 wird ein neues Konzept für Heliostaten vorgeschlagen: Gekoppelte Heliostaten mit fester Horizontalachsen-Aufhängung. Die feste Horizontalachsen-Aufhängung, eine neue Art der Aufhängung der Achsen, um die der Reflektor bewegt wird, ermöglicht eine bedeutend höhere Aufstell-dichte der Heliostaten bzw. Reflektorflächendichte des Heliostatenfeldes als mit konventionellen Heliostaten. Heliostaten mit speziellen hexagonalgeformten Reflektoren mit fester Horizontalachsen-Aufhängung können prinzipiell sogar mit einer Reflektorflächendichte von bis zu fast 100 % aufgestellt werden, was bedeutet, daß die installierte Reflektorfläche nahezu gleich der Grundfläche des Heliostatenfeldes ist. Außerdem ist es möglich, eine Vielzahl kleiner Heliostaten so zu koppeln, daß sie mit einer gemeinsamen Nachführung dem Gang der Sonne folgen können. Die neue Art dicht aufstellbarer gekoppelter Heliostaten ermöglicht eine MTSA im städtischen Bereich mit kleinen Heliostaten, die die gegebene Grundfläche effektiv nutzen können.

Um die Vorteile der überlappenden Heliostatenfelder bestmöglich zu nutzen, muß die Auslegung des Heliostatenfeldes einer MTSA optimiert werden. Dazu wurde vom Verfasser dieser Arbeit das Programm OptiMTSA entwickelt, eine Art Strahlverfolgungsprogramm, mit dem die optimale Auslegung des Heliostatenfeldes einer MTSA unter bestimmten Gegebenheiten auf ein Jahr bezogen errechnet werden kann. In Kapitel 6 wird gezeigt, daß mit einem Heliostatenfeld, dessen Heliostaten alternierend auf mehrere Zielpunkte ausgerichtet sein können, höhere Jahresgrundflächennutzungsgrade erzielt werden können, als es mit einem Heliostatenfeld theoretisch möglich ist, dessen Heliostaten auf nur einen Zielpunkt ausgerichtet sind.

Es wird gezeigt, daß bei der Optimierung des Heliostatenfeldes die Freiheitsgrade dahingehend eingeschränkt werden sollten, daß benachbarte Heliostaten auf maximal zwei verschiedene Zielpunkte ausgerichtet sind, da so die nahezu gleichen Werte für den Jahresgrundflächennutzungsgrad erreicht werden bei gleichzeitig geringerer Verdünnung der Strahlung. Sowohl der Jahresgrundflächennutzungsgrad als auch der Jahresreflektor-

flächennutzungsgrad eines Heliostatenfeldes nehmen mit abnehmendem Abstand der Türme zu. Für Turmabstände von vierfacher Turmhöhe lassen sich Jahresgrundflächennutzungsgrade von bis zu 84 %, für Turmabstände von zweifacher Turmhöhe sogar bis zu 95 % erreichen.

In Kapitel 7 werden verschiedene Receivertechnologien zur Nutzung der vom Heliostatenfeld konzentrierten Strahlung vorgestellt. Ein thermischer Receiver erhitzt ein Wärmeträgermedium auf die benötigte Temperatur, um zur elektrischen Stromerzeugung eine Dampf- oder Gasturbine oder eine Kombination aus Gas- und Dampfturbine anzutreiben. Ein Photovoltaik-Receiver, der für hochkonzentrierte Strahlung geeignet ist, ist ein anderer Weg elektrischen Strom zu erzeugen. Die solarchemische Wasserstoffgewinnung ist eine der Möglichkeiten, die ein solarer thermochemischer Reaktor als Receiver bietet, um mit der konzentrierten Strahlung einen chemischen Prozeß anzutreiben. Die verschiedenen Receivertechnologien haben unterschiedliche Wirkungsgrade und Eigenschaften, die diese für unterschiedliche Anwendungsbereiche auszeichnen.

Für eine MTSA im städtischen Umfeld ist ein Hybridkraftwerk mit kombinierten Receivern besonders interessant. Hierbei wird ein auf dem Turm befindlicher PV-Receiver, vor dem ein Strahlteiler in der Art eines Turmreflektors installiert ist, mit einem Luftreceiver (der auch als solarchemischer Reaktor dienen kann) und einer Gasturbine kombiniert. Die Gasturbine kann sowohl die Wärme des Luftreceivers als auch den im solarchemischen Reaktor erzeugten und dann gespeicherten Wasserstoff nutzen, um elektrischen Strom zu erzeugen.

Eine MTSA bietet die Möglichkeit, die Vorteile konzentrierender Solarkraftwerke im städtischen Bereich zu nutzen. Die Türme einer solchen Anlage sind nicht höher als 10 m. Die Höhen sind vergleichbar mit den Dimensionen von Lichtmasten, die typisch sind für die städtische Infrastruktur.

In Kapitel 9 werden geeignete Flächen für eine MTSA im städtischen Bereich erläutert, die vor allem in industriell oder gewerblich genutzten Gebieten in der Peripherie von Städten vorkommen. Dies können offene Flächen wie Parkplätze sein, die mit einer MTSA überdacht werden. Eine solche Anwendung bietet den Vorteil der Doppelnutzung: so kann die MTSA

die solare Strahlung nutzen und gleichzeitig die parkenden Fahrzeuge verschatten. Andererseits bieten sich für eine MTSA bebaute Flächen an, etwa große Flachdächer. Auch hierbei bringt die Verschattung der Gebäude zusätzlichen Nutzen. Eine MTSA sollte eine optisch leichte Tragkonstruktion haben, damit die Vorteile der günstigen Lichtverhältnisse unter einer MTSA genutzt werden können.

Unter der Annahme von Heliostaten mit einer Reflektivität von 95 % sind, je nach Reflektorflächendichte und Receiverwirkungsgrad, für eine MTSA Jahresnutzungsgrade bezogen auf die Grundfläche bis zu 32 % zu erwarten. Wird von einem Jahresnutzungsgrad von 25 % ausgegangen, ist für Südeuropa ein Jahresertrag an elektrischer Energie bezogen auf die Grundfläche der MTSA von 275 kWh/m²a und für Deutschland von etwa 125 kWh/m²a zu erwarten. Die installierte Leistung einer MTSA bezogen auf die Grundfläche beträgt etwa 190 W_{el}/m². Eine Fallstudie vergleicht in Kapitel 10 den Jahres- und Tagesverlauf des Bedarfs eines Einkaufszentrums in Spanien mit dem Verlauf des Ertrages einer MTSA, gerechnet mit einem typischen Wetterdatensatz für Sevilla. Dafür wird die MTSA so ausgelegt, daß der Jahresertrag gleich dem

Jahresbedarf von 5.200 MWh_{el} ist. An 180 Tagen im Jahr - die meisten sind Sommertage - ist der Tagesertrag höher als der Tagesbedarf. Die Tagesverläufe zeigen, daß selbst an Tagen, an denen der Ertrag größer ist als der Bedarf, zeitweise der Leistungsbedarf nicht gedeckt wird, da wegen Bewölkung die Leistung der MTSA zeitweise auf Null absinkt. Dieser Umstand macht Energiespeicherung notwendig, wenn eine zu 100 % solare Versorgung erreicht werden soll. Die Abwärme einer MTSA kann zur solaren Klimatisierung genutzt werden. Bei dem betrachteten Beispiel kann die Kombination aus offener sorptionsgestützter Klimaanlage und geschlossener Absorptionskältemaschine die Abwärme der MTSA nutzen, um eine Jahreskühlleistung von 6.240 MWh abzuführen. Der Jahresenergiebedarf einer sehr effizienten elektrisch angetriebenen Kompressionskältemaschine zur Abfuhr der gleichen Kühlleistung beträgt 1.250 MWh_{el}, was in etwa 25 % des Jahresstrombedarfs des betrachteten Einkaufszentrums sind.

Es zeigt sich, daß die MTSA eine neue praktikable Technologie ist, die viele Vorteile bietet, unter anderem folgende:

- 1) Mit der MTSA können die Kostenvorteile konzentrierender

Solkraftwerke auch im städtischen Umfeld genutzt werden, wobei eine MTSA die Grundflächen bedeutend effektiver nutzen kann als ein konventionelles Solarturmkraftwerk.

- 2) Die MTSA bietet neue Möglichkeiten, solare Stromerzeugung gestalterisch und funktional sinnvoll in den städtischen Kontext zu integrieren. Dabei kann eine MTSA Mehrfachfunktionen übernehmen, wie Verschattung einerseits und Strom- oder Wasserstoffgewinnung andererseits. Diese Mehrfachfunktionen lassen die Kombination eines durch eine MTSA verschatteten Parkplatzes mit einer Tankstelle für wasserstoffgetriebene Fahrzeuge sinnvoll erscheinen.
- 3) Die MTSA bietet großen Stromabnehmern eine günstige Alternative zur Photovoltaik, um einen Teil des eigenen Strombedarfs solar zu decken.

Einleitung

Die weltweiten mit heutiger Technik gewinnbaren Erdölreserven werden bei gleichbleibendem Verbrauch bis zum Jahr 2040 bei einem zunehmenden Verbrauch bereits bis etwa 2030 erschöpft sein (Bölkow, 2000; Bundesumweltministerium, 2000; Aral 1997). Campbell und Laherrère (1998) rechnen damit, daß bis 2010 die Hälfte der weltweiten Erdölvorkommen gefördert worden sein werden. Sie erwarten, daß damit die Fördermengen abnehmen und somit die Preise für Erdöl zunehmen werden, insofern der Bedarf an Erdöl nicht mit den Fördermengen abnimmt.

Aus diesen Gründen bereiten sich viele internationale Unternehmen der Automobilindustrie und der Energiewirtschaft auf eine veränderte Energieversorgung vor, bei der mit erneuerbaren Energien erzeugter Wasserstoff als Energieträger dienen soll (BMW Group, 2000; Röthlein, 2001). Dieser Wasserstoff wird nicht nur Fahrzeuge antreiben, sondern auch Brennstoffzellen in Haushalten, in Mobiltelefonen und in tragbaren Computern versorgen (Winter, 2001). Außerdem wird ein Mix aus verschiedenen erneuerbaren Energien einen maßgeblichen Beitrag zur Erzeugung von Wärme und elektrischem Strom leisten.

Diese zu erwartenden Veränderungen bei der Energieversorgung werden vermutlich nicht nur eine Folge der ökonomischen Zwänge (aufgrund verknappender Ressourcen) sein, sondern auch, im Zusammenhang mit der CO₂-Problematik und der damit einhergehenden weltweiten Klimaveränderung, das Ergebnis politischer Zielsetzungen (Europäische Kommission, 1997; Bundesumweltministerium, 2000). Bei der Auswahl geeigneter Technologien für den Einsatz erneuerbarer Energien werden die jeweiligen lokalen Gegebenheiten zu berücksichtigen sein: So sind z.B. in Schottland Windkraftanlagen, in Island Geothermiekraftwerke, in der Schweiz Wasserkraftwerke und in Südeuropa Solarkraftwerke wirtschaftlich sinnvolle Alternativen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien.

Die Nutzung der solaren Strahlung zur Wärmeerzeugung, zur Wasserstofferzeugung und zur Erzeugung elektrischen Stroms wird einen wesentlichen Beitrag zu einer veränderten Energieversorgung leisten.

Seit einigen Jahren werden zwei grundsätzlich verschiedene Wege verfolgt, solare Strahlung in elektri-

schen Strom zu wandeln: Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen), die in kleinen Einheiten aufgestellt werden können, und große konzentrierende Solarkraftwerke¹.

Mittels dieser Technologien wurde bis heute Strom in einem Umfang erzeugt, der einen verschwindend geringen Anteil der gesamten Stromerzeugung ausmacht. Noch nicht einmal mit der Erzeugung aus Windkraft [5 GW installierte Leistung in Deutschland nach Bundesumweltministerium (2000)] sind diese Strommengen vergleichbar. Die Ursachen hierfür sind bei der Photovoltaik und bei großen konzentrierenden Solarkraftwerken unterschiedlich.

Eine PV-Anlage wird typischerweise von einem Stromabnehmer betrieben und ist für diesen dann wirtschaftlich, wenn die Stromgestehungskosten der PV-Anlage vergleichbar sind mit den üblichen Endabnehmerpreisen für elektrischen Strom. Dies ist für PV-Anlagen nicht gegeben, so daß die Entscheidung für eine PV-Anlage meist ideelle anstatt wirtschaftliche Gründe hat².

Zwar sind die Stromgestehungskosten eines großen konzentrierenden Solarkraftwerkes vergleichbar mit den Endabnehmerpreisen für elektrischen Strom, jedoch wäre der typische Betreiber eines solchen Solarkraftwerkes ein Stromversorgungsunternehmen. Für ein solches Unternehmen ist ein Solarkraftwerk erst dann wirtschaftlich, wenn die Stromgestehungskosten vergleich-

¹ Es wird oft auch von solarthermischen Kraftwerken gesprochen. Dieser Ausdruck eignet sich jedoch nicht als Oberbegriff, da er auf die thermische Nutzung der konzentrierten Strahlung reduziert und die Nutzung durch Solarzellen für hochkonzentrierte Strahlung und die solarchemische Nutzung unberücksichtigt läßt. Deshalb wird hier der Begriff konzentrierendes Solarkraftwerke verwendet, der die wesentliche Charakteristik einer solchen Anlage beschreibt. Als solarthermisches Kraftwerk wird nur noch ein bestimmte Art von konzentrierendem Solarkraftwerk bezeichnet, welches über einen thermischen Prozeß Strom erzeugt.

² Für Deutschland gelten allerdings folgende Besonderheiten: Dort haben das 100.000-Dächer-Programm und das Erneuerbare-Energien-Gesetz, mit einer mit 0,99 DM/kWh sehr hohen Einspeisevergütung für Strom aus Photovoltaik, PV-Anlagen künstlich in den wirtschaftlichen Bereich gerückt. Ansonsten sind PV-Anlagen bei netzfernen Anwendungen wie bei Parkuhren, Taschenrechnern, Satelliten und in sonnenreichen ländlichen Gebieten ohne Anschluß an ein Stromnetz wirtschaftlich.

bar sind mit den üblichen Erzeugerpreisen von elektrischem Strom.

Eine Alternative, um wirtschaftlich Strom solar zu erzeugen, könnten konzentrierende Solarkraftwerke sein, die kleiner sind als die großen konzentrierenden Solarkraftwerke, so daß sie auch von Stromabnehmern (z.B. aus Gewerbe oder Industrie) betrieben werden können, um teilweise den eigenen Bedarf zu decken. Dabei müßten die Stromgestehungskosten eines solchen Solarkraftwerkes (weit unter denen von PV-Anlagen) in der Größenordnung der von den möglichen Betreibern zu zahlenden Abnehmerpreise für elektrischen Strom liegen .

Die Mehrtürmige Solaranlage (MTSA), eine Weiterentwicklung der Solarturmkraftwerke, macht es möglich, die Vorteile der konzentrierenden Solaranlagen auch in kleineren Anlagen im städtischen Bereich zu nutzen. So könnte z.B. eine MTSA über dem Dach oder dem Parkplatz eines Einkaufszentrums teilweise dessen Bedarf an elektrischer Energie decken.

Die Integration einer MTSA in ein städtisches Umfeld steht in Einklang mit dem Aktionsplan der Europäischen Kommission, um bis 2010 den Anteil der erneuerbaren Energien in der EU zu verdoppeln: Im

Weißbuch der Europäischen Kommission für eine Gemeinschaftsstrategie und Aktionsplan ist eine der zentralen Aktionen der „Kampagne für den Durchbruch“ die Integration erneuerbarer Energien in 100 Gemeinden, Regionen, Städten und Inseln (Europäischen Kommission, 1997).

Zahlreiche Veröffentlichungen beschäftigen sich mit den Möglichkeiten, solare Strahlung aktiv und passiv im städtischen Umfeld nutzen zu können (Herzog, 1996; Santamoris, 2001; Knoll und Kreibich, 1992; Capello et al., 1999), wobei deutlich wird, daß vor der Umsetzung zunächst versucht werden sollte „die Strukturen und die Logik der Zusammenhänge zu verstehen“ (Herzog, 1999a und b). Eine MTSA kann nicht nur solare Strahlung effektiv nutzen, sondern hat auch das Potential, daß diese Nutzung gut in ein städtisches Umfeld eingebunden werden kann. Zuvor gilt es jedoch „die Strukturen und die Logik der Zusammenhänge“ einer MTSA „zu verstehen“.

Die vorliegende Arbeit stellt die Technologie der MTSA dar, diskutiert die Vorteile, die zu beachtenden Kriterien bei der Auslegung und den Anwendungen und ist so ein erster Schritt zum Verständnis der Technologie der MTSA.

Die Idee für die MTSA stammt von dem australischen Physiker David Mills und ergibt sich unmittelbar aus dem von Mills und Morrison (2000) entwickelten CLFR (Compact Linear Fresnel Reflector, vgl. Anhang A1).

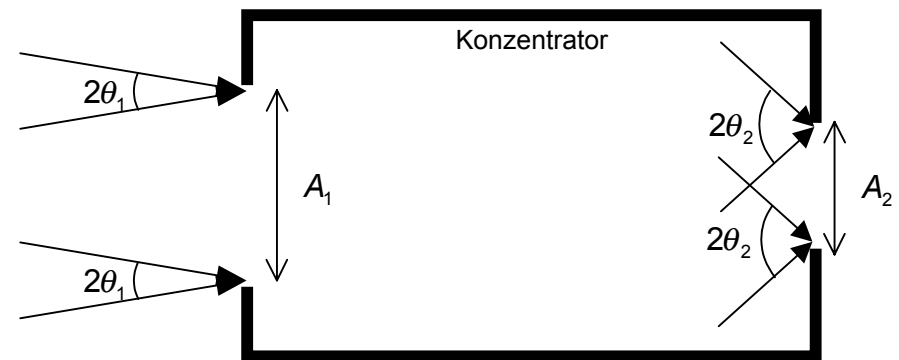
In den 60er Jahren wurden von dem italienischen Physiker Giovanni Francia die Pionierarbeiten zum Thema Solarturmkraftwerke geleistet (Francia, 1968). Die heutigen Solarturmkraftwerke entsprechen in einigen Punkten nicht mehr den Ansätzen von Francia. So führte die Entwicklung zu größeren Anlagen mit höheren Türmen und größeren Heliostaten. Die Koppelung der Heliostaten mit einer gemeinsamen Nachführung wurde im Laufe der Zeit fallen gelassen. Mitte der 80er Jahre wurden die letzten Aktivitäten, die auf der unmittelbaren Initiative von Francia beruhten, eingestellt und sind größtenteils in Vergessenheit geraten. Jahre später werden nun hier in dieser Arbeit die Ansätze von Francia hinsichtlich gekoppelter Nachführung und der geringen Größe von Heliostaten und Türmen aufgegriffen und weiterentwickelt, um ihre Vorteile für die MTSA zu nutzen.

1 Physikalische Grundlagen der geometrischen Optik in der Solarenergienutzung

Zusammenfassung: Um mit einem hohen Wirkungsgrad Arbeit (z.B. elektrische Energie) aus Wärme zu erzeugen, wird diese bei hohen Temperaturen benötigt. Bei Wärme mit hoher Temperatur wird deshalb auch von qualitativ hochwertiger Energie gesprochen. Um solare Strahlung mit einem hohen Wirkungsgrad in Arbeit umwandeln zu können, muß auch die verwendete Strahlung qualitativ hochwertig sein. Sie sollte also eine hohe Strahlungstemperatur haben; es wird auch von heißer Strahlung gesprochen. Die solare Globalstrahlung setzt sich aus heißer solarer Direktstrahlung und kälterer diffuser Himmelsstrahlung zusammen. Die heiße solare Direktstrahlung wird also durch die kalte Diffusstrahlung verdünnt. Durch Konzentration der solaren Direktstrahlung kann diese Verdünnung verringert und so mit hohem Wirkungsgrad Arbeit aus solarer Strahlung gewonnen werden. In der geometrischen Optik gibt es für die Konzentration von Strahlung drei Definitionen, die miteinander zusammenhängen. Konzentration bedeutet die Übertragung eines Strahlenbündels, welches aus einem bestimmten Raumwinkel auf eine Fläche mit einer gegebenen Bestrahlungsstärke fällt, mittels eines Konzentrators

1. auf eine kleinere Fläche, wobei sich
2. die Projektion des Raumwinkels vergrößert, aus dem die Strahlung einfällt, und somit
3. die Bestrahlungsstärke sich erhöht.

Diese drei Definitionen und ihre Zusammenhänge werden in diesem Kapitel dargestellt. Daraus ergibt sich direkt die maximal erreichbare Konzentration solarer Strahlung. Für die Herleitung wird das Étendue (Phasenraumvolumen von Strahlung) und die Étendueerhaltung benötigt.



Prinzip der Konzentration von Strahlung.

1.1 Nutzung hochkonzentrierter solarer Strahlung

1.1.1 Qualität von Energie

Für die vollständige Beschreibung von Energie sollte neben der Quantität der Energie auch die Qualität der Energie betrachtet werden.

Die von der - einem System zugeführten - Energie E maximal leistbare Arbeit (Exergie) W und der sich daraus ergebende exergetische Wirkungsgrad η gelten nach Sizmann (1989) in der Thermodynamik als ein einfaches Maß für die Qualität der Energie:

$$\eta = \frac{W}{E} \quad (\text{Gl. 1.1})$$

Um Wärme in Arbeit zu wandeln, ist - dem 2. Hauptsatz der Thermodynamik entsprechend - ein Temperaturunterschied zwischen zwei Wärmereservoirien notwendig. Durch den Carnot-Prozess ist der maximale Wirkungsgrad η gegeben, mit dem Arbeit aus der Wärmeenergie – die durch die Temperaturdifferenz der Wärmereservoirie $T_2 - T_1$ gegeben ist – gewonnen werden kann:

$$\eta = \frac{T_2 - T_1}{T_2} \quad (\text{Gl. 1.2})$$

Mit Zunahme der Temperatur T_2 des wärmeren Reservoirs, bei unveränderlichem T_1 , wird η größer und die Qualität des Energieinhaltes des wärmeren Reservoirs nimmt zu. In der Thermodynamik wird die Qualität der Energie auch durch die Entropie beschrieben.

Es gibt Anwendungen zur Nutzung der Sonnenenergie, für die Wärme mit geringen Temperaturen von unter 100 °C hinreichend sind, z.B. bei der solaren Warmwasserbereitung. Hierfür ist die solare Globalstrahlung ausreichend.

Um allerdings, z.B. mit einer Wärmekraftmaschine, hochwertige elektrische Energie mit einem hohen Wirkungsgrad zu erzeugen, wird hochwertige Wärme mit hohen Temperaturen von mindestens 300 °C, benötigt. Solche Temperaturen können mit qualitativ hochwertiger Strahlung erreicht werden. Dies kann durch Konzentration der solaren Direktstrahlung geschehen.

1.1.2 Temperatur und Qualität von Strahlung

Die Spektralverteilung der Strahlung eines Körpers mit einer bestimmten Temperatur entspricht im Idealfall eines schwarzen Körpers der Planckschen Schwarzkörperstrahlung, d.h. für den Absorptionskoeffizienten α (= Emissionsko-

effizient) gilt über das gesamte Spektrum: $\alpha = 1$. Umgekehrt kann einer Planckschen Strahlung auch eine Temperatur, die sogenannte Strahlungstemperatur³, zugeordnet werden. Dies gilt nach Ries (1984) jedoch nur dann, wenn das chemische Potential der Strahlung als Null angenommen wird. Für eine beliebige Nicht-Plancksche Strahlung ist die Strahlungstemperatur abhängig von der Wellenlänge. Sizmann (1989) spricht daher auch von Strahldichtetemperatur.

Der Begriff der Strahlungstemperatur legt nahe, daß die Qualität einer Strahlung mit einer bestimmten Strahlungstemperatur korreliert, analog zur Qualität von Wärme. So kann nach Ries (1984) auch die Qualität von Strahlung durch die Entropie der Strahlung beschrieben werden. Es kann vereinfachend auch von kalter und heißer Strah-

lung gesprochen werden (Sizmann, 1991).

Im allgemeinen steht eine der Sonne zugewandte Fläche nicht nur im Strahlungsaustausch mit der heißen solaren Direktstrahlung, die aus einem sehr kleinen Raumwinkelbereich kommt, sondern gleichzeitig auch mit der Strahlung aus dem übrigen Halbraum, meist der diffusen kälteren Himmelsstrahlung. Es findet Vermischung statt, so daß die Gesamtstrahlung für alle Wellenlängen geringere Strahlungstemperaturen und somit geringere Qualität hat, als die solare Direktstrahlung: Es wird von Verdünnung der heißen solaren Strahlung gesprochen (Sizmann, 1991; Brunotte, 1996). Es wäre also günstiger, wenn aus den Raumwinkelbereichen, aus denen kalte Strahlung auf die Fläche trifft, statt dessen heiße solare Direktstrahlung käme. Genau dies wird erreicht durch die Konzentration der solaren Strahlung. Im Idealfall fällt auf diese Fläche aus dem gesamten Halbraum nicht kalte Diffusstrahlung, sondern heiße solare Direktstrahlung, die somit auch nicht verdünnt wird. Der Winkelbereich, aus dem solare Direktstrahlung einfällt, ist dabei vergrößert, gleichzeitig nimmt die Strahlungsdichte auf einer wiederum verkleinerten Fläche zu. In Abschnitt 1.2.2 werden diese verschiedenen, aber

³ Die Strahlungstemperatur ist nicht mit der in der Beleuchtungstechnik verwendeten Farbtemperatur zu verwechseln. Die Farbtemperatur beschreibt das subjektive menschliche Farbempfinden, bei dem kurzwelliges blaues Licht als kalt und langwelliges rotes Licht als warm bezeichnet wird. Die Farbtemperatur verhält sich entgegengesetzt zur Strahlungstemperatur, die mit der Verschiebung des Maximums der spektralen Strahldichteverteilung zur kurzwelligen Strahlung hin zunimmt.

sich gegenseitig bedingenden Definitionen von Strahlungskonzentration ausführlicher erläutert.

1.1.3 Konzentrierte solare Strahlung für Solarzellen

Auch bei der Verwendung von Solarzellen zur Stromerzeugung ist die Konzentration der solaren Strahlung von Vorteil. In diesem Fall wird das chemische Potential der solaren Strahlung bei fester Temperatur, die im allgemeinen gleich der Umgebungstemperatur ist, betrachtet. Nach Ries (1984) nimmt das chemische Potential für alle Wellenlängen mit der Konzentration zu, so daß nach Sizmann (1991) auch der Wirkungsgrad der Solarzellen bei zunehmender Konzentration, homogener Verteilung der Strahlung und gleichbleibender Temperatur der Zelle steigt.

Zusätzlich gilt als wirtschaftlicher Vorteil, daß die benötigte Fläche an Solarzellen dem Faktor der Konzentration entsprechend gesenkt werden kann. Der Ersatz teurer Solarzellenfläche durch kostengünstigere Reflektorfläche kann eine beträchtliche Kostensenkung bedeuten, insofern der zusätzliche Aufwand, die Reflektoren der Sonne nachzuführen, diesen Kostenvorteil nicht wieder aufhebt.

1.2 Konzentration von Strahlung: Prinzipien der geometrischen Optik

1.2.1 Étendue

Strahlung, die aus einem infinitesimal kleinen Raumwinkel $d\vec{\Omega}$ auf eine infinitesimal kleine Fläche $d\vec{A}$ fällt, kann nach Welford und Winston (1989) durch ein infinitesimal kleines Étendue $d\mathcal{E}$ (das Phasenraumvolumen der Strahlung) wie folgt beschrieben werden:

$$\begin{aligned} d\mathcal{E} &= n^2 \cdot d\vec{A} \cdot d\vec{\Omega} \\ &= n^2 \cdot dA \cdot d\Omega \cdot \cos \vartheta = n^2 \cdot dA \cdot d\Omega_p \end{aligned} \quad (\text{Gl. 1.3})$$

Hierbei ist ϑ der Winkel zwischen $d\vec{\Omega}$ und $d\vec{A}$, $d\Omega_p$ der projizierte Raumwinkel (projiziert auf die Ebene, in der $d\vec{A}$ liegt) und n der Brechungsindex des Materials in dem $d\vec{\Omega}$ und ϑ gemessen werden (vgl. Abb. 1.1).

Ebenso wie die Fläche dA als das Produkt der beiden infinitesimal kleinen Seiten dx und dy

$$dA = dx \cdot dy \quad (\text{Gl. 1.4})$$

dargestellt werden kann, kann nach Welford und Winston (1989) auch der projizierte Raumwinkel durch zwei infinitesimal kleine Seiten dk_x und dk_y

$$d\Omega_p = dk_x \cdot dk_y \quad (\text{Gl. 1.5})$$

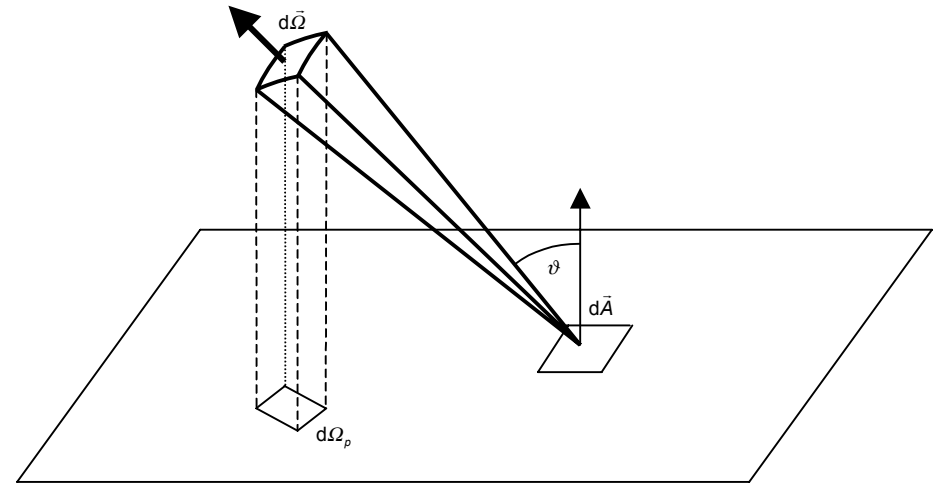


Abb. 1.1: Ein infinitesimal kleines Strahlenbündel wird bestimmt durch den infinitesimal kleinen Raumwinkel $d\vec{\Omega}$, der auf eine infinitesimal kleine Fläche $d\vec{A}$ unter dem Winkel ϑ einfällt. $d\Omega_p$ ist der auf die Ebene in der $d\vec{A}$ liegt projizierte Raumwinkel.

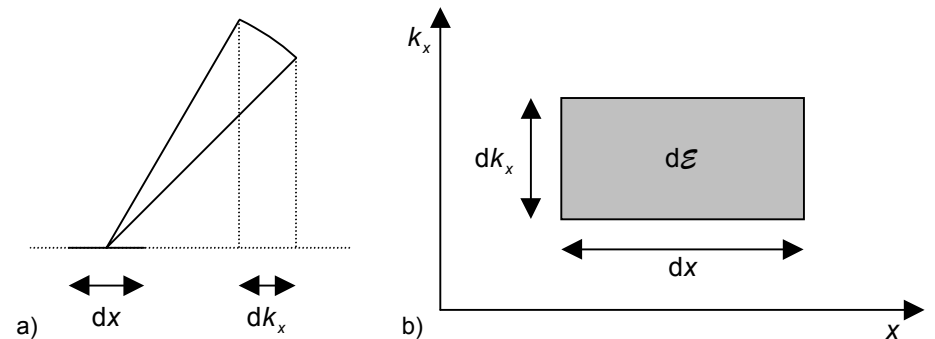


Abb. 1.2: a) Der projizierte Raumwinkel dk_x eines Strahlenbündels, das auf die Fläche dx fällt, im zweidimensionalen Raum. b) Das Étendue (Phasenraumvolumen), das im zweidimensionalen Phasenraum von dk_x und dx aufgespannt wird.

dargestellt werden. Somit gilt:

$$d\mathcal{E} = n^2 \cdot dx \cdot dy \cdot dk_x \cdot dk_y \quad (\text{Gl. 1.6})$$

Das Étendue kann also als das Volumen in dem sogenannten vierdimensionalen Phasenraum beschrieben werden. Da ein vierdi-

mensionales Volumen nicht graphisch darstellbar ist, wird in Abb. 1.2a das Prinzip durch einen zweidimensionalen Schnitt und in Abb. 1.2b das zweidimensionale Volumen, welches durch dx und dk_x aufgespannt wird, verdeutlicht.

Das Étendue ist in der geometrischen Optik eine Erhaltungsgröße, d.h. das durch das Étendue beschriebene Phasenraumvolumen eines Lichtbündels bleibt bei jeglicher Transformation der geometrischen Optik (Welford und Winston, 1989) konstant. Eine solche Transformation im zweidimensionalen Raum in einem gleichbleibendem Medium (d.h.: $n = \text{const.}$) bedeutet eine Verschiebung und/oder Verformung der Fläche, bei der das Maß der Fläche, das Étendue, erhalten bleibt (vgl. Abb. 1.3). Es gilt also:

$$\begin{aligned} dA \, d\Omega_p &= d\mathcal{E} \\ &= d\mathcal{E}' = dA' \, d\Omega'_p = \text{const.} \end{aligned} \quad (\text{mit: } n = \text{const.} = 1). \quad (\text{Gl. 1.7})$$

Hier und im weiteren wird $n = 1$ angenommen.

1.2.2 Konzentration von Strahlung

Bei der Konzentration von Strahlung soll die Bestrahlungsstärke E einer Strahlung erhöht werden. Dies geschieht durch einen Konzentrator.

Ein Konzentrator transferiert ein Strahlenbündel, das mit der Bestrahlungsstärke E_1 auf die Eingangsapertur mit der Fläche A_1 trifft, auf eine kleinere Fläche A_2 mit einer

erhöhten Bestrahlungsstärke E_2 (Sizmann, 1991).

Für einen Konzentrator ohne optische Verluste, d.h. mit einem optischen Wirkungsgrad von $\eta_{\text{opt}} = 1$, ergibt sich nach Sizmann (1991) der Konzentrationsfaktor C aus dem Verhältnis der Bestrahlungsstärken E_1 und E_2 , bzw. dem Verhältnis der Flächen A_1 und A_2 :

$$C = \frac{A_1}{A_2} = \frac{E_2}{E_1} \quad (\text{Gl. 1.8})$$

Aus der Étendueerhaltung (Gl.1.7) folgt die äquivalente Beziehung für den Konzentrationsfaktor als das Verhältnis der projizierten Raumwinkel des Strahlenbündels vor und nach der Konzentration

$$C = \frac{A_1}{A_2} = \frac{\Omega_{p2}}{\Omega_{p1}} \quad (\text{Gl. 1.9})$$

Für den projizierten Raumwinkel Ω_p eines Raumwinkels $\bar{\Omega}$ der senkrecht auf der Projektionsfläche mit dem Normalenvektor \bar{n}_A steht und dessen halber Öffnungswinkel θ ist gilt:

$$\begin{aligned} \Omega_p &= \int_{\text{Raumwinkelbereich}} \bar{n}_A \cdot d\bar{\Omega} \\ &= \int_0^\theta \cos \vartheta \cdot \sin \vartheta \cdot d\vartheta \cdot \int_0^{2\pi} d\varphi \\ &= \pi \cdot \sin^2 \theta \end{aligned} \quad (\text{Gl. 1.10})$$

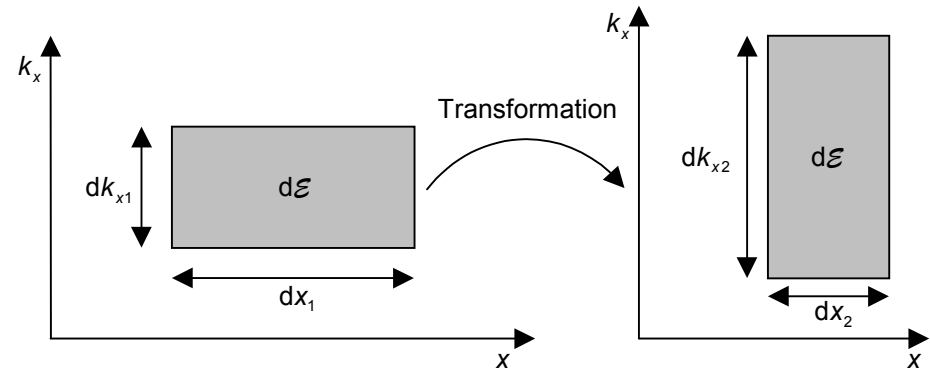


Abb.1.3: Darstellung der Transformation eines Strahlenbündels im zweidimensionalen Phasenraum. Da das Étendue in der geometrischen Optik eine Erhaltungsgröße ist, verändert sich bei einer Transformation eines Strahlenbündels das Phasenraumvolumen nicht, jedoch kann das das Phasenraumvolumen beschreibende Gebiet verschoben oder verformt werden. Bei dieser Transformation handelt es sich um Konzentration von Strahlung. Das Strahlenbündel wird von einer Fläche dx_1 auf eine kleinere Fläche dx_2 konzentriert und gleichzeitig vergrößert sich der projizierte Raumwinkel von dk_{x1} auf dk_{x2} .

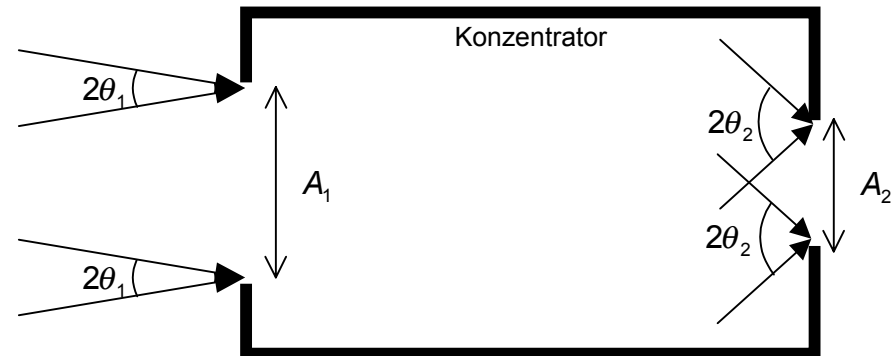


Abb. 1.4: Zweidimensionale Darstellung eines Konzentrators. Strahlung, die aus einem Öffnungswinkel θ_1 auf die Fläche A_1 fällt wird vom Konzentrator auf eine Fläche A_2 transferiert, wobei sich der Öffnungswinkel der Strahlung auf θ_2 vergrößert.

Somit ergibt sich für Gleichung 1.9:

$$C = \frac{A_1}{A_2} = \frac{\Omega_{p2}}{\Omega_{p1}} = \frac{\sin^2 \theta_2}{\sin^2 \theta_1} \quad (\text{Gl. 1.11})$$

Für den zweidimensionalen Fall gilt äquivalent:

$$C^{2D} = \frac{dx_1}{dx_2} = \frac{dk_{x2}}{dk_{x1}} = \frac{\sin \theta_2}{\sin \theta_1} \quad (\text{Gl. 1.12})$$

Bei der in Abb. 1.3 dargestellten Transformation im zweidimensionalen Phasenraum wird das Strah-

lenbündel konzentriert. Abb. 1.4 veranschaulicht die Vorgänge bei der Konzentration.

Wie gezeigt bedeutet Konzentration nicht nur Erhöhung der Bestrahlungsstärke auf einer verkleinerten Fläche, sondern auch Vergrößerung des projizierten Raumwinkels und somit des Raumwinkels falls wie im gezeigten Fall $\angle(\vec{\Omega}_1, \vec{n}_{A1}) = \angle(\vec{\Omega}_2, \vec{n}_{A2})$. Dies deckt sich mit der Herleitung in Abschnitt 1.1.2, in dem festgestellt wird, daß hohe Temperaturen erreicht werden können, wenn eine Fläche mit heißer solarer Strahlung, die aus dem gesamten Halbraum kommt, im Strahlungsaustausch steht. Genau dies entspricht der Definition für maximale Konzentration, wie im folgenden gezeigt wird.

1.2.3 Maximale Konzentration

Im dreidimensionalen Raum liegt nach Sizmman (1991) maximale Konzentration vor, wenn der Raumwinkel des Strahlenbündels dem vollen Halbraum entspricht, da ein Fläche nur Strahlung aus dem Halbraum empfangen kann. Für die maximale Konzentration gilt also

$$\Omega^{\max} = 2\pi$$

$$\Rightarrow \Omega_p^{\max} = \int_{\text{Halbraum}} \vec{n}_A \cdot d\vec{\Omega} =$$

$$= \int_0^{\frac{\pi}{2}} \cos \vartheta \cdot \sin \vartheta \cdot d\vartheta \cdot \int_0^{2\pi} d\varphi$$

$$= \pi \cdot \sin^2 \frac{\pi}{2} = \pi$$

(Gl. 1.13)

mit \vec{n}_A als Normalenvektor der Fläche, auf den der Raumwinkel projiziert wird.

Bei Konzentration in einer Richtung liegt maximale Konzentration vor, wenn für den halben Öffnungswinkel des Strahlenbündels gilt:

$$\theta^{\max} = 90^\circ \equiv \frac{\pi}{2}$$

$$\Rightarrow k_x^{\max} = \int_{-\frac{\pi}{2}}^{\frac{\pi}{2}} \cos \vartheta \cdot d\vartheta = 2 \cdot \sin \frac{\pi}{2} = 2$$

(Gl. 1.14)

Dieser Zusammenhang ist in Abb. 1.5 dargestellt.

Die maximal mögliche Konzentration eines Strahlenbündels ergibt sich somit aus dem Raumwinkel dieses Strahlenbündels. Bei einem halben Öffnungswinkel der Sonne von $\theta_s = 0,27^\circ$, ergibt sich die maximale mögliche Konzentration der solaren Strahlung von:

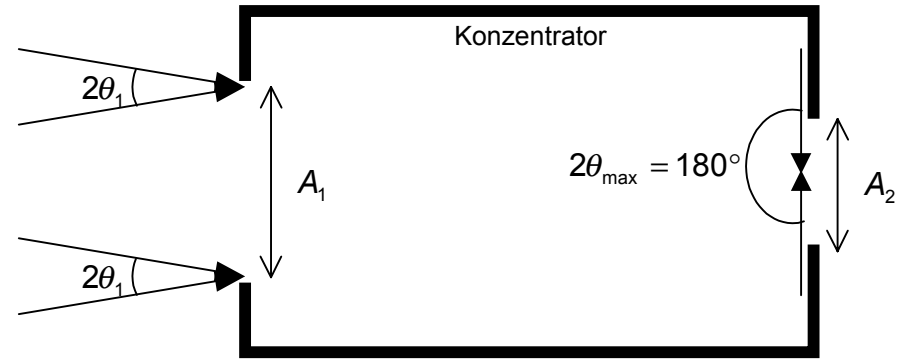


Abb. 1.5: Zweidimensionale Darstellung eines Konzentrators mit maximaler Konzentration. Die Fläche A_2 empfängt Strahlung aus dem gesamten Halbraum.

$$C_s^{\max} = \frac{\Omega_{p, \text{Halbraum}}}{\Omega_{p, S}} = \frac{\pi}{\pi \cdot \sin^2 \theta_s}$$

$$= \frac{1}{\sin^2 0,27^\circ} \approx \frac{1}{2,165 \cdot 10^{-5}} \approx 46200$$

(Gl. 1.15)

Bei Konzentration in einer Richtung ergibt sich:

$$C_s^{2D, \max} = \frac{k_{x, \max}}{k_{x, S}} = \frac{2}{2 \cdot \sin \theta_s} = \frac{1}{\sin 0,27^\circ}$$

$$\approx \frac{1}{4,65 \cdot 10^{-3}} \approx 215$$

(Gl. 1.16)

Der durch das Flächenverhältnis bzw. das Verhältnis der projizierten Raumwinkel definierte Konzentrationsfaktor beschreibt die sogenannte geometrische Konzentration, die nur dann mit der sich aus dem Verhältnis der Bestrahlungsstärken ergebenden Konzentration übereinstimmt,

wenn im Konzentrator keinerlei Verluste oder Streuung auftreten.

1.2.4 Optische Konzentration

In den vorhergehenden Abschnitten wird von einem optischen Wirkungsgrad von $\eta_{opt} = 1$ ausgegangen, d.h. Verluste durch Absorption oder Streuung werden vernachlässigt. Auf diese Weise wird das Thema Konzentration auf die geometrische Optik reduziert, weshalb auch von der geometrischen Konzentration C_{geo} gesprochen wird, die für diesen Ausnahmefall gleich der optischen Konzentration C_{opt} ist, die ausschließlich das Verhältnis von Strahlungsflußdichte vor und nach der Konzentration beschreibt (Welford und Winston, 1989). Nur für $\eta_{opt} = 1$ gilt Gl. 1.8. Im allgemeinen gilt jedoch $\eta_{opt} \leq 1$ und somit für die optische Konzentration:

$$C_{opt} = \frac{E_2}{E_1}$$

$$= \eta_{opt} \cdot C_{geo} \leq C_{geo} = \frac{A_1}{A_2} = \frac{\Omega_{p2}}{\Omega_{p1}}$$

(Gl. 1.17)

Bei der Entwicklung und Optimierung eines optischen Systems ist es sinnvoll, zunächst die geometrische Optik zu betrachten, da die Fragestellung der Optimierung unter den Aspekten der geometrischen Optik entkoppelt ist von der Entwicklung optischer Elemente mit hohen optischen Wirkungsgraden, d.h. vor allem hoher Reflektivität oder hoher Transmission. Die vorliegende Arbeit beschäftigt sich nicht mit den Materialeigenschaften eines optischen Systems, sondern primär mit den optischen Eigenschaften unter den Aspekten der geometrischen Optik. Hier ist daher immer die geometrische Konzentration gemeint, wenn von Konzentration die Rede ist.

1.2.5 Abbildende und nichtabbildende Optik

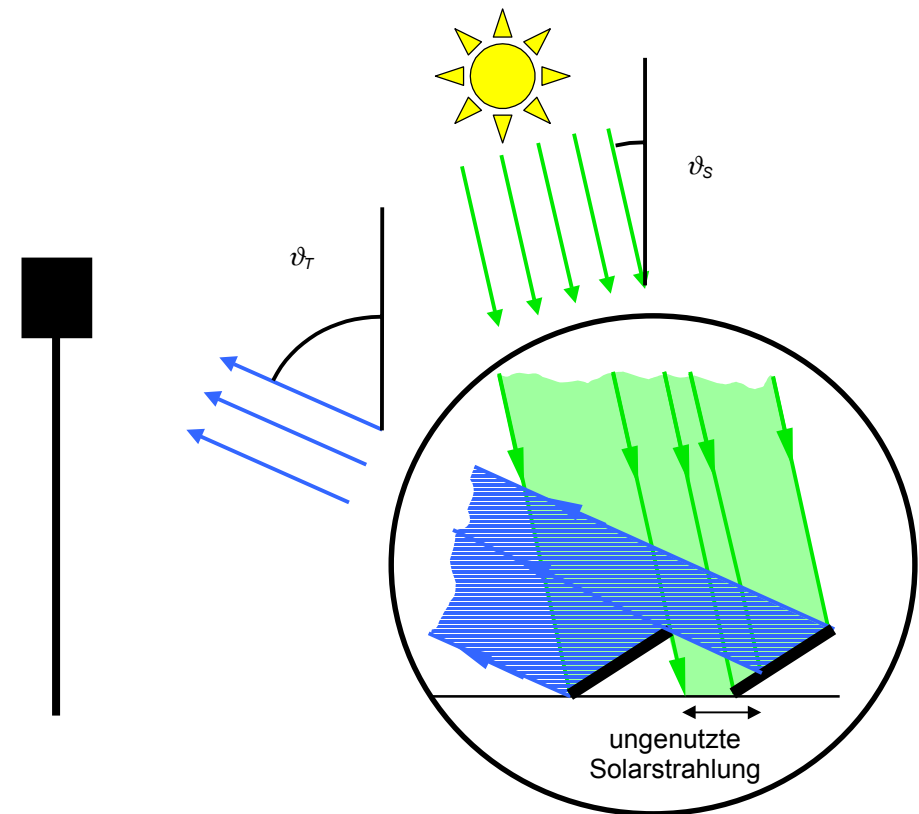
In der geometrischen Optik wird zwischen abbildender und nichtabbildender Optik unterschieden. Bei einer Transformation der abbildenden Optik schneiden sich alle Strahlen, die von demselben Punkt ausgehen, in einem anderen gemeinsamen Punkt, es gibt also an

diesem Ort ein Abbild der Strahlungsquelle. In der nichtabbildenden Optik gibt es diese Einschränkung nicht, vielmehr können die Strahlen, die von einem gemeinsamen Punkt ausgehen, auf unterschiedliche Punkte transferiert werden (Timinger, 1999).

Zwar lässt sich mit abbildender Optik konzentrieren, es ist jedoch nicht möglich, die maximale Konzentration zu erreichen. Nur mit dem zusätzlichen Freiheitsgrad der nichtabbildenden Optik ist es in einigen Fällen theoretisch möglich, ein optisches System zu entwerfen, mit dem die maximale Konzentration erreicht werden kann. (Welford und Winston, 1989).

2 Konventionelle Solarturmkraftwerke

Zusammenfassung: Ein konventionelles Solarturmkraftwerk besteht aus dem Gang der Sonne nachgeführten Reflektoren, sogenannten Heliostaten, die die solare Strahlung auf einen sich auf einem Turm befindenden Receiver fokussieren. Die Leistungsfähigkeit des Heliostatenfeldes ist durch das gegenseitige Blockieren und Verschatten der Heliostaten und durch den sogenannten Kosinus-Effekt eingeschränkt. Diese Einschränkungen bedeuten entweder, daß Teile der einfallenden solaren Direktstrahlung nicht genutzt werden können, oder, daß die vom Heliostatenfeld auf den Receiver transferierte Strahlung verdünnt ist.



Blockierende Heliostaten eines konventionellen Solarturmkraftwerkes.

2.1 Prinzip

Ein konventionelles Solarturmkraftwerk besteht im wesentlichen aus einem Feld von Heliostaten, d.h. Reflektoren, die dem Tagesgang der Sonne nachgeführt werden und die einfallende solare Direktstrahlung auf einen Receiver auf einem Turm konzentrieren (Abb. 2.1). Ein solches Heliostatenfeld ist eine spezielle Art eines Fresnel-Reflektors. Ein Fresnel-Reflektor und somit das Heliostatenfeld sind abbildende Konzentratoren (Rabl, 1985). Dem Receiver kann ein sogenannter Endreflektor, oft auch Sekundärkonzentrator oder Sekundärreflektor genannt, vorgeschaltet sein, der die an der Spitze des Turms ankommende Strahlung den Anforderungen des Receivers entsprechend nachbearbeitet, d.h. nachkonzentriert oder für eine gleichmäßige Strahlungsverteilung auf dem Absorber sorgt. Nachkonzentration erfolgt bei thermischen Anwendungen, gleichmäßige Strahlungsverteilung ist notwendig bei Solarzellen für hochkonzentrierte Strahlung. Die Endreflektoren sind meist nichtabbildende Konzentratoren. In den meisten Fällen wird die hochkonzentrierte Strahlung in Wärme gewandelt, die wiederum über eine Turbine mit gekoppeltem

Generator in elektrischen Strom umgewandelt wird.

2.2 Verluste im Heliostatenfeld

2.2.1 Verschatten und Blockieren

Nach Riaz (1976) ist die Leistungsfähigkeit des Heliostatenfeldes eines konventionellen Solarturmkraftwerkes durch das gegenseitige Blockieren und Verschatten der Heliostaten in der Hinsicht beschränkt, daß Teile der einfallenden solaren Direktstrahlung nicht genutzt werden können, oder, daß die vom Heliostatenfeld auf den Receiver transferierte Strahlung verdünnt wird. Dies ist eine charakteristische Eigenschaft von Fresnel-Reflektoren.

„Verschatten“ von Heliostaten liegt vor, wenn der Gang eines Teils der Strahlung von der Sonne zum Reflektor des verschatteten Heliostaten von einem anderen Heliostaten unterbrochen wird. Dies tritt bei dicht beieinander stehenden Heliostaten dann auf, wenn der Zenitwinkel ϑ_s der einfallenden solaren Strahlen größer ist als der Zenitwinkel ϑ_T der Strahlen, die auf den Zielpunkt auf dem Turm reflektiert werden ($\vartheta_s > \vartheta_T$, vgl. Abb. 2.2a). Zu den meisten Zeiten im

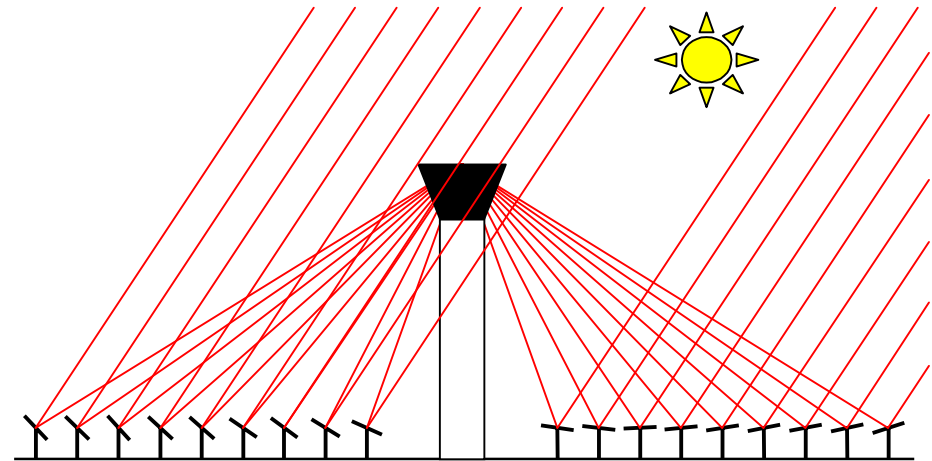


Abb. 2.1: Ein konventionelles Solarturmkraftwerk besteht aus einem Feld von Heliostaten, Reflektoren, die der Sonne nachgeführt werden und die einfallende solare Strahlung auf einen Receiver auf einem Turm konzentrieren.

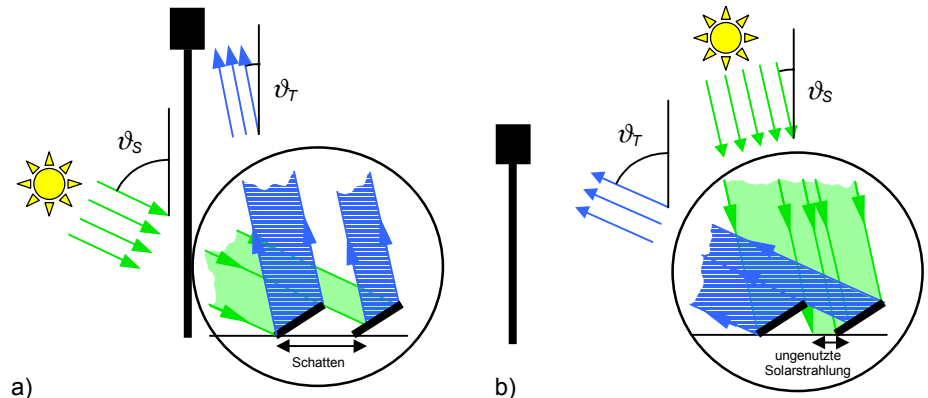


Abb. 2.2: a) Nahe am Turm, wo die Sonne meist tiefer am Himmel steht als der Zielpunkt auf dem Turm ($\vartheta_s > \vartheta_T$), dominiert der Effekt des „Verschattens“. b) In weiterer Entfernung vom Turm, wo die Sonne meist höher am Himmel steht als der Zielpunkt auf dem Turm ($\vartheta_s < \vartheta_T$), dominiert der Effekt des „Blockierens“.

Jahr ist dies bei Heliostaten, die nahe am Turm stehen, der Fall.

Umgekehrt liegt „Blockieren“ vor, wenn der Gang eines Teils der Strahlung vom Reflektor des blok-

kierten Heliostaten zum Zielpunkt auf dem Turm von einem anderen Heliostaten unterbrochen wird. Dies tritt bei dicht beieinander stehenden Heliostaten auf wenn $\vartheta_s < \vartheta_T$ (Abb.

2.2b). Zu den meisten Zeiten im Jahr ist dies bei Heliostaten der Fall, die weiter entfernt vom Turm stehen.

Das Verschatten hat zur Folge, daß die Qualität der Strahlung, die auf den Receiver transferiert wird, beeinträchtigt wird, nicht aber die Quantität der Strahlung (Karni und Ries, 1994). In Abb. 2.2a ist zu erkennen, daß die gesamte einfallende Strahlung (grün dargestellt) von den Heliostaten reflektiert werden kann. Es gibt also keine quantitativen Verluste, so lange die Abstände zwischen den Heliostaten nicht zu groß werden. Allerdings wird die reflektierte Strahlung (blau dargestellt) verdünnt. Der Receiver „sieht“ kalte Strahlung vom Boden zwischen den Heliostaten und von den verschatteten Bereichen der Heliostaten. Die reflektierte heiße solare Strahlung wird somit durch diese kalte Strahlung verdünnt. Die Qualität der Strahlung wird vermindert, was eine Verschlechterung des Wirkungsgrades bewirkt, mit dem die Strahlung in Arbeit gewandelt werden kann (vgl. Abschnitt 1.1).

Blockieren hat, im Gegensatz zum Verschatten, zur Folge, daß die Quantität der Strahlung, die auf den Receiver transferiert wird, beeinträchtigt wird, nicht aber die Qualität (Karni und Ries, 1994). In Abb. 2.2b

ist zu erkennen, daß einfallende solare Strahlung (grün) nicht vollständig reflektiert werden kann. Ein Teil der solaren Einstrahlung fällt ungenutzt auf den Boden zwischen den Heliostaten oder kann nicht auf den Receiver transferiert werden, da die Strahlung nach der Reflexion von einem davorstehenden Heliostaten blockiert wird. Auch durch dichteres Aufstellen der Heliostaten kann nicht erreicht werden, daß mehr Strahlung genutzt werden kann. Allerdings ist die Strahlung, die vom Heliostatenfeld auf den Receiver transferiert wird, nicht verdünnt. Es gibt also keine Minderung der Qualität der auf den Receiver transferierten Strahlung.

2.2.2 Kosinus-Effekt

Neben der Reduzierung der nutzbaren Reflektorfläche durch das gegenseitige Verschatten und Blockieren der Reflektoren, gibt es noch die Reduzierung durch den Kosinus-Effekt, der die Nutzbarkeit der nicht verschatteten oder blockierten Reflektorfläche zusätzlich einschränkt. Die nutzbare Reflektorfläche muß mit dem Kosinus des Winkels zwischen der Reflektorflächen-normale und dem Sonnenvektor \vec{S} multipliziert werden, da diese Projektion der Reflektorfläche in Strahlungsrichtung der Fläche entspricht, die die einfallende solare Strahlung

effektiv „sieht“. Aus der nichtverschatteten und nichtblockierten Fläche $A_{frei,refl}$ eines Heliostaten ergibt sich die effektiv nutzbare Reflektorfläche mit:

$$A_{eff,refl} = \bar{A}_{frei,refl} \cdot \bar{S} \quad (\text{Gl. 2.1})$$

$$= A_{frei,refl} \cdot \cos(\angle(\bar{A}_{frei,refl}, \bar{S}))$$

Auch für ein Heliostatenfeld, bei dem die Heliostaten so weit entfernt voneinander stehen, daß die Reflektoren sich nicht gegenseitig blockieren oder verschatten können, ist die effektiv nutzbare Reflektorfläche wegen des Kosinus-Effektes immer kleiner als die installierte Reflektorfläche.

Es ist wichtig festzustellen, daß bei Heliostatenfeldern mit sehr hoher Aufstellichte auf einem Kreis um den Turm mit konstantem Radius und somit mit $\vartheta_r = \text{const.}$ der Kosinus-Effekt in dem Maße zunimmt, wie die Effekte des Blockierens oder Verschattens abnehmen.

So sind bei sehr hoher Aufstellichte der Heliostaten die Verluste nutzbarer solarer Einstrahlung auf der Nordseite des Heliostatenfeldes aufgrund von Blockieren größer als auf der Südseite⁴. Im gleichen Maße sind die Verluste aufgrund des Kosinus-Effektes auf der Südseite des

Feldes größer als auf der Nordseite. Das gleich gilt für die Verdünnung der Strahlung aufgrund von Verschatten und Kosinus-Effekt.

Im weiteren wird vereinfachend nur von den Effekten des Blockierens oder Verschattens gesprochen, die die Beeinträchtigung der Quantität oder Qualität der Strahlung, die auf den Receiver transferiert wird, aufgrund des Kosinus-Effektes einschließen.

2.2.3 Theoretische Grenzen

Die Verluste im Heliostatenfeld, die sich wie beschrieben mit dem Blockieren und dem Verschatten der Heliostaten und dem Kosinus-Effekt erklären lassen, sind prinzipieller Natur. Die theoretischen Grenzen des Heliostatenfeldes hinsichtlich Nutzbarkeit der Einfallenden solaren Direktstrahlung und Verdünnung der auf den Receiver transferierten Strahlung können zusammengefaßt damit erklärt werden, daß das Étendue der einfallenden Strahlung in aller Regel nicht gleich dem Étendue der Strahlung ist, die vom Heliostatenfeld auf den Zielpunkt auf dem Turm transferiert wird (Karni und Ries, 1994).

Aus Gl. 1.3 ergibt sich für das Étendue der solaren Strahlung, die unter dem Zenitwinkel ϑ_s auf eine Fläche ΔA fällt,

⁴ dies gilt auf der Nordhalbkugel.

$$\Delta \mathcal{E}_S = \Delta A \cdot \Omega_S \cdot \cos \vartheta_S \quad (\text{Gl. 2.2})$$

Für das Étendue der solaren Strahlung, die von einer Fläche ΔA unter dem Zenitwinkel ϑ_T auf den Zielpunkt auf dem Turm transferiert wird, gilt

$$\Delta \mathcal{E}_T = \Delta A \cdot \Omega_S \cdot \cos \vartheta_T \quad (\text{Gl. 2.3})$$

mit $\Omega_S = \int_{\text{Raumwinkelbereich der Sonne}} d\bar{\Omega}$ als

Projektion des Raumwinkels der solaren Strahlung in Strahlungsrichtung. ΔA muß klein sein gegenüber der Distanz zum Zielpunkt auf dem Turm.

Für den Fall $\vartheta_T < \vartheta_S$ (wenn die Sonne tiefer am Himmel steht als der Zielpunkt auf dem Turm), ergibt sich aus Gl. 2.2 und 2.3 $\mathcal{E}_T > \mathcal{E}_S$. Aus der Étendueerhaltung (vgl. Gl. 1.7) folgt, daß \mathcal{E}_T und \mathcal{E}_S nicht die gleiche Strahlung beschreiben können. Die Strahlung, die durch \mathcal{E}_T beschrieben wird, umfaßt sowohl die durch \mathcal{E}_S beschriebene solare Strahlung, als auch Strahlung, die vom Boden zwischen den Heliostaten oder von der Rückseite der verschattenden Heliostaten kommt. Die heiße solare Strahlung wird somit durch kalte Strahlung verdünnt. Dies ist die Erklärung dafür, daß es nahe am Turm vornehmlich Verdünnung gibt, die in Abschnitt 2.2.1 mit dem gegenseitigen

gen Verschatten der Heliostaten erklärt wird.

Für den umgekehrten Fall, $\vartheta_T > \vartheta_S$ (wenn die Sonne höher am Himmel steht als der Zielpunkt auf dem Turm), ergibt sich $\mathcal{E}_T < \mathcal{E}_S$. In diesem Fall umfaßt die durch \mathcal{E}_T beschriebene Strahlung nicht vollständig die durch \mathcal{E}_S beschriebene einfallende solare Strahlung. Es geht also ein Teil der Strahlung verloren, bzw. es ist nicht möglich, die gesamte einfallende solare Strahlung auf den auf dem Turm befindlichen Zielpunkt zu übertragen. Statt dessen fällt ein Teil der solaren Strahlung ungenutzt auf den Boden zwischen den Heliostaten oder wird von einem Heliostaten auf die Rückseite eines anderen Heliostaten geworfen. Damit ist erklärt, warum in einiger Entfernung vom Turm vornehmlich Verluste an nutzbarer Strahlung entstehen, die in Abschnitt 2.2.1 mit dem gegenseitigen Blockieren der Heliostaten erklärt werden.

Das theoretische Maximum des Wirkungsgrades des Heliostatenfeldes eines konventionellen Solarturmkraftwerkes, auf die Bodenfläche bezogen, ergibt sich aus dem Minimum von \mathcal{E}_T und \mathcal{E}_S . So kann auch der maximal mögliche Jahresnutzungsgrade eines Heliostatenfeldes errechnet werden. In Ab-

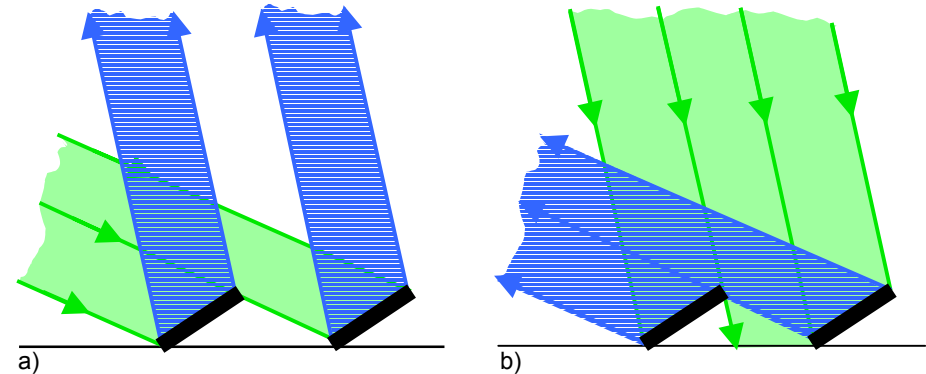


Abb. 2.3: a) Die Heliostaten nahe am Turm sind in solchen Abständen aufgestellt, daß das gegenseitige Verschatten der Heliostaten vermieden wird. b) die Heliostaten weiter entfernt vom Turm werden in solchen Abständen aufgestellt, daß das gegenseitige Blockieren der Heliostaten vermieden wird.

schnitt 6.5 wird gezeigt, daß das Heliostatenfeld einer MTSA mit mehreren Zielpunkten höhere Jahresnutzungsgrade erreichen kann, als der theoretisch maximal mögliche Jahresnutzungsgrad eines Heliostatenfeldes eines konventionellen Solarturmkraftwerkes mit nur einem Zielpunkt.

2.3 Auslegung des Heliostatenfeldes eines konventionellen Solarturmkraftwerkes

Durch eine hohe Aufstellichte der Heliostaten kann das durch die Étendueerhaltung gegebene theoretische Maximum an Qualität und Quantität der auf den Receiver reflektierten Strahlung annähernd erreicht werden. Dieses Vorgehen hat allerdings auf Grund der Effekte

des Blockierens und Verschattens große ungenutzte installierte Reflektorflächen zur Folge.

Es ist daher wesentlich, bei der Auslegung eines Heliostatenfeldes sicherzustellen, daß die installierte Reflektorfläche maximal genutzt werden kann bzw. daß die Reflektorfläche auf die maximal nutzbare reduziert wird. Dies kann durch geeignete Abstände der Heliostaten erreicht werden (Segal. und Epstein, 1996; Al-Rabghi und El-sayed, 1991; Lipps und Vant-Hull, 1978).

Nahe am Turm, wo zu den meisten Zeiten im Jahr die Sonne tiefer steht als der Zielpunkt auf dem Turm zu sein scheint und somit die Heliostaten sich gegenseitig verschatten, werden die Heliostaten in solchen Abständen aufgestellt, daß

dieses Verschatten vermieden wird (siehe Abb. 2.3a). Da allerdings der Grad der Verschattung sich mit dem Tages- und Jahresgang der Sonne stark verändert, sind die Kosten für die Reflektorfläche und der wirtschaftliche Nutzen der durch diese Heliostaten über das Jahr transferierten und nutzbar gemachten Strahlung gegeneinander zu bilanzieren und die Abstände entsprechend zu wählen.

Weiter entfernt vom Turm, wo zu den meisten Zeiten im Jahr die Sonne höher steht als der Zielpunkt auf dem Turm zu sein scheint und somit die Heliostaten sich gegenseitig blockieren, werden die Heliostaten in solchen Abständen aufgestellt, daß dieses Blockieren vermieden wird (siehe Abb. 2.3b). In diesem Fall hängt der Grad des Blockierens nicht wie beim Verschatten vom Sonnenstand, sondern von der Höhe ab, unter der der Zielpunkt auf dem Turm vom Heliostatenfeld aus gesehen wird. Dies ändert sich, nicht wie der Sonnenstand mit der Zeit, sondern mit dem Abstand der Heliostaten vom Turm. Mit zunehmendem Abstand vom Turm nimmt der Zenitwinkel, unter dem der Zielpunkt gesehen wird, zu (d.h. der Zielpunkt auf dem Turm scheint mit zunehmendem Abstand vom Turm tiefer am Himmel zu stehen). Es ist deshalb leicht, den not-

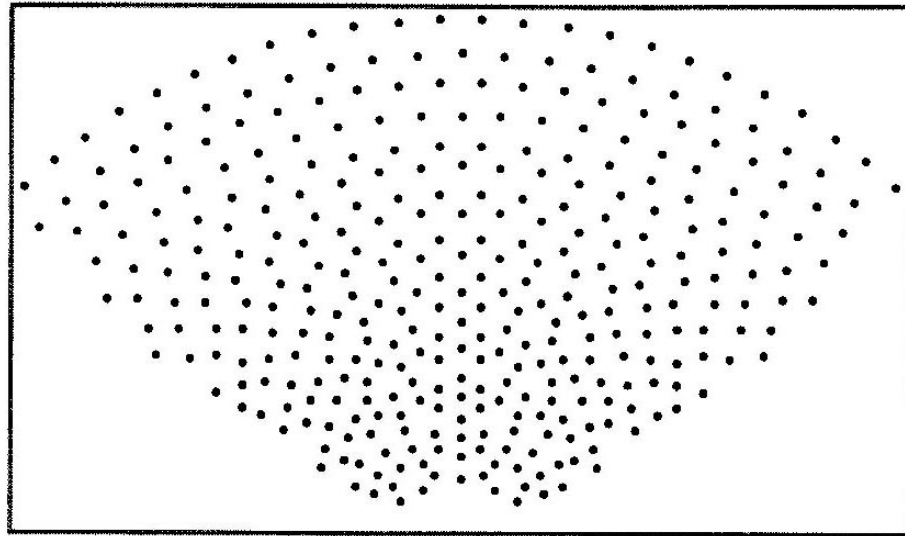


Abb. 2.4: Auslegung eines typischen Heliostatenfeldes eines konventionellen Solarturmkraftwerkes. Abbildung aus Romero et al. (2000).

wendigen Abstand zwischen den Heliostaten zu wählen, der von der Zeit unabhängig ist. Mit zunehmendem Abstand vom Turm und zunehmendem Zenitwinkel vergrößern sich die Abstände zwischen den Heliostaten.

Abb. 2.4 zeigt die Auslegung eines typischen Heliostatenfeldes eines konventionellen Solarturmkraftwerkes. Hierbei handelt es sich um ein sogenanntes Nordfeld⁵. Es entstammt dem Vorschlag von Romero et al. (2000) für ein konventionelles Solarturmkraftwerk im kleinen Maßstab. Bei diesem Konzept soll

mit einem 26 m hohen Turm, einem Heliostatenfeld mit einer Grundfläche von 38.000 m² und einer Reflektorflächendichte (vgl. Abschnitt 4.3) von 17 % und einer Gasturbine mit einer elektrischen Leistung von 1,4 MW_{el} elektrischer Strom erzeugt werden.

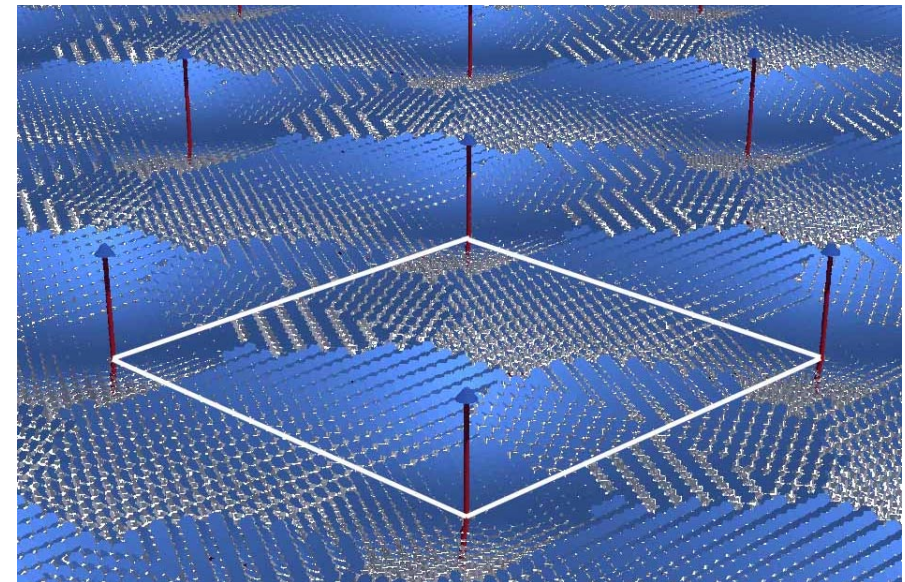
⁵ Auf der Südhalbkugel wäre dies ein Südfeld.

3 Konzept der Mehrtürmigen Solaranlage (MTSA)

Zusammenfassung: In diesem Kapitel wird die Mehrtürmige Solaranlage (MTSA) als ein neues Konzept vorgeschlagen. Eine Mehrtürmige Solaranlage (MTSA) unterscheidet sich von einem konventionellen Solarturmkraftwerk dadurch, daß es nicht nur einen Turm mit Receiver gibt, auf den die Heliostaten die solare Strahlung konzentrieren. Vielmehr besteht die MTSA aus vielen Türmen, die so nahe beieinander stehen, daß die den Türmen zugeordneten Heliostatenfelder sich teilweise überlappen. Das bedeutet, daß in den von den Türmen weiter entfernten Bereichen die Heliostaten alternierend auf verschiedene Zielpunkte auf den verschiedenen Türmen ausgerichtet sind.

So kann die solare Strahlung, die bei konventionellen Solar-kraftwerken wegen des Effektes des Blockierens ungenutzt bleibt, dadurch genutzt werden, daß zusätzliche Heliostaten zwischen die bestehenden installiert werden, die die ansonsten ungenutzte Strahlung auf Zielpunkte auf zusätzlichen Türmen reflektieren.

Das Heliostatenfeld einer MTSA kann als eine Zusammensetzung von sich wiederholenden gleichen Parzellen betrachtet werden.



Quadratische Parzelle einer MTSA.

3.1 Prinzip der überlappenden Heliostatenfelder

Eine Mehrtürmige Solaranlage (MTSA) besteht im Prinzip aus einer Vielzahl von Türmen, die so nahe beieinander stehen, daß sich deren Heliostatenfelder partiell überlappen (Abb. 3.1). Dieses Konzept basiert auf der Idee, die solare Strahlung, die bei konventionellen Kraftwerken wegen des Effektes des Blockierens ungenutzt bleibt, zu nutzen. Bei diesen nehmen mit zunehmendem Abstand vom Turm die Abstände zwischen den Heliostaten und somit die Verluste zu (vgl. Abb. 2.3b). In diesen Bereichen ist es denkbar, zusätzliche Heliostaten zwischen den bestehenden zu installieren, die die ansonsten ungenutzte Strahlung auf einen oder mehrere zusätzliche Türme reflektieren. Dies ist möglich, da die Heliostaten, die auf Zielpunkte auf anderen Türmen ausgerichtet sind, ein anderes Blockierungs- und Verschattungsverhalten als die benachbarten Heliostaten haben (Abb. 3.2).

Die Minderung der Qualität der Strahlung auf Grund des Effektes des Verschattens ist unvermeidbar. Vermeidbar wäre dies nur, wenn es mehr als eine Strahlungsquelle gäbe. In diesem Fall könnten, äquivalent zur Reduzierung der Blockierungsverluste, zusätzliche He-

liostaten installiert werden, die aus den Bereichen Strahlung auf den Turm reflektieren könnten, aus denen ansonsten nur kalte Bodenstrahlung vom Turm aus zu „sehen“ ist. Da es auf der Erde nur eine Sonne als Strahlungsquelle gibt, stellt eine solche Überlegung nur ein theoretisches Gedankenspiel zum besseren Verständnis der Zusammenhänge dar.

Abb. 3.3 zeigt das Prinzip der überlappenden Heliostatenfelder, für zwei Türme. Nahe an den Türmen sind die Heliostaten auf den Zielpunkt auf dem jeweils nächsten Turm ausgerichtet, weiter entfernt von den Türmen sind die Heliostaten alternierend auf die Zielpunkte auf beiden Türmen ausgerichtet. Diese Darstellung mit den zwei Türmen entspricht dem Querschnitt durch einen CLFR (Compact Linear Fresnel Reflector), welcher von Mills und Morrison (2000) entwickelt wurde⁶ (siehe Anhang A1).

Bei einer MTSA, bei der die Heliostatenfelder von bis zu vier benachbarten Türmen überlappen können, ist die Auslegung eines

⁶ Die Entwicklung der MTSA hat sich unmittelbar aus der Entwicklung des CLFR ergeben. Aus didaktischen Gründen wird in der vorliegenden Arbeit das Prinzip der MTSA von den konventionellen Solarturmkraftwerken abgeleitet.

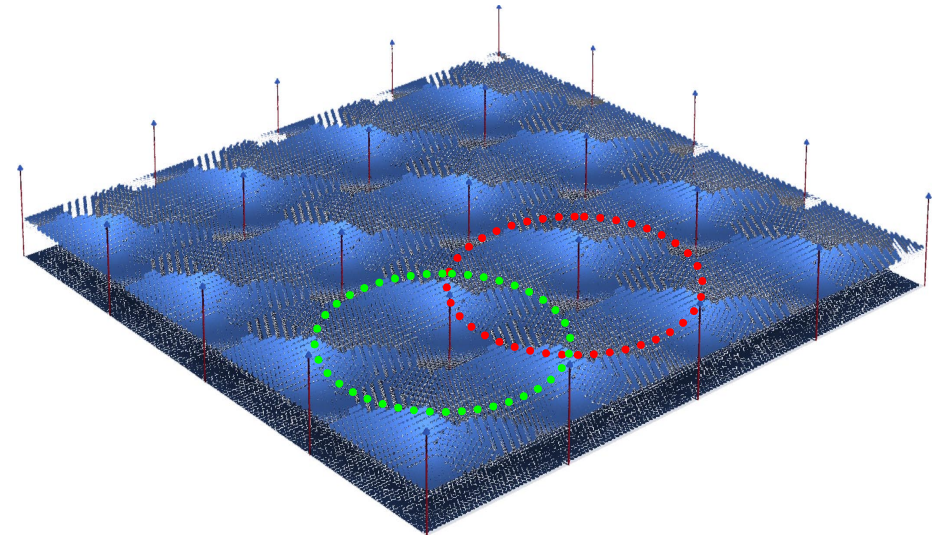


Abb. 3.1: Eine MTSA aus einer Vielzahl von Türmen bestehend, mit deren partiell überlappenden Heliostatenfeldern. Die Kreise deuten zwei überlappende Heliostatenfelder an.

Heliostatenfeldes komplexer, da die Heliostaten der überlappenden Bereiche teilweise auf die Zielpunkte von mehr als nur zwei Türmen ausgerichtet sein können. So gibt es verschiedene Bereiche des Heliostatenfeldes, wo die Heliostaten entweder auf den Zielpunkt auf einem Turm oder alternierend auf die Zielpunkte auf zwei, drei oder vier Türmen ausgerichtet sind. Diese

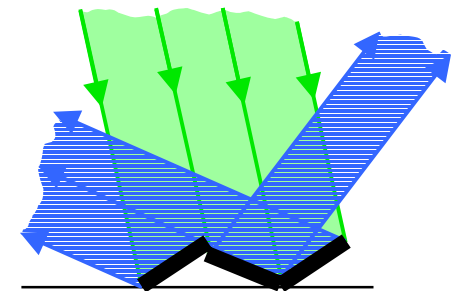


Abb. 3.2: Ein zusätzlicher Heliostat kann die wegen des Effektes des Blockierens sonst ungenutzte solare Strahlung auf einen Zielpunkt auf einem anderen Turm reflektieren.

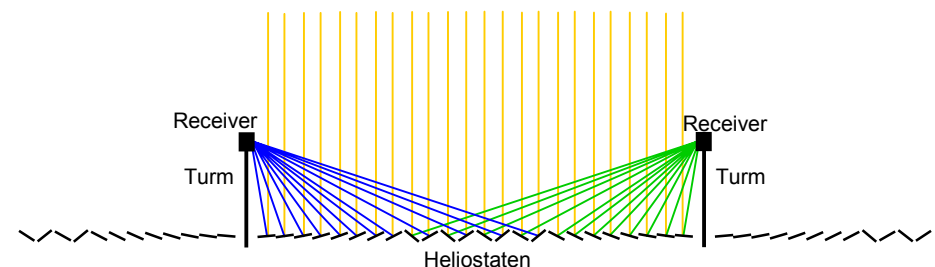


Abb. 3.3: Prinzipielle Darstellung: Zwei Türme und die partiell überlappenden Heliostatenfelder.

Zusammenhänge werden in Kapitel 6 dargestellt.

3.2 Parzellen einer MTSA

Eine MTSA kann nicht nur als aus einer Vielzahl von Türmen mit partiell überlappenden Heliostatenfeldern betrachtet werden, sondern ebenso als modular, zusammengesetzt aus sich wiederholenden gleichen Parzellen. In Abb. 3.4 ist eine, in diesem Fall quadratische, Parzelle einer MTSA durch Linien hervorgehoben. Sie ist definiert durch die Ecken, in denen die Türme stehen, und umfaßt das Feld der Heliostaten, die auf die Zielpunkte dieser Türme ausgerichtet sind. Für die Auslegung einer MTSA ist es ausreichend, die Konfiguration des Heliostatenfeldes für eine Parzelle zu betrachten. Das gesamte Heliostatenfeld der MTSA ergibt sich durch das Aneinandersetzen beliebig vieler so konfigurierter Parzellen. Dies kann in einer Weise geschehen, daß eine gegebene Grundfläche optimal genutzt wird. Dabei kann auch die Parzellenform so gewählt werden, daß die gegebene Grundfläche weitestgehend ausgefüllt wird. Abb. 3.5 zeigt zwei Beispiele wie eine MTSA aus verschiedenen Parzellenformen zusammengesetzt sein kann (vgl. Abschnitt 8.1).

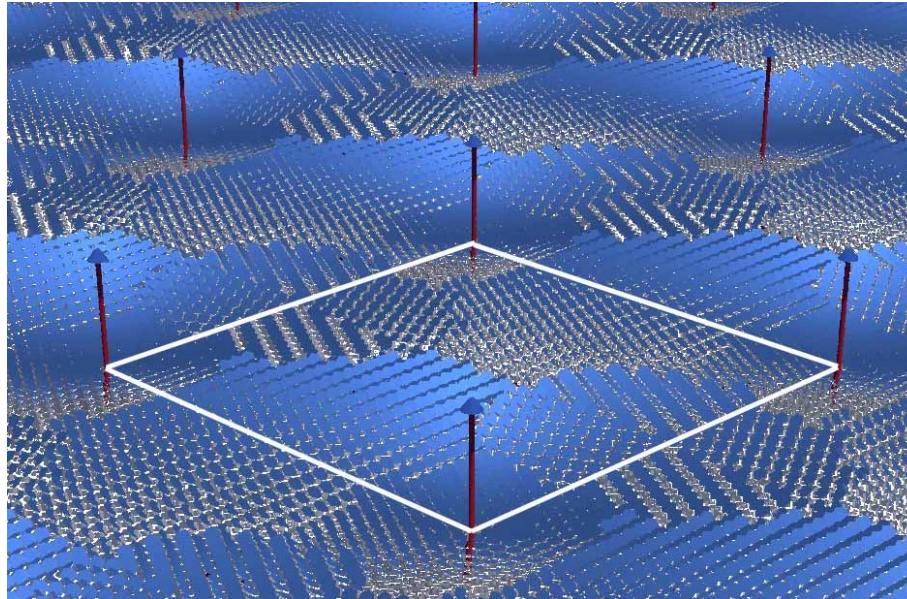


Abb. 3.4: Eine MTSA modular zusammengesetzt aus gleichen sich wiederholenden, in diesem Fall quadratischen, Parzellen. Eine Parzelle ist durch die in den Ecken stehenden Türme definiert.

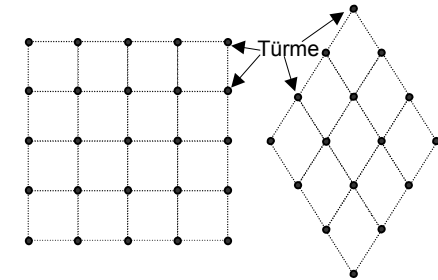
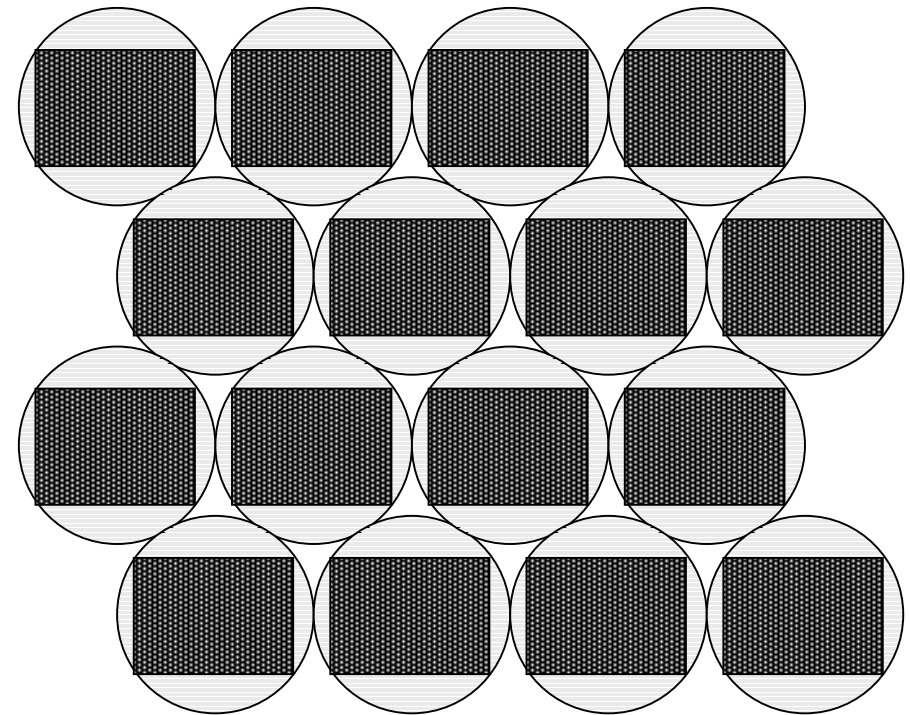


Abb. 3.5: Zwei Beispiele für mögliche Parzellenformen.

4 Konventionelle Heliostaten

Zusammenfassung: Konventionelle Heliostaten sind Reflektoren, die durch eine jeweils eigene Nachführung dem Gang der Sonne folgen. Es wird gezeigt, daß die maximale Aufstellichte solcher Heliostaten durch das Raumvolumen gegeben ist, in dem sich die Reflektoren jeweils frei bewegen können. Das Raumvolumen ist bestimmt durch die Reflektorform und der Art der Reflektoraufhängung. Der Astigmatismus führt mit zunehmender Größe des Reflektors zu einer Verschlechterung der Konzentration im Fokus des Heliostatenfeldes. Für eine MTSA im städtischen Bereich sind konventionelle Heliostaten vor allem wegen ihrer Größe und der Beschränkung der möglichen Aufstellichte nicht geeignet.



Maximale Aufstellichte konventioneller rechteckiger Heliostaten.

4.1 Konzept

Ein Heliostat besteht im wesentlichen aus einem Reflektor, der über zwei Achsen dem Tages- und Jahresgang der Sonne nachgeführt wird, um die solare Strahlung auf einen feststehenden Zielpunkt zu reflektieren. Die Achsen stehen in der Regel senkrecht aufeinander. Eine der beiden Achsen (die blaue in Abb. 4.1) hat eine unveränderliche Ausrichtung. Im folgenden wird diese Achse als erste Achse oder als erste feste Achse bezeichnet. Die zweite Achse (die rote in Abb. 4.1) folgt der Bewegung um die erste Achse und ist fest mit dem Reflektor, der meist fokussierend ist, verbunden. Auf diese Weise kann der Reflektor beliebig ausgerichtet werden, nur eingeschränkt durch eine mögliche Kollisionsgefahr des Reflektors mit der Trägerkonstruktion des Heliostaten.

4.2 Reflektoraufhängung

Azimet-Elevation-Aufhängung

Die meisten Heliostaten haben eine Azimet-Elevation-Aufhängung (Mancini, 2000), wobei die erste feste Achse vertikal ist und in einer Linie mit dem Fuß des Heliostaten liegt, während die zweite Achse horizontal ausgerichtet ist (Abb. 4.2). Die vertikale Achse dient dazu,

den Reflektor dem Azimetwinkel der Sonne entsprechend einzustellen. Die horizontale Achse ermöglicht die Ausrichtung des Reflektors nach dem Elevationswinkel (Höhen-, Zenitwinkel) der Sonne.

Polare Aufhängung

Bei der polaren Aufhängung verläuft die erste feste Achse parallel zur Erdachse. Der Anstellwinkel dieser Achse variiert mit dem Aufstellort und ist gleich dem Breitengrad des Aufstellortes. Die zweite Achse liegt, senkrecht zur ersten, in einer Ebene mit der den Erdball umlaufenden Breitengradlinie, die durch den Aufstellort verläuft. Bei dieser Aufhängung folgt die Bewegung um die erste Achse dem Tagesgang der Sonne, während die Nachführung um die zweite Achse nur in sehr kleinen Schritten der sich im Jahresgang verändernden Deklination der Sonnenbahn folgt. Hierfür kann es ausreichend sein, die Heliostaten, der veränderten Deklination folgend, nur täglich oder sogar in größeren Zeitabständen nachzujustieren.

Francia (1968) nutzte die Möglichkeiten der polaren Aufhängung, um die Nachführung des Tagesganges mehrerer Heliostaten um die erste feste (polare) Achse mechanisch zu koppeln.

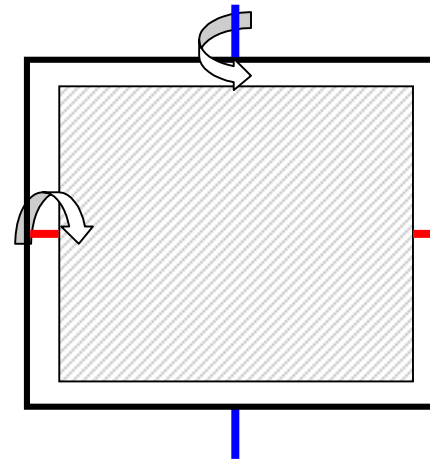


Abb.4.1: Prinzipielle Darstellung der Achsen eines Heliostaten am Beispiel einer Gymbal-Aufhängung. Die erste feste Achse (blau) ist fest mit einer (hier nicht dargestellten) Tragkonstruktion verbunden. Die zweite Achse (rot) folgt der Bewegung um die erste und ist fest mit dem Reflektor verbunden. Die Aufhängung entspricht der Azimet-Elevations-Aufhängung.

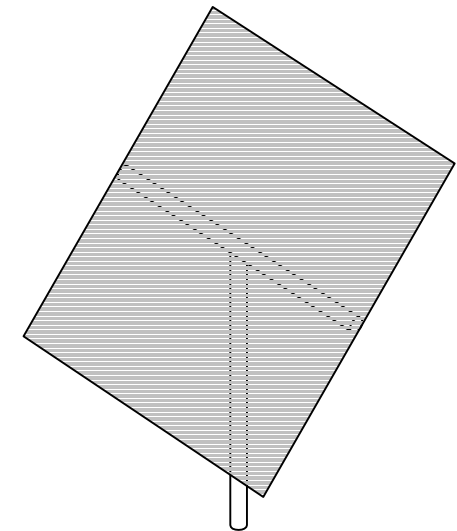


Abb. 4.2: Darstellung eines typischen Heliostaten mit Azimet-Elevation-Aufhängung. Die erste feste Achse verläuft vertikal in einer Linie mit dem Fuß des Heliostaten, die zweite Achse verläuft horizontal und ist mit dem Reflektor fest verbunden.

4.3 Maximale Reflektorflächendichte

Die Heliostaten können in aller Regel nur so dicht aufgestellt werden, daß das Kollidieren benachbarter Reflektoren jederzeit ausgeschlossen werden kann. Dazu muß das Raumvolumen betrachtet werden, in dem sich der Reflektor eines jeden Heliostaten frei bewegt. Um das Raumvolumen, das ein Heliostat benötigt, zu ermitteln, ist zunächst der Rotationskörper zu bestimmen, der sich durch die Rotation der Reflektorfläche um die mit

dem Reflektor fest verbundene zweite Achse ergibt. Dieser Rotationskörper wird nun wiederum um die mit dem Boden fest verbundene erste Achse rotiert. Daraus ergibt sich ein weiterer Rotationskörper, der genau das Raumvolumen ausfüllt, das vom Reflektor benötigt wird.

Bei konventionellen Solarturmkraftwerken ist in aller Regel eine hohe Aufstellichte der Heliostaten nicht von großer Bedeutung (vgl. Abschnitt 2.3). Dem Verfasser sind auch keine Arbeiten bekannt, die

sich mit der Beschränkung der Aufstellichte von Heliostaten auf Grund möglicherweise kollidierender Reflektoren beschäftigt. Für eine MTSA hingegen sind hohe Aufstellichten der Heliostaten relevant. Deshalb wird im folgenden das von den Reflektoren konventioneller Heliostaten benötigte Raumvolumen genauer untersucht.

Abb. 4.3 zeigt die Rotationskörper eines rechteckigen Reflektors, der bei Heliostaten gängigsten Reflektorform (Mancini, 2000). Bei der Rotation des rechteckigen Reflektors ergibt sich als erster Rotationskörper ein Zylinder, dessen Höhe gleich der Höhe des Reflektors a und dessen Durchmesser gleich der Breite des Reflektors b ist. Der um eine Achse (die parallel zu den Grundflächen und durch das Zentrum des Zylinders verläuft) rotierte Zylinder, ergibt einen Körper ähnlich einer Scheibe, deren Dicke gleich dem Durchmesser des Zylinders und somit der Breite des Reflektors ist und deren Rand abgerundet ist. Ein solcher Körper wird Tonnenkörper genannt (Bronstein und Semendjajew, 1989). Die Erzeugende des Tonnenkörpers wird durch die Funktion $\tau(x)$ bestimmt, die den Abstand zwischen einem Punkt x auf der Rotationsachse und einem Punkt auf der Kreislinie der Grundfläche des Zylinders in Abhängigkeit

von x beschreibt, die auf einer gemeinsamen Geraden liegen, die senkrecht zu der Rotationsachse steht:

$$\tau(x) = \sqrt{\left(\frac{b}{2}\right)^2 + \left(\frac{a}{2}\right)^2 - x^2} \quad (\text{Gl. 4.1})$$

(mit $x = 0$ im Zentrum des Zylinders)

Die Funktion beschreibt einen Kreisbogen mit dem Radius $\sqrt{(a/2)^2 + (b/2)^2}$ (vgl. Abb. 4.4a). Es kann somit auch von einem Kreistonnenkörper gesprochen werden. In diese Fall handelt es sich um einen Kreistonnenkörper, bei dem der Radius des Tonnenkörpers gleich dem Radius des Kreisbogens der Erzeugenden ist. Der Kreistonnenkörper entspricht somit einer Kugelschicht, deren Zentrum mit dem Zentrum der Kugel identisch ist (Abb. 4.4b). In Abb. 4.5 sind die benötigten Raumvolumina für drei rechteckige Reflektoren mit drei verschiedenen Seitenverhältnissen dargestellt, für $a = 2b$, $a = b$ und $a = b/2$.

Die Entfernung vom Zentrum des beanspruchten Raumvolumens zu dessen äußersten Punkten ist gleich dem Abstand des Zentrums des Reflektors zu dessen entferntesten Punkten.

Die Art der Reflektoraufhängung, also die Ausrichtung der Achsen

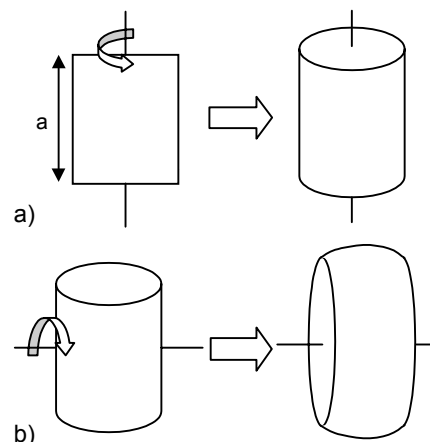


Abb. 4.3: a) Die Rotation eines rechteckigen Reflektors um die zweite Achse ergibt eine Zylinder. b) Die Rotation des Zylinders um die erste feste Achse ergibt einen Tonnenkörper als Rotationskörper. Dieser Rotationskörper füllt das Raumvolumen, das der rechteckige Reflektor benötigt.

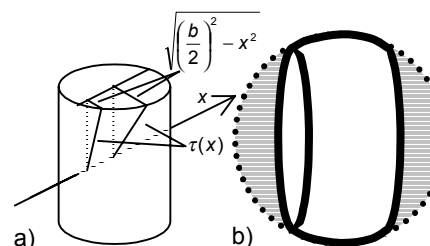


Abb. 4.4: a) Die Funktion $\tau(x)$ beschreibt den Abstand zwischen einem Punkt x auf der Rotationsachse und einem entsprechenden Punkt auf der Kreislinie der Grundfläche des Zylinders (ein Kreisbogen) und damit die Erzeugende des Kreistonnenkörpers, des benötigten Raumvolumens. b) Das Raumvolumen ist ein Kreistonnenkörper, dessen Radius gleich dem Radius des Kreisbogens der Erzeugenden ist. Der Kreistonnenkörper entspricht somit einer Kugelschicht, deren Zentrum mit dem Zentrum der Kugel identisch ist

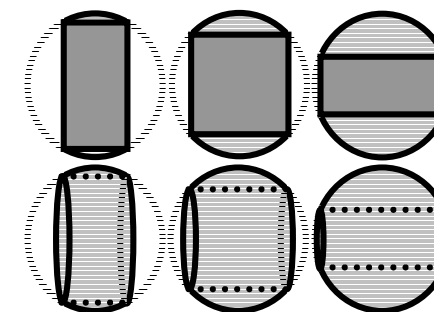


Abb. 4.5: Darstellung von drei verschiedenen Reflektoren mit dem jeweils benötigten Raumvolumen für $a=2b$, $a=b$ und $a=b/2$.

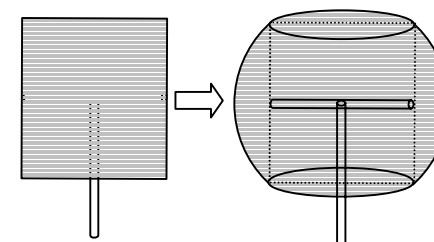


Abb. 4.6: Bei einem Heliostaten mit Azimut-Elevations-Aufhängung ist das benötigte Raumvolumen eine liegende Kugelschicht mit der maximalen Ausdehnung in horizontaler Richtung.

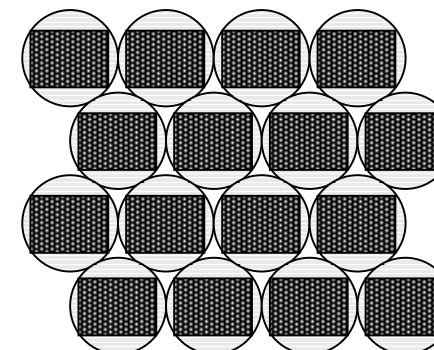


Abb. 4.7: Darstellung eines Heliostatenfeldes (rechteckige Reflektoren) mit Azimut-Elevations-Aufhängung und maximal möglicher Aufstellichte.

und somit die Ausrichtung des vom Reflektor benötigten Raumvolumens, bestimmt die maximal mögliche Reflektorflächendichte. Die Reflektorflächendichte ρ_R eines Heliostatenfeldes hängt von der Aufstellichte der Heliostaten ab und wird hier als das Verhältnis Reflektorfläche zu Grundfläche definiert.

Im Fall der am häufigsten verwendeten Azimut-Elevations-Aufhängung steht die erste Achse vertikal, so daß die maximale Ausdehnung des benötigten Raumvolumens in horizontaler Richtung liegt (vgl. Abb. 4.6). Diese Ausdehnung bestimmt die maximal mögliche Aufstellichte. In Abb. 4.7 ist die maximale Aufstellichte für einen solchen Fall mit rechteckigen Reflektoren dargestellt.

Die maximale Reflektorflächendichte ist von den Seitenlängen a und b abhängig und kann durch folgende leicht aus Abb. 4.7 herzuleitende Funktion beschrieben werden:

$$\rho_{R, \text{Azimut-Elevation}}^{\max} = \frac{a \cdot b}{\sqrt{\frac{3}{4} \cdot (a^2 + b^2)}} \quad (\text{Gl. 4.2})$$

In Abb. 4.8 ist diese Funktion in Abhängigkeit vom Seitenverhältnis a/b dargestellt. Es ist zu erkennen,

daß bei konventionellen Heliostaten mit Azimut-Elevations-Aufhängung für $a/b = 1$, also für quadratische Reflektoren, die maximale Reflektorflächendichte mit $\rho_R^{\max} = 58\%$ am größten ist.

Mit runden Reflektoren kann bei einer Azimut-Elevations-Aufhängung eine größere Reflektorflächendichte erzielt werden, da in diesem Fall die runden Reflektorflächen den von den rechteckigen Reflektoren in horizontaler Ausdehnung beanspruchten Raum ausfüllen und somit eine Reflektorflächendichte von fast 91% erreicht werden kann.

Die mittlere Reflektorflächendichte eines typischen Solarturmkraftwerkes liegen in der Größenordnung von 10-25% (Kelly und Singh, 1995; Grasse et al., 1991; Grasse, 1991).

4.4 Astigmatismus

In der Regel haben die Reflektoren eines Heliostaten eine rotationssymmetrische Krümmung (meist die eines Paraboloides), um die einfallenden Strahlen in einem gemeinsamen Brennpunkt zu fokussieren. Solche Reflektoren können allerdings nur für einen festen Einfallswinkel alle Strahlen in einem gemeinsamen Brennpunkt sammeln. Ändert sich dieser Winkel, so

gibt es keinen gemeinsamen Brennpunkt: Die verschiedenen Strahlenbündel haben verschiedene gemeinsame Brennpunkte (Rabl, 1985). In Abb. 4.9 ist dieser Zusammenhang anhand der Reflexionen zweier senkrecht aufeinander stehender Strahlenfächer dargestellt, die zum einen die tangentialen und zum anderen die sagittalen Strahlen repräsentieren. Der tangentiale Strahlenfächer liegt in der Ebene, die durch den Normalenvektor des Reflektors und den Richtungsvektor der einfallenden Strahlung aufgespannt wird, der sagittale Strahlenfächer steht senkrecht dazu. Die Brennweite des tangentialen Strahlenfächers weicht um den Faktor $\cos\mu$ von der ei-

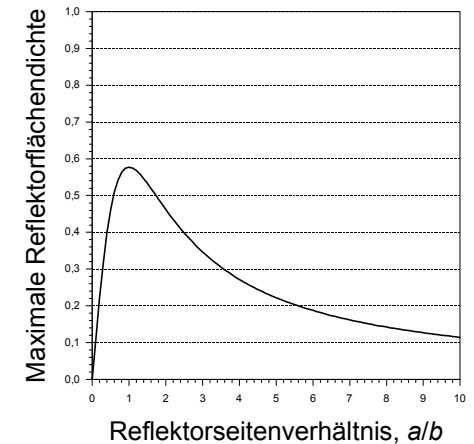


Abb. 4.8: Aufgetragen ist die maximal mögliche Reflektorflächendichte für Heliostaten mit rechteckigen Reflektoren und einer Azimut-Elevations-Aufhängung in Abhängigkeit vom Reflektorseitenverhältnis a/b nach Gl. 4.2.

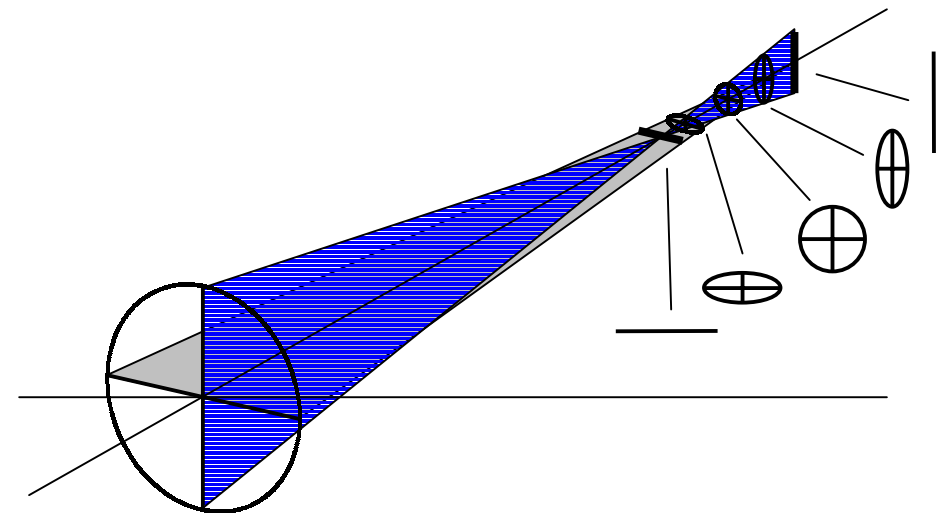


Abb. 4.9: Die reflektierten sagittalen (blau) und tangentialen (grau) Strahlenfächer mit unterschiedlichen Brennlinien. Abbildung nach Rabl (1985).

gentlichen Brennweite des Heliostaten ab, wobei μ der Einfallswinkel und Ausfallswinkel der Strahlung ist; sie verkürzt sich zunehmend mit größerem Einfallswinkel. Für die sagittalen Strahlen hingegen verlängert sich die Brennweite um den Faktor $1/\cos\mu$. Statt eines gemeinsamen Brennpunktes gibt es am tangentialen und am sagittalen Brennpunkt zwei senkrecht zueinander stehende Brennlinsen. Entlang der Achse zwischen den beiden Brennlinsen ist der Übergangsbereich, in dem die eine Linie in die andere übergeht. Dabei durchläuft die Brennlinie durch Verkürzen in der Länge und Verbreitern zunächst die Ellipsenform, nähert sich dann immer mehr dem Kreis an, um dann als Ellipse mit gedrehter Ausrichtung zur Linie zu werden. In jedem Fall ist der Brennpunkt in verschiedener Form aufgeweitet, eine typische Eigenschaft einer abbildenden Optik, genannt Astigmatismus. Dieser bewirkt, daß das Abbild der Strahlungsquelle verzerrt wird. Statt z.B. der runden Abbildung der Sonne ergibt sich eine verzerrte, unscharfe und meist verformte Vergrößerung der Abbildung, die einen Verlust in der Konzentration bedeutet⁷.

⁷ Hinzuweisen ist auf einen theoretischen Ansatz von Zaibel et al. (1995), den Astig-

Nach Rabl (1985) nimmt die Verzerrung der Abbildung durch den Astigmatismus mit der Größe des Reflektors, bei gleichbleibender Brennweite des Heliostaten zu und damit nehmen auch die Verluste in der Konzentration zu. Dennoch wurden immer größere Heliostaten (mit bis zu 150 m^2 Reflektorfläche) entwickelt, um die Herstellungskosten durch eine möglichst große Reflektorfläche pro Nachführung und Tragkonstruktion zu reduzieren (Weinrebe, 1996).

Neuere Entwicklungen kleinerer Heliostaten (mit Reflektorflächen von ca. 19 m^2) zielen darauf ab, die optischen Eigenschaften im Zusammenhang mit auftretendem Astigmatismus zu verbessern (Mancini, 2000; Romero et al., 2000).

4.5 Probleme einer MTSA mit konventionellen Heliostaten

Heliostatengröße

Konventionelle Heliostaten sind für eine MTSA im städtischen Bereich nicht geeignet, da sie zu groß sind. Es ist also notwendig, kleinere Heliostaten mit Reflektoren in der

matismus von konzentrierenden Heliostaten zu reduzieren.

Größenordnung von 1 m^2 zu verwenden, ähnlich denen in der Pilotanlage von Francia (1968).

Gekoppelte Nachführung

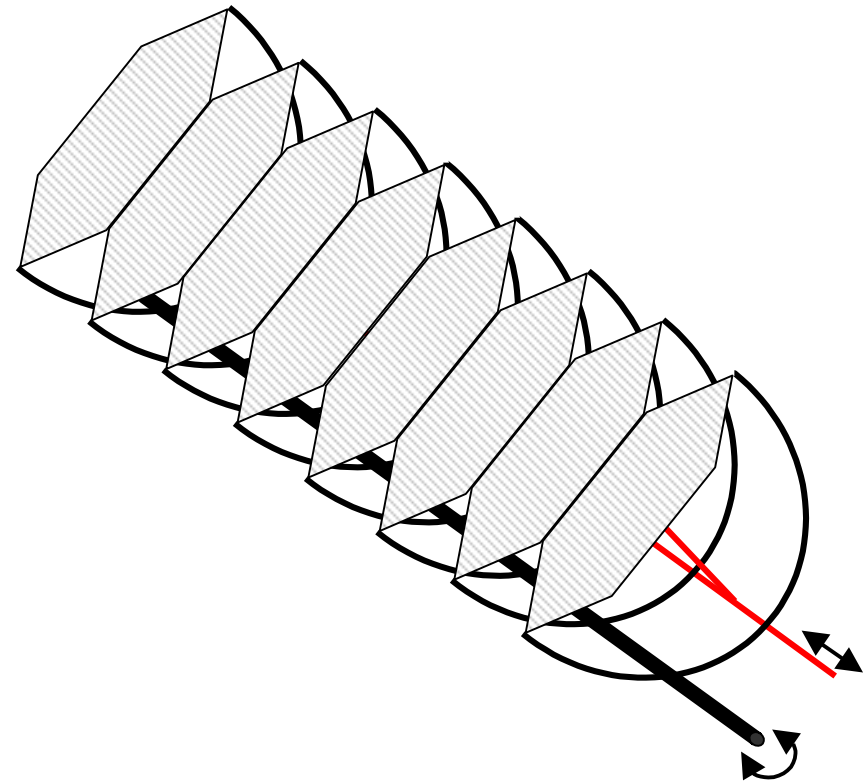
Da es für kleine Heliostaten aus Kostengründen von Nachteil sein kann, jeden Heliostaten mit einer eigenen Nachführung (Antrieb und Steuerung) zu versehen, können die Heliostaten gekoppelt werden, so daß eine größere Zahl von Heliostaten mit einer gemeinsamen Nachführung dem Gang der Sonne folgen können. Die von Francia (1968) verwendete Kopplung ist dabei nicht ausreichend, da hierbei nur der Tagesgang gekoppelt ist und die Heliostaten täglich oder wöchentlich der Deklination der Sonne entsprechend nachjustiert werden müssen.

Maximale Reflektorflächendichte

Kapitel 3 zeigt, daß bei einer MTSA eine höhere Reflektorflächendichte der Heliostaten möglich ist als bei einem konventionellen Solarturmkraftwerk. Hohe Reflektorflächendichten sind jedoch mit konventionellen Heliostaten nur eingeschränkt möglich, ein Nachteil, der sich durch einen neuen Ansatz für Heliostaten kompensieren läßt (vgl. Kapitel 5).

5 Gekoppelte Heliostaten mit fester Horizontalachsen-Aufhängung

Zusammenfassung: In diesem Kapitel wird ein neues Konzept für Heliostaten vorgeschlagen: Die feste Horizontalachsen-Aufhängung, eine neue Art der Aufhängung der Achsen, um die der Reflektor bewegt wird, ermöglicht eine bedeutend höhere Aufstellichte der Heliostaten bzw. Reflektorflächendichte des Heliostatenfeldes als mit konventionellen Heliostaten. Heliostaten mit speziellen hexagonalgeformten Reflektoren mit fester Horizontalachsen-Aufhängung können prinzipiell sogar mit einer Reflektorflächendichte von bis zu fast 100 % aufgestellt werden, was bedeutet, daß die installierte Reflektorfläche nahezu gleich der Grundfläche des Heliostatenfeldes ist. Außerdem ist es möglich, eine Vielzahl kleiner Heliostaten so zu koppeln, daß sie mit einer gemeinsamen Nachführung dem Gang der Sonne folgen können. Die neue Art dicht aufstellbarer gekoppelter Heliostaten ermöglicht eine MTSA im städtischen Bereich mit kleinen Heliostaten, die die gegebene Grundfläche effektiv nutzen können.



Reihe gekoppelter Heliostaten mit fester Horizontalachsen-Aufhängung.

5.1 Feste Horizontalachsen-Aufhängung

Nach Abschnitt 4.3 ergibt sich die maximale Reflektorflächendichte aus dem Raumvolumen, in dem sich die Reflektoren jeweils frei um die beiden gegebenen Achsen bewegen können. Das benötigte Raumvolumen eines rechteckigen Reflektors mit senkrecht aufeinander stehenden Achsen ist ein Kreistonnenkörper oder auch Kugelschicht genannt. Durch die Festlegung der Ausrichtung der ersten festen Achse läßt sich bestimmen, wie dicht die Heliostaten beieinander stehen können. Im Fall der Azimut-Elevation-Aufhängung, bei der die erste feste Achse vertikal verläuft, liegt, wie in Abschnitt 4.3 dargestellt, der ungünstigste Fall vor. Eine wesentliche Verbesserung kann erzielt werden durch eine neue Reflektoraufhängung, bei der die erste feste Achse horizontal⁸ verläuft, im weiteren feste Horizontalachsen-Aufhängung genannt. In Abb. 5.1 sind die benötigten Raumvolumina für die beiden Fälle Azi-

⁸ Mit horizontal ist hier parallel zur Ebene, in der sich das Heliostatenfeld erstreckt, gemeint, die in aller Regel horizontal ist. Bei einem schräg angestellten Heliostatenfeld würde die horizontale Achse parallel zu der schrägen Ebene des Heliostatenfeldes verlaufen.

mut-Elevation-Aufhängung und feste Horizontalachsen-Aufhängung vergleichend dargestellt. Da die Dicke der Kugelschicht (Höhe des Kreistonnenkörpers), die das benötigte Raumvolumen beschreibt, gleich der Breite des Reflektors ist, können die Reflektoren mit fester Horizontalachsen-Aufhängung in einer Reihe in Richtung der ersten festen Achse (im folgenden feste Horizontalachse genannt) mit maximaler Dichte aufgestellt werden, ohne daß die Reflektoren miteinander kollidieren können. In der dazu senkrechten Feldausdehnungsrichtung ist die maximale Reflektorflächendichte durch die Erzeugende des Kreistonnenkörpers (Kreisbogen, vgl. Gl. 4.1) beschränkt und kleiner als 100 %.

Die dichteste Aufstellung ist möglich, wenn die Reihen gegeneinander versetzt sind, wie in den zwei Beispielen in Abb. 5.3 zu sehen. Die maximale Reflektorflächendichte ist auch in diesem Fall von den Seitenlängen der Reflektoren a und b abhängig und kann durch folgende leicht aus Abb. 5.3a herzuleitende Funktion beschrieben werden:

$$\rho_{R, \text{Horizontal-Achse}}^{\max} = \frac{1}{\sqrt{1 + \frac{3}{4} \cdot \left(\frac{b}{a}\right)^2}} \quad (\text{Gl. 5.1})$$

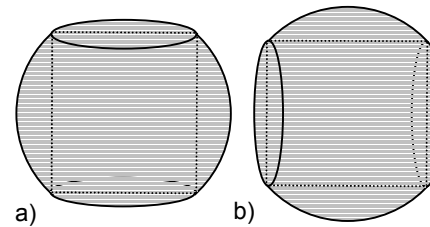


Abb. 5.1: Benötigtes Raumvolumen eines rechteckigen Reflektors eines Heliostaten mit a) Azimut-Elevations-Aufhängung und b) fester Horizontalachsen-Aufhängung

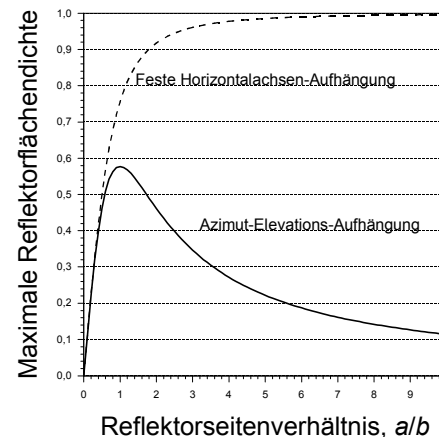


Abb. 5.2: Aufgetragen ist die maximal mögliche Reflektorflächendichte für Heliostaten mit rechteckigen Reflektoren in Abhängigkeit vom Reflektorseitenverhältnis a/b . Zum einen für Heliostaten mit Azimut-Elevations-Aufhängung und zum anderen mit fester Horizontalachsen-Aufhängung.

In Abb. 5.2 ist der Verlauf der maximalen Reflektorflächendichte für rechteckige Reflektoren mit fester Horizontalachsen-Aufhängung in Abhängigkeit vom Reflektorseitenverhältnis a/b dargestellt im Vergleich zu rechteckigen Reflektoren mit Azimut-Elevation-

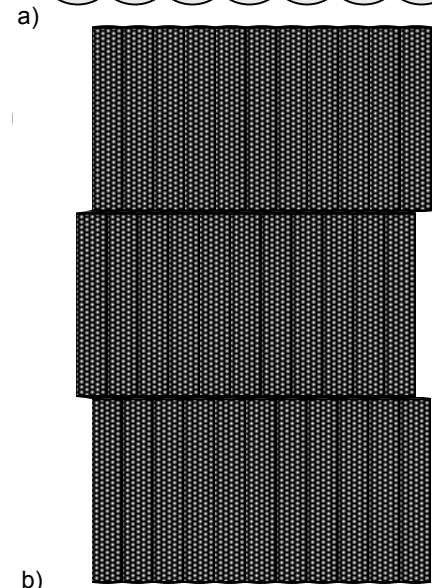
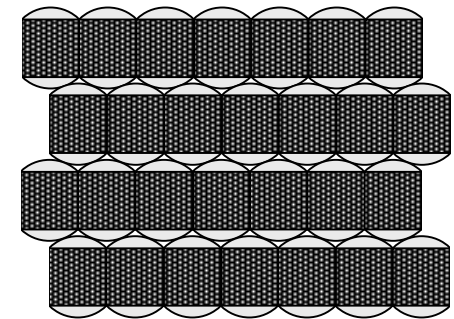


Abb. 5.3: Darstellung eines Heliostatenfeldes mit fester Horizontalachsen-Aufhängung mit a) quadratischen Reflektoren ($a/b=1$) mit der maximal möglichen Reflektorflächendichte von ca. 76 % und b) langen schmalen Reflektoren ($a/b=6$) mit der maximal möglichen Reflektorflächendichte von ca. 99 %.

Aufhängung (vgl. Abschnitt 4.3). Es ist deutlich, daß mit einer festen Horizontalachsen-Aufhängung höhere maximale Reflektorflächendichten möglich sind und daß diese

mit zunehmender Länge der Reflektoren gegen 100 % laufen.

Abb. 5.3 zeigt zwei Beispiele für eine maximale Aufstellichte der Reflektoren mit fester Horizontalachsen-Aufhängung, a) quadratische Reflektoren ($a/b=1$) mit einer maximal möglichen Reflektorflächendichte von ca. 76 % und b) lange schmale Reflektoren ($a/b=6$) mit einer maximal möglichen Reflektorflächendichte von ca. 99 %.

5.2 Reflektorform

Durch geeignete Wahl der Reflektorform ist es möglich, mit einer festen Horizontalachsen-Aufhängung eine theoretische Reflektorflächendichte von 100 % zu erreichen, ohne daß Reflektoren verwendet werden müssen, die wesentlich länger als breit sind wie die im vorherigen Abschnitt beschriebenen langen, schmalen rechteckigen Reflektoren, bei denen eine theoretische Reflektorflächendichte von nahezu 100 % möglich ist.

Bei der Wahl der Reflektorform sind folgende Kriterien zu beachten:

1) Die Form muß so sein, daß eine geschlossene Fläche aus den Einzelementen zusammengesetzt werden kann. Es kommen somit rechteckige, rhombisch,

dreieckige und hexagonale Formen in Betracht.

2) Die Reflektorfläche muß gleich der Querschnittfläche des benötigten Raumvolumens des Reflektors sein, so daß eine Aufstellung mit einer Reflektorflächendichte von 100 % möglich ist, ohne daß die Reflektoren kollidieren. Diese Bedingung ist gleichbedeutend mit der Bedingung, daß das benötigte Raumvolumen des Reflektors dem Rotationskörper des Reflektors entspricht, wenn dieser nur um die erste feste Achse rotiert wird.

Daß die zweite Bedingung bei rechteckigen Reflektoren nicht (bzw. bei langen rechteckigen Reflektoren nur annähernd) erfüllt ist, wird in Abschnitt 5.1 erläutert; für dreieckige Reflektoren ist klar, daß schon die Rotation um 180° diesem Kriterium nicht entspricht; daß Rhomben ebenfalls nicht geeignet sind, ergibt sich aus den folgenden Ausführungen über hexagonale Reflektoren, die ihrerseits unter gewissen Bedingungen geeignet sind.

Ein Hexagon (vgl. Abb. 5.4) kann als aus einem Viereck (Punkte 1,2,4 und 5) – im betrachteten Fall einem Rechteck und im weiteren Basisfläche des Hexagons genannt – und zwei (im betrachteten Fall gleichschenkligen) Dreiecken (1,5,6 und

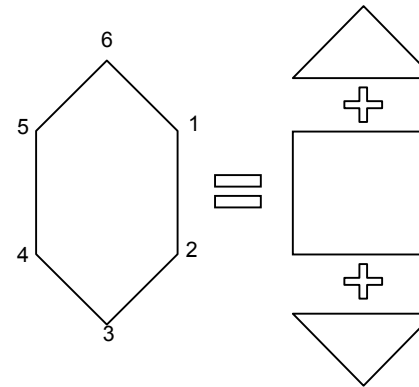


Abb. 5.4: Ein Hexagon setzt sich aus zwei Dreiecken und einem Viereck, der sog. Basisfläche des Hexagons, zusammen.

2,3,4) zusammengesetzt angenommen werden. Die Rotation eines solchen hexagonalen Reflektors um die eigene Längsachse ergibt einen Rotationskörper, der sich aus zwei Kegeln und einem Zylinder zusammensetzt (Abb. 5.5). In Abschnitt 4.3 wird gezeigt, daß der Zylinder, um seine Querachse rotiert, einen Kreistonnenkörper als Rotationskörper ergibt. Die hexagonale Fläche um die selbe Achse rotiert, ergibt einen Tonnenkörper, dessen Erzeugende gleich den Schenkeln der Dreiecke sind, aus denen das Hexagon zusammengesetzt ist, im folgenden Dreieckstonnenkörper genannt.

Wenn dieser Dreieckstonnenkörper das vom Zylinder und somit von der Basisfläche des Reflektors benötigte Raumvolumen, den Kreistonnenkörper umfaßt, dann ent-

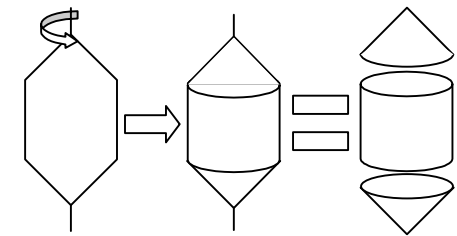


Abb. 5.5: Die Rotation eines hexagonalen Reflektors ergibt einen Rotationskörper, der sich aus zwei Kegeln und einem Zylinder zusammensetzt.

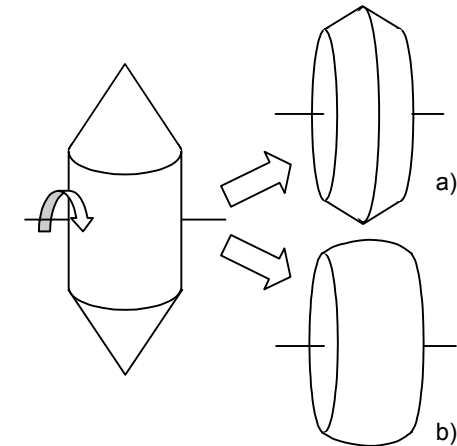


Abb. 5.6: Das benötigte Raumvolumen eines hexagonalen Reflektors ist a) ein Dreieckstonnenkörper, b) ein Kreistonnenkörper oder eine hier nicht genauer definierte Kombination aus a) und b).

spricht der Dreieckstonnenkörper dem Raumvolumen, das dieser hexagonale Reflektor benötigt, um sich um zwei senkrechte Achsen frei bewegen zu können (Abb. 5.6a). Ansonsten ist das benötigte Raumvolumen ein Kreistonnenkörper (Abb. 5.6b) oder eine Kombination aus Kreis- und Dreieckstonnenkörper.

Für den Dreieckstonnenkörper trifft die Bedingung zu, daß die Querschnittfläche gleich der Fläche des Reflektors ist. Für einen Reflektor dessen benötigtes Raumvolumen ein Dreieckstonnenkörper ist, ist somit prinzipiell eine Reflektorflächendichte von 100 % möglich.

In Abb. 5.7 sind zwei Beispiele gezeigt, die dies verdeutlichen. Der grüne Reflektor ist ein regelmäßiges Hexagon. Die Kreisbögen, die der Erzeugenden des Kreistonnenkörpers entsprechen, den die Basisfläche als Raumvolumen benötigt, umfassen das grüne Hexagon. Entsprechend umfaßt der Kreistonnenkörper den Dreieckstonnenkörper. Folglich ist das benötigte Raumvolumen des grünen Reflektors ein Kreistonnenkörper. Wird das Hexagon bei gleichbleibender Basisfläche so verlängert wie das blaue Hexagon in Abb. 5.7, so umfaßt der Dreieckstonnenkörper den Kreistonnenkörper. Folglich ist das benötigte Raumvolumen ein Dreieckstonnenkörper. Für den blauen Reflektor, dessen Querschnitt des Raumvolumens gleich der Form des hexagonalen Reflektors ist, ist eine Reflektorflächendichte von 100 % möglich. Es ist gut zu erkennen, daß für diesen Fall die Seiten des Dreiecks Tangenten des Kreisbogens in den Punkten 1,2,4 und 5 sind, bzw. die Steigung der Drei-

ecksschenkel gleich der Steigung und somit gleich der ersten Ableitung der Funktion $\tau(x)$ (Gl. 4.1) in diesen Punkten ist. Für die Ableitung der Funktion $\tau(x)$ gilt:

$$\tau'(x) = \frac{1}{2 \cdot \sqrt{\left(\frac{b}{2}\right)^2 + \left(\frac{a}{2}\right)^2 - x^2}} \cdot (-2x) = \frac{-x}{\sqrt{\left(\frac{b}{2}\right)^2 + \left(\frac{a}{2}\right)^2 - x^2}} \quad (\text{Gl. 5.2})$$

$$\Rightarrow \tau'(b/2) = \frac{-\frac{b}{2}}{\frac{a}{2}} = \frac{-b}{a}$$

für $x = \frac{b}{2}$ am Punkt 1. (Gl. 5.3)

An den Punkten 2,4 und 5 gilt gleiches, allerdings mit wechselnden Vorzeichen. Dieser Zusammenhang läßt sich auch aus der Tatsache ableiten, daß die Tangente senkrecht auf dem Vektor steht, der vom Mittelpunkt des Kreises zur der Schnittstelle der Tangente des Kreises geht, und daß dieser Vektor durch die Seitenlängen a und b der rechteckigen Basisfläche des Hexagons beschrieben werden kann.

Aus der Steigung der Tangente ergibt sich die Höhe c der Dreiecke

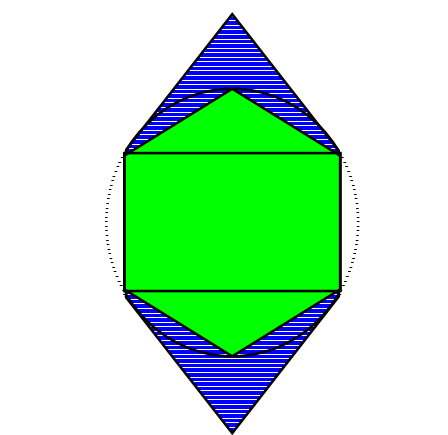


Abb. 5.7: Der grüne und der blaue hexagonale Reflektor haben die gleiche rechteckige Basisfläche, welche einen Kreistonnenkörper als Raumvolumen benötigt, dessen Erzeugende gleich dem Kreisbogen ist. Es ist ersichtlich, daß der blaue Reflektor einen Dreieckstonnenkörper als Raumvolumen benötigt, der den von der Basisfläche und dem grünen Reflektor benötigte Kreistonnenkörper umfaßt.

$$c = \frac{-b}{a} \cdot \frac{-b}{2} = \frac{b^2}{2a} \quad (\text{Gl. 5.4})$$

und die Gesamtlänge d des Reflektors

$$d = a + 2 \cdot c = a + \frac{b^2}{a} \quad (\text{Gl. 5.5})$$

bei der Breite b (siehe Abb. 5.8).

Ein hexagonaler Reflektor, der mit einer Reflektorflächendichte von 100 % aufgestellt werden kann, wird somit durch die Basisflächenseitenparameter a und b eindeutig beschrieben.

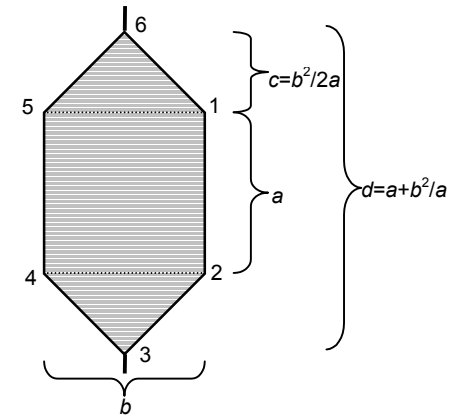
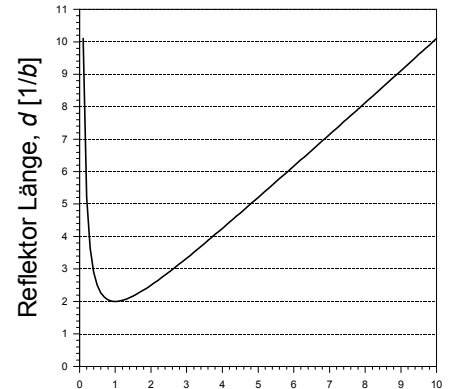


Abb. 5.8: Hexagonale Reflektoren, mit einer Basisfläche mit den Seitenlängen a und b , müssen eine Mindestlänge d haben, um sie mit einer Reflektorflächendichte von 100 % aufstellen zu können.



Basisflächenseitenverhältnis, a/b
Abb. 5.9: Die Reflektorgesamtlänge d im Verhältnis zur Breite b eines hexagonalen Reflektors aufgetragen gegen das Basisflächenseitenverhältnis a/b .

In Abb. 5.9 ist die Länge des Reflektors im Verhältnis zur Breite in Abhängigkeit vom Basisflächenseitenverhältnis a/b dargestellt. Der Reflektor hat für $a/b = 1$ die kompakteste Form bzw. das kleinste

Längen-Breiten-Verhältnis (d/b). Das Längen-Breiten-Verhältnis der Reflektoren läuft gegen Unendlich für $a/b \rightarrow \infty$ und für $a/b \rightarrow 0$. Im ersten Fall nähert sich die Form einem unendlich langen schmalen Rechteck an ($c \rightarrow 0$), im zweiten Fall einem unendlich langen Rhombus ($c \rightarrow \infty$).

Diese Tendenz ist an den Beispielen in Abb. 5.10 zu erkennen. Dargestellt sind drei verschiedene Beispiele für $a/b = 2$, $a/b = 1$ und $a/b = 1/2$ und deren grafische Herleitung der Reflektorform.

5.3 Koppelung von Heliostaten

5.3.1 Prinzip der Koppelung mit einer Ausrichtungsstange

Entgegen der Situation bei konventionellen Heliostaten, bei denen der Reflektor über Antriebe an den Achsen dem Gang der Sonne nachgeführt wird, ist es möglich, den Reflektor durch eine sogenannte Ausrichtungsstange auszurichten, die starr mit der Rückseite des Reflektors verbunden ist und mit dem Drehpunkt des Reflektors auf einer Linie liegt (vgl. Abb. 5.11). Um eine Vielzahl von Reflektoren mit einer gemeinsamen Nachführung zu bewegen, müssen die Ausrichtungsstangen aller gemeinsam

nachzuführenden Reflektoren so miteinander gekoppelt sein, daß die Ausrichtungsstangen immer parallel zueinander sind.

Die Reflektorflächen hingegen sind nicht parallel zueinander, da der Richtungsvektor $\vec{R}(\vec{x}, t)$ nicht nur vom Sonnenstand, also von der Zeit t , sondern auch von der Position des Heliostaten relativ zum Zielpunkt auf dem jeweiligen Turm, also vom jeweiligen Ort \vec{x} , abhängt. Allerdings ist die Relativbewegung aller Reflektoren gleich, wenn diese der Sonne nachgeführt werden, und hängt nur vom Gang der Sonne ab. Deutlich wird dies durch die Richtungsvektoren der Reflektoren die sich nach Riaz (1976) wie folgt aus dem zeitabhängigen Sonnenvektor $\vec{S}(t)$ und dem ortsabhängigen Turmvektor $\vec{T}(\vec{x})$ ergeben:

$$\vec{R}(\vec{x}, t) = \vec{S}(t) + \vec{T}(\vec{x}). \quad (\text{Gl. 5.6})$$

$\vec{R}(\vec{x}, t)$ ist nicht normiert, da es ausreichend ist die Orientierung der Richtungsvektoren der Reflektoren zu kennen, um die Bewegungen der Reflektoren zu diskutieren. Aus der zeitlichen Ableitung des Richtungsvektors

$$\frac{d\vec{R}(\vec{x}, t)}{dt} = \frac{d(\vec{S}(t) + \vec{T}(\vec{x}))}{dt} = \frac{d\vec{S}(t)}{dt} \quad (\text{Gl. 5.7})$$

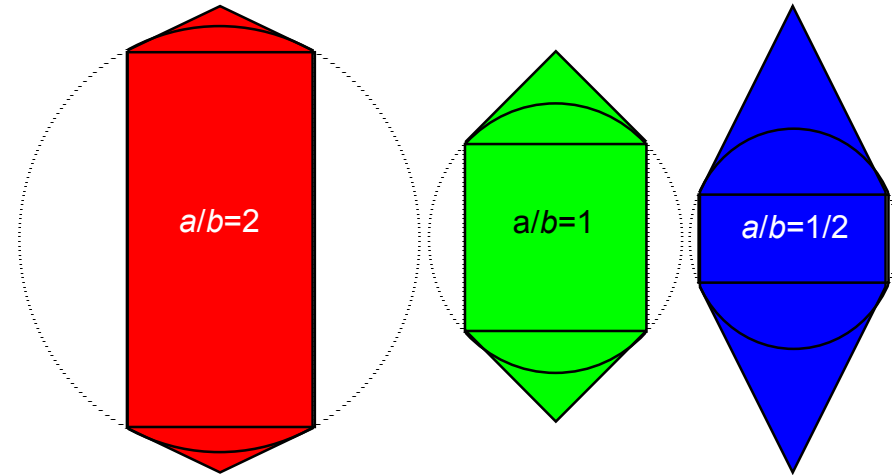


Abb. 5.10: Drei Beispiele für die grafische Herleitung der Reflektorform in Abhängigkeit vom Basisflächenseitenverhältnis. Die Breite b der Basisfläche und somit des Reflektors ist in allen drei Fällen gleich.

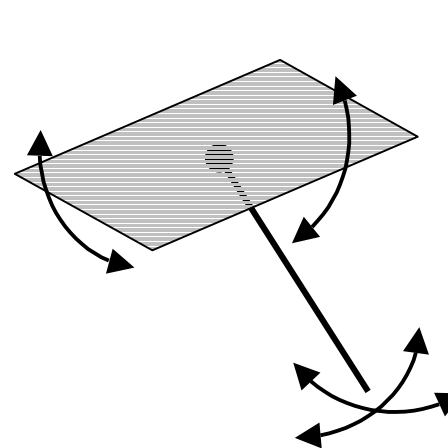


Abb. 5.11: Der Reflektor (mit beliebiger Form) eines Heliostaten kann durch eine Ausrichtungsstange frei ausgerichtet werden.

ist ersichtlich, daß diese nur von der zeitlichen Veränderung des Sonnenvektors abhängt und somit für alle Heliostaten gleich ist.

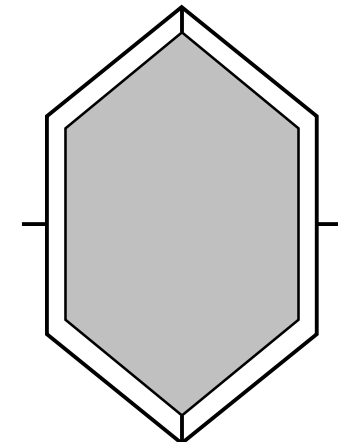


Abb. 5.12: Gymbal-Aufhängung: Der Reflektor ist über die zweite Achse mit einem Rahmen verbunden, der wiederum über die feste Horizontalachse mit einer Tragkonstruktion verbunden ist.

Da die Ausrichtungsstangen aller Heliostaten immer parallel sind, weil die Heliostaten immer die gleiche Relativbewegung vollziehen, die

Reflektoren aber nicht parallel sind, muß jede Ausrichtungsstange individuell an jedem Reflektor fixiert sein. Die Justierung muß einmal vorgenommen werden und bleibt dann unverändert.

5.3.2 Konstruktion der Aufhängung für eine gekoppelten Nachführung

Das einfachste Prinzip, einen Reflektor, der durch eine Ausrichtungsstange der Sonne nachgeführt wird, aufzuhängen, wäre eine Gymbal-Aufhängung, wie in Abb. 5.12 dargestellt. Der Reflektor wäre über die zweite Achse mit einem Rahmen verbunden, der wiederum über die feste Horizontalachse mit einer Tragkonstruktion verbunden ist. Dieses System ist aber für die hier behandelte Anwendung ungeeignet, da einerseits durch den Rahmen die mögliche Reflektorflächendichte eingeschränkt wird und andererseits der Rahmen den Reflektor sowohl verschatten als auch blockieren kann und somit die Nutzung eingeschränkt wird. In Abb. 5.13 ist eine Alternative zur Gymbal-Aufhängung dargestellt, um einen Reflektor mit fester Horizontalachse aufzuhängen. Diese Aufhängung besteht aus einem Halbring, an dessen Enden die mit dem Reflektor fest verbundene zweite Achse befestigt ist. Die feste Horizontalachse verläuft durch

den Mittelpunkt dieses Halbringes, der durch drei Räder oder Zahnräder gehalten wird, wobei die beiden weiß dargestellten Räder nur tragende Funktion haben und das schwarz dargestellte Rad als Antrieb dient, um den Halbring und somit den Reflektor um die feste Horizontalachse zu bewegen. Die Ausrichtungsstange, die bei der Bewegung des Halbringes mitgedreht wird, dient ausschließlich der Nachführung des Reflektors um die zweite Achse.

Die beschriebenen Heliostaten können in Reihen entlang der festen Horizontalachse aufgestellt werden (siehe Abb. 5.14), so daß die Räder, die die Bewegung um die feste Horizontalachse auf den Halbring übertragen, über eine gemeinsame Antriebswelle gekoppelt sein können, die parallel zur festen Horizontalachse verläuft. Die Ausrichtungsstangen der Reflektoren können über eine ebenfalls parallel zur festen Horizontalachse verlaufende horizontale Koppelungsstange mechanisch so gekoppelt werden, daß durch Längsbewegung dieser Koppelungsstange die Ausrichtungsstangen und somit die Reflektoren einer Reihe um die jeweilige zweite Achse bewegt werden können. Zur besseren Veranschaulichung des Systems sind in Abb. 5.14a alle Reflektoren gleich ausgerichtet, was

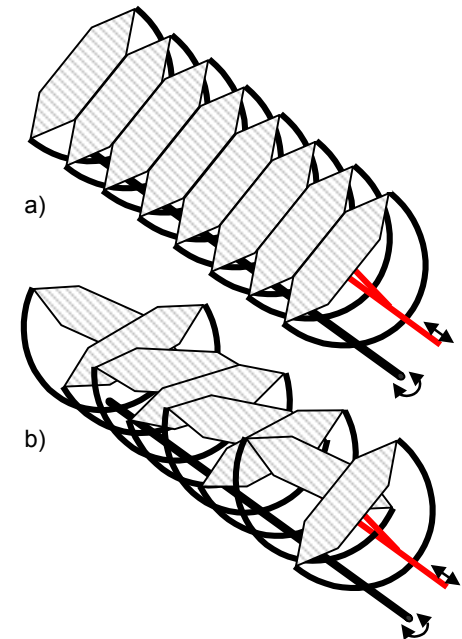
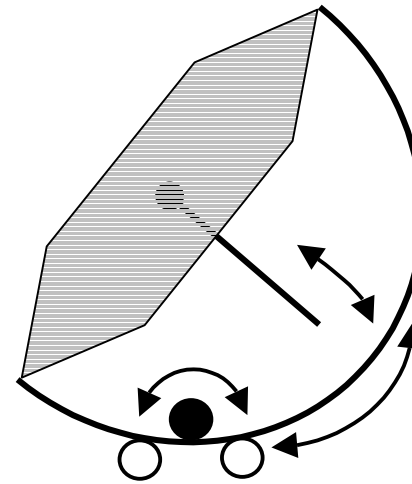


Abb. 5.13: Aufhängung eines Reflektors mit fester Horizontalachse. Die Ausrichtungsstange wird für die Bewegung um die zweite Achse benötigt. Die Bewegung um die feste Horizontalachse erfolgt durch die Rotationsbewegung des Halbringes, der den Reflektor hält. Das schwarz dargestellte Rad dient als Antrieb des Halbringes, die weiß dargestellten Räder halten den Halbring in Position.

Abb. 5.14: Heliostatenreihe mit durch eine Koppelungsstange (rot) gekoppelten Ausrichtungsstangen (rot) und einer gemeinsamen Antriebswelle (schwarz) mit a) gleicher und b) verschiedener Ausrichtung der Reflektoren.

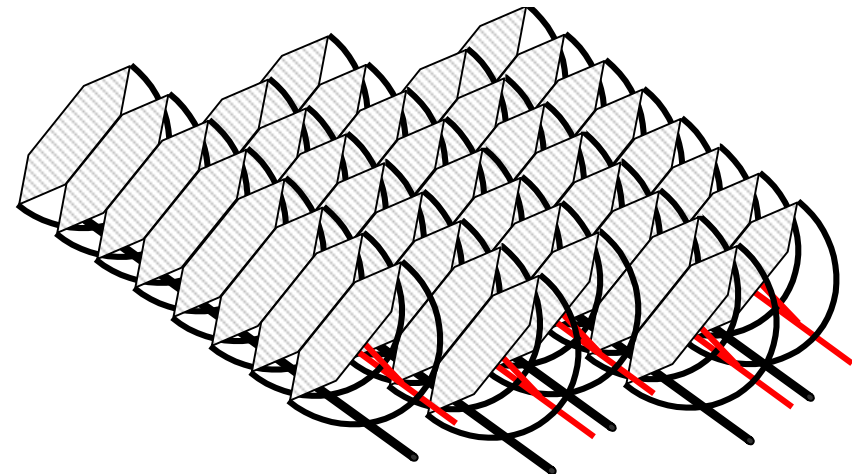


Abb. 5.15: Heliostatenreihen, deren Antriebswellen (schwarz) und Koppelungsstangen (rot) untereinander gekoppelt werden können.

bei einem Heliostatenfeld in Betrieb bekanntlich nie der Fall ist. Abb. 5.14b zeigt das Prinzip mit Reflektoren, die alle unterschiedlich ausgerichtet sind.

Diese Reflektorreihen können hintereinander aufgestellt werden (siehe Abb. 5.15) und können so durch Koppeln der Antriebswellen und der Koppelungsstangen wiederum untereinander gekoppelt werden. Auf diese Weise ist es möglich, eine Vielzahl von Heliostaten mit nur zwei Motoren der Sonne nachzuführen.

5.3.3 Ansätze zu einer verbesserten Konstruktion der gekoppelten Nachführung

Die Nutzung der installierten Reflektorfläche wird dadurch beeinträchtigt, daß der Halbring, der den Reflektor hält, die benachbarten Reflektoren verschattet oder blockiert. Dies ist in Abb. 5.15 ist zu erkennen unter der Annahme, daß die dargestellte Perspektive der Perspektive vom Zielpunkt (blockieren) oder von der Sonne (verschatten) aus entspricht. Aus diesem Grund wäre es von Vorteil, den Halbring, der den Reflektor hält, so weit wie möglich zu verkleinern, so daß er weitgehend vom Reflektor verdeckt wird, anstatt die benachbarten Reflektoren zu beeinträchtigen. Die Möglichkeit, diesen Hal-

bring zu verkleinern, ist allerdings durch die Länge der Ausrichtungsstange beschränkt.

Da die horizontale Koppelungsstange, die die Ausrichtungsstangen der jeweiligen Reflektoren verbindet, innerhalb des Halbrings verläuft, muß der Radius des Halbringes mindestens ein wenig größer sein als die Länge der Ausrichtungsstangen. Die minimale Länge der Ausrichtungsstangen muß so gewählt werden, daß der Reflektor bei maximal benötigter Auslenkung nicht mit der horizontalen Koppelungsstange kollidiert. Dieses Problem wird an dem in Abb. 5.16a gezeigten Spezialfall verdeutlicht, bei dem die maximal notwendigen Auslenkungen des Reflektors bei $\pm 45^\circ$ liegen. Die durchgezogene schwarze Linie stellt einen Querschnitt eines Reflektors bei einer Auslenkung von 0° und die gestrichelte bei einer Auslenkung von 45° dar, die roten Linien zeigen die Ausrichtungsstange und die Koppelungsstange in den jeweiligen Positionen. Es ist zu erkennen, daß die Koppelungsstange, um die Ausrichtungsstange und den Reflektor um die zweite Achse zu drehen, eine Pendelbewegung macht. Bei der maximalen Auslenkung von 45° muß die Ausrichtungsstange mindestens so lang sein, daß der Reflektor nicht mit der Koppelungs-

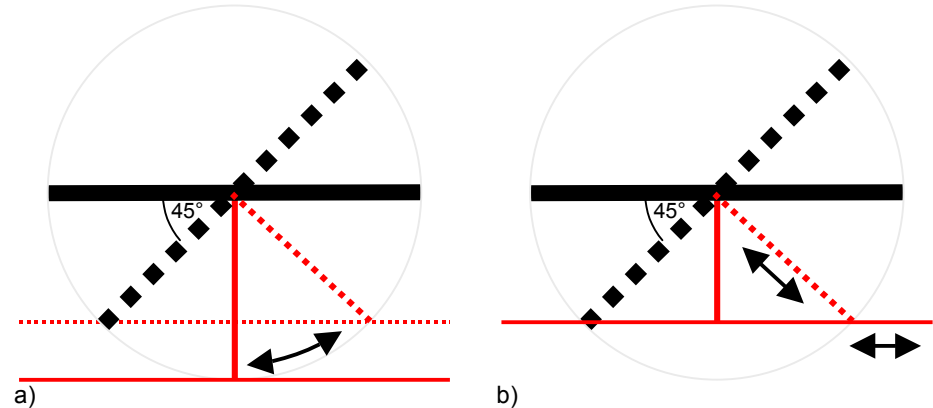


Abb. 5.16: Querschnitt eines Heliostaten, bei dem die zweite Achse senkrecht zur Bildebene liegt. Der Reflektor ist schwarz dargestellt, zum einen nicht ausgelenkt (durchgezogene Linie) und zum anderen mit maximaler Auslenkung (gepunktet). Die Ausrichtungsstange und die Koppelungsstange (beide rot) sind in zwei Varianten dargestellt: a) Die Koppelungsstange macht eine Pendelbewegung, b) die Ausrichtungsstange ist in der Länge teleskopisch ausziehbar, und die Koppelungsstange bewegt sich auf einer Geraden.

stange kollidiert, was in diesem Fall der halben Reflektorbreite entspricht.

Der Halbring kann für den hier betrachteten Fall weiter verkleinert werden, wenn die Ausrichtungsstange variabel in der Länge ist, z.B. für eine teleskopisch ausziehbare Ausrichtungsstange. Die Koppelungsstange würde nicht mehr eine Pendelbewegung machen wie bei einer nichtausziehbaren Ausrichtungsstange, sondern würde sich ausschließlich auf der Geraden, auf der sie verläuft, hin und her bewegen (siehe Abb. 5.16b). Der minimale Radius des Halbringes hängt von der Position der Geraden ab, auf der die Koppelungsstange

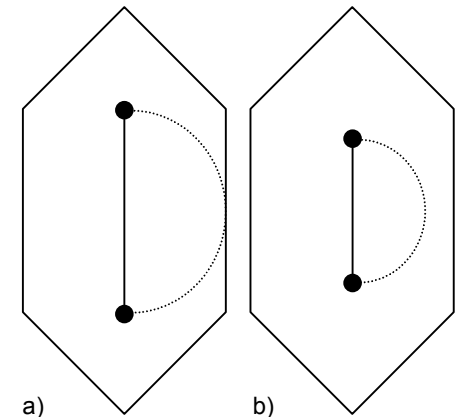


Abb. 5.17: Minimal mögliche Halbringe (gepunktet) im Vergleich zu dem in eine gemeinsame Ebene projizierten hexagonalen Reflektor für a) pendelnde Koppelungsstange mit nichtausziehbarer Ausrichtungsstange und b) nichtpendelnder Koppelungsstange mit teleskopisch ausziehbarer Ausrichtungsstange.

verläuft, und die wiederum ist durch die maximale Auslenkung des Reflektors und dessen Breite gegeben.

Abb. 5.17 verdeutlicht, wie sich der minimale Halbring für die zwei beschriebenen Fälle zu einem hexagonalen Reflektor verhält. Zur besseren Veranschaulichung wurden der Halbring und der Reflektor in einer Ebene dargestellt.

Die betrachtete Situation stellt einen Spezialfall dar; in aller Regel ist die mögliche Maximalauslenkung eines Heliostaten um die zweite Achse zumindest auf einer Seite größer als die angenommenen 45°; zudem könnte die erläuterte Methode zur Reduzierung des Radius des Halbringes bei manchen Reflektorformen nicht ausreichend sein, so daß weitere Maßnahmen notwendig sind. In dem Fall kann die Koppelungsstange in Bereiche unterteilt werden, in denen die Koppelungsstange unterschiedlich weit vom Reflektor entfernt verläuft, ähnlich einer Rechtecksfunktion. In den Bereichen, wo die Koppelungsstange mit den Ausrichtungsstangen verbunden ist, verläuft sie möglichst nahe am Reflektor innerhalb des Halbringes. In den anderen Bereichen, in denen die Koppelungsstange nicht innerhalb der Halbringe verlaufen muß, ist sie so weit vom Reflektor entfernt, daß sie nicht mit

den Reflektoren kollidieren kann. Abb. 5.18 zeigt dies für die beiden Möglichkeiten der festen Ausrichtungsstange mit pendelnder Koppelungsstange und der teleskopischen Ausrichtungsstange mit nicht pendelnder Koppelungsstange.

Bei einer Verkleinerung der Halbringe verläuft die Antriebswelle nicht mehr innerhalb des Halbringes, wie es in Abb. 5.13 und 5.14 dargestellt ist, sondern außerhalb. Folglich müssen die Antriebsräder, durch die der Halbring um die feste Horizontalachse bewegt wird, über Keilriemen oder Ketten mit der Antriebswelle verbunden sein.

Anstelle der hier diskutierten mechanischen Kopplungen der Reflektoren sind z.B. auch hydraulische oder logische Kopplungen denkbar, die auf dem gleichen Prinzip basieren würden. Bei einer logischen Kopplung hätte jeder Heliostat zwei kleine elektrische Motoren, die jeweils bei allen Heliostaten durch eine gemeinsame Steuerung angetrieben werden. Welche Art der Koppelung die kostengünstigste in der Anschaffung und im Betrieb ist, ist an anderer Stelle zu klären.

Auf weiterführende Detailfragen wird hier im einzelnen nicht eingegangen.

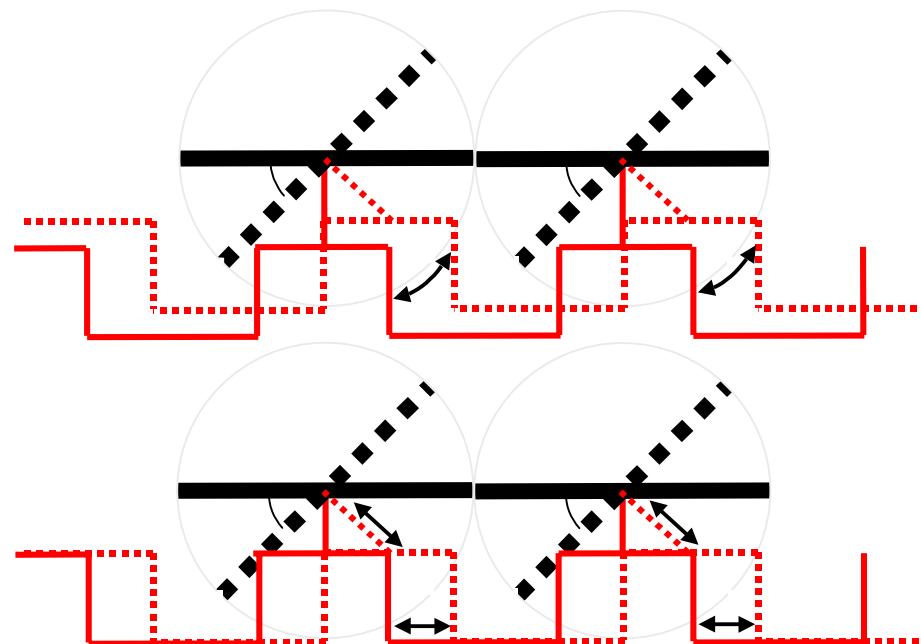


Abb. 5.18: Heliostaten mit nicht linear verlaufenden Koppelungsstangen ermöglichen eine weitere Verkleinerung der Halbringe und erweitern den Bewegungsspielraum der Reflektoren.

5.4 Vorteile

Die wichtigsten Vorteile, die sich bei der Anwendung der kleinen gekoppelten Heliostaten ergeben, sind folgende:

- 1) Die Verwendung vieler kleiner Reflektoren führt zu einer Verbesserung der optischen Eigenschaften, da die Beeinträchtigung der Konzentration durch den Astigmatismus reduziert wird.
- 2) Die feste Horizontalachsen-Aufhängung ermöglicht höhere Aufstellichten als mit herkömm-

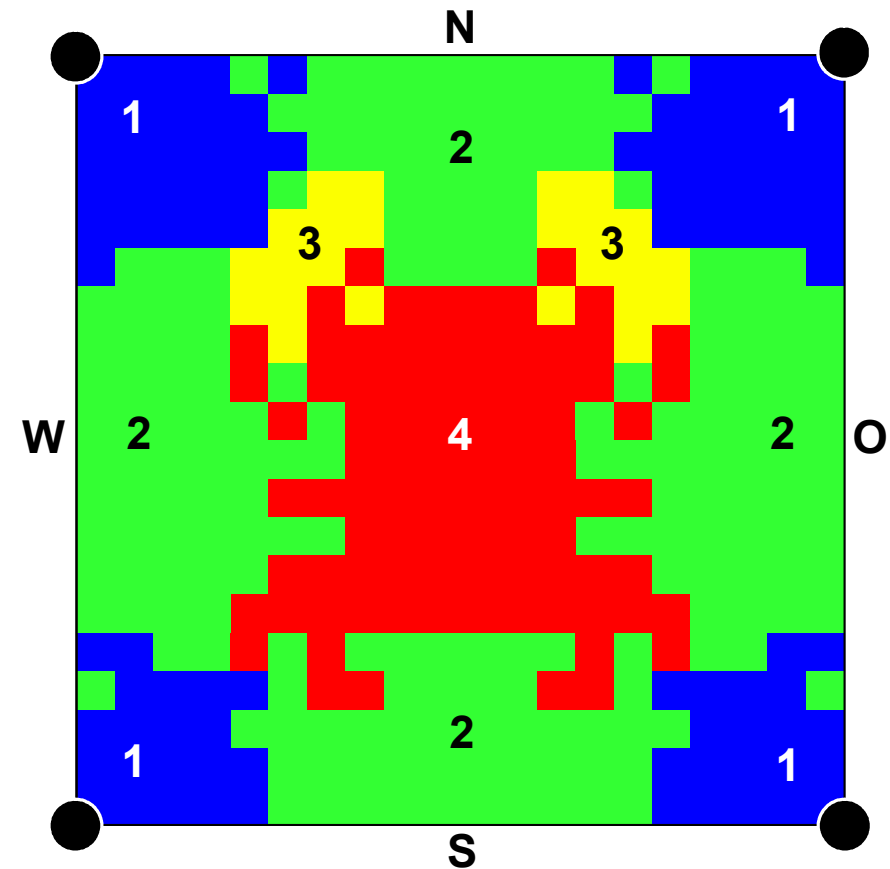
lichen Aufhängungen der Reflektoren. Bei entsprechender Anpassung der Reflektorform sind theoretisch Reflektorflächendichten von bis zu 100 % möglich, ohne daß die Reflektoren kollidieren können.

- 3) Die Verwendung von flachen Reflektoren, die u.U. durch mechanische Einflüsse nur leicht gekrümmt werden, um zu fokussieren, und die gekoppelte Nachführung einer Vielzahl von Heliostaten eröffnen ein Kostensenkungspotential, das es bei der Verwendung herkömmlicher Heliostaten nicht gibt.

6 Optimierung der Heliostatenfelder einer MTSA

Zusammenfassung: Um die Vorteile der überlappenden Heliostatenfelder einer MTSA bestmöglich zu nutzen, muß diese optimiert werden. Dazu wurde vom Verfasser das Programm OptiMTSA entwickelt, eine Art Strahlverfolgungsprogramm, mit dem die optimale Auslegung des Heliostatenfeldes einer MTSA unter bestimmten Gegebenheiten auf ein Jahr bezogen errechnet werden kann. Dabei dient der Jahresgrundflächennutzungsgrad des Heliostatenfeldes als Zielgröße, auf dessen Maximierung hin optimiert wird. Es zeigt sich, daß mit einem Heliostatenfeld, dessen Heliostaten alternierend auf mehrere Zielpunkte ausgerichtet sein können, höhere Jahresgrundflächennutzungsgrade erzielt werden können, als es mit einem Heliostatenfeld theoretisch möglich ist, dessen Heliostaten auf nur einen Zielpunkt ausgerichtet sind.

Bei der Optimierung des Heliostatenfeldes sollten die Freiheitsgrade dahingehend eingeschränkt werden, daß benachbarte Heliostaten auf maximal zwei verschiedene Zielpunkte ausgerichtet sind, da so nahezu gleiche Werte für den Jahresgrundflächennutzungsgrad erreicht werden bei gleichzeitig geringerer Verdünnung der Strahlung. Die erreichbaren Werte für den Jahresgrundflächennutzungsgrad sind von den Reflektor- und Parzellenformen nahezu unabhängig. Eine über das Feld konstante Reflektorflächendichte und über das Jahr unveränderte Feldkonfiguration sind für eine MTSA am günstigsten. Sowohl der Jahresgrundflächennutzungsgrad als auch der Jahresreflektorflächennutzungsgrad eines Heliostatenfeldes nehmen mit geringer werdendem Abstand der Türme zu. Für Turmabstände von vierfacher Turmhöhe lassen sich Jahresgrundflächennutzungsgrade von bis zu 84 %, für Turmabstände von zweifacher Turmhöhe sogar bis zu 95 % erreichen.



Verteilung des Zielpunkte-Anzahl-Parameters einer MTSA.

6.1 Designvarianten für eine MTSA

Bei der Auslegung einer MTSA gibt es mehrere Varianten hinsichtlich der Reflektorform, der Reflektorflächendichten und der Aufstellungsmöglichkeiten der Türme und der sich daraus ergebenden Parzellenformen, aus denen eine MTSA modular zusammengesetzt ist (vgl. Absatz 3.2). Die Abstände der Türme und somit die Seitenlängen der Parzellen werden in Vielfachen der Turmhöhe (alle Türme haben die gleiche Höhe) angegeben. Eine solche Anlage ist skalierbar, ohne daß sich die Konfiguration ändert. Bei bestimmten Gegebenheiten kann es sinnvoll sein, rhombische Parzellen zu verwenden (z.B. wenn die gegebene Grundfläche eine in Südausrichtung spitz zulaufende Grundfläche hat). Ebenso können aus Gründen der Kostenoptimierung kleinere Reflektorflächendichten als die maximal möglichen günstiger sein und rechteckige Reflektoren günstiger als hexagonale.

6.2 Konfigurationsparameter für das Heliostatenfeld

Um die Konfiguration eines Feldes mit gegebener Anzahl an He-

liostaten zu beschreiben, ist es ausreichend zu wissen, welchem Turm jeder Heliostat zugeordnet ist.

Um allgemeingültige Aussagen über das Potential eines optimierten Heliostatenfeldes machen zu können, wird ein sogenanntes Kontinuumsfeld betrachtet, ein theoretisches Heliostatenfeld bestehend aus unendlich vielen, infinitesimal kleinen ebenen Heliostaten⁹. Bei einem Kontinuumsfeld ist es nicht möglich, allen Heliostaten bestimmte Türme zuzuordnen, statt dessen werden die im folgenden beschriebenen drei Parameter benötigt, um die Konfigurationen in den Regionen des Feldes eindeutig festlegen zu können. Die „Region“ ist die Umgebung um einen bestimmten Ort im Kontinuumsfeld, der repräsentativ ist für seine Umgebung. In diesem Kapitel ist im folgenden mit Heliostatenfeld immer ein Kontinuumsfeld gemeint.

⁹ Die hier verwendete Definition des Kontinuumsfeldes ist nur eingeschränkt gleich der von Riaz (1976) eingeführten. In beiden Definitionen geht es allerdings um unendlich viele, infinitesimal kleine ebene Heliostaten, so daß die Verwendung des gleichen Begriffes im weiter gefaßten Sinn zweckmäßig erscheint.

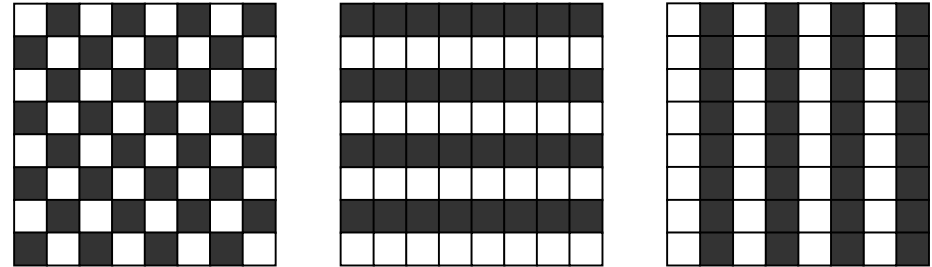


Abb. 6.1: Beispiele für drei verschiedene mögliche Muster, nach denen Heliostaten auf zwei verschiedene Zielpunkte ausgerichtet sein können, unter der Annahme quadratischer dicht aufgestellter Heliostaten. Die weißen Quadrate symbolisieren Heliostaten, die auf den einen, die schwarzen Quadrate Heliostaten, die auf den anderen Zielpunkt ausgerichtet sind.

6.2.1 Zielpunkte-Anzahl-Parameter (ZA)

Der wesentlichste Parameter ist der Zielpunkte-Anzahl-Parameter (ZA), der die Anzahl an Zielpunkten beschreibt, auf die die Heliostaten in einem bestimmten Gebiet alternierend ausgerichtet sind. Nahe am Turm gilt im allgemeinen $ZA = 1$, da dort normalerweise alle Heliostaten nur auf den einen nächsten Turm ausgerichtet sind. In den entfernteren Bereichen kann $ZA = 2, 3$ oder 4 sein.

Maximaler Zielpunkte-Anzahl-Parameter (MaxZA)

Bei der Optimierung des Heliostatenfeldes einer MTSA können die Freiheitsgrade dahingehend eingeschränkt werden, daß ZA keine Werte größer als der Maximale Zielpunkte-Anzahl-Parameter $MaxZA$ annehmen darf.

Für den Fall $MaxZA = 4$ bedeutet das für eine viereckige Parzelle keine Einschränkung, da die Heliostaten maximal auf die vier verschiedenen Zielpunkte in den vier Ecken der Parzelle ausgerichtet sein können. Für den Fall $MaxZA = 2$ gilt die Einschränkung, daß benachbarte Heliostaten auf maximal zwei verschiedene Zielpunkte alternierend ausgerichtet sein dürfen. Für $MaxZA = 1$ gilt folglich, daß die benachbarten Heliostaten einer Region auf nur einen Zielpunkt ausgerichtet sind. Dies entspricht Heliostatenfeldern, die nicht überlappen.

6.2.2 Heliostaten-Muster-Parameter (HM)

Der Heliostaten-Muster-Parameter (HM) bestimmt das Muster, nach dem die Heliostaten in einer Region auf die Zielpunkte auf verschiedenen Türmen ausgerichtet sind. Für eine Region nahe an ei-

nem Turm, in der alle Heliostaten auf nur einen Zielpunkt ausgerichtet sind und somit $ZA = 1$ gilt, gibt es auch nur einen möglichen Wert für HM ($HM = 1$). Ist allerdings $ZA > 1$, bestehen mehrere Möglichkeiten für Muster, die Heliostaten auf verschiedene Zielpunkte auszurichten. Abb. 6.1 zeigt beispielhaft drei verschiedene Möglichkeiten für ein Muster, nach dem die Heliostaten aufgestellt sein können, unter der Annahme, daß die Heliostaten alternierend auf zwei verschiedene Zielpunkte ausgerichtet sind ($ZA = 2$). Die weißen Quadrate stellen die Heliostaten dar, die auf den Zielpunkt auf dem Turm 1, die schwarzen Quadrate die Heliostaten, die auf den Zielpunkt auf Turm 2 ausgerichtet sind. In diesem Fall gibt es drei verschiedene sinnvolle Muster.

6.2.3 Turm-Zuordnungs-Parameter (TZ)

Der Turm-Zuordnungs-Parameter (TZ) ordnet den ein, zwei oder mehr Zielpunkten bestimmte Türme zu, auf die die Heliostaten ausgerichtet sind. Wenn z.B. $ZA = 1$ und damit $HM = 1$, bestimmt TZ den Turm, auf dessen Zielpunkt alle Heliostaten der Region ausgerichtet sind.

6.3 Quasi-Strahlverfolgungsprogramm zur Optimierung des Heliostatenfeldes

Ein Strahlverfolgungsprogramm kann den Verlauf vieler - nach gegebenen Kriterien (z.B. Monte Carlo oder Netzgitter) - bestimmter Strahlen berechnen, wobei u.a. Richtungsänderungen durch Reflexion, Brechung oder Streuung, aber auch Absorption an Flächen, mit entsprechenden Eigenschaften, berücksichtigt werden. Durch solch ein Programm können die optischen Eigenschaften eines Heliostatenfeldes errechnet werden. So kann für jeden Heliostaten berechnet werden, wie groß der Anteil der Strahlen ist, der unter gegebenen Bedingungen vom Heliostaten auf einen Zielpunkt auf einem Turm reflektiert werden kann. Die Genauigkeit dieses Verfahrens ist wesentlich von der Anzahl der verfolgten Strahlen abhängig, der Rechenaufwand nimmt bei einer größeren Anzahl an Strahlen und bei komplexerer Optik zu.

Bei der Optimierung des Heliostatenfeldes einer MTSA sind pro Region bis zu 70 mögliche Konfigurationen in Betracht zu ziehen und der Berechnung für den Verlauf eines ganzen Jahres zugrunde zu legen. Für die Optimierung eines

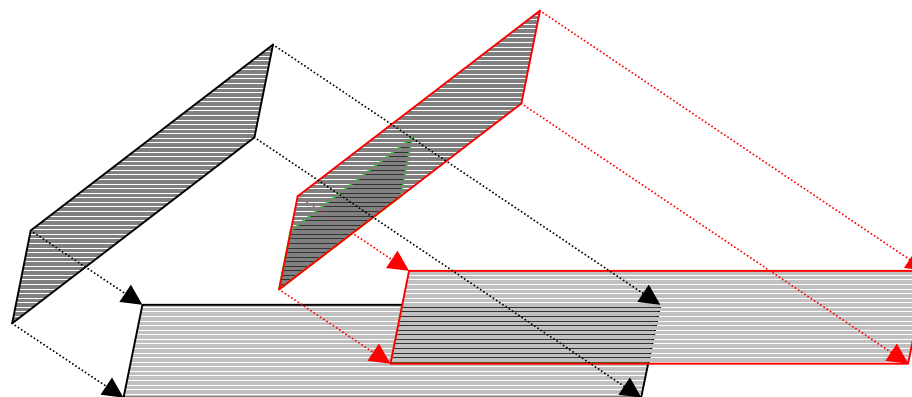


Abb. 6.2 Bei dem Quasi-Strahlverfolgungsprogramm werden die Schattenwürfe der Reflektoren berechnet. Das Verhältnis der überlagerten Flächen zu der Fläche des Schattens entspricht dem Verhältnis der verschatteten Fläche des Reflektors zur Reflektorfläche. Beim Berechnen des Blockierens wird ebenso vorgegangen mit einer angenommenen Lichtquelle im Zielpunkt.

Heliostatenfeldes mit einer Auflösung von 20×20 Regionen, ist für jeden Zeitpunkt etwa 200.000 mal die effektiv nutzbare Reflektorfläche eines Heliostaten zu berechnen, d.h. die Fläche eines Heliostaten, die nicht verschattet ist und deren reflektierte Strahlen nicht blockiert werden. Um diese Berechnungen über ein Jahr mit Hilfe von Strahlverfolgung und mit einer den Genauigkeitsansprüchen genügenden Anzahl an Strahlen durchzuführen, ist eine sehr große Rechenzeit erforderlich.

Aus diesen Gründen wurde vom Verfasser das Quasi-Strahlverfolgungsprogramm OptiMTSA entwickelt, bei dem die effektiv nutzbare Reflektorfläche der Heliostaten dadurch berechnet wird, daß benachbarte Reflektoren durch Polygone

beschrieben werden, die auf eine gemeinsame Ebene projiziert werden (siehe Abb. 6.2). Diese Projektionen entsprechen dem Schattenwurf der Reflektoren auf die Bodenfläche. Wenn ein Reflektor einen anderen verschattet, dann überlagern sich, wie in Abb. 6.2 zu sehen, die Projektionen der beiden Reflektoren. Das Verhältnis der überlagerten Fläche dieser Projektionen zur Fläche der Reflektorprojektion ist gleich dem Verhältnis der verschatteten Fläche des Reflektors zur Reflektorfläche. Um die Fläche eines Reflektors zu berechnen, die blockiert wird, wird ebenso vorgegangen mit dem Unterschied, daß die Projektion dem Schattenwurf der Reflektoren entspricht unter der Annahme einer Lichtquelle im Zielpunkt auf dem Turm, dem der blok-

kierte Reflektor zugeordnet ist. Der Teil des Reflektors, der in dieser Projektion verschattet ist, entspricht dem Teil, der ansonsten blockiert würde.

Da bei einer Berechnung der Projektion der Polygone nur die Ecken projiziert werden müssen, ist diese Methode nicht nur wesentlich weniger rechenintensiv, sondern auch genauer, da die Projektionen analytisch gerechnet werden können und die Genauigkeit nicht von der Anzahl der gerechneten Strahlen abhängt. Bei einem Strahlverfolgungsprogramm würden mindestens mehrere tausend Strahlen pro Reflektor gerechnet. Das von Niewianda und Heidt (1996) entwickelte Programm SOMBRERO, welches Verschattung von Gebäuden berechnet, verfolgt zwar ebenfalls den Ansatz Objekte durch Polygone zu beschreiben, um dann die Überlagerungen der Projektionen (Schatten) auf eine gemeinsame Fläche zu errechnen, nutzt jedoch nicht den Vorteil, diese Überlagerungen analytisch zu berechnen.

OptiMTSA berechnet für jeden Heliostaten die nichtverschattete und nichtblockierte Fläche, aus der sich unter Berücksichtigung des Kosinus-Effektes die effektiv nutzbare Reflektorfläche ergibt. Zur Optimierung eines Heliostatenfeldes

werden alle möglichen Konfigurationsparameter für verschiedene Regionen angenommen und jeweils die nutzbare effektive Reflektorfläche und somit der Nutzungsgrad berechnet. Die Parameterwerte, für die der Nutzungsgrad maximal ist, stellen die optimale Konfiguration des Heliostatenfeldes für die berechnete Region dar. Die Optimierung wird über das ganze Heliostatenfeld verteilt durchgeführt, bis eine Übersicht in Form einer Karte für die Verteilung der Parameter vorliegt, die die Konfiguration des Heliostatenfeldes zeigt. Ein Heliostatenfeld wird entweder hinsichtlich des Wirkungsgrades zu einem bestimmten Zeitpunkt optimiert oder hinsichtlich des Nutzungsgrades über einen längeren Zeitabschnitt. Für die vorliegende Arbeit wurden die Heliostatenfelder immer hinsichtlich der Zielgröße des Jahresnutzungsgrades optimiert. In Abschnitt 6.5 werden zwei verschiedene Jahresnutzungsgrade definiert und erläutert. Für die Optimierung macht es keinen Unterschied, welcher der beiden als Zielgröße verwendet wird, da zwischen den beiden, bei unveränderter Reflektorflächendichte, ein linearer Zusammenhang besteht (vgl. Abschnitt 6.10).

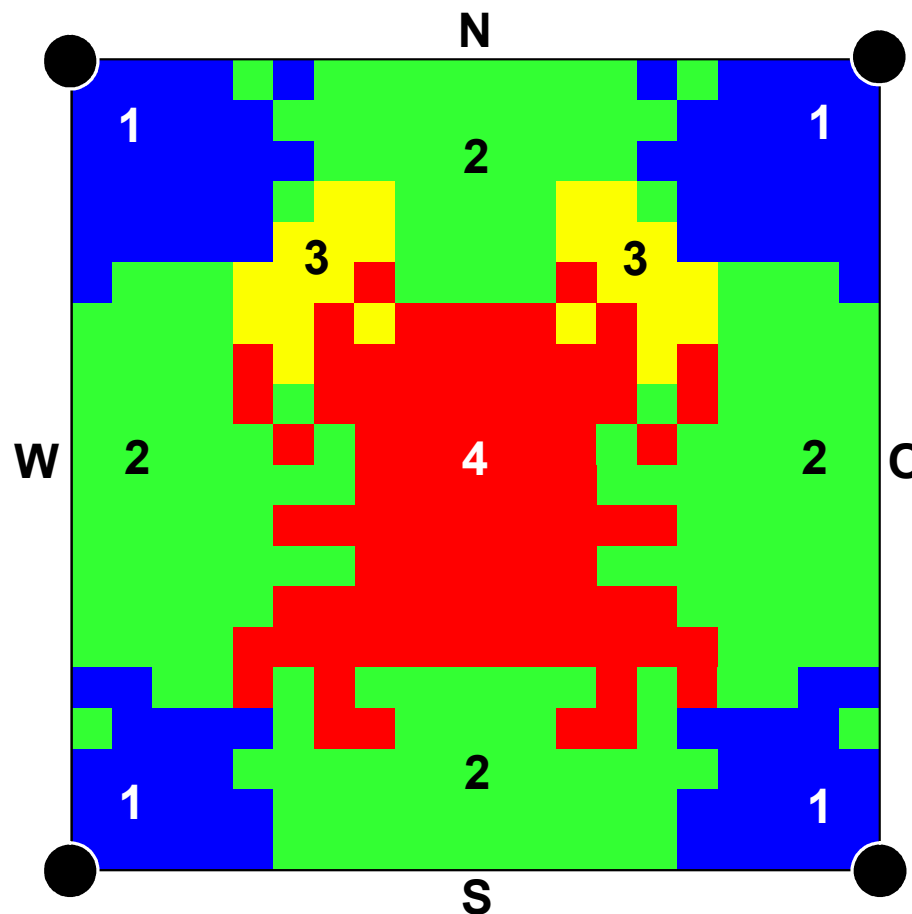


Abb. 6.3: Beispiel für die Verteilung von ZA eines optimierten Heliostatenfeldes für eine quadratische Parzelle mit den vier Türmen in den Ecken.

6.4 Auslegung eines optimierten Heliostatenfeldes

Abb. 6.3 zeigt die Verteilung des Zielpunkte-Anzahl-Parameters ZA in einer quadratischen Parzelle eines hinsichtlich eines maximalen Jahresnutzungsgrades optimierten He-

liostatenfeldes einer MTSA. Es wird eine Parzelle mit einer Seitenlänge von vier Turmhöhen, an einem Ort 35° nördlicher Breite, mit einer Reflektorflächendichte von 100 % und hexagonale Reflektoren, deren Basisfläche ein Seitenverhältnis $a/b = 1$ hat (vgl. Abschnitt 5.2), angenommen.

Bedingt durch die Symmetrie des Tagesganges der Sonne sind die Parzellen achsensymmetrisch zu einer Nord-Süd-Achse. Nahe an den Türmen, wo der Effekt des Verschattens überwiegt, sind alle Heliostaten auf den Zielpunkt auf dem nächsten Turm ausgerichtet, da durch das Verschatten keine Strahlung verloren geht (vgl. Abschnitt 2.2.1). Weiter entfernt von den Türmen, wo der Effekt des Blockierens überwiegt, sind die Heliostaten alternierend auf die Zielpunkte verschiedener Türme ausgerichtet und nutzen so die Strahlung, die bei konventioneller Heliostatenaufstellung ungenutzt bliebe. Dort sind die Heliostaten alternierend auf zwei, drei und vier verschiedene Zielpunkte ausgerichtet. In diesen Regionen des Feldes gilt $ZA = 2, 3$ oder 4 . Es ist zu erkennen, daß die Übergänge zweier benachbarter Bereiche mit verschiedenen ZA fließend sind. In diesen Übergangsbereichen liegen die lokalen Jahresnutzungsgrade für verschiedene Parameterkombinationen so nahe beieinander, daß es im Rahmen der Rechengenauigkeit mehrere mögliche Parameterkombinationen geben kann und auch nur geringste Veränderungen der Randbedingungen bei der Optimierung eine andere lokale Parameterkombination zur Folge haben können.

In Abb. 6.4 sind vier der in Abb. 6.3 dargestellten Parzellen mit der Verteilung von ZA zu sehen. In den schraffierten Bereichen stehen alle Heliostaten, die auf den Zielpunkt auf dem zentralen Turm ausgerichtet sind. Diese Bereiche sind das dem zentralen Turm zugeordnete Heliostatenfeld, welches mit den Feldern überlappt, die den benachbarten Türmen zugeordnet sind. Überlappungen gibt es in den grünen, gelben und roten Bereichen, wo $ZA > 1$ ist. Zum Vergleich ist in Abb. 6.4 der Bereich gestrichelt eingezeichnet, den in etwa das Heliostatenfeld des zentralen Turmes für den Fall $MaxZA = 1$ einnehmen würde, welches nicht mit den benachbarten Feldern überlappt. Die Grundfläche des dem Turm zugeordneten Heliostatenfeldes ist für $MaxZA = 4$ größer als für $MaxZA = 1$. In beiden Fällen ist jedoch die Zahl der auf den zentralen Turm ausgerichteten Heliostaten und somit die dem Turm zugeordnete Reflektorfläche gleich. Die dem Turm zugeordnete Reflektorfläche ist das Produkt aus der Grundfläche einer Parzelle und der Reflektorflächendichte. Für $MaxZA = 1$ ist die Fläche einer Parzelle gleich der Grundfläche des dem Turm zugeordneten Feldes und somit für eine Reflektorflächendichte von 100 % gleich dessen Reflektorfläche.

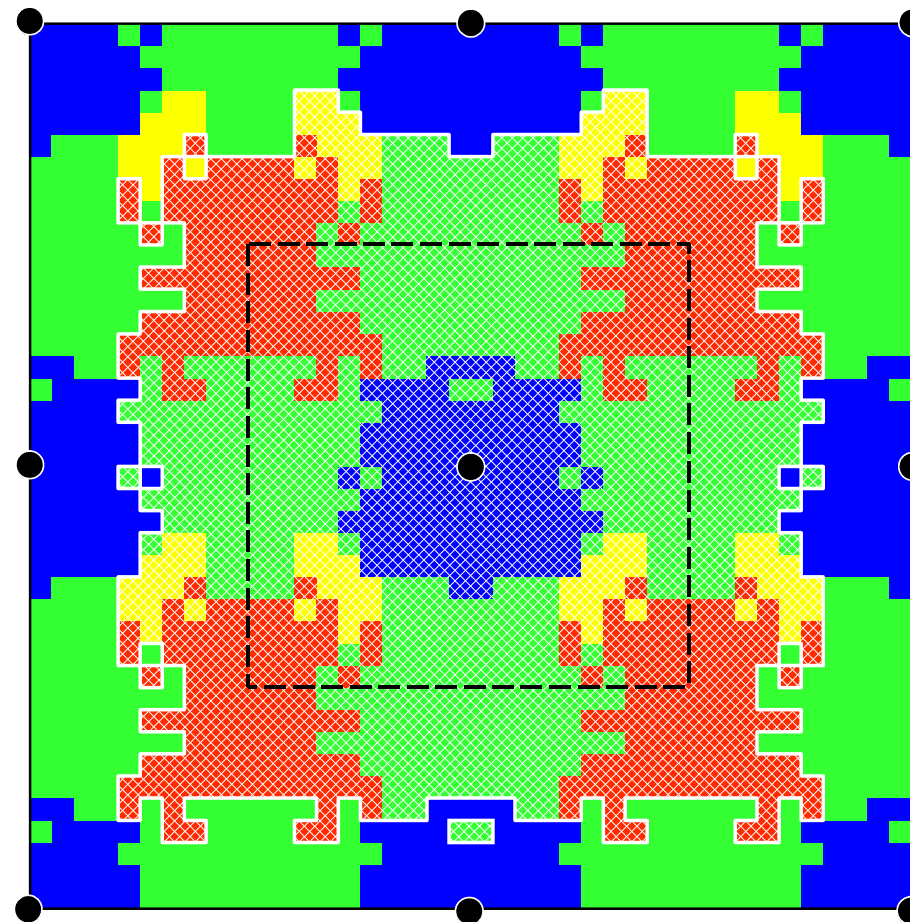


Abb. 6.4: Die weiß schraffierten Bereiche beschreiben das dem zentralen Turm zugeordnete Heliostatenfeld für $MaxZA = 4$. Das Feld reicht in die vier angrenzenden Parzellen, deren ZA -Verteilung dargestellt ist. Die schwarz gestrichelte Linie beschreibt den Bereich, den das dem zentralen Turm zugeordnete Feld für $MaxZA = 1$ einnehmen würde.

6.5 Jahresgrundflächen- und -reflektorflächennutzungsgrad

Die Leistungsfähigkeit eines Heliostatenfeldes kann beschrieben werden durch

1) den jährlichen optischen Nutzungsgrad bezogen auf die Grundfläche des Heliostatenfeldes, genannt Jahresgrundflächennutzungsgrad $g_{Feld, Grund}$ oder durch

2) den jährlichen optischen Nutzungsgrad bezogen auf die installierte Reflektorfläche des Heliostatenfeldes, genannt Jahresreflektorflächennutzungsgrad

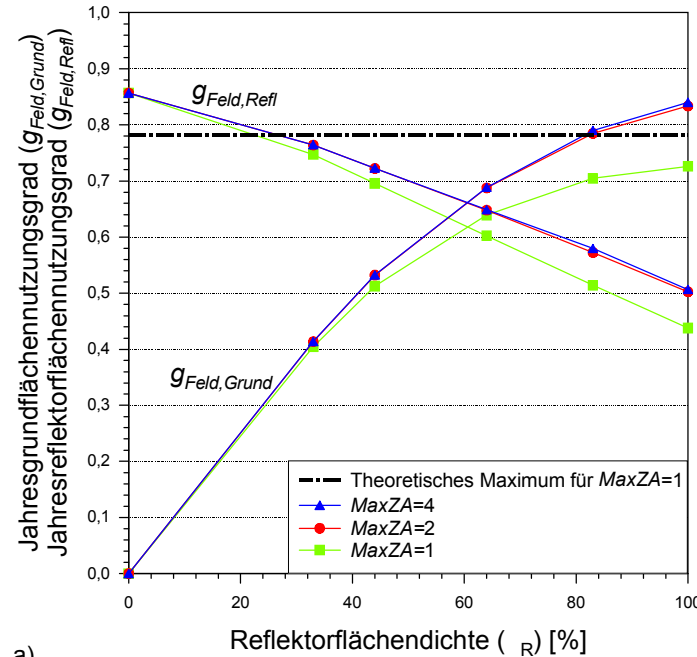
$$g_{Feld,Refl}$$

Für ein Heliostatenfeld mit einer Grundfläche A_{Grund} und einer installierten Reflektorfläche von A_{Refl} , das zum Zeitpunkt t von der unter dem solaren Zenitwinkel $\vartheta_S(t)$ einfallenden horizontalen Direktstrahlung G_d einen Teil mit der Leistung $P_{Feld}(t)$ auf die Zielpunkte aller Türme transferiert, gelten folgende Definitionen:

$$g_{Feld,Grund} = \frac{\int_{Jahr} P_{Feld}(t) \cdot dt}{A_{Grund} \cdot \int_{Jahr} \cos \vartheta_S(t) \cdot G_d(t) \cdot dt} \quad (Gl. 6.1)$$

$$g_{Feld,Refl} = \frac{\int_{Jahr} P_{Feld}(t) \cdot dt}{A_{Refl} \cdot \int_{Jahr} G_d(t) \cdot dt} \quad (Gl. 6.2)$$

Da häufig nur die installierte Reflektorfläche als maßgeblicher Kostenfaktor für ein Heliostatenfeld angesehen wird, wird oft ausschließlich der Jahresreflektorflächennutzungsgrad betrachtet und allgemein als Jahresnutzungsgrad eines Heliostatenfeldes bezeichnet (Winter et al., 1991). Die Grundfläche eines Heliostatenfeldes wird



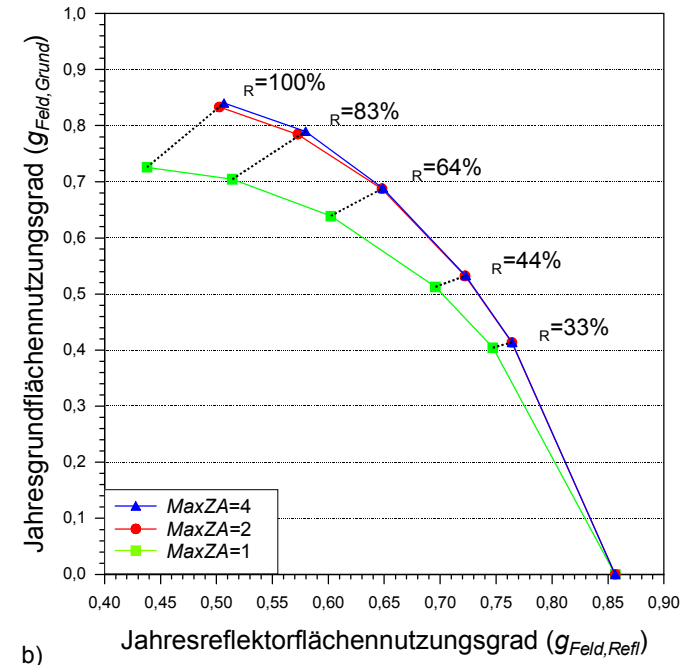
a)

Abb. 6.5: a) Kennlinien für den Jahresgrundflächennutzungsgrad $g_{Feld,Grund}$ und den Jahresreflektorflächennutzungsgrad $g_{Feld,Refl}$ aufgetragen gegen die Reflektorflächendichte ρ_R für verschiedene maximale Zielpunkte-Anzahl-Parameter, wobei $MaxZA = 1$ gleichbedeutend ist mit nichtüberlappenden Heliostatenfeldern. Für diesen Fall ist das theoretische Maximum für den Jahresgrundflächennutzungsgrad $g_{Feld,Grund}$ eingezeichnet. b) Jahresgrundflächennutzungsgrad $g_{Feld,Grund}$ aufgetragen gegen Jahresreflektorflächennutzungsgrad $g_{Feld,Refl}$.

dagegen oft als Kostenfaktor vernachlässigt. Es zeigt sich insbesondere bei städtischen Anwendungen einer MTSA, daß die Grundfläche eines Heliostatenfeldes als wichtiger Kostenfaktor zu berücksichtigen ist. Sie kann eine gegebene Größe sein und sollte möglichst effizient genutzt werden. So ist es wichtig, sowohl den Jahresgrundflächennutzungsgrad als auch den Jahresreflektorflächennutzungsgrad eines Heliostatenfeldes zu kennen.

Es wird eine Reflektivität von 100 % angenommen, da hier nicht die Materialeigenschaften, sondern ausschließlich die Geometrie des Heliostatenfeldes diskutiert werden. Erst bei der Potentialabschätzung für eine gesamte MTSA in Kapitel 10 wird die Reflektivität der Reflektoren berücksichtigt.

Abb. 6.5a zeigt die Kennlinien für $g_{Feld,Grund}$ und $g_{Feld,Refl}$, aufgetragen gegenüber der Reflektorflächendichte ρ_R für hexagonale Reflektoren und für die drei verschiedenen



b)

Fälle $MaxZA = 4, 2$ und 1 . Außerdem ist das theoretische Limit für den Jahresgrundflächennutzungsgrad eines Heliostatenfeldes dargestellt, dessen Reflektoren auf nur einen Zielpunkt ausgerichtet sind. Dieses Limit ergibt sich aus dem minimalen Étendue der einfallenden solaren Strahlung und der auf den Turm reflektierten Strahlung (vgl. Abschnitt 2.2.3).

Es ist deutlich, daß mit zunehmender Reflektorflächendichte der Jahresgrundflächennutzungsgrad

größer wird, während der Jahresreflektorflächennutzungsgrad kleiner wird. Bei einer größeren Reflektorflächendichte kann das Heliostatenfeld zwar einen größeren Anteil der auf die Grundfläche einfallenden Strahlung nutzen, da diese Grundfläche mit zunehmender Reflektorfläche bedeckt ist, aber die dichter aufgestellten Heliostaten verschatten und blockieren sich stärker gegenseitig, wodurch sich der effektiv nutzbare Anteil der installierten Reflektorfläche reduziert. Umgekehrt strebt $g_{Feld,Grund}$ bei abnehmender Reflektorflächendichte gegen Null, da, wenn die installierte Reflektorfläche gegen Null läuft, entsprechend die Möglichkeit, die auf die Grundfläche fallende Strahlung zu nutzen, schwindet. $g_{Feld,Refl}$ hingegen strebt gegen einen Wert, der sich ausschließlich aus dem Kosinuseffekt ergibt (vgl. Abschnitt 2.2.2), da für Reflektorflächendichten gegen Null der Effekt des gegenseitigen Verschattens und Blockierens sich nicht mehr auf die nutzbaren Reflektorflächen auswirkt.

Im gesamten Bereich liegen die Kennlinien für ein Heliostatenfeld, dessen Heliostaten auf mehrere Türme ausgerichtet sind, über der Kennlinie für den Fall, daß alle Heliostaten nur auf einen Turm ausgerichtet sind. Der Jahresgrundflächennutzungsgrad für $MaxZA = 1$

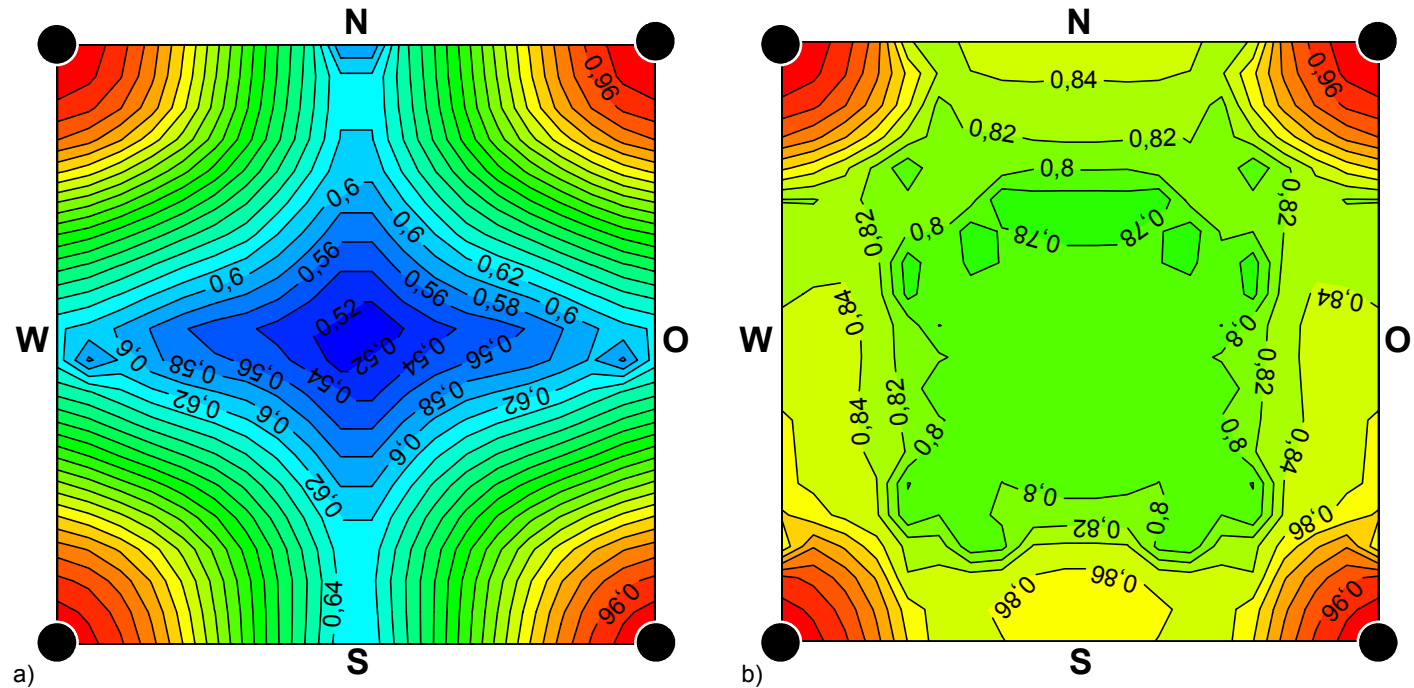


Abb. 6.6: Verteilung des lokalen Jahresgrundflächennutzungsgrades innerhalb einer Parzelle für a) $MaxZA = 1$ und b) $MaxZA = 4$.

steigt zwar mit zunehmender Reflektorflächendichte, bleibt aber auch bei einem Wert von 100 % unterhalb des in der Abb. 6.5a eingezeichneten theoretischen Maximums für Heliostatenfelder mit $MaxZA = 1$. Hingegen erreicht der Jahresgrundflächennutzungsgrad sowohl für $MaxZA = 4$ als auch für $MaxZA = 2$ bei Reflektorflächendichten über 82 % Werte, die dieses Maximum übersteigen, da durch die überlappenden Heliostatenfelder Strahlung genutzt werden kann, die bei nicht überlappenden Feldern ungenutzt bliebe (vgl. Abschnitt 3.1).

Abb. 6.5b zeigt die Kennlinien des Jahresgrundflächennutzungsgrades in Abhängigkeit vom Jahresreflektorflächennutzungsgrad. So läßt sich einfach der erreichbare Jahresgrundflächennutzungsgrad für einen gegebenen minimalen Jahresreflektorflächennutzungsgrad ablesen. Wird, z.B. aus Gründen der Wirtschaftlichkeit, ein Jahresreflektorflächennutzungsgrad von z.B. mindestens 65 % benötigt, so ist in Abb. 6.5b leicht abzulesen, daß mit $MaxZA = 4$ bei einer Reflektorflächendichte von ca. 64 % ein Jahresgrundflächennutzungsgrad von etwa 69 % erreicht werden kann.

Für $MaxZA = 1$ hingegen kann bei einer Reflektorflächendichte von etwa 70 % ein Jahresgrundflächennutzungsgrad von nur 57 % erreicht werden. Mit überlappenden Heliostatenfeldern ist somit für dieses Beispiel unter gleichen Wirtschaftlichkeitsbedingungen für das Heliostatenfeld eine um fast 19 % höhere Reflektorflächendichte und ein um fast 19 % höherer Jahresgrundflächennutzungsgrad möglich.

Der in Abb. 6.5 dargestellte und oben erläuterte Zusammenhang, daß für Heliostatenfelder mit größerem $MaxZA$ auch die Jahresgrund-

flächennutzungsgrad größer ist, wird noch deutlicher, wenn die Verteilung des lokalen Jahresgrundflächennutzungsgrades innerhalb einer Parzelle für $MaxZA = 1$ und $MaxZA = 4$ in Abb. 6.6 verglichen wird. Die dargestellten Ergebnisse gehen von einer Reflektorflächendichte von 100 % aus.

Für $MaxZA = 1$ nimmt der lokale Jahresgrundflächennutzungsgrad von über 98 % nahe an den Türmen mit zunehmenden Abstand von den Türmen gleichmäßig bis auf etwa 52 % ab. Für $MaxZA = 4$ verhält sich der lokale Jahresgrundflächennutzungsgrad nahe an den Türmen, wo $ZA = 1$ ist, genauso wie für $MaxZA = 1$. In von den Türmen weiter entfernten Bereichen, wo für $MaxZA = 4$ $ZA > 1$ ist und somit die Verluste durch das Blockieren reduziert werden können, nimmt der lokale Jahresgrundflächennutzungsgrad nur leicht bis auf etwa 78 % ab.

6.6 Jahresverdünnungsfaktor

Das Heliostatenfeld einer MTSA wird nach der Zielgröße des Jahresnutzungsgrades, d.h. nach der Quantität der vom Heliostatenfeld auf die Zielpunkte transferierten Strahlung, optimiert. Allerdings nimmt mit Zunahme der Quantität

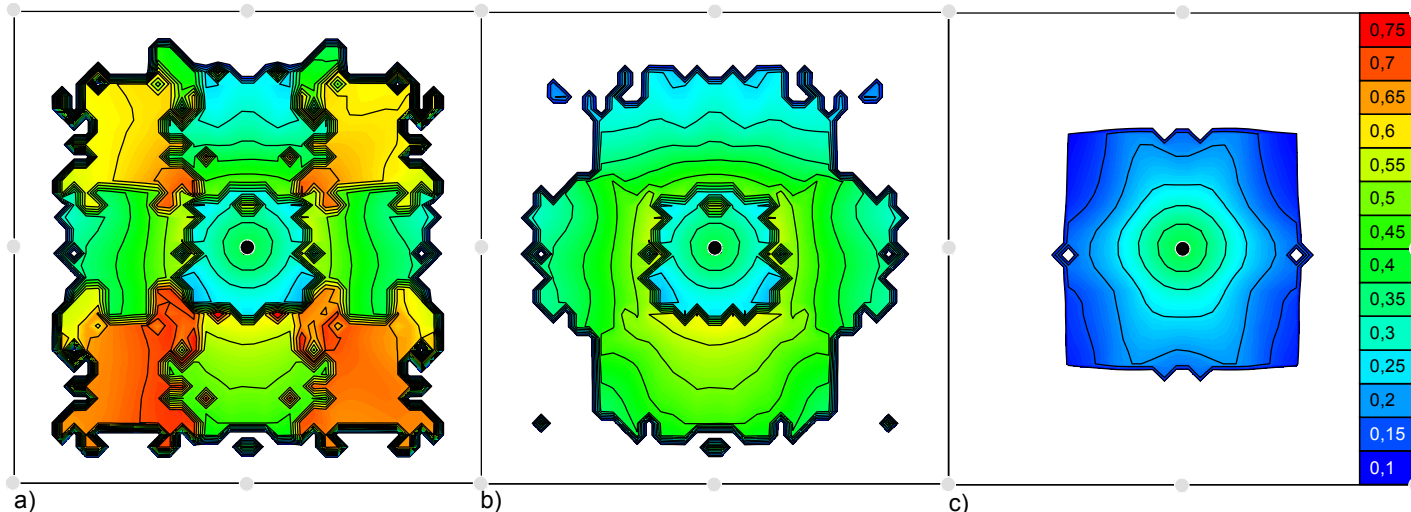


Abb. 6.7: Verteilung des Jahresverdünnungsfaktors des Heliostatenfeldes um den zentralen Turm für a) $MaxZA = 4$ (vgl. Abb. 6.4) b) $MaxZA = 2$ und c) $MaxZA = 1$. Das Feld reicht in die vier angrenzenden Parzellen. Die dunklen Linien sind Überlagerungen mehrerer Isolines bei sprunghafter Veränderung des Jahresverdünnungsfaktors am Übergang von einem Bereich in einen anderen Bereich mit anderem ZA und am Rand.

die Qualität der transferierten Strahlung ab, was einen Verlust in der Konzentration bedeutet. Diese Verluste in der Qualität der konzentrierten Strahlung sind eine Folge der Verdünnung der Strahlung¹⁰.

In den Regionen in denen $ZA > 1$ ist, stehen die Heliostaten, die auf einen Zielpunkt auf einem be-

stimmten Turm ausgerichtet sind, weiter auseinander als in den Regionen, in denen alle Heliostaten auf diesen einen Zielpunkt ausgerichtet sind, da für $ZA > 1$ zwischen den Heliostaten, die auf den einen Zielpunkt ausgerichtet sind, weitere Heliostaten stehen, die auf andere Zielpunkte auf anderen Türmen ausgerichtet sind (vgl. Abschnitt 3.1). Der Receiver im Zielpunkt auf dem Turm „sieht“ somit aus den Bereichen, in denen die Heliostaten auf andere Zielpunkte ausgerichtet sind, kalte Umgebungsstrahlung, die Strahlung wird verdünnt.

Die Verdünnung von Strahlung, die aus der Region um den Ort x im Heliostatenfeld einen bestimmten Zielpunkt erreicht, wird durch den

Jahresverdünnungsfaktor JVF beschrieben der wie folgt definiert ist:

$$\begin{aligned}
 JV F(x) &= \\
 &= 1 - \frac{\int_{\text{Jahr}} A_{\text{eff,refl}}(t, x) \cdot G_d(t) \cdot dt}{\int_{\text{Jahr}} A_{\text{grund}} \cdot \cos \vartheta_T(x) \cdot G_d(t) \cdot dt}
 \end{aligned}
 \tag{Gl. 6.3}$$

Hierbei ist $A_{\text{eff,refl}}(t, x)$ die effektiv nutzbare Reflektorfläche eines Heliostaten zur Zeit t am Ort x , der auf einen bestimmten Zielpunkt ausgerichtet ist. A_{grund} ist die Grundfläche pro Heliostat, $G_d(t)$ ist die solare horizontale Direktstrahlung zur Zeit t und $\vartheta_T(x)$ ist der Zenitwinkel des Turmvektors, der vom Ort x auf den Zielpunkt auf dem Turm zeigt.

Abb. 6.7 zeigt die Verteilung von JVF um einen Turm herum für die

¹⁰ Ein weiterer Faktor, der auf die Qualität und die Konzentration der Strahlung am Receiver Einfluß hat, ist die Tatsache, daß mit zunehmendem Abstand eines Heliostaten vom Zielpunkt die Abbildung der Sonne größer wird, was gleichbedeutend ist mit der Reduzierung der Konzentration. Dieser Aspekt wird hier nicht weiter diskutiert, sollte aber bei zukünftigen Weiterentwicklungen des Optimierungsprogrammes für Heliostatenfelder einer MTSA berücksichtigt werden.

drei Fälle $MaxZA = 1, 2$ und 4 für Reflektorflächendichte von 100% . Pro Darstellung sind jeweils vier quadratische Parzellen zu sehen, deren gemeinsamer Turm jeweils im Zentrum der Darstellung zu sehen ist, dem die hier betrachteten Heliostaten zugeordnet sind (vgl. Abb. 6.4).

Es zeigt sich, daß, wie in Abschnitt 6.4 erläutert, für $MaxZA = 1$ der Bereich, in dem die Heliostaten stehen, die dem Turm zugeordnet sind, am kleinsten und für $MaxZA = 4$ am größten ist.

Weiter ist zu erkennen, daß in allen drei Fällen die Werte für JVF innerhalb eines Bereiches mit konstantem ZA mit dem Abstand vom Turm abnehmen. Für $MaxZA = 1$ geschieht dies kontinuierlich in dem Maße, wie der Effekt des Verschattens abnimmt (vgl. Abschnitt 2.2.1) und somit der Effekt des Blockierens zunimmt. Für $MaxZA = 2$ und $MaxZA = 4$ steigt JVF sprunghaft an, wenn das Heliostatenfeld von einem Bereich in einen anderen Bereich mit höherem ZA übergeht, was mit größerem Abstand von Turm geschieht. In einem Bereich, in dem z.B. $ZA = 4$ ist, also nur jeder vierte Heliostat auf den betrachteten Zielpunkt ausgerichtet ist, ist die Verdünnung stärker, als in einem Bereich mit z.B. $ZA = 2$, in dem

jeder zweite Heliostat auf den betrachteten Zielpunkt ausgerichtet ist.

Um diese drei Fälle quantitativ vergleichen zu können, wird der gemittelte Jahresverdünnungsfaktor \overline{JVf} definiert, der über den Bereich, in dem Heliostaten stehen, die auf den zugeordneten Turm ausgerichtet sind, der gemittelte Wert des JVF ist:

$$\overline{JVf} = \frac{\int_{Feld} JVf(x) \cdot dx}{\int_{Feld} f(x) \cdot dx}$$

mit $f(x) = \begin{cases} 1 & \text{für } JVf(x) > 0 \\ 0 & \text{sonst} \end{cases}$ (Gl. 6.4)

In Abb. 6.8 ist \overline{JVf} gegen die Reflektorflächendichte ρ_R aufgetragen. Die oben gemachte Feststellung, daß die Verdünnung der Strahlung mit der Zahl der Zielpunkte, auf die die Heliostaten einer Region alternierend ausgerichtet sind, zunimmt, wird bestätigt. \overline{JVf} ist für $MaxZA = 1$ für jede Reflektorflächendichte kleiner als für $MaxZA = 2$ und für $MaxZA = 4$. Außerdem ist \overline{JVf} für $MaxZA = 2$ bedeutend kleiner als für $MaxZA = 4$. Durch Beschränkung des Zielpunkte-Anzahl-Parameters auf $MaxZA = 2$ kann die Verdünnung der Strahlung reduziert werden.

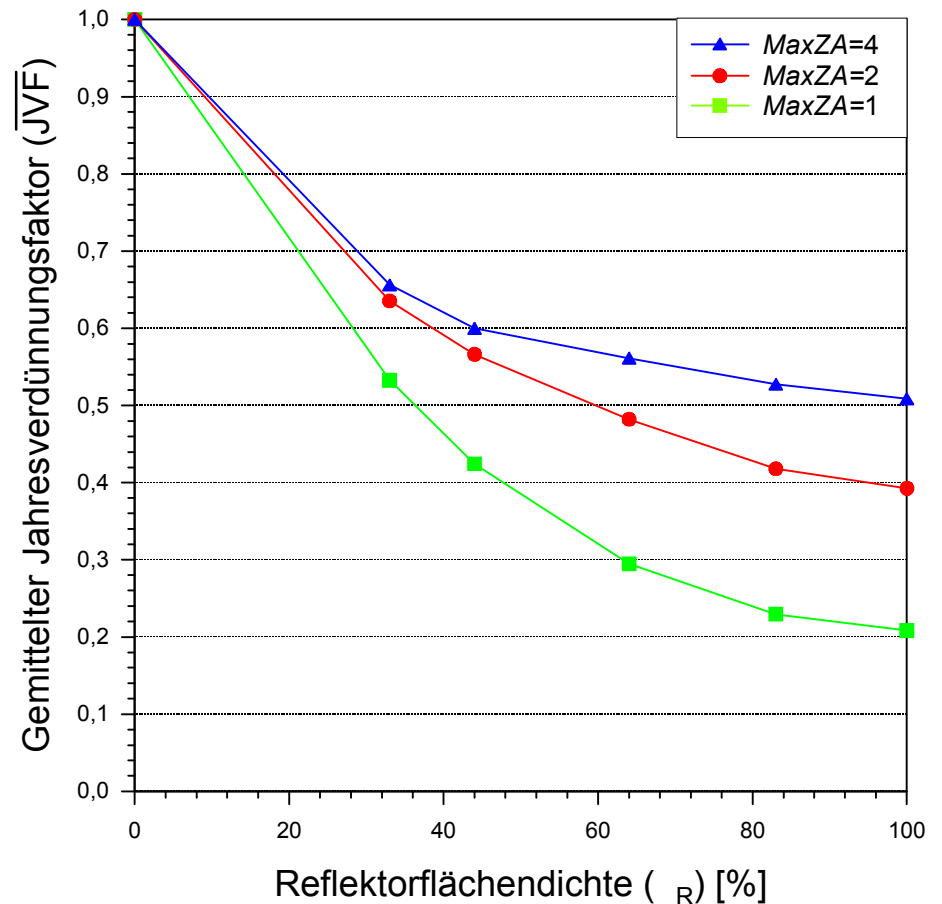


Abb. 6.8: Der über das Feld gemittelte Jahresverdünnungsfaktor aufgetragen gegen die Reflektorflächendichte für $MaxZA = 4, 2$ und 1 .

Zudem zeigt Abb. 6.5 (Abschnitt 6.5), daß sowohl der Jahresgrundflächennutzungsgrad als auch der Jahresreflektorflächennutzungsgrad für $MaxZA = 2$ nur geringfügig kleiner sind als für $MaxZA = 4$. Die Freiheitsgrade sind somit auch für $MaxZA = 2$ ausreichend, um das Heliostatenfeld einer MTSA zu optimieren.

Das bedeutet, daß mit einem Heliostatenfeld mit $MaxZA = 2$ die Vorteile der überlappenden Felder für hohe Jahresnutzungsgrade genutzt und gleichzeitig die Verdünnung klein gehalten werden kann. Es erweist sich somit als sinnvoll, Heliostatenfelder einer MTSA immer mit $MaxZA = 2$ auszugestalten.

6.7 Zeitlich variable Feldauslegung

Der Jahresgrundflächennutzungsgrad und der Jahresreflektorflächennutzungsgrad eines Heliostatenfeldes können weiter verbessert werden, indem die Auslegung des Heliostatenfeldes in Abhängigkeit von der Zeit variiert. Dafür muß es möglich sein, die Heliostaten zu verschiedenen Zeitpunkten auf verschiedene Zielpunkte auszurichten. Dies macht eine individuelle Nachführung jedes einzelnen Heliostaten notwendig und schließt somit das in Abschnitt 5.3 eingeführte System der gekoppelten Heliostaten aus.

Es wurden Vergleichsrechnungen angestellt, bei denen zum einen das Heliostatenfeld für mehrere bestimmte Zeitpunkte auf den Wirkungsgrad hin optimiert wurde. Zum Vergleich wurde der Wirkungsgrad des Feldes zu diesen Zeitpunkten für ein Feld errechnet, das auf den Jahresnutzungsgrad hin optimiert wurde.

Die Vergleichsrechnungen ergeben, daß eine zeitlich variable Feldauslegung eine zeitweise Verbesserung des Grundflächenwirkungsgrades und des Reflektorflächenwirkungsgrades von maximal 2 % erbringt, so daß die Auswirkungen für den Jahresgrundflächennutzungs-

grad und den Jahresreflektorflächennutzungsgrad verschwindend gering ist.

Bei einem solch geringen Nutzen könnte es nicht gerechtfertigt sein, auf die möglichen Vorteile der gekoppelten Nachführung zu verzichten.

6.8 Variation der Reflektorflächendichte im Feld

Allen Rechnungen liegt die Annahme zugrunde, daß ein Heliostatenfeld eine übers Feld konstante Reflektorflächendichte aufweist. Es stellt sich die Frage, ob bei der Optimierung des Heliostatenfeldes als weiterer Freiheitsgrad die Reflektorflächendichte im Feld variiert werden sollte.

Zum Vergleich wurden Heliostatenfelder so optimiert, daß die Verteilung der Reflektorflächendichte als weiterer Freiheitsgrad hinzukommt. Eine solche Optimierung erfordert einen erheblichen zusätzlichen Rechenaufwand. Das Prinzip, nach dem diese Optimierung durchgeführt wurde, ist ausführlich im Anhang A2 erläutert.

Die Kennlinien für den Jahresgrundflächennutzungsgrad und den Jahresreflektorflächennutzungsgrad für die so optimierten Heliostatenfelder decken sich vollständig mit

den in Abb. 6.5 dargestellten Kennlinien für Heliostatenfelder mit im Feld konstanter Reflektorflächendichte. Die Freiheitsgrade, um ein Heliostatenfeld mit konstanter Reflektorflächendichte zu optimieren, sind offensichtlich ausreichend.

6.9 Auswirkungen verschiedener Reflektor- und Parzellenformen

Es wurden ebenfalls Vergleichsrechnungen für verschiedene Reflektor- und Parzellenformen durchgeführt.

6.9.1 Parzellenform

Natürlich unterscheiden sich die Konfigurationen des Heliostatenfeldes für quadratische und rhombische Parzellen voneinander. Die Kennlinien für den Jahresgrundflächennutzungsgrad und den Jahresreflektorflächennutzungsgrad für rhombische Parzellen decken sich jedoch mit den in Abb. 6.5 dargestellten Kennlinien für Felder mit quadratischen Parzellen. Anscheinend sind die Freiheitsgrade, um ein Heliostatenfeld für verschiedene Parzellenformen zu optimieren, ausreichend.

6.9.2 Reflektorform

Für Vergleichsrechnungen wurden rechteckige und hexagonale

Reflektoren mit unterschiedlichen Breiten-Längen-Verhältnissen angenommen, so wie sie in Abschnitt 5.1 für rechteckige und in Abschnitt 5.2 für hexagonale Reflektoren diskutiert werden. Die Kennlinien decken sich mit den in Abb. 6.5 dargestellten. Für die rechteckigen Reflektoren ist jedoch der Bereich der möglichen Reflektorflächendichte, wie in Abschnitt 5.1 erläutert, eingeschränkt.

Auch für verschiedene Reflektorformen decken sich die Kennlinien mit den in Abb. 6.5 dargestellten.

6.10 Turmabstand

Mit der Variation des Turmabstandes variiert auch die Größe der Parzellen, beides im Verhältnis zur Turmhöhe, der skalierbaren Einheitsgröße (vgl. Abschnitt 6.1). Mit der Parzellengröße nehmen auch die den Türmen zugeordneten Heliostatenfelder an Größe zu (vgl. Abschnitt 6.4). Mit dem Abstand vom Turm steigen die Verluste durch das Blockieren, wodurch die erzielbaren Jahresgrundflächennutzungsgrade und Jahresreflektorflächennutzungsgrade sinken.

Dies wird bestätigt durch die Kennlinien für $g_{Feld,Grund}$ und $g_{Feld,Ref}$ in Abb. 6.9, dargestellt für $MaxZA = 1$ und $MaxZA = 2$ für die

drei Fälle, daß der Turmabstand gleich der zwei-, vier- oder sechsfachen Turmhöhe ist (vgl. Abschnitt 6.5). Die Kennlinien für größere Turmabstände verlaufen unterhalb der Kennlinien für kleinere Turmabstände. Auch die eingezeichneten theoretischen Maxima für $g_{Feld,Grund}$ (vgl. Abschnitt 6.5) werden für größere Turmabstände kleiner. Die Vorteile der überlappenden Heliostatenfelder können erwartungsgemäß vor allem bei großen Turmabständen genutzt werden, da die überlappenden Heliostatenfelder vor allem die durch den Effekt des Blockierens verursachten Verluste reduzieren. Diese Verluste treten bekanntlich hauptsächlich in größeren Abständen vom Turm auf und somit bei größeren Turmabständen. So ist in Abb. 6.9 zu erkennen, daß für Parzellen mit Turmabständen von vier- oder sechsfacher Turmhöhe mit $MaxZA = 2$ die Kennlinien für $g_{Feld,Grund}$ und $g_{Feld,Refl}$ bedeutend größere Werte erreichen können, als mit $MaxZA = 1$. Es sind sogar Jahresgrundflächennutzungsgrade möglich, die größer sind als das theoretische Limit für $MaxZA = 1$. Für Turmabstände von zweifacher Turmhöhe hingegen verlaufen die Kennlinien für $MaxZA = 2$ nur wenige Prozentpunkte oberhalb der Kennlinien für $MaxZA = 1$ und der Jahresgrundflächennutzungsgrad

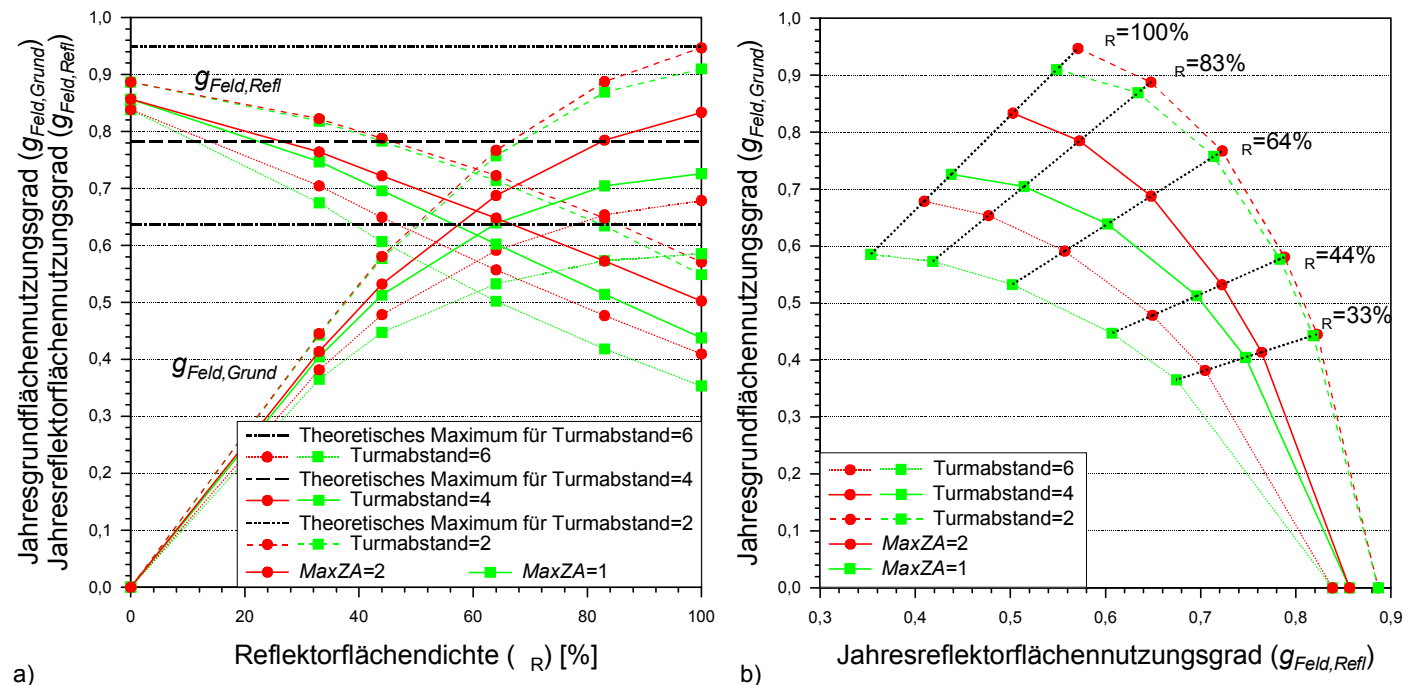


Abb. 6.9: a) Kennlinien für den Jahresgrundflächennutzungsgrad und Jahresreflektorflächennutzungsgrad aufgetragen gegen die Reflektorflächendichte für $MaxZA = 1$ und $MaxZA = 2$ für Turmabstände von zwei-, vier- und sechsfacher Turmhöhe. b) Jahresgrundflächennutzungsgrad aufgetragen gegen Jahresreflektorflächennutzungsgrad für die gleichen Fälle.

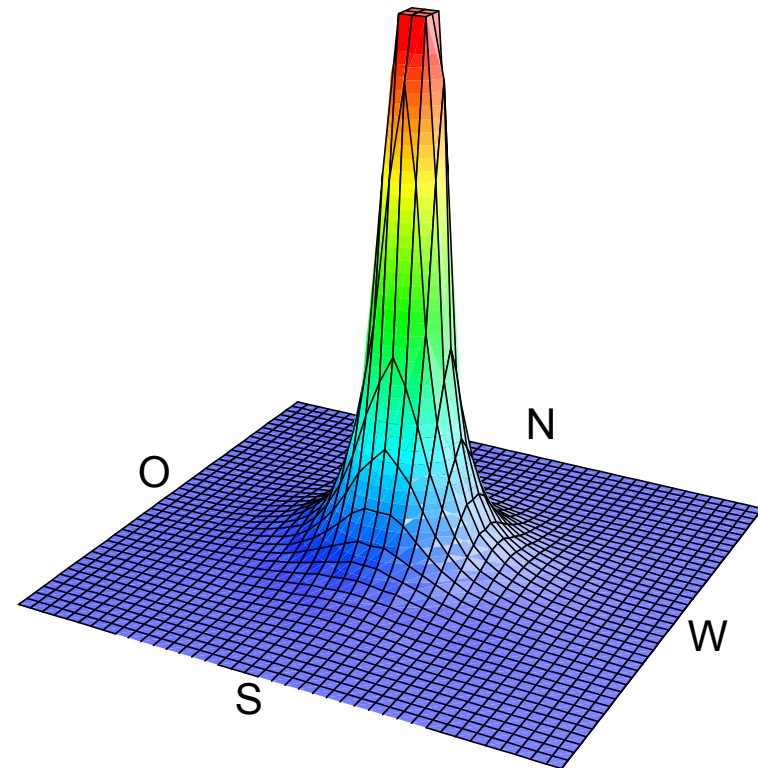
für $MaxZA = 2$ ist für 100 % Reflektorflächendichte in etwa gleich groß wie das theoretische Maximum für $MaxZA = 1$. Allerdings sind in diesem Fall auch mit $MaxZA = 1$ bereits sehr hohe Jahresnutzungsgrade möglich.

In Abb. 6.9b ist der in Abschnitt 6.3 angesprochene lineare Zusammenhang von Jahresgrundflächennutzungsgrad und Jahresreflektorflächennutzungsgrad für konstante Reflektorflächendichte gut zu erkennen. Die Werte für gleiche Re-

flektorflächendichte liegen jeweils auf einer Geraden, die durch den Koordinatenursprung verläuft.

7 Nutzung der hochkonzentrierten Strahlung

Zusammenfassung: Es gibt verschiedene Receivertechnologien zur Nutzung der vom Heliostatenfeld konzentrierten Strahlung. Ein thermischer Receiver erhitzt ein Wärmeträgermedium auf die benötigte Temperatur, um zur elektrischen Stromerzeugung eine Dampf- oder Gasturbine oder eine Kombination aus Gas- und Dampfturbine anzutreiben. Ein Photovoltaik-Receiver, der für hochkonzentrierte Strahlung geeignet ist, stellt die andere Möglichkeit dar, elektrischen Strom zu erzeugen. Die solarchemische Wasserstoffgewinnung ist eine Möglichkeit, die ein solarer thermochemischer Reaktor als Receiver bietet, um mit der konzentrierten Strahlung einen chemischen Prozeß anzutreiben. Die verschiedenen Receivertechnologien haben unterschiedliche Wirkungsgrade und Eigenschaften, die diese für unterschiedliche Anwendungsbereiche auszeichnen.



Konzentrationsverteilung an einem Zielpunkt des Heliostatenfeldes.

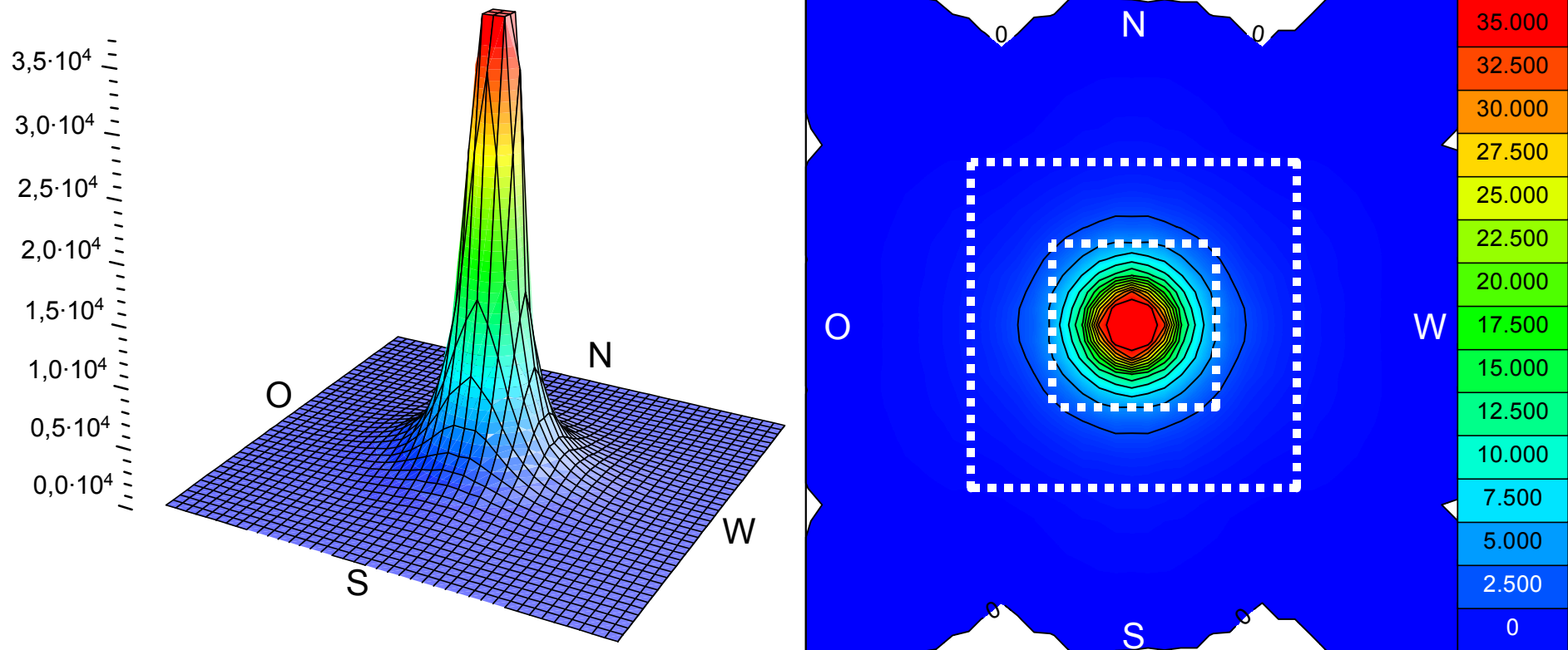


Abb. 7.1: Darstellungen der gerechneten Konzentrationsverteilung auf einer nach unten gerichteten Fläche am Zielpunkt auf einem Turm. Die dargestellte Fläche hat eine Seitenlänge von $1/10$ der Turmhöhe, bei einem 10 m hohen Turm ist die Fläche somit 1 m^2 groß. Die über die Fläche gemittelte Konzentration beträgt 1.110 Sonnen. Die über die kleineren eingezeichneten Teilflächen gemittelten Konzentrationen sind 4.000 bzw. 11.600 Sonnen. Für die solare Strahlungsverteilung wurden eine Stufenfunktion, Heliostaten mit einer Reflektivität von 100%, infinitesimal kleine Reflektoren und eine Reflektorflächendichte von 100% angenommen.

7.1 Konzentrationsverteilung im Fokus

Beide Darstellungen in Abb. 7.1 zeigen die gerechnete Verteilung der Konzentration der solaren Strahlung eines Heliostatenfeldes mit einer Reflektorflächendichte von 100 % auf einer lotrecht nach unten ausgerichteten Zielfläche im Fokus am Zielpunkt eines Turmes am

21.Juni um 12 Uhr mittags. Die Seitenlänge der dargestellten Fläche ist gleich $1/10$ der Turmhöhe, bei einem 10 m hohem Turm ist die dargestellte Fläche somit 1 m^2 groß. Die Berechnung wurde unter den idealisierten Annahmen einer Reflektivität von 100 %, infinitesimal kleine Reflektoren und einer Stufenfunktion als Strahldichteverteilung der solaren Direktstrahlung

durchgeführt. Eine Stufenfunktion für die Strahldichteverteilung beschreibt eine Sonne, deren Strahlung über den gesamten Winkelbereich konstant und für Werte größer als der halbe Öffnungswinkel der Sonne von $\theta_s = 0,27^\circ$ Null ist. In der Realität tritt eine Verbreiterung der Funktion auf und der Rand ist nicht so scharf wie der einer Stufenfunktion. Für eine ausführliche

Diskussion der Strahldichteverteilung der solaren Direktstrahlung sei auf Schubnell (1992), Johnston (1995, 1998) und Vant-Hull (1991) verwiesen.

Nahezu 100 % der vom Heliostatenfeld reflektierten Strahlung trifft auf die 1 m^2 großen Zielflächen auf den 10 m hohen Türmen. Im Randbereich der Flächen hat die

Strahlung Konzentrationen von 5 bis 30 Sonnen und erreicht im Zentrum Werte von etwa 37.000 Sonnen. Die über die Fläche gemittelte Konzentration ist etwa 1.110 Sonnen. Auf verkleinerte quadratische Flächen einer Größe von $0,25 \text{ m}^2$ fällt etwa 95 % der vom Heliostatenfeld reflektierten Strahlung mit einer gemittelten Konzentration von 4.000 Sonnen. Die quadratischen Flächen einer Größe von $0,0625 \text{ m}^2$ (Seitenlängen 25 cm) erreichen etwa 76 % der Strahlung mit einer gemittelten Konzentration von 11.600 Sonnen.

Unter realen Bedingungen ergeben sich geringere Konzentrationen, was mit den Reflexionsverlusten und der Verbreiterung des Abbildes der Sonne im Fokus zu tun hat. Die Verbreiterung des Abbildes ist eine Folge der Oberflächenrauigkeit der Reflektoren und der Ungenauigkeiten bei der Nachführung der Heliostaten. Außerdem gibt es auch bei kleinen nur leicht gekrümmten Reflektoren Aufweitungen der Abbildung durch Astigmatismus, wenn auch in einem geringeren Maß als bei großen Heliostaten (vgl. Abschnitt 4.4).

Die großen Werte für die Konzentration sind unter den beschriebenen Bedingungen vernünftig, da der Öffnungswinkel, in dem die auf

einen Zielpunkt ausgerichteten Heliostaten die solare Strahlung auf den Zielpunkt konzentrieren, sehr groß ist. Der Bereich der Heliostaten, die auf einen Zielpunkt ausgerichtet sind, ist nahezu ein Kreis mit einem Radius von etwa dreifacher Turmhöhe (vgl. Abb. 6.6). Somit ergibt sich ein halber Öffnungswinkel von etwa

$$\theta_{\text{Feld}} = \arctan(3/1) \approx 72^\circ \quad (\text{Gl. 7.1})$$

Damit ergibt sich das sogenannte thermodynamische Limit des Feldes C_{Limit} , welches gleich der geometrischen Konzentration (Gl. 1.11) ist, mit:

$$C_{\text{Limit}} = \frac{\sin^2 \theta_{\text{Feld}}}{\sin^2 \theta_s} \approx 40.000 \quad (\text{Gl. 7.2})$$

Bei Vernachlässigung der Verdünnung der Strahlung würde im Zentrum des Fokus am Zielpunkt maximal das thermodynamische Limit erreicht werden.

Die Computersimulation der Perspektive vom Zielpunkt eines Turmes auf das Heliostatenfeld zeigt deutlich die geringe Verdünnung der Strahlung, die vom Heliostatenfeld ausgeht (Abb. 7.2). Dies läßt hohe Werte der Konzentration im Zentrum des Fokus erwarten.

Mit einem Konzentrador, dem sogenannten Endreflektor, der vor dem Receiver montiert ist, kann die

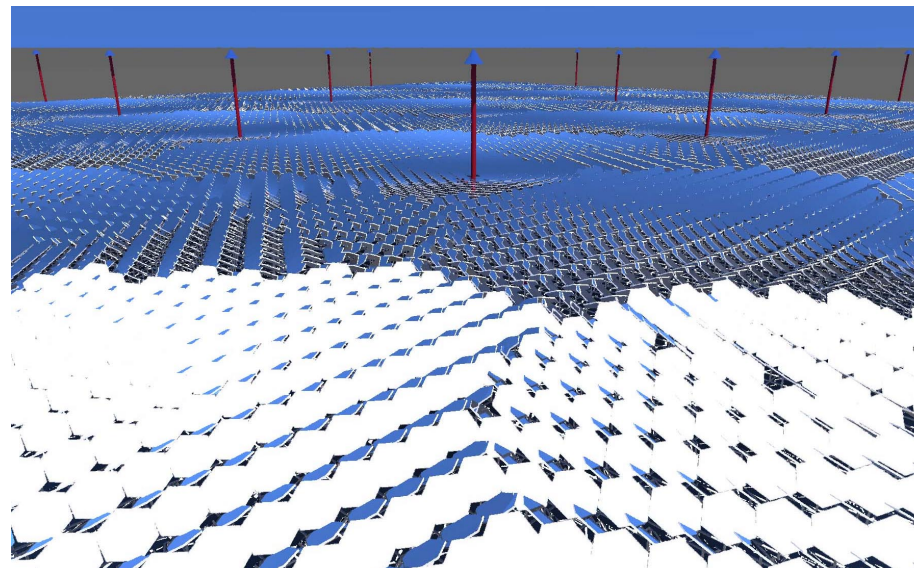


Abb. 7.2: Computersimulation der Perspektive vom Zielpunkt auf einem Turm. Gut ist die geringe Verdünnung der Strahlung zu erkennen, was hohe Konzentrationen im Zielpunkt erwarten läßt.

Konzentration erhöht werden. Ein Endreflektor kann allerdings nur das thermodynamische Limit bis zu der in Gleichung 1.15 beschriebenen theoretischen maximalen Konzentration erhöhen. Bei dem diskutierten Feld reicht das thermodynamische Limit schon nahe an diesen Maximalwert heran. Da der Endkonzentrator die Verdünnung der Strahlung, die vom Heliostatenfeld kommt, nicht ausgleichen kann, liegt die maximale Konzentration in jedem Fall unterhalb des thermodynamischen Limits. Die Art dieses Endreflektors (was auch die Möglichkeit einschließt, keinen Endreflektor zu verwenden) und die Auslegung hängen von der Geometrie

und der Größe des Heliostatenfeldes im Verhältnis zur Turmhöhe ab (Timinger, 1999; Kribus et al. 1998a). Es ist zu beachten, daß diese Endreflektoren dazu geeignet sind, die Konzentration zu erhöhen, daß dabei aber auch ein Teil der Strahlung durch Absorption, Streuung und Strahlenumkehr ungenutzt verlorenggeht. Die Transmission eines Konzentrators hängt u.a. von der Art des Konzentrators und der Konzentration ab und liegt typischer Weise in der Größenordnung von 70 bis 90 % (Timinger, 1999; Kribus et al. 1998a; Buck, 1999).

7.2 Receivervarianten zur Nutzung der konzentrierten Strahlung

7.2.1 Thermischer Receiver

Eine Möglichkeit, hochkonzentrierte Strahlung zu nutzen, ist die thermische Nutzung, um mit der gewonnenen Wärme eine Wärmekraftmaschine (z.B. eine Turbine) zur Stromerzeugung anzutreiben. Als Turbinen kommen Dampf- oder Gasturbinen oder die Kombination aus Gas- und Dampfturbinen in Frage.

Bei allen bekannten bisher existierenden solarthermischen Kraftwerken werden Dampfturbinen verwendet (Grasse et al., 1991), wobei linear konzentrierende Systeme wie die Rinnenkraftwerke oder der Compact Linear Fresnel Reflector (CLFR) Dampf mit Temperaturen von 300 bis 400 °C erzeugen und Solarturmkraftwerke Dampf mit Temperaturen von 500 bis 600 °C (Grasse et al., 1991; Mills und Morrison, 2000). Es handelt sich dabei oft um Hybridkonzepte, bei denen auch fossile oder nachwachsende Brennstoffe eingesetzt werden können. Es werden von einem Wärmeträgermedium durchströmte Rohrreceiver verwendet oder offene Luftreceiver, bei denen Umgebungsluft als Wärmeträgermedium durch ein

die konzentrierte Strahlung absorbierendes Stahldrahtgestrick oder eine poröse Keramik gesaugt wird (Weinrebe und Schmitz-Goeb, 1998, Hoffschmidt et al. 2001).

Um die Vorteile von Gasturbinen oder die Kombination von Gas- und Dampfturbinen zur solaren Stromerzeugung nutzen zu können, werden höhere Temperaturen von 800 bis 1.300 °C benötigt. Hierzu sind neue Receiverkonzepte notwendig, die derzeit entwickelt werden (Buck, 1999; Karni et al. 1997). Solche Konzepte bestehen aus einem Endreflektor, der die vom Heliostatenfeld kommende Strahlung nachkonzentriert, und einem druckbeaufschlagten geschlossenen Luftreceiver (Abb. 7.3).

Für eine MTSA im städtischen Bereich mit thermischer Nutzung ist eine Gasturbine durch die kompaktere Bauweise günstiger als eine Dampfturbine. Insbesondere sind Gasturbinen in kleineren Leistungsbereichen mit relativ guten Wirkungsgraden erhältlich (Marcos et al., 2000).

Denkbar ist auch der Einsatz von Stirlingmotoren, um die konzentrierte Strahlung im Brennpunkt von nachgeführten Parabolspiegeln in elektrischen Strom zu wandeln; für eine MTSA ist ein Stirlingmotor allerdings derzeit nicht geeignet, da

der auf einem Turm anfallende Wärmestrom in der Größenordnung von etwa 200 bis 600kW_{th} zu groß ist für heute erhältliche Stirlingmotoren.

Für industrielle Prozeßwärmenutzung stehen Temperaturen von über 300 °C zur Verfügung¹¹.

7.2.2 Photovoltaik-Receiver für hochkonzentrierte Strahlung

Der physikalisch direkteste Weg, hochkonzentrierte solare Strahlung in Strom zu wandeln, ist durch den Einsatz eines Photovoltaik-(PV-)Receivers gegeben. Die Solarzellen eines PV-Receivers sind Halbleiter, die den inneren Photoeffekt energetisch nutzen können (Wagner et al., 1999). Der Vorteil bei der Konzentration solarer Strahlung auf Solarzellen liegt darin, daß bei unveränderter Zelltemperatur nach Sizmann (1991) der Wirkungsgrad mit zunehmender Strahlungsflußdichte steigt und daß eine große Reflektorfläche, die die solare Strahlung einfängt und auf eine kleine Solarzelle fokussiert, kosten-

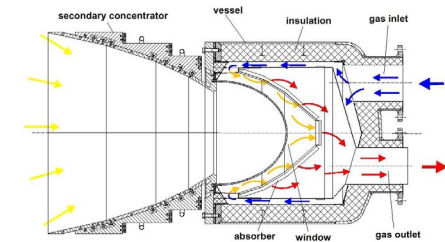


Abb. 7.3: Querschnitt durch einen druckbeaufschlagten Luftreceiver mit Endkonzentrator. Aus Buck (1999).

günstiger ist als die gleiche Fläche aus teureren Solarzellen.

Da wegen der hohen Konzentration nur kleine Solarzellenflächen benötigt werden, kommen zwar auch teure, aber dafür hocheffiziente Solarzellen in Frage, insbesondere Tandemzellen aus Gallium Arsenid (GaAs) und anderen Halbleiterkombinationen. Eine Tandemzelle besteht aus mindestens zwei Schichten verschiedener Zellen, die verschiedene Spektralbereiche der einfallenden Strahlung nutzen können, wodurch sich der Wirkungsgrad erhöht. Auf diese Weise werden bereits mit Tandemzellen mit zwei Schichten bei einem Konzentrationsfaktor von 150 Sonnen Wirkungsgrade von etwa 31 % erzielt (Bett et al. 1998). Zum Vergleich: das theoretische Limit für eine einfache Solarzelle ohne Konzentration liegt nach Sizmann (1991) bei ca. 30 %. Bei höheren Konzentrationen und drei- oder vierlagigen Tandemzellen werden nach Kurtz et al.

¹¹ Bei niedrigeren Temperaturen sind andere Technologien wie linear konzentrierende Systeme oder evakuierte Flachkollektoren günstiger in bezug auf Kosten und Nutzungsgrad (Benz et al., 1999; Schweiger et al., 2000).

(1997) in Zukunft sogar Wirkungsgrade von bis zu 40 % zu erwarten sein. Da diese Solarzellen einer hohen Strahlungsdichte ausgesetzt sind und der Anteil der Strahlung, der nicht in elektrischen Strom gewandelt wird, die Solarzelle aufheizt, was nach Kurtz et al. (1997) den Wirkungsgrad der Solarzelle verschlechtert, müssen die Solarzellen aufwendig gekühlt werden. Eine Möglichkeit, die Kühllast der Solarzellen zu reduzieren, ist ein vor der Solarzelle angebrachter Frequenzfilter, der nur die Strahlung durchläßt, die auch von der Solarzelle genutzt werden kann, und der die Strahlung im unteren Frequenzbereich, die die Solarzelle ausschließlich aufheizen würde, reflektiert. Die vom Frequenzfilter reflektierte Strahlung kann, von einem weiteren Receiver absorbiert, anderweitig genutzt werden (vgl. Abschnitt 7.2.4).

Eine gleichmäßige Verteilung der Strahlung auf den Solarzellen ist ein weiterer wichtiger Aspekt, um gute Wirkungsgrade zu gewährleisten. So ist es ein typisches Verhalten von verschalteten Solarzellen, daß Bereiche mit geringerer Einstrahlung den Wirkungsgrad aller Solarzellen verschlechtern (Bloss et al., 1991). Ein Endreflektor kann in diesem Fall dazu dienen, die Strahlung nicht nachzukonzentrieren wie bei

einem thermischen Receiver, sondern sie gleichmäßig zu verteilen. Ries et al. (1997) haben einen Endreflektor vorgeschlagen, der nach dem Prinzip des Kaleidoskops konzentrierte Strahlung gleichmäßig auf eine Solarzelle verteilt. Dieses System soll eine Transmission von ca. 92,5 % haben.

7.2.3 Solarer thermochemischer Reaktor zur Wasserstoffherzeugung

Hochkonzentrierte solare Strahlung kann genutzt werden, um chemische Prozesse anzutreiben. Dabei sind thermochemische und photokatalytische Prozesse zu unterscheiden. Letztere dienen z.B. zur solaren Dekontaminierung von pestizidverseuchtem Wasser, indem durch den ultravioletten Anteil (UV-Licht) der konzentrierten Solarstrahlen die organischen Verbindungen aufgebrochen werden (Malato et al., 1999). Für solche Prozesse sind linear konzentrierende Systeme ausreichend.

Solare thermochemische Prozesse sind vor allem interessant, um solar Wasserstoff zu erzeugen, wobei je nach Art des Prozesses Temperaturen im Bereich von 700 bis 2.000 °C notwendig sind. Solche Temperaturen können zum Teil solarthermisch mit punktfokussierenden Systemen, z.B. einer MTSA,

erreicht werden. Die Prozesse, die derzeit im Zusammenhang mit hochkonzentrierter Strahlung am intensivsten erforscht und entwickelt werden, sind die solarthermische Dampfreformierung von Kohlenwasserstoffen wie Methan und die solarthermische Reduktion von Metalloxiden; hier ist insbesondere der Zinkkreislauf zu nennen (Steinfeld und Epstein, 2001; Dreier und Wagner, 2000; Steinfeld et al., 1999; Weidenkaff et al., 1999). Allerdings fällt bei der Reformierung von Kohlenwasserstoffen noch das Treibhausgas Kohlendioxid (CO₂) an, welches als klimaschädlich betrachtet werden muß, solange es sich dabei nicht um aus organischen Stoffen (Biomasse) gewonnenes Methan handelt. Jedoch bedeutet die solare Reformierung fossilen Methans durchaus eine Verbesserung der CO₂-Bilanz im Vergleich zur direkten Verbrennung von Methan.

Die direkte solarthermische Reduktion von Zinkoxid (ZnO) bei Temperaturen von über 2.000 °C ist nach Weidenkaff et al. (1999) heute noch nicht praktikabel. Ein indirekter Weg ist die Möglichkeit, in Anwesenheit eines der möglichen Reaktionspartner Kohlenstoff oder Methan bei Temperaturen von über 1.000 °C Zinkoxid zu reduzieren. Abb. 7.4 zeigt einen solaren ther-

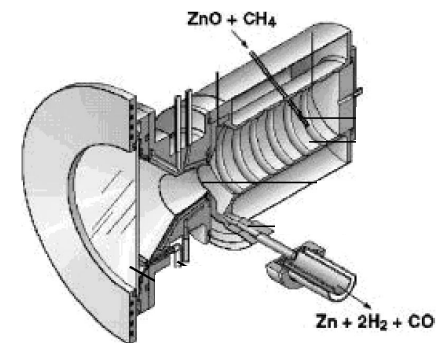
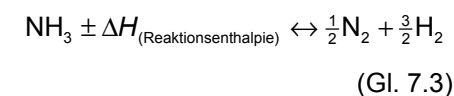


Abb. 7.4: Solarer thermochemischer Reaktor zur Zinkoxidreduktion. Aus Weidenkaff et al. (1999).

mochemischen Reaktor für solch einen Prozeß. Ein Abfallprodukt der gesamten Reaktion ist auch in diesem Fall CO₂. Das reduzierte Zink wiederum oxidiert zu Zinkoxid in Anwesenheit von Wasserdampf, wobei Wasserstoff entsteht, und kann dann wiederum solarthermisch reduziert werden.

Eine weitere Möglichkeit, Sonnenenergie chemisch zu speichern, ist die Nutzung der reversiblen thermochemischen Ammoniakreaktion:



Hierfür wird von Luzzi et al. (1999) ein Kreislauf vorgeschlagen, bei dem in einem solaren Dissoziationsreaktor durch die Zuführung von solarer Energie aus Ammoniak (NH₃) das Syngas ($\frac{1}{2}\text{N}_2 + \frac{3}{2}\text{H}_2$) ge-

wonnen wird. Dieses kann gespeichert werden und bei Bedarf die gespeicherte Energie in einer exothermen Reaktion wieder frei geben. Nach Lovegrove et al. (1999) liegt der Vorteil gegenüber den oben beschriebenen Verfahren zur Wasserstoffgewinnung darin, daß mit ca. 800 °C niedrigere Receivertemperaturen benötigt werden, allerdings liegt die Reaktionsenthalpie mit $\Delta H = 66,5$ kJ/mol deutlich unter der z.B. von Kohlendioxidreformierung von Methan mit $\Delta H = 247$ kJ/mol.

7.2.4 Kombination verschiedener Receiver

In Abschnitt 7.2.2 ist ausgeführt, daß ein PV-Receiver nur einen Teil der Strahlung nutzen kann und daß der Teil, der nicht genutzt werden kann, von einem Frequenzfilter (auch Strahlteiler genannt) reflektiert werden kann. Bei geeigneter Auslegung des Strahlteilers (vgl. Cassegrain Optik in Abschnitt 8.2.2) kann der von der Solarzelle nicht nutzbare Strahlungsanteil auf einen thermischen Receiver oder einen solarchemischen Reaktor reflektiert werden. Ein Photovoltaik-Receiver und ein solarchemischer Reaktor würden sich gut ergänzen. Bei ausreichender solarer Strahlung würden durch den Photovoltaik-Receiver elektrischer Strom und im solarchemischen Reaktor gleichzei-

	Thermischer Receiver mit Turbine	PV-Receiver	Solarchemischer Reaktor	PV-Receiver kombiniert mit einem thermischen Receiver mit Gasturbine
Konzentration	300-10.000	300-1.000	300-10.000	500-10.000
Temperatur	300-1.300 °C	--	800-2.000 °C	300-1.300 °C
Wirkungsgrad	20-30 %	30-40 %	--	35-45 %

Tabelle 7.1: Potentialabschätzung.

tig Wasserstoff erzeugt. Dieser Wasserstoff kann wiederum genutzt werden, um bei nicht ausreichender solarer Strahlung elektrischen Strom zu erzeugen, z.B. mit einer Gasturbine. Prinzipiell kann ein geschlossener Luftreceiver auch als solarchemischer Reaktor arbeiten (Tamme et al., 2001; Buck, 2001; Karni et al., 1997). So wäre ein System möglich, das die hochkonzentrierte Strahlung photovoltaisch, solarthermisch und solarchemisch nutzen kann. Ein solches System könnte bei ausreichender solarer Strahlung und einem großen Bedarf an elektrischem Strom, den Strombedarf decken, indem der Reaktor als Luftreceiver dient und somit, neben dem Photovoltaik-Receiver, mit einer Gasturbine zusätzlichen elektrischen Strom erzeugt. Bei geringerem Bedarf wird Wasserstoff erzeugt, der bei fehlender solarer Strahlung mit Hilfe der gleichen Gasturbine elektrischen Strom erzeugen könnte.

Es ist nicht bekannt, daß ein solches Konzept bereits entwickelt

wurde. Nach Epstein (2001) käme im solarchemischen Reaktor zunächst die Reformierung von Kohlenwasserstoffen in Frage.

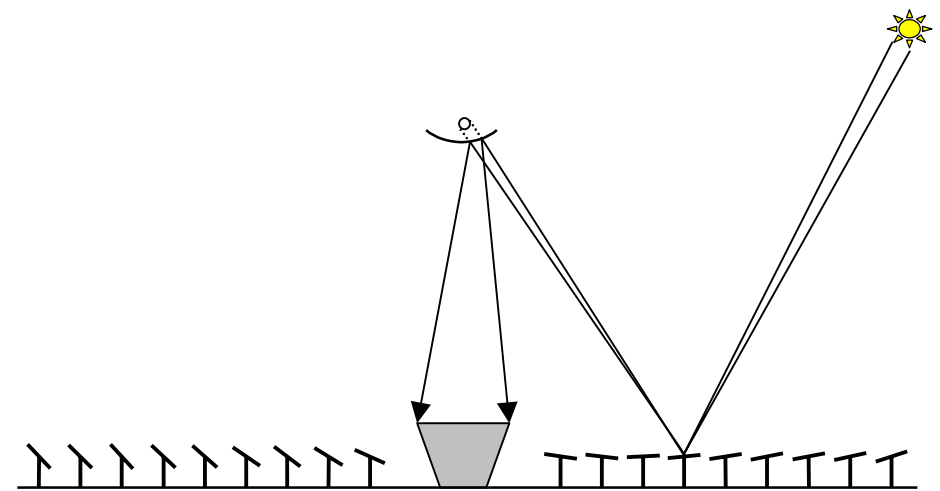
7.3 Potentialabschätzung für verschiedene Receivertechnologien

Für eine Potentialabschätzung sind in Tabelle 7.1 die drei verschiedenen Receivertechnologien hinsichtlich ihrer Eigenschaften bezüglich typischer Konzentration der Strahlung auf dem Absorber, typischer Absorbertemperatur und, soweit abschätzbar, potentiell erreichbarem Wirkungsgrad zusammengestellt. Die Angaben beziehen sich auf den Receiver mit einem eventuellen Endreflektor. Außerdem sind noch die Eigenschaften einer Receiverkombination aus einem PV-Receiver und einem thermischen Receiver mit Gasturbine dargestellt, da dies für ein kleinere MTSA im städtischen Bereich wegen der Kompaktheit ein sinnvoller Ansatz sein könnte.

Bei einem thermischen Receiver gibt es große Unterschiede hinsichtlich Temperatur und Konzentration, je nachdem ob es sich um einen Receiver für eine Dampf- oder Gasturbine oder eine Kombination aus Gas- und Dampfturbine handelt. Erfahrungen mit solaren Dampfkraftwerken liegen vor, wohingegen solare Gas- oder solare Gas- und Dampfkraftwerke noch in der Entwicklung sind. Benötigte Temperaturen können für einen PV-Receiver nicht angegeben werden, da die Solarzellen die Strahlung direkt in elektrischen Strom wandeln und nicht über den Umweg der Erwärmung eines Wärmeträgermediums. Für den solarchemischen Reaktor wurden keine Wirkungsgrade angegeben, da die Wirkungsgradangaben sich auf die Konversion in elektrischen Strom beziehen.

8 Alternativen für die MTSA-Komponenten

Zusammenfassung: Bei der Auslegung einer MTSA gibt es für die meisten Komponenten mehrere Alternativen. So kann die Form der Parzellen rechteckig oder rhombisch sein, je nach gegebener Grundfläche. Die Anbringung des Receivers am Turm hängt im wesentlichen von der Auslegung des Heliostatenfeldes ab. Möglich ist auch ein Turmreflektor, der die Strahlung des Heliostatenfeldes auf einen Receiver am Boden reflektiert. Für ein großes Solarkraftwerk scheint ein thermischer Receiver mit Gas- und Dampfturbine am besten geeignet zu sein. Für kleine städtische Anwendungen sind PV-Receiver oder thermische Receiver mit einer kleinen Gasturbine die vermutlich sinnvollste Lösung. Um einen kontinuierlichen Betrieb der MTSA zu gewährleisten, bieten sich verschiedene Arten der Speicherung oder Zufeuerung an, die u.a. von der Art des Receivers abhängig sind. Für eine MTSA im städtischen Umfeld ist ein Hybridkraftwerk mit kombinierten Receivern besonders interessant. Hierbei wird ein auf dem Turm befindlicher PV-Receiver, vor dem ein Strahlteiler in der Art eines Turmreflektors installiert ist, mit einem Luftreceiver (der auch als solarchemischer Reaktor dienen kann) und einer Gasturbine kombiniert. Die Gasturbine kann sowohl die Wärme des Luftreceivers als auch den im solarchemischen Reaktor erzeugten und dann gespeicherten Wasserstoff nutzen, um elektrischen Strom zu erzeugen. Ob eine MTSA mit Randtürmen oder mit Randausfransung ausgelegt wird, hängt von den räumlichen, ökonomischen und gestalterischen Rahmenbedingungen ab.



Heliostatenfeld mit Turmreflektor und Receiver am Boden.

8.1 Parzellen

In Abschnitt 6.9.1 ist dargestellt, daß die Parzellenform und somit die Positionierung der Türme gut der zur Verfügung stehenden Grundfläche angepaßt werden kann, ohne daß sich damit relevante Einbußen in der Leistungsfähigkeit ergeben. Allerdings muß die Parzellenform so gewählt werden, daß sich die Parzellen zu einer geschlossenen Fläche zusammensetzen lassen. Daraus ergibt sich, daß die Parzellen viereckig sein müssen. Wie in Abb. 8.1 zu erkennen, entspricht sowohl ein Feld aus dreieckigen Parzellen als auch ein Feld aus hexagonalen Parzellen, mit einem Turm in der Mitte, einem Feld aus viereckigen rhombischen Parzellen. Es ist somit hinreichend, die Innenwinkel, die Seitenlängen und die Ausrichtung der viereckigen Parzellen zu bestimmen, um die gegebene Grundfläche mit dem Heliostatenfeld bestmöglich ausfüllen zu können.

8.2 Türme und Receiver-anbringung

8.2.1 Receiveranbringung und Form der Türme

Für die Receiveranbringung und die damit zusammenhängende Form der Türme gibt es mehrerer Möglichkeiten.

Turm mit integriertem Receiver

Bei einem Nordfeld würde der Receiver in Richtung des Heliostatenfeldes am oder im Turm angebracht werden (Abb. 8.2a). Bei einem Rundumfeld gäbe es auf dem Turm einen zylinder- oder kegeltumpfförmigen Receiver, dessen Mantelflächen als Absorber dienen (Abb. 8.2b+c). Jedoch sind im Turm integrierte Receiver für ein Rundumfeld für die bis heute entwickelten druckbeaufschlagten Luftreceiver mit Endreflektor ungeeignet, da diese eine flache gerichtete Eingangsapertur haben.

Turm mit angehängtem oder abgestütztem Receiver

Für ein Rundumfeld mit druckbeaufschlagtem Luftreceiver kommen andere Möglichkeiten in Frage, bei denen der Receiver so angebracht wird, daß die Eingangsapertur nach unten gerichtet ist. Dies geht z.B. mit einem lichtmastförmigen Turm (Abb. 8.2d) oder einem Receiver, der von mehreren Beinen (Abb. 8.2e) gestützt wird. Allerdings wird die Formgebung in Abb. 8.2d von Architektenseite durchaus als problematisch eingeschätzt.

Seiltragwerk statt Turm

Eine weitere Möglichkeit wäre, statt der Türme, ein über das Feld gespanntes Seiltragwerk, welches

ausschließlich dazu dient, die Receiver zu halten, vergleichbar mit Straßenleuchten über weiten Straßen und Straßenkreuzungen. Jedoch sind die Anforderungen an ein solches Seiltragwerk, um Receiver in einer festen Position zu halten, bedeutend höher als bei Straßenleuchten, was einen größeren technischen Aufwand bedeuten würde. Dies gilt um so mehr da ein Seiltragwerk, welches die Receiver in einer festen Position hält, gleichzeitig so ausgelegt sein muß, daß es das Heliostatenfeld nur geringfügig verschattet. Für welche Arten von Receivern eine solche Konstruktion geeignet wäre, müßte noch geklärt werden. Am ehesten vorstellbar ist eine solche Konstruktion für PV-Receiver oder für Turmreflektoren.

8.2.2 Turmreflektor

Ein Receiver kann statt auf dem Turm auch auf Erdgleiche angebracht werden. Dabei ist die Receiverapertur auf einen auf dem Turm installierten Reflektor ausgerichtet. Dieser Turmreflektor ist hyperboloidisch geformt und reflektiert, wie in Abb. 8.3 zu sehen, die auf den Zielpunkt auf dem Turm konzentrierte Strahlung auf den Receiver, wobei die Strahlung dekonzentriert wird, was durch den Endkonzentrator des Receivers ausgeglichen wird. Ein solches Sy-

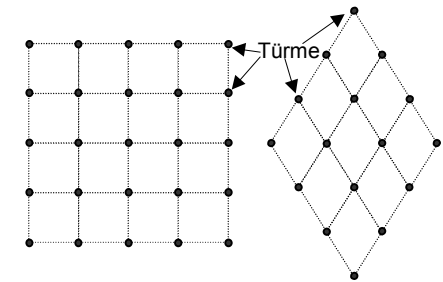


Abb. 8.1: Zwei mögliche Parzellenformen.

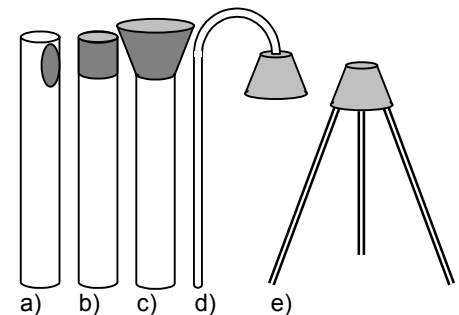


Abb. 8.2: Turmtypen für verschiedene Receiver und Felder: a) Turm für Nordfeld mit integriertem Receiver; b+c) Rundumfeld mit integriertem Receiver; Rundumfeld mit d) angehängtem oder e) abgestütztem Receiver.

stem wird Cassegrain-Optik genannt und ist auch bei Radioteleskopen zu finden. Radioteleskope haben in der Regel einen hyperboloidischen Reflektor (Abb. 8.4). Die Anwendung der Cassegrain-Optik für Solarturmanlagen wurde von Rabl (1976) vorgeschlagen und erst in den letzten Jahren von Kribus et al. (1998a; 1998b; 1998c) wieder aufgegriffen. Abb. 8.5 zeigt den bislang einzigen für Testzwecke entwickelten Turmreflektor am Solarturm des Weizmann Instituts in

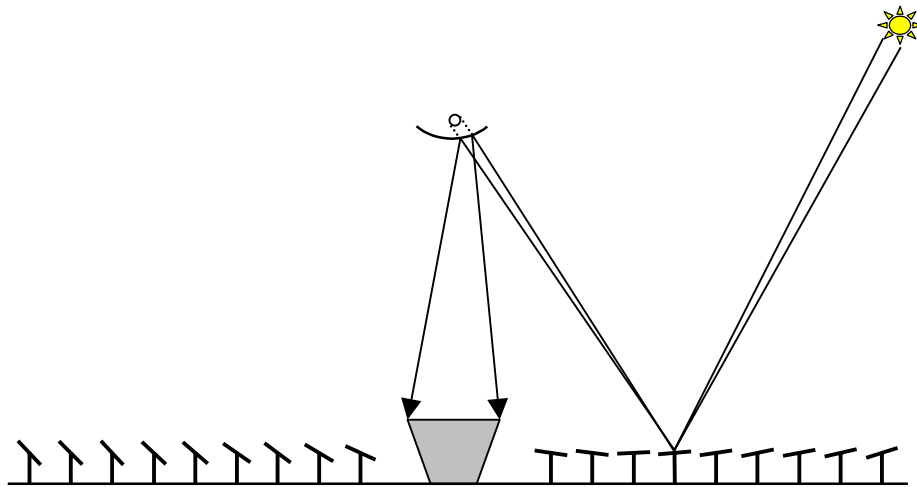


Abb. 8.3. Der hyperboloidisch geformte Turmreflektor reflektiert die Strahlung vom Heliostatenfeld auf einen Receiver am Boden.

Israel. Der Reflektor ist der Ausschnitt aus einem Hyperboloiden, der benötigt wird, um die Strahlung vom Heliostatenfeld (einem Nordfeld) der Testanlage auf dem unter dem Reflektor befindlichen Receiver zu transferieren. Die zusätzliche Reflexion hat allerdings Strahlungsverluste zur Folge. Für ein Nordfeld kann ein solcher Reflektor in den Turm integriert installiert werden, für Rundumfelder müßte der Reflektor nach unten gerichtet an einen Turm oder an ein Seiltragwerk angehängt werden.

Besonders interessant ist die Cassegrain-Optik, wenn der Turmreflektor, wie in Abschnitt 7.2.4 beschrieben, ein Strahlteiler ist, der den Anteil der solaren Strahlung passieren läßt, den ein auf dem Turm hinter dem Strahlteiler installierter PV-Receiver nutzen kann. Der andere Teil der Strahlung wird auf einen auf Erdgleiche installierten thermischen Receiver oder solar-chemischen Reaktor reflektiert (Abb. 8.6).

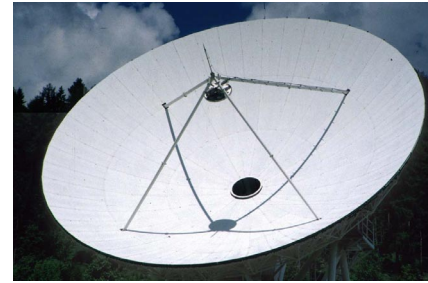


Abb. 8.4: Radioteleskop mit einem hyperboloidisch geformten Reflektor nahe am Brennpunkt der Parabolantenne.

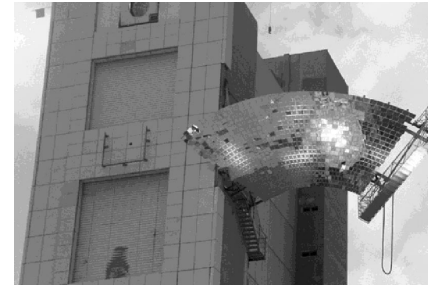


Abb. 8.5: Turmreflektor an der Solarturmtestanlage des Weizmann Instituts, Israel. Bild aus Yogev et al. (1999).

8.3 Receiver

In Kapitel 7 werden mehrere Receiverarten beschrieben. Allerdings sind die Receiver für verschiedene Gegebenheiten unterschiedlich gut geeignet.

Ein solares Dampfkraftwerk oder Gas- und Dampfkraftwerk ist vor allem als großes Solarkraftwerk (>30 MW_{el}) in sonnigen Wüstenregionen geeignet; hierbei können die langjährigen Erfahrungen von großen konventionellen Kraftwerken genutzt werden. Es ist zu erwarten, daß für große Solarkraftwerke kom-

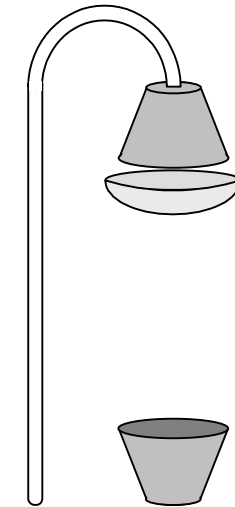


Abb. 8.6: Prinzipielle Darstellung eines kombinierten Receiver-Systems mit einem PV-Receiver auf dem Turm und einem thermischen Receiver oder solaren Reaktor am Boden. Dem PV-Receiver ist ein Strahlteiler vorgeschaltet, der dem Prinzip des Turmreflektors folgt.

binerte Gas- und Dampfprozesse die wirtschaftlichste Nutzung sein werden.

Für kleine Anlagen, die auch im städtischen Umfeld stehen könnten, kämen wegen ihrer kompakten Bauweise eher thermische Receiver mit Gasturbine oder PV-Receiver in Betracht. PV-Receiver haben zudem den Vorteil, daß es bei stark veränderlichen Strahlungsverhältnissen durch durchziehende Wolken keine Konversionsverluste auf Grund von thermischer Trägheit gibt, da der PV-Receiver Strom

erzeugt, sobald die Strahlungsverhältnisse ausreichend sind. Ein thermischer Receiver hingegen muß, sobald eine Wolke durchgezogen ist, zunächst das System auf die Arbeitstemperatur der Gasturbine aufheizen, bevor Strom erzeugt werden kann. Allerdings kann die thermische Trägheit einer Gasturbine auf Grund ihres kompakteren Aufbaus geringer sein als die einer Dampfturbine. Auch wenn Solaranlagen zur Stromerzeugung aus wirtschaftlichen Gründen vornehmlich in Ländern mit einer hohen solaren Direktstrahlung installiert werden sollten, ist eine MTSA mit PV-Receivern auch in Regionen mit häufiger Bewölkung, wie z.B. Deutschland, denkbar. Es ist sogar davon auszugehen, daß eine MTSA mit PV-Receivern in Deutschland langfristig wirtschaftlicher zu betreiben wäre als eine typische nicht-konzentrierende Photovoltaikanlage.

Da auch ein solarchemischer Reaktor eine thermische Trägheit hat, sollten Anlagen zur solarchemischen Wasserstoffherzeugung ebenfalls vor allem in Regionen mit hoher Direktstrahlung installiert werden.

8.4 Speicherung und Zusatzfeuerung

Je nach Nutzung einer MTSA ist Speicherung der gewonnenen Energie oder der Einsatz einer Zusatzfeuerung notwendig.

8.4.1 Thermischer Speicher

Für ein konzentrierendes Solarkraftwerk (z.B. eine MTSA) gibt es die Möglichkeit, die nicht direkt nutzbare Energie z.B. thermisch oder in Form von Wasserstoff zu speichern. Die thermische Speicherung ist für Kraftwerke mit thermischen Receivern relevant (vgl. Abschnitt 7.2.1). Bei der thermischen Speicherung wird ein Teil der gewonnenen Wärme nicht direkt über eine Wärmekraftmaschine in elektrischen Strom gewandelt, sondern gespeichert und erst bei Bedarf zur Stromerzeugung verwendet. Für verschiedene Speichertemperaturen gibt es verschiedene Arten der Speicherung und verschiedene Speichermedien, die von Geyer (1991) ausführlich diskutiert werden.

8.4.2 Wasserstoff zur Energiespeicherung

Bei der thermischen Speicherung entstehen Verluste, die mit der Zeit der Speicherung zunehmen. Die Verluste bei der Speicherung von Energie in Form von Wasser-

stoff treten vor allem bei der Erzeugung von Wasserstoff und bei der Nutzung des Wasserstoffs auf (Fischer und Tamme, 1991; Dreier und Wagner, 2000). So kann mit solar erzeugtem elektrischem Strom Wasserstoff einerseits durch Elektrolyse erzeugt werden, andererseits kann durch einen solaren thermochemischen Reaktor konzentrierte solare Strahlung zur direkten Wasserstoffherzeugung genutzt werden (vgl. Abschnitt 7.2.3). Die verschiedenen Speichermöglichkeiten von Wasserstoff sind je nach Art der Verwendung des Wasserstoffs und der damit zusammenhängenden Speicheranforderungen unterschiedlich gut geeignet und werden von Dreier und Wagner (2001) ausführlich diskutiert.

8.4.3 Thermisches Hybridkraftwerk

Bei solarthermischen Kraftwerken, die einen thermischen Receiver und eine Wärmekraftmaschine verwenden, kann zugefeuert werden (Kribus et al. 1998b). Ein solches Solarkraftwerk mit Zufeuerung wird Hybridkraftwerk genannt. Bei einem Hybridkraftwerk wird, wenn die Solarstrahlung nicht ausreicht, rein solar genügend Strom zu erzeugen, mit fossilen oder regenerativen Brennstoffen zugefeuert, um die Wärmekraftmaschine weiter

anzutreiben und damit für ein kontinuierliches Stromangebot zu sorgen. Der für die Zusatzfeuerung verwendete Brennstoff kann z.B. Wasserstoff sein, der bei Überkapazität vom Kraftwerk erzeugt wurde.

8.4.4 Hybridkraftwerk mit kombinierten Receivern

In Abschnitt 7.2.4 wird die Möglichkeit erläutert, einen PV-Receiver über einen Strahlteiler (vgl. Abb. 8.4) mit einem thermischen Luftreceiver zu kombinieren, der auch als solarer thermochemischer Reaktor dienen kann, um solar Wasserstoff zu erzeugen. Bei geringem Strombedarf und großem Strahlungsangebot könnte so, neben der Stromerzeugung mit dem PV-Receiver, Wasserstoff erzeugt werden, welcher bei zu geringem Strahlungsangebot genutzt werden könnte, um über eine Gasturbine Strom zu erzeugen. Bei gutem Strahlungsangebot und großem Strombedarf könnte gleichzeitig sowohl mit dem PV-Receiver als auch mit dem thermischen Luftreceiver und der Gasturbine elektrischer Strom erzeugt werden.

8.5 Randausfransung des Heliostatenfeldes oder Einsatz von Randtürmen

8.5.1 Problematik

Es gibt zwei Ansätze, aus denen sich das Konzept einer MTSA entwickeln läßt. Beide Ansätze führen bei strenger Befolgung zu jeweils unterschiedlichen Auslegungen der Randbereiche einer MTSA.

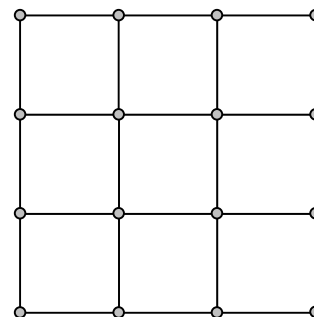
Zum einen kann eine MTSA aus einer Vielzahl von Parzellen zusammengesetzt werden, in deren Ecken die Türme stehen. Bei strenger Befolgung dieses Prinzips ergibt sich eine MTSA, bestehend aus einer Vielzahl dieser Parzellen mit Türmen an den äußeren Rändern (Abb. 8.6a). Diese sogenannten Randtürme sind nicht rundum von Heliostaten umgeben und benötigen somit ein spezielles Receiverdesign. Das Receiverdesign hängt davon ab, ob die auf den jeweiligen Receiver ausgerichteten Heliostaten einen viertel, einen halben oder einen dreiviertel Teil eines Rundumfeldes bilden und in welcher Himmelsrichtung der Großteil des Heliostatenfeldes angeordnet ist.

Andererseits kann eine MTSA aus einer Vielzahl von Solartürmen mit Rundumfeldern, die sich überlappen, zusammengesetzt werden.

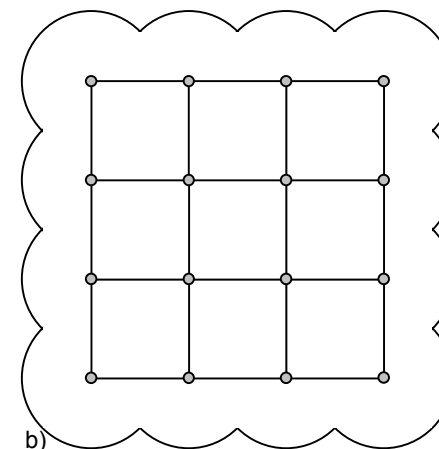
Bei strenger Befolgung dieses Prinzips ergibt sich eine MTSA, bei der alle Türme von Heliostaten umgeben sind. Die Heliostatenfelder der äußeren Türme bilden zum Teil den Randbereiche des gesamten Heliostatenfeldes (Abb. 8.6b). Innerhalb der Parzellen ist die Reflektorflächendichte konstant, in den Randbereichen fehlen jedoch die Heliostaten, die auf einen anderen Turm ausgerichtet sind. Die Reflektorflächendichte nimmt somit zum Rand hin ab. Dieser Effekt wird Randausfransung des Heliostatenfeldes genannt.

8.5.2 Technische und wirtschaftliche Betrachtung

Für den Einsatz von Randtürmen spricht, daß die MTSA bis zum Rand die gleiche Reflektorflächendichte hat und somit die gegebene Grundfläche bis zum Rand (der gegebenen Reflektorflächendichte entsprechend) optimal nutzt. Ein großer Nachteil dabei ist jedoch, daß für die Randtürme verschiedene Receiver mit unterschiedlichen Eigenschaften ausgelegt werden müssen, was die Kosten einer solchen Anlage erhöht. Bei einer MTSA mit Randausfransung kehren sich die Vor- und Nachteile um. So spricht für die Randausfransung des Heliostatenfeldes, daß nur ein Receivermodell entworfen werden



a)



b)

Abb. 8.6: a) Prinzipielle Darstellung einer MTSA zusammengesetzt aus neun Parzellen mit zwölf Randtürmen. b) Prinzipielle Darstellung einer MTSA mit Randausfransung des Heliostatenfeldes außerhalb der neun Parzellen.

muß. Nachteilig ist hingegen, daß die Gesamtlächennutzung durch die MTSA geringer ist, da in den Randbereichen die Reflektorflächendichte zu den Rändern hin abnimmt.

Es ist davon auszugehen, daß bei Randtürmen die Notwendigkeit, mehrere unterschiedliche Receiver auszulegen, höhere Kosten verursacht. Dagegen wird bei Randausfransung in den Randbereichen die gegebene Grundfläche lediglich nicht optimal genutzt. Unter wirtschaftlichen Aspekten wird somit in aller Regel die Randausfransung des Heliostatenfeldes dem Konzept mit Randtürmen vorzuziehen sein. In beiden Fällen ist eine möglichst kompakte MTSA mit einem günstigen

Umfang-Flächen-Verhältnis vorteilhaft (vgl. Abschnitt 9.3.1).

8.5.3 Gestalterische Betrachtung

Der wesentliche gestalterische Unterschied zwischen einer MTSA mit Randtürmen und einer MTSA mit Randausfransung ist der, daß es im ersten Fall einen scharf definierten Rand der Anlage gibt, wohingegen im zweiten Fall das Heliostatenfeld sich zum Rand hin lichtet.

In dem Fall, in dem eine MTSA in ein Gebäude integriert ist und dem Erscheinungsbild des Gebäudes angepaßt oder untergeordnet werden soll, kann es günstiger sein, eine MTSA mit Randtürmen zu wählen, so daß die Ränder der MTSA mit den Kanten des Gebäu-

des abschließen. Dabei ist zu beachten, daß durch die Randtürme das einheitliche Aussehen aller Türme nicht gewährleistet ist. Ebenso kann durch eine MTSA mit Randausfransung ein bewußter Abschluß auf dem Dach des Gebäudes gesetzt werden, der sich von den klaren Kanten des Gebäudes absetzt.

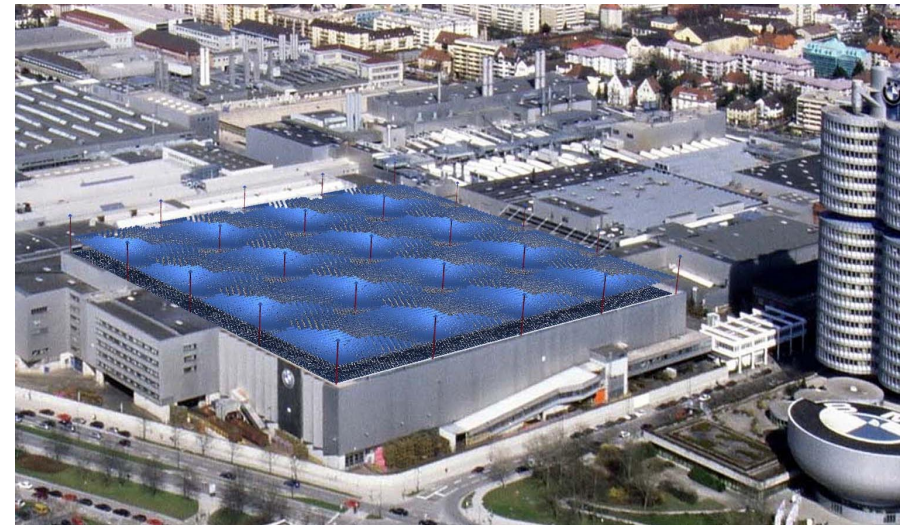
Bei einer freistehenden MTSA, die z.B. Parkplätze überdacht, hätte eine MTSA mit Randausfransung für die Parkplätze die Wirkung, daß der verschattete Bereich der MTSA nicht abrupt beginnt, sondern, daß der Übergang der Lichtverhältnisse weich ist und das menschliche Auge die Möglichkeit hat, sich langsam an die veränderten Lichtverhältnisse zu gewöhnen. Außerdem würde sich eine MTSA mit Randausfransung u.U. fließender in die Umgebung einfügen als eine MTSA mit Randtürmen, klaren Grenzen und geraden Abmessungen.

9 Anwendungen im städtischen Bereich

Zusammenfassung: Eine MTSA bietet die Möglichkeit, die Vorteile konzentrierender Solarkraftwerke im städtischen Bereich zu nutzen. Die Türme einer solchen Anlage sind nicht höher als 10 m. Die Höhen sind vergleichbar mit den Dimensionen von Lichtmasten, die typisch sind für die städtische Infrastruktur.

Geeignete Flächen für eine MTSA im städtischen Bereich kommen vor allem in industriell oder gewerblich genutzten Gebieten in der Peripherie von Städten vor. Dies können offene Flächen wie Parkplätze sein, die mit einer MTSA überdacht werden können. Eine solche Anwendung bietet den Vorteil der Doppelnutzung: so kann die MTSA die solare Strahlung nutzen und gleichzeitig die parkenden Fahrzeuge verschatten. Weiterhin bieten sich für eine MTSA bebaute Flächen an, etwa große Flachdächer. Auch hierbei bringt die Verschattung der Gebäude zusätzlichen Nutzen.

Eine MTSA sollte eine optisch leichte Tragkonstruktion haben, damit die Vorteile günstiger Lichtverhältnisse unter einer MTSA genutzt werden können. Als Lösungsansätze kommen ein aus Tetraedern und Oktaedern zusammengesetztes Raumtragwerk oder ein lineares Tragwerk aus Haupt- und Nebenträgern unter Verwendung von Fachwerkträgern in Frage. Ein Raumtragwerk würde die Struktur des Heliostatenfeldes abbilden, das Tragwerk aus Haupt- und Nebenträgern würde hingegen die Parzellenstruktur der MTSA betonen.



Visualisierung einer MTSA im städtischen Umfeld.



Abb. 9.1: Solarturm der Testanlage CESA-1 auf der Plataforma Solar (PSA) in Almería, Spanien. Foto von <http://www.dlr.de/solar>.



Abb.9.2: Wehrturm der Burg Wohldenberg im Vorharz, errichtet vor 13. Jh., heutige Form aus dem 19. Jh. Foto von Lea A. Schramek.

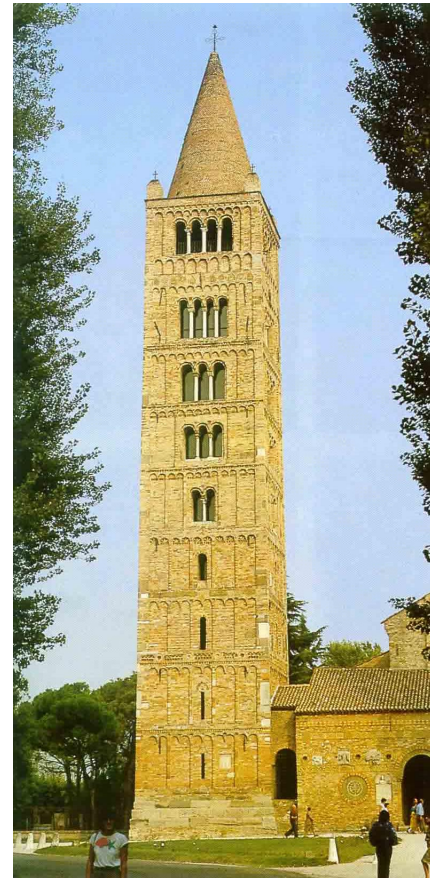


Abb. 9.3: Glockenturm der Kirche Santa Maria in Pomposa, Italien, 11. Jh. Bild aus Heinle und Leonhardt (1990).

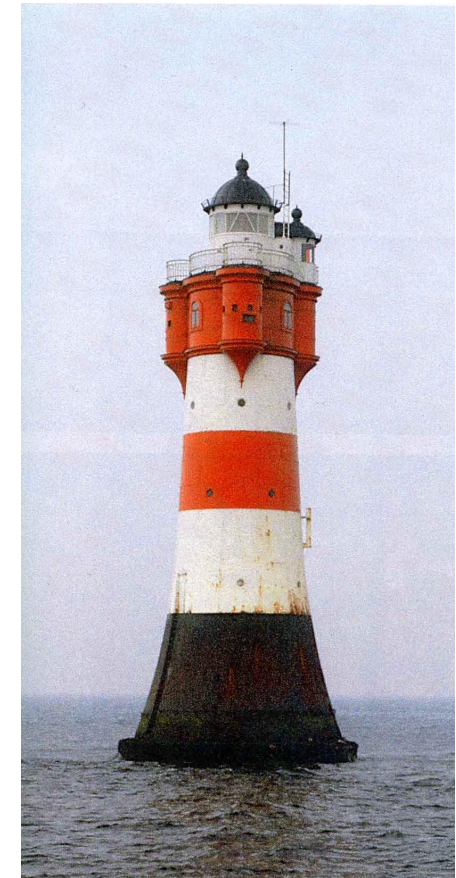


Abb. 9.4: Leuchtturm „Roter Sand“, in der Nordsee vor der Wesermündung, Ende 19. Jh. Bild aus Heinle und Leonhardt (1990).

9.1 Türme und die Silhouette einer Stadt

Ein konventionelles Solarturmkraftwerk, wie es in Kapitel 2 beschrieben wird, hat einen Turm der, je nach Leistung des Kraftwerkes, eine Höhe von etwa 30 m (Romero et al., 2000) bis weit über 150 m

(Kribus et al., 1998b) haben kann. Abb. 9.1 zeigt den etwa 60 m hohen Solarturm der Testanlage CESA-1 in Almería, Spanien. Der Turm hat für Testzwecke mehrere mögliche Zielpunkte. Zweck eines Solarturmes ist es, den Receiver so hoch zu plazieren, daß dieser auch von den weiter entfernten Heliostaten solare

Strahlung mit geringen Verlusten durch Blockieren empfangen kann (vgl. Abschnitt 2.2.1) bzw. ein weites Heliostatenfeld „sehen“ kann.

In der Vergangenheit wurden Wehrtürme (Abb. 9.2) gebaut, damit u.a. die Bewohner einer Burg, Siedlung oder Stadt einen weiten Ausblick hatten, um anrückende

Feinde rechtzeitig erblicken zu können (Kimpel, 1992).

Glockentürme (Abb. 9.3) und Minarette haben die Funktion, daß das Glockengeläut oder der Muezzin, wenn er zum Gebet ruft, weit hörbar sind.

In entsprechender Weise dienen Fernmelde- Fernseh- und Leuchttürme (Abb. 9.4) dazu, daß Funk- und Lichtsignale über weite Entfernungen hinweg empfangen werden können.

Es gibt eine Vielzahl weiterer Turmart mit anderen Funktionen wie z.B. Wassertürme, Kühltürme oder Schornsteine. Oftmals sind Türme lediglich Ausdruck von Macht oder technischem Können. Viele dieser verschiedenen Arten von Türmen werden von Heinle und Leonhardt (1990) ausführlich dargestellt.

Fast allen Türmen ist gemein, daß sie optisch aus ihrer Umgebung herausragen. So können Türme entweder eine Landschaft oder die Silhouette einer Stadt beeinflussen und oft auch prägen. Abb.9.5 zeigt einen Kupferstich von Matthäus Merian dem Älteren aus dem 17. Jahrhundert, auf dem Köln dargestellt ist. Die rund hundert Türme, die auf diesem Stich zu sehen sind, dominieren klar die Stadtsilhouette. Eine weiteres Beispiel für eine Stadt mit einer von Türmen geprägten Silhouette ist San Gimignano, in der Toskana, mit ihren Geschlechtertürmen aus dem 13. und 14. Jahrhundert (Abb.9.6). Nach Heinle und Leonhardt (1990) ex-

stieren heute noch 15 der ehemals 72 Türme.

9.2 MTSA und Analogien in der städtischen Infrastruktur

Die Verwendung des Wortes „Türme“ in dem Begriff „Mehrtürmige Solaranlage“, der sich aus der Bezeichnung „Solarturmkraftwerk“ ableitet, kann falsche Vorstellungen vermitteln. So sind die Türme einer MTSA für städtische Anwendungen nicht höher als 10 m und haben somit nicht die Bedeutung für die Stadtsilhouette wie die in Abschnitt 9.1 beschriebenen Türme.

Dennoch können auch kleinere vertikale Strukturen wie z.B. Kamine, Laternenmasten, Pylone oder Strommasten ein Stadtbild oder ein Gebäude prägen. So bestimmen z.B. die Pylone des in Abb.9.7 dargestellten Fleetguard Manufacturing and Distribution Centres das Erscheinungsbild des Gebäudes oder die Kamine auf den Dächern der Altstadt von Edinburgh in Abb. 9.8 das Erscheinungsbild der Stadt.

Für eine MTSA sind nicht nur die gleichmäßig über die Anlage verteilten Türme charakteristisch, sondern auch das Feld dicht aufgestellter kleiner Heliostaten (ca. 1 m² Reflektorfläche). Hierbei sind die

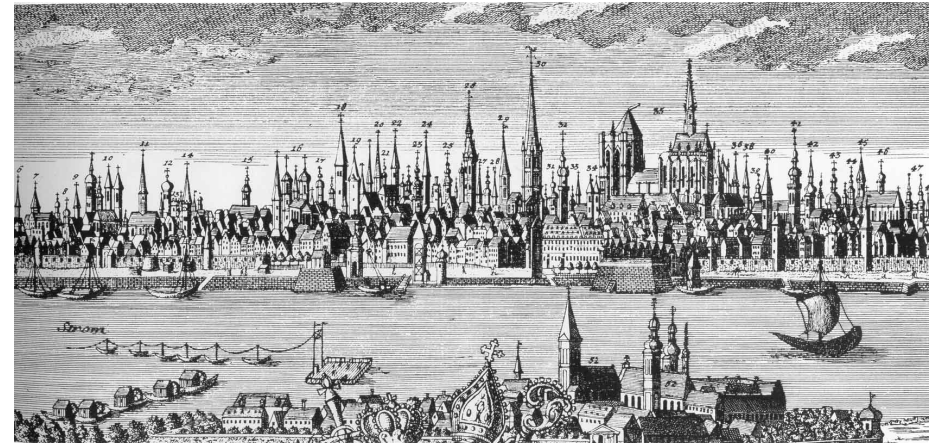


Abb.9.5: Kupferstich von Matthäus Merian dem Älteren aus dem 17. Jahrhundert, der die Stadtsilhouette von Köln zeigt. Der Dom ist noch im Bau. Stich aus Heinle und Leonhardt (1990).



Abb.9.6: Stadtsilhouette von San Gimignano, Toskana. Bild aus Heinle und Leonhardt (1990).

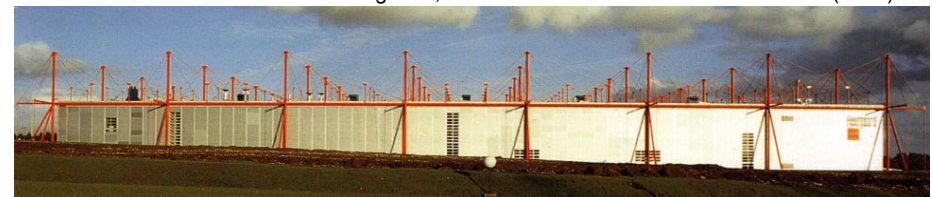


Abb. 9.7: Fleetguard Manufacturing and Distribution Centre in Frankreich. Bild aus Sudjic (1994).

Türme in ihrer vertikalen Dimension (bei urbanen Anwendungen ≤ 10 m) bedeutend kleiner als die horizontale Ausdehnung des Feldes mit einer Fläche von mindestens $5.000 \text{ m}^2 \approx 70 \text{ m} \times 70 \text{ m}$.

Die Türme einer kleinen MTSA haben die Dimensionen von großen Lichtmasten und lassen sich mit diesen auch hinsichtlich ihrer optischen Eigenschaften vergleichen.

Ein Lichtmast hat die Aufgabe, eine Lichtquelle in einer bestimmten Höhe zu positionieren, um eine gute Ausleuchtung der Fläche um den Lichtmast herum zu gewährleisten. Der Turm einer MTSA hat die gleiche Aufgabe, allerdings mit umgekehrtem Strahlengang. Anstatt das Licht von einer Quelle auf dem Lichtmast auf eine ihn umgebende Fläche zu verteilen, wird bei einer MTSA das Licht von der den Turm umgebenden Fläche auf einem Receiver auf dem Turm gesammelt.

Ein Lichtmast muß nur das Gewicht der Leuchte tragen. Der Turm einer MTSA muß jedoch höheren Lasten standhalten, die abhängig sind von der Receiver-Technologie. Im Extremfall muß der Turm einen thermischen Receiver mit daran gekoppelter kleiner Gasturbine und dem Endreflektor tragen. Im bevorzugten Fall wird für städtische Anwendungen ein PV-Receiver ver-

wendet, der gekühlt werden muß. In diesem Fall ist von Lasten von bis zu 1.000 N auszugehen.

Eine Analogie besteht auch für den Zusammenhang zwischen den Höhen der Türme und Lichtmasten und den Flächen, für die sie benötigt werden (Tabelle 9.1). Lichtmasten zur Beleuchtung einfacher Straßen haben in aller Regel Höhen von ca. 5 m. In kleineren Straßen und Gassen, in denen die zu beleuchtenden Flächen kleiner sind, sind auch die Lichtmasten kleiner. Umgekehrt sind dort, wo große Flächen beleuchtet werden müssen, eine Vielzahl von Lichtmasten mit ca. 10 m Höhe zu finden, so z.B. bei Rangierbahnhöfen, Busbahnhöfen, größeren Straßenkreuzungen, mehrspurigen Straßen, Bahnhofsvorplätzen, großen beleuchteten Parkplätzen, oder Ausstellungsflächen im Außenbereich von Messen (Abb. 9.9). Diese Dimensionen entsprechen einer städtischen MTSA nicht nur hinsichtlich der Höhe der Lichtmasten, sondern auch hinsichtlich der Größe der Flächen und der Abstände, mit denen die Masten aufgestellt sind. Sogar Flutlichtmasten eines Stadions können in diesem Zusammenhang mit den Türmen großer Solarturmkraftwerke verglichen werden. Ebenso, wie Flutlichtmasten mit Höhen von 50 bis 150 m benötigt werden, um die



Abb. 9.8: Kamine auf den Dächern von Edinburghs. Bild aus Höhn und Kostrzewa (1997).



Abb. 9.9: Parkplatz und Ausstellungsfläche mit Lichtmasten der neuen Messe in München.

Höhe	Beleuchtung	Solartürme
ca. 5 m	Lichtmasten als Straßenbeleuchtung	MTSA als Kleinanlage
ca. 10 m	Lichtmasten für große Flächen	MTSA im städtischen Bereich
50-150 m	Flutlichtmasten für Stadien	Große Solarturmkraftwerke (auch große MTSA)

Tabelle 9.1

großen Flächen eines Stadions zu beleuchten, haben große Solarturmkraftwerke Türme vergleichbarer Höhe, auf die die Strahlung eines großen Heliostatenfeldes konzentriert wird.

Die Flutlichtmasten zur Beleuchtung eines Stadions heben

sich in aller Regel durch ihre Höhe von ihrer Umgebung ab und stellen häufig ein im Stadtbild weit sichtbares Zeichen dar. Ganz anders ist dies bei Straßenleuchten oder Lichtmasten zur Beleuchtung größerer Flächen. Straßenleuchten folgen den Spuren der Straßen. Zwar bilden sie den Weg, den die Straße

nimmt, visuell ab, ordnen sich aber optisch der Straße in ihrer primär linearen Ausdehnung unter. Bei Lichtmasten zur Beleuchtung von weiten Flächen ordnen sich diese Masten, trotz größerer Höhe, stärker den Flächen unter, die in ihrer horizontalen Ausdehnung dominierend sind. Diese Masten können lediglich als Muster die Strukturen dieser Flächen wiedergeben.

Hinsichtlich der Höhe der Türme ist ein großes Solarturmkraftwerk mit einem Turm von ca. 50 bis 150 m Höhe im städtischen Umfeld – den Flutlichtmasten eines Stadions entsprechend – prinzipiell denkbar. Allerdings müsste dies als ein weit sichtbares Zeichen im Stadtbild gewollt sein. Auf Grund des großen Flächenbedarfs einer solchen Anlage ist ein großes Solarturmkraftwerk im städtischen Bereich allerdings keine realistische Option, da eine geeignete Fläche in der benötigten Größe von mehr als 300.000 m² entweder im städtischen Umfeld nicht vorhanden ist oder, wenn es solche Flächen gäbe, diese zu teuer wären.

9.3 Geeignete Flächentypen im städtebaulichen Kontext

9.3.1 Kriterien

Geeignete Flächen für die Errichtung einer MTSA sind zusammenhängende Flächen mit einer Größe von mindestens 5.000 m², die zu keiner Zeit verschattet werden.

Eine MTSA läßt sich prinzipiell an die meisten Formen und Ausrichtungen einer gegebenen Grundfläche anpassen, da sie modular aus vielen sich wiederholenden gleichen Parzellen aufgebaut ist (vgl. Abschnitt 8.1).

Eine kompakte Fläche für eine MTSA ist vorteilhafter, da die Randbereiche die in Abschnitt 8.4 beschriebenen Probleme aufweisen. Entweder reduziert die Randausfransung den Jahresgrundflächennutzungsgrad oder die Kosten der Anlage erhöhen sich durch die individuelle Auslegung der Receiver der Randtürme.

Sinnvoll für eine urbane MTSA sind Flächen, die bereits anderweitig genutzt werden (z.B. Parkplätze) oder Flächen, die Folge anderweitiger Nutzung sind (z.B. Dächer). Bei solchen Flächen würde die Installation einer MTSA eine Aufwertung

darstellen. Sie kann sowohl ästhetischer als auch funktionaler Art sein, so daß sich existierende urbane Flächen und eine MTSA gegenseitig ergänzen würden.

Konflikte, die sich aus den Anforderungen einer MTSA an eine Fläche und durch anderweitige Nutzung dieser Fläche ergeben (z.B. Dachdurchbrüche für Schornsteine oder Abluft, Oberleitungskabel bei Rangierbahnhöfen etc.), sollten vermieden werden. Sie sind u.U. ein Ausschlußkriterium für die Nutzbarkeit dieser Fläche. Solche Probleme müssten in jedem Einzelfall geprüft und möglichst individuell gelöst werden.

Auch Flächen, die durch die Topographie bedingt, eine gewisse Schräge haben, können geeignet sein. Dabei hat allerdings die Ausrichtung der Fläche Einfluß auf die Leistungsfähigkeit der MTSA. Bei Anwendungen auf der Nordhalbkugel wirkt sich eine südliche Ausrichtung einer Schräglage positiv aus, andere Ausrichtungen können hingegen auch eine Verschlechterung der Leistungsfähigkeit zu Folge haben. Grundsätzlich kann aber eine MTSA an viele verschiedene, auch wellige, Topographien angepaßt werden, solange diese Veränderungen im Geländeverlauf nicht zu dominant sind.

9.3.2 Geeignete Flächen

Bebaute Flächen

Als Dächer kommen zum einen große Flachdächer in Frage. Solche Dächer sind vor allem bei großen Gebäuden, wie z.B. Werkshallen, Einkaufszentren, Sporthallen, Bahnhöfen oder auch bei Messehallen vorzufinden.

Außerdem können mehrere Gebäude unter einer gemeinsamen MTSA angeordnet sein. Bei solchen Anwendungen würde u.U. eine differenziertere Auslegung der MTSA erforderlich, da sich die Ansprüche an die Lichtverhältnisse unter der MTSA mit variierender Bebauung und den dazwischenliegenden Freiflächen verändern. So könnte die Aufstellichte der Heliostaten variiert und so den benötigten Lichtverhältnissen angepaßt werden, um in manchen Bereichen die Durchlässigkeit für direkte Solarstrahlung zu ermöglichen oder zu erhöhen.

Offene Flächen

Als offene Flächen kommen im städtischen Umfeld etwa große Parkplätze, Rangierbahnhöfe und breite Eisenbahngleisbereiche (z.B. in München zwischen Pasing und Hauptbahnhof), Busbahnhöfe, mehrspurige Straßen oder große Straßenkreuzungen für eine MTSA in Frage.

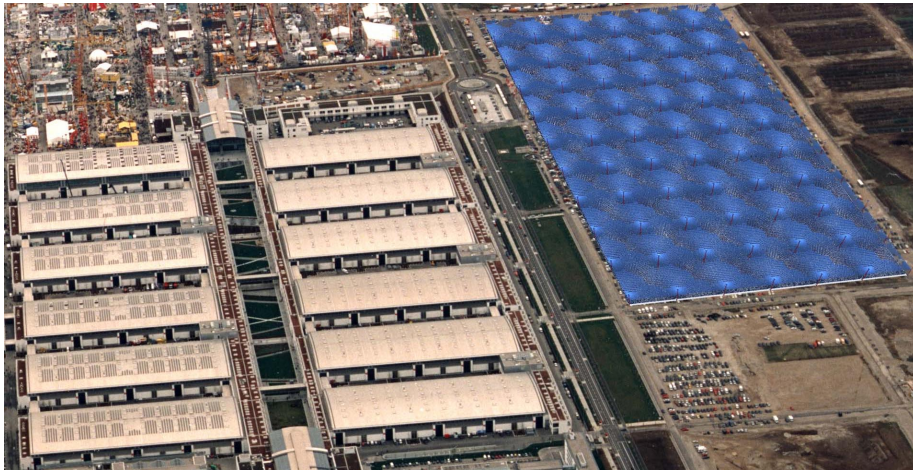


Abb. 9.10: Visualisierung einer MTSA (installierte Leistung ca. 13 MW_{el}) über den Parkplätzen neben der neuen Messe München, auf deren Dächern sich eine PV-Anlage (ca. 1 MW_{el}) befindet. Foto: Messe München GmbH, Max Prugger.

Anwendungen in Flughafennähe

Bei einer MTSA in der Nähe eines Flughafens stellt sich die Frage, ob die Reflektoren eine Störung des Flugverkehrs durch Blendung darstellen. Es ist davon auszugehen, daß dies nicht problematisch ist, denn ein Flugzeug ist weit entfernt vom Fokus des Heliostatenfeldes. Im ungünstigsten Fall, wenn keine Receiver auf den Türmen montiert wären, die die konzentrierte Strahlung absorbieren, würde eine MTSA, aus der Höhe betrachtet, sich wie eine unruhige Wasseroberfläche darstellen. Pro Turm wäre von einem Flugzeug aus maximal ein Abbild der Sonne zu sehen und schon ab einem Abstand von doppelter Turmhöhe sind die Strahlungsflußdichten geringer als die der

nicht konzentrierten solaren Direktstrahlung. Bei einer welligen Wasseroberfläche, wie z.B. beim Meer, sind vom Flugzeug aus, auf Grund der statistisch variierenden Oberflächenausrichtung des Wassers, mehr als nur ein Abbild der Sonne zu sehen. Da es Flughäfen gibt, die direkt am Meer liegen (z.B. in Sydney) würde auch eine MTSA in der Nähe eines Flughafens offensichtlich kein Problem darstellen.

9.3.3 Vorkommen

Stadtzentren und der historische Kern von Städten sind Gebiete, in denen - schon aus Gründen der Bauordnung oder des Denkmalschutzes - kaum geeignete Flächen für ein MTSA zu finden sind. Auch im erweiterten Stadtbereich, in

Wohngebieten, gibt es im allgemeinen keine geeigneten Flächen für eine MTSA. Typische Gebiete, in denen geeignete Flächen vorkommen, sind vor allem gewerblich oder industriell genutzte Gebiete. Solche Gebiete liegen meist an der Peripherie von größeren Städten.

9.4 Beispiele für Anwendungen im städtischen Bereich

9.4.1 Parkplätze

Eine MTSA über einem Parkplatz bietet die Möglichkeit, neben der Nutzung der Sonnenenergie gleichzeitig die parkenden Fahrzeu-

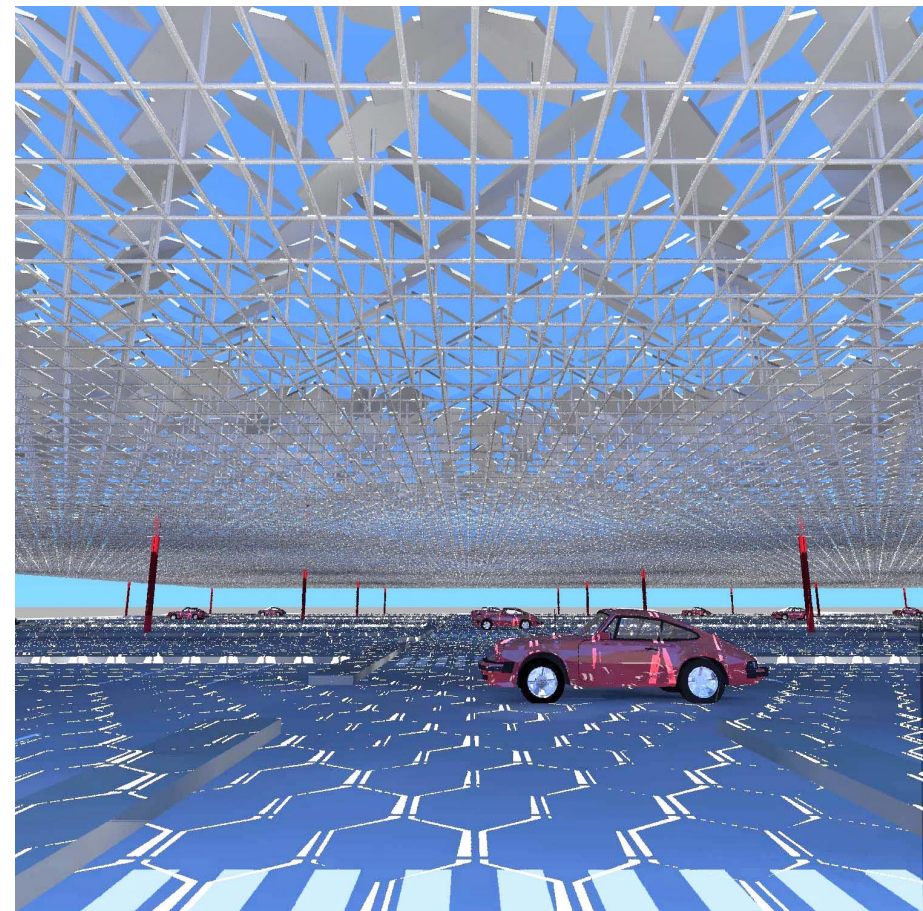


Abb. 9.11: Visualisierung der Situation eines mit einer MTSA überdachten Parkplatzes.

ge zu verschatten (Abb. 9.10). Das Heliostatenfeld schützt die parkenden Autos vor der direkten solaren Strahlung, läßt jedoch einen großen Teil der diffusen Himmelsstrahlung durch und sorgt somit für günstige Lichtverhältnisse. Diese sind vergleichbar mit den Lichtverhältnissen unter einem Blätterdach eines Baumes oder einer mit Wein bewachsenen Pergola: schattig, aber ausreichend hell (Abb. 9.11).

Die MTSA kann die solare Strahlung entweder zur Erzeugung von elektrischem Strom oder zur direkten solarchemischen Wasserstoffgewinnung nutzen (vgl. Abschnitt 7.2.3). Es ist deswegen vorstellbar, daß es in Zukunft Parkplätze mit einer Wasserstofftankstelle geben wird, an der wasserstoffbetriebene Fahrzeuge u.a. den mit der MTSA erzeugten Wasserstoff tanken können.

9.4.2 Flachdächer

Eine auf dem Flachdach eines größeren Gebäudes installierte MTSA könnte in einer der Art und dem Bedarf des Gebäudes entsprechenden Form die Sonnenenergie nutzen. Auf einer Industriehalle könnte sie z.B. Prozesswärme im Temperaturbereich von 500 bis 1.300 °C erzeugen und damit einen Teil des Prozesswärmebedarfs des Industrieunternehmens decken. Auf

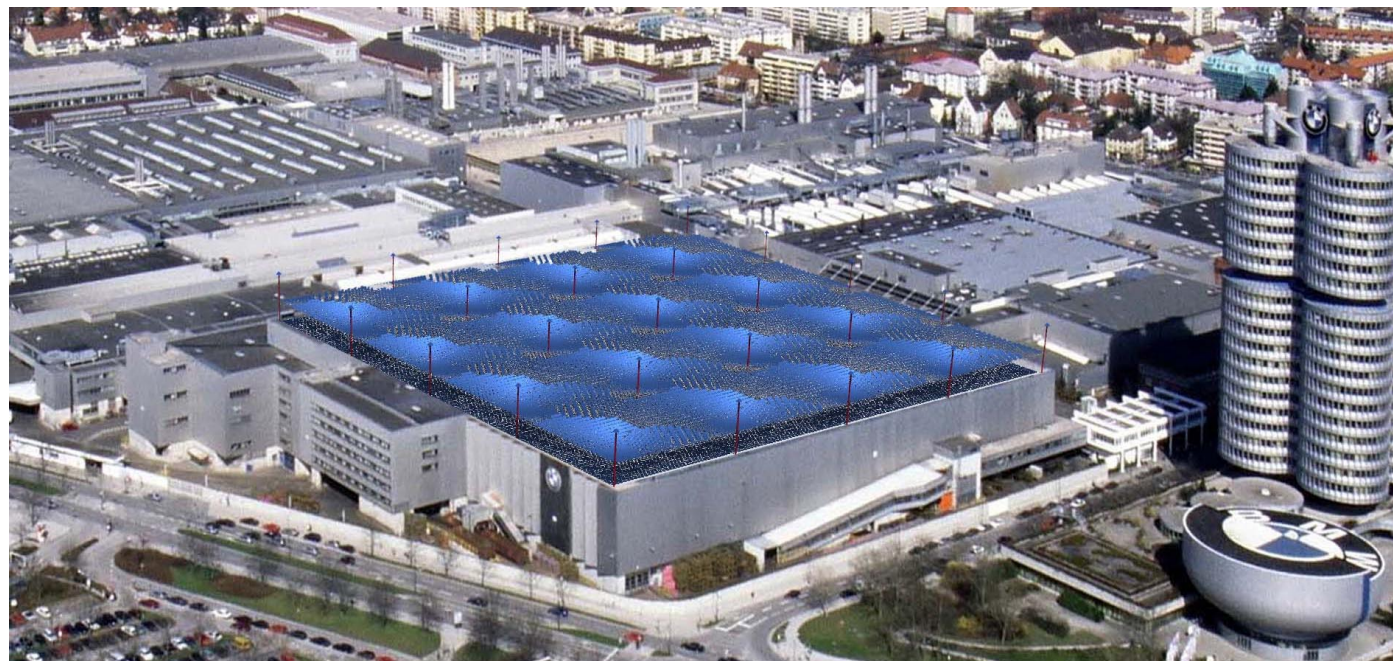


Abb. 9.12: Visualisierung einer MTSA (installierte Leistung ca. 4 MW_{el}) auf dem Flachdach einer Industriehalle.

Gebäuden der chemischen Industrie könnten solarchemische Prozesse durch die hochkonzentrierte solare Strahlung angetrieben werden. Auch Anlagen zur elektrischen Stromerzeugung sind denkbar, um entweder einen Teil des Strombedarfs des Gebäudes zu decken oder um den elektrischen Strom in das öffentliche Netz einzuspeisen oder in Form von Wasserstoff zu speichern.

Abb. 9.12 zeigt eine Visualisierung einer MTSA auf dem Flachdach einer Industriehalle. Die dargestellte Anlage mit einer installierten Leistung von ca. 4 MW_{el} und

einer Grundfläche von etwa 160 m × 160 m würde - bei einer horizontalen Jahresdirekteinstrahlung von ca. 500 kWh/m² - im Jahr ca. 3.200.000 kWh elektrischen Strom erzeugen.

Eine MTSA über einem Gebäude nutzt nicht nur die Sonnenenergie, sondern bewirkt durch Verschattung auch Energieeinsparung. Da das Reflektorfeld einen Sonnenschutz darstellt, reduzieren sich die Kühllasten des Gebäudes. Die bei der Konversion der hochkonzentrierten Strahlung zu Strom anfallende Abwärme kann zusätzlich, z.B. zur solaren Klimatisierung des Gebäu-

des, genutzt werden (vgl. Abschnitt 10.4.4).

Da Verschattung durch die MTSA stattfindet, ist eine großflächig verglaste Gebäudehülle des sich darunter befindenden Gebäudes möglich, ohne daß Aufheizungen durch den Glaseffekt zu befürchten ist. Vielmehr ermöglicht die MTSA günstige Tageslichtverhältnisse im Gebäude, da diffuse Himmelsstrahlung in das Gebäude eindringen und dieses beleuchten kann, wohingegen die solare Direktstrahlung zum größten Teil ausgeblendet wird (vgl. Abb. 9.11).

9.5 Konzepte für Tragkonstruktion

Die im folgenden diskutierten Lösungsansätze für Tragkonstruktionen für eine MTSA zur Überdachungen von Freiflächen können zum Teil auch bei einer auf Flachdächern installierten MTSA angewandt werden.

9.5.1 Anforderungen

Eine MTSA benötigt eine Konstruktion, die primär das Heliostatenfeld trägt. Die Heliostaten sind in einem flächigen regelmäßigen Muster aufgestellt.

Jedoch benötigt nicht jeder einzelne Heliostat einen Stützpunkt. Denn, wie in Abschnitt 5.3 dargestellt, werden die gekoppelten Heliostaten zu linearen Modulen zusammengesetzt.

Die Türme, die je nach Auslegung der MTSA, in Abständen von ca. 16 bis 40 m stehen, können als Teil der Tragkonstruktion genutzt werden. Zusätzliche Stützen zwischen den Türmen verringern die Spannweiten und somit den Materialaufwand der Tragkonstruktion.

Die Abstände der Stützen und somit die Spannweite der Konstruktion können den Notwendigkeiten, die sich aus der Nutzung der sich

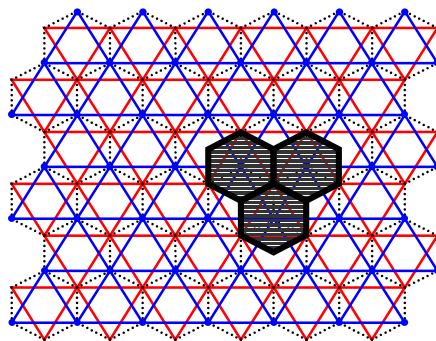


Abb. 9.13: Darstellung eines Raumtragwerkes, zusammengesetzt aus Oktaedern und Tetraedern. Diese Art von Tragwerk spiegelt die Struktur des Heliostatenfeldes aus hexagonalen Heliostaten wieder.

unter der MTSA befindenden Fläche ergeben, angepaßt werden.

Die hauptsächlichen Einwirkungen auf die Tragkonstruktion sind Lasten aus Eigenlast, Wind und Schnee sowie Temperaturschwankungen. Die Lasten, die sich aus der Eigenlast der Heliostaten ergeben, sind mit etwa 400 N/m^2 anzunehmen (siehe Anhang A3).

Das Tragwerk und die Unterkonstruktion einer MTSA sollten möglichst lichtdurchlässig gestaltet sein. So lassen sich die Eigenschaften einer MTSA, die diffuse Himmelsstrahlung größtenteils durchzulassen und gleichzeitig die solare Direktstrahlung weitestgehend auszublenken, optimal nutzen.



Abb. 9.14: Ein Tragwerk aus Haupt- und Nebenträgern für kleine lineare Rinnenkollektoren zur Prozeßdampferzeugung. Foto von Solel Solar Systems, Israel.

9.5.2 Lösungsansätze

Die Heliostaten einer MTSA sind bevorzugt hexagonal und entsprechend am günstigsten in versetzten Reihen aufgestellt (vgl. Kapitel 5). Um jeden Heliostaten einzeln zu unterstützen, bietet sich ein Raumtragwerk an mit jeweils einem Knotenpunkt unterhalb eines jeden Heliostaten. In Abb. 9.13 ist ein Raumtragwerk zu sehen, welches aus Oktaedern und Tetraedern zusammengesetzt ist (Büttner und Hampe, 1985). Die drei eingezeichneten hexagonalen Heliostaten zeigen,

daß ein solches Raumtragwerk Knotenpunkte unterhalb eines jeden Heliostaten hat, in die direkt die Lasten abgetragen werden können. Ein solches Raumtragwerk würde das Aufstellmuster der Heliostaten im Tragwerk widerspiegeln.

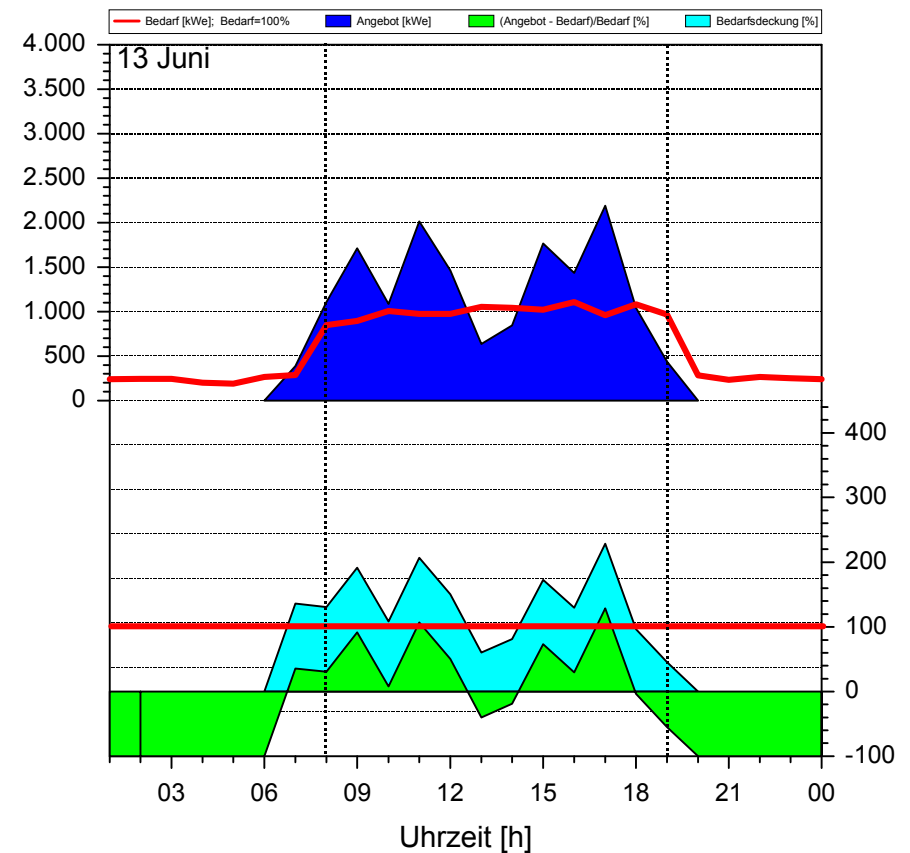
Es ist jedoch nicht notwendig, jeden einzelnen Heliostaten direkt zu unterstützen, da die gekoppelten Heliostaten zu linearen Modulen zusammengefasst werden. So ist es auch möglich, ein Tragwerk zu verwenden, welches aus Hauptträgern besteht, die auf den Stützen auflie-

gen, und Nebenträgern. Hierbei könnte es sich um Fachwerkträger handeln. Die linearen Heliostatenfeldmodule könnten quer auf den Nebenträgern aufliegen. Ein solches Tragwerk würde statt der Struktur des Heliostatenfeldes die Struktur der Parzellen der MTSA abbilden. Abb. 9.14 zeigt ein Beispiel, bei dem eine ähnliche Problemstellung durch eine Fachwerkkonstruktion (in diesem Fall Dreigurtbinder) aus Haupt- und Nebenträgern gelöst wurde¹².

¹² In diesem Fall handelt es sich um einfache lineare Rinnenkollektoren der Firma Solel Solar Systems, Israel, um Prozeßwärme mit Temperaturen von ca. 150 °C für industrielle Anwendungen zu erzeugen.

10 Potentialabschätzungen für eine MTSA

Zusammenfassung: Unter der Annahme von Heliostaten mit einer Reflektivität von 95 % sind, je nach Reflektorflächendichte und Receiverwirkungsgrad, für eine MTSA Jahresnutzungsgrade bezogen auf die Grundfläche von bis zu 32 % zu erwarten. Wird von einem Jahresnutzungsgrad von 25 % ausgegangen, ist für Südeuropa ein Jahresertrag an elektrischer Energie bezogen auf die Grundfläche der MTSA von 275 kWh/m²a und für Deutschland von etwa 125 kWh/m²a zu erwarten. Die installierte Leistung einer MTSA bezogen auf die Grundfläche beträgt typischerweise etwa 190 W_{el}/m². Eine Fallstudie vergleicht den Jahres- und Tagesverlauf des Bedarfs eines Einkaufszentrums in Spanien mit dem Ertragsverlauf einer MTSA mit PV-Receiver, gerechnet mit einem typischen Wetterdatensatz für Sevilla. Dafür wird die MTSA so ausgelegt, daß der Jahresertrag gleich dem Jahresbedarf von 5.200 MWh_{el} ist. An 180 Tagen im Jahr - die meisten sind Sommertage - ist der Tagesertrag höher als der Tagesbedarf. Die Tagesverläufe zeigen, daß selbst an Tagen, an denen der Ertrag größer ist als der Bedarf, zeitweise der Leistungsbedarf nicht gedeckt wird, da wegen Bewölkung die Leistung der MTSA zeitweise auf Null absinkt. Dieser Umstand macht Energiespeicherung notwendig, wenn eine zu 100 % solare Versorgung erreicht werden soll. Die Abwärme einer MTSA kann zur solaren Klimatisierung genutzt werden. Bei dem betrachteten Beispiel kann die Kombination aus sorptionsgestützter Klimaanlage und Absorptionskältemaschine die Abwärme der MTSA nutzen, um eine Jahreskühllast von 6.240 MWh abzuführen. Der Jahresenergiebedarf einer sehr effizienten elektrisch angetriebenen Kompressionskältemaschine zur Abfuhr der gleichen Kühllast beträgt 1.250 MWh_{el}, was in etwa 25 % des Jahresstrombedarfs des betrachteten Einkaufszentrums sind.



Tagesgang der Leistung einer MTSA zur Analyse von Bedarf und Angebot.

10.1 Jahresnutzungsgrad einer MTSA

In Kapitel 6 werden die Jahresnutzungsgrade des Heliostatenfeldes einer MTSA diskutiert und in Kapitel 7 verschiedene Receiver-technologien und deren Wirkungsgrade, mit denen die hochkonzentrierte Strahlung des Heliostatenfeldes in elektrischen Strom gewandelt werden kann. Unter Annahme eines realistischen Wertes für die Reflektivität¹³ ist so eine Abschätzung des Jahresnutzungsgrades einer MTSA bezogen auf die horizontale Jahresdirektstrahlung auf die Grundfläche der MTSA möglich.

Für die Reflektivität wird $R_{Hel} = 95\%$ angenommen, ein Wert der nach Mills und Morrison (2000) bei modernen Reflektoren erzielt werden kann. Dieser Wert gilt nur für regelmäßig gereinigte Reflektoren. In Zukunft wird u.U. die Nutzung des Lotus-Effektes das Problem der regelmäßigen Reinigung der Reflektoren lösen können.

Nur bei einem PV-Receiver ist es zulässig, den Wirkungsgrad des Receivers $\eta_{Receiver}$ mit dem Jahresgrundflächennutzungsgrad des He-

liostatenfeldes $g_{Feld,Grund}$ und der Reflektivität R_{Hel} der Heliostaten zu multiplizieren, um eine Abschätzung des Jahresnutzungsgrades einer MTSA g_{MTSA} zu erhalten, da ein PV-Receiver solare Strahlung, die vom Heliostatenfeld auf den Receiver transferiert wird, mit einem bestimmten Wirkungsgrad in elektrischen Strom wandelt. Bei einem thermischen Receiver hingegen, muß das System zunächst Arbeitstemperatur erreichen, ehe es elektrischen Strom produzieren kann. Eine Abschätzung des Jahresnutzungsgrades erfordert demnach detailliertere Simulationsrechnungen der thermischen Vorgänge, die für diese Abschätzung zu weit führen, auch wenn dies bedeutend vereinfacht wurde durch neue Erweiterungen für das thermische Simulationsprogramm TRNSYS, um auch solarthermische Kraftwerke zu simulieren (Popel et al., 1999).

Für den Jahresnutzungsgrad einer MTSA mit einem PV-Receiver gilt:

$$g_{MTSA} = g_{Feld,Grund} \cdot \eta_{Receiver} \cdot R_{Hel} \quad (\text{Gl. 10.1})$$

Es können für $R_{Hel} = 95\%$ die in Tabelle 10.1 aufgetragenen Werte für verschiedene Receiverwirkungsgrade und Jahresgrundflächennutzungsgrade erwartet werden.

$R_{Hel} = 95\%$	$g_{Feld,Grund} = 70\%$	$g_{Feld,Grund} = 75\%$	$g_{Feld,Grund} = 80\%$	$g_{Feld,Grund} = 83\%$
$\eta_{Receiver} = 25\%$	$g_{MTSA} = 0,166$	$g_{MTSA} = 0,178$	$g_{MTSA} = 0,190$	$g_{MTSA} = 0,197$
$\eta_{Receiver} = 30\%$	$g_{MTSA} = 0,2$	$g_{MTSA} = 0,214$	$g_{MTSA} = 0,228$	$g_{MTSA} = 0,237$
$\eta_{Receiver} = 35\%$	$g_{MTSA} = 0,232$	$g_{MTSA} = 0,25$	$g_{MTSA} = 0,266$	$g_{MTSA} = 0,276$
$\eta_{Receiver} = 40\%$	$g_{MTSA} = 0,266$	$g_{MTSA} = 0,285$	$g_{MTSA} = 0,304$	$g_{MTSA} = 0,315$

Tabelle 10.1

10.2 Mögliche Jahreserträge einer MTSA

Ein abgeschätzter Jahresnutzungsgrad für eine MTSA multipliziert mit den Werten der typischen jährlichen horizontalen Direktstrahlung an einem bestimmten Ort ergibt eine Abschätzung der an diesem Ort zu erwartenden jährlichen Energieerträge einer MTSA mit PV-Receiver.

Die jährliche horizontale Direktstrahlung in Südeuropa liegt bei ca. $1.100 \text{ kWh/m}^2\text{a}$, was bei einem angenommenen Jahresnutzungsgrad von 25% einen jährlichen Ertrag an elektrischer Energie je Grundflächeneinheit einer installierten MTSA von $275 \text{ kWh}_{el}/\text{m}^2\text{a}$ ergibt. Bei einem Turmabstand von 40 m beträgt die Parzellenfläche 1.600 m^2 . Somit ergibt sich pro installierter Parzelle (pro Turm¹⁴) einer MTSA ein jährlicher Ertrag an elektrischer Energie von ca. 440.000 kWh_{el} . Bei einer jährlichen horizontalen Direktstrahlung von ca.

$500 \text{ kWh/m}^2\text{a}$, wie sie typisch ist für München, würde sich ein auf die Grundfläche bezogener jährlicher Ertrag von etwa $125 \text{ kWh}_{el}/\text{m}^2\text{a}$ ergeben, was bei einer MTSA mit Turmabständen von 40 m ein Ertrag von 200.000 kWh_{el} pro Parzelle (pro Turm) bedeutet.

10.3 Installierte Leistung

Die installierte Leistung einer Solaranlage ist durch die maximal erzielbare Leistung definiert. Die maximale Leistung wird beim Sonnenhöchststand und maximaler Direktstrahlung erzielt. Bei nicht bewölktem Himmel wird die maximale Leistung zur Sonnenwende (Nordhalbkugel: 21. Juni) um 12 Uhr Sonnenzeit erreicht. Der Grundflächenwirkungsgrad des Heliostatenfeldes ist zu diesem Zeitpunkt niedriger als der Jahresgrundflächennutzungsgrad und liegt für eine MTSA mit einer Reflektorflächendichte von 100% , Turmabständen von vier Turmhöhen und einer Reflektivität von 100% an einem Ort mit 35° nördlicher Breite bei etwa 75% . Der Jahresgrundflächennut-

¹³ Die Jahresnutzungsgrade des Heliostatenfeldes werden in Abschnitt 6.5 unter der idealisierten Annahme einer Reflektivität von 100% diskutiert.

¹⁴ Gilt nicht für Randtürme (vgl. Abschnitt 8.5)

zungsgrad liegt dagegen bei ca. 83 % (vgl. Abb. 6.4). An einem geeigneten Ort mit 35° nördlicher Breite wird typischerweise eine maximale solare Direktstrahlung auf eine horizontale Fläche von über 900 W/m² erreicht.

Unter der Annahme von Heliostaten mit einer Reflektivität von 95 % und einem Receiver mit einem Wandlungswirkungsgrad von 30 % ergibt sich eine maximal erzielbare elektrische Gesamtleistung von $900 \text{ W/m}^2 \cdot 0,75 \cdot 0,95 \cdot 0,3 \approx 190 \text{ W/m}^2$.

So kann durch Multiplizieren dieses Wertes mit der Grundfläche einer bestimmten MTSA leicht deren installierte Leistung errechnet werden.

10.4 Fallstudie für ein Einkaufszentrum in Spanien

10.4.1 Kenndaten

Ein Einkaufszentrum ist ein geeigneter Stromabnehmer für ein Solarkraftwerk. Die Öffnungszeiten und der sich daraus ergebende Bedarf an elektrischer Leistung stimmen zeitlich gut mit dem solaren Strahlungs- und somit dem solar erzeugten Energieangebot überein. Dies zeigt Abb. 10.1, worin die solare Direktstrahlung auf eine horizontale Fläche für vier Tage im Jahr

und zeitgleich der Verlauf des Bedarfs an elektrischer Leistung eines typischen Einkaufszentrums in Spanien dargestellt sind¹⁵. Es ist deutlich, daß ein großer Teil des Bedarfs direkt durch solar erzeugten elektrischen Strom gedeckt werden kann, ohne daß Energiespeicherung notwendig ist. Die Bedarfskurven haben einen täglich nahezu gleichförmigen Verlauf, deren Absolutwerte übers Jahr schwanken, offensichtlich bedingt durch höhere Kühllasten im Sommer und einen erhöhten Verbrauch zur Weihnachtszeit.

Der Jahresbedarf an elektrischem Strom liegt bei etwa 5.200 MWh_{el}. Für eine Abschätzung, inwieweit eine MTSA den Bedarf eines solchen Einkaufszentrums an elektrischem Strom decken kann, wird eine MTSA so ausgelegt, daß die Jahresstromproduktion sich genau mit dem Jahresbedarf deckt.

Dafür wird ein typischer Wetterdatensatz für Sevilla angenommen.

¹⁵ Die Bedarfsdaten des typischen Einkaufszentrums in Spanien wurden freundlicherweise von Manuel Romero von CIEMAT, Spanien, zur Verfügung gestellt und entsprechen den von Romero et al. (2000) verwendeten Daten. Sie wurden aus den Verbrauchsdaten des zu dem Unternehmen El Corte Inglés gehörenden Einkaufszentrums Mendez Alvaro in Madrid abgeleitet.

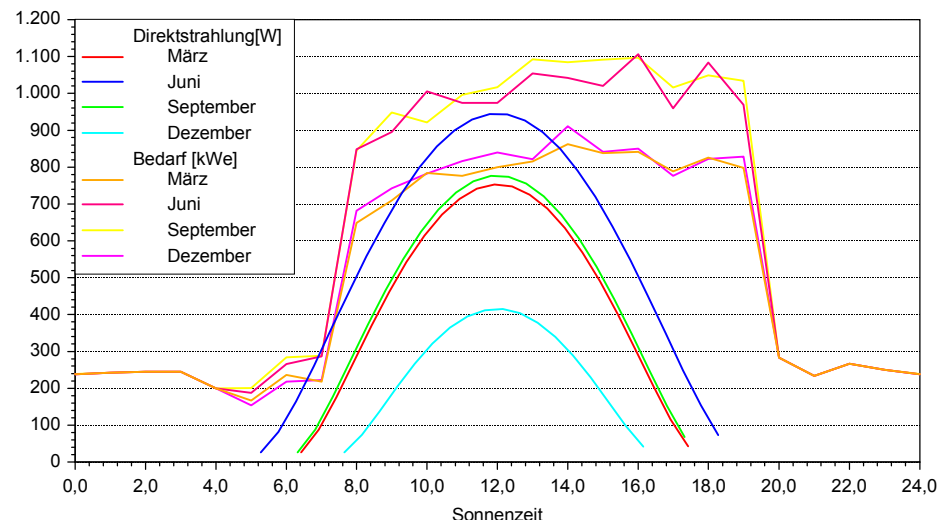


Abb. 10.1: Verlauf des Bedarfs an elektrischem Strom eines Einkaufszentrums und der solaren Direktstrahlung auf eine horizontale Fläche an vier (wolkenlosen) Tagen in den Monaten März, Juni, September und Dezember.

Für eine Reflektorflächendichte von 100 %, Heliostaten mit einer Reflektivität von 100 % und Turmabständen von vier Turmhöhen ergibt sich für Sevilla ein Jahresertrag des Heliostatenfeldes bezogen auf die Grundfläche von 832 kWh_{th}/m²a.

Bei einer Reflektivität von 95 % und einem Wirkungsgrad eines PV-Receiver von 30 % ergibt sich ein Jahresertrag an elektrischer Energie, bezogen auf die Grundfläche des Heliostatenfeldes, von etwa 237 kWh_{el}/m²a. Eine MTSA mit einem Jahresertrag, der dem Jahresbedarf des Einkaufszentrums von 5.200 MWh_{el} entspricht, benötigt somit ein Heliostatenfeld mit einer Grundfläche von etwa 21.940 m² (≈ 148 m × 148 m). Eine solche

Anlage hätte nach Abschnitt 10.3 eine installierte Leistung von rund 4,2 MW_{el}, also etwa dem vierfachen der vom Einkaufszentrum maximal beanspruchten Leistung¹⁶ (vgl. Abb. 10.1).

10.4.2 Bedarf und Angebot

Der Bedarf an elektrischer Leistung des betrachteten Einkaufszentrums und das entsprechende

¹⁶ Es ist ebenso denkbar, eine MTSA so auszulegen, daß die installierte Leistung der vom Einkaufszentrum zu Betriebszeiten benötigten Leistung entspricht. In dem Fall hätte die Anlage nur ein Viertel der Größe der hier diskutierten Anlage und hätte somit einen Jahresertrag, der nur ein Viertel des Jahresbedarfs des Einkaufszentrums decken würde.

Angebot der MTSA decken sich zeitweise, da die solare Strahlung Schwankungen unterliegt, bedingt durch den Tages- und Jahresgang der Sonne als auch durch wetterbedingte Bewölkung.

In Abb. 10.2 sind der Jahresverlauf des Tagesbedarfes des Einkaufszentrums und des Tagesertrages der MTSA in absoluten Werten dargestellt. Zudem ist die Bedarfsdeckung wie auch der Bedarfsüberschuß und -unterschluß zu sehen.

An einigen Tagen im Sommer erreicht der Tagesertrag der MTSA das Doppelte des Tagesbedarfes des Einkaufszentrums, an anderen Tagen ist er nahezu Null. An 180 Tagen im Jahr ist der Tagesbedarf durch den Tagesertrag mehr als gedeckt, die Bedarfsdeckung ist größer als 100 %. An 185 Tagen im Jahr ist der Bedarf nicht gedeckt, die Bedarfsdeckung ist kleiner als 100 %. Im Sommer gibt es mehr Tage mit einer Bedarfsdeckung größer 100 %; im Winter gibt es nur wenige Tage, in denen der Bedarf gedeckt ist, und im gesamten Dezember und in den ersten zwei Dritteln des Januar gibt es keinen einzigen Tag, in denen der Bedarf gedeckt ist.

Es wird deutlich, daß der Bedarf übers Jahr nur zeitweise solar gedeckt werden kann und daß eine

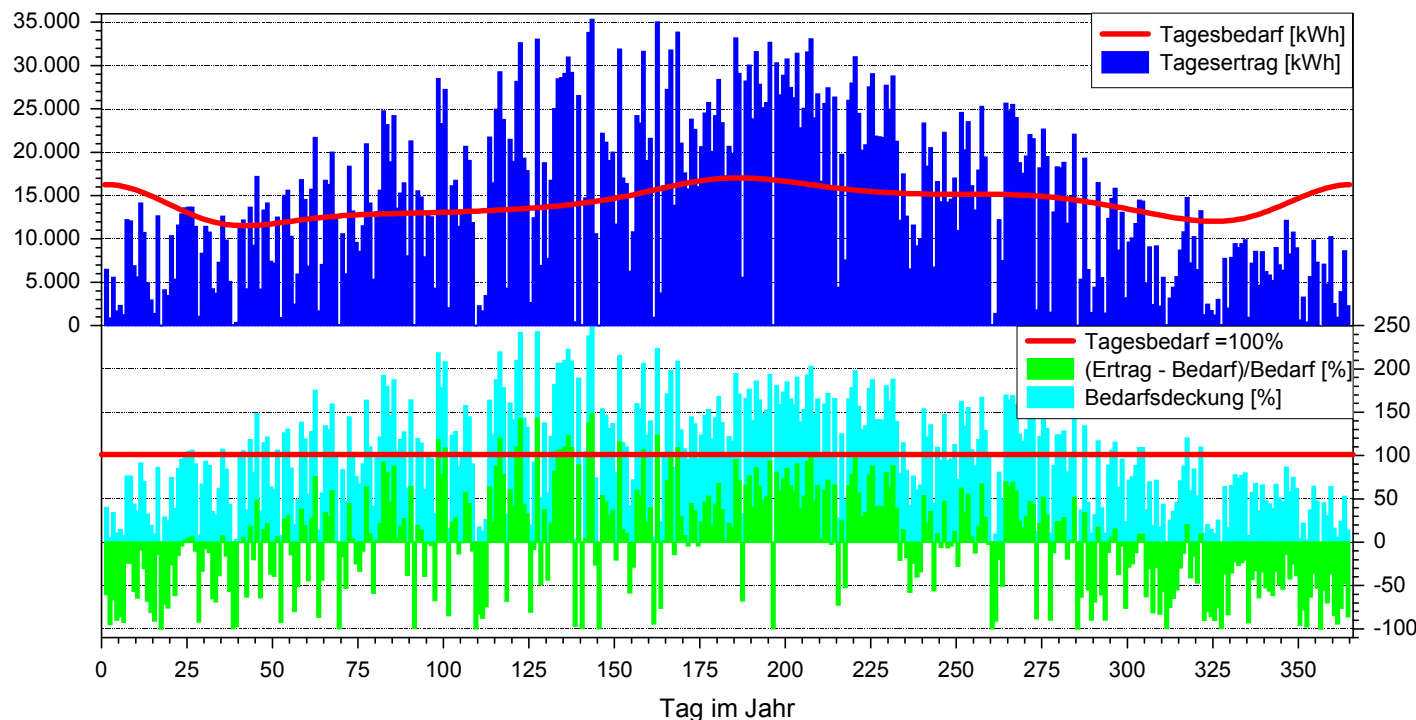


Abb. 10.2: Jahresverlauf des elektrischen Tagesbedarfes eines spanischen Einkaufszentrums im Vergleich zum Tagesertrag einer MTSA mit einer installierten Leistung von ca. 4,2 MW_{el} für einen typischen Wetterdatensatz für Sevilla in Absolutwerten (oben) und in prozentualer Darstellung (unten). Die prozentuale Darstellung zeigt sowohl die Bedarfsdeckung als auch den Bedarfsüberschuß und -unterschluß.

Speicherung der überschüssigen Energie für Tage mit Unterschluß notwendig ist.

Allerdings kann es selbst an Tagen mit gedecktem Tagesenergiebedarf oder sogar Bedarfsüberschuß vorkommen, daß der Bedarf an elektrischer Leistung zeitweise nicht gedeckt ist, da die MTSA bei Bewölkung solar keinen elektrischen Strom erzeugen kann. Es ist nicht ausreichend, den Tagesbedarf zu betrachten, vielmehr müssen die

Tagesverläufe von Bedarf und Angebot an elektrischer Leistung analysiert werden.

Abb. 10.3 zeigt für vier als Beispiele ausgesuchte Tage den Tagesverlauf des Bedarfs des Einkaufszentrums und des Angebots der MTSA. Der erste Beispielstag ist der 11. Juni. Ein wolkenloser Tag mit dem für diesen Wetterdatensatz

größten Tagesertrag¹⁷. Nahezu für die gesamte Öffnungszeit, zwischen 8 und 19 Uhr, kann der Bedarf an elektrischer Leistung gedeckt werden. Gegen Abend, wenn die Sonne um 19 Uhr nahezu untergegangen ist, kann die MTSA den Bedarf nicht mehr decken. Im Winter ist die Zahl

¹⁷ Für einen Wetterdatensatz, bei dem der 21. Juni ein wolkenloser Tag ist, ist dieser der Tag mit dem höchsten Ertrag, da zur Sonnenwende die Sonne am höchsten steht und somit ohne Wolken das Strahlungsangebot am größten ist.

der Sonnenstunden geringer als im Sommer, so daß auch an wolkenlosen Tagen der Bedarf nur einige Stunden gedeckt werden kann. Dies ist an dem Beispiel vom 31. Dezember, einem nahezu wolkenlosen Tag, zu erkennen. Auf Grund der im Winter tiefer stehenden Sonne und der geringeren Sonnenstundenzahl ist auch an wolkenlosen Tagen das Solarangebot und somit der Ertrag der MTSA geringer als im Sommer.

Neben dem Tages- und Jahresgang der Sonne wirken sich auch wetterbedingte Wolken auf die Bedarfsdeckung aus. Dies wird an den zwei Beispieltagen 12. und 13. Juni deutlich; zwei Tage, an denen die Leistung der MTSA auf Grund von Wolken abnimmt, am 12. Juni deutlicher als am 13. Juni. Bei der Interpretation der Tagesverläufe ist zu beachten, daß die zugrundeliegenden Wetterdaten über eine Stunde gemittelte Werte sind und somit auch die errechnete Leistung der MTSA nur über eine Stunde gemittelte Werte sind. Das bedeutet, daß, auch wenn die dargestellten Kurven nur schwanken und nicht auf Null abfallen, die Leistung zwischenzeitlich durchaus auf Null abgefallen sein muß, da diese Leistungsschwankungen Folge durchziehender Wolken sind und eine MTSA nur die solare Direktstrahlung nutzen

kann und somit bei einer Wolke die Leistung auf Null absinkt. Der gemittelte Stundenwert der Leistung für 13 Uhr am 12. Juni ist mit etwa 1.300 kW_{el} etwa nur ein Drittel der gemittelten Leistung um 13 Uhr des vorhergegangenen Tages. Es kann angenommen werden, daß die Leistung an zwei aufeinanderfolgenden wolkenlosen Tagen nahezu gleich ist. Das bedeutet, daß aufgrund der Wolken am 12. Juni in der Stunde um 13 Uhr herum nur ein Drittel der erzielbaren Leistung erreicht wurde, was wiederum bedeutet, daß nur zu einem Drittel der gemittelten Stunde elektrischer Strom erzeugt wurde, da zu zwei Dritteln der Zeit die solare Direktstrahlung auf Grund von Wolken auf Null gefallen ist.

Es ist also ein Wetterdatensatz mit minütlichen Daten notwendig, um minütlich die Leistung der MTSA errechnen zu können und um so genauere Aussagen über Häufigkeit und Dauer von Lücken in der Bedarfsdeckung machen zu können.

10.4.3 Speicherung von überschüssiger Energie

Aus der Bedarfs- und Angebotsanalyse wird deutlich, daß eine MTSA, die auf den Jahresbedarf an elektrischer Energie eines Verbrauchers ausgelegt ist, nicht zu jedem Zeitpunkt den Bedarf direkt decken kann. Entweder muß zu den Zeiten,

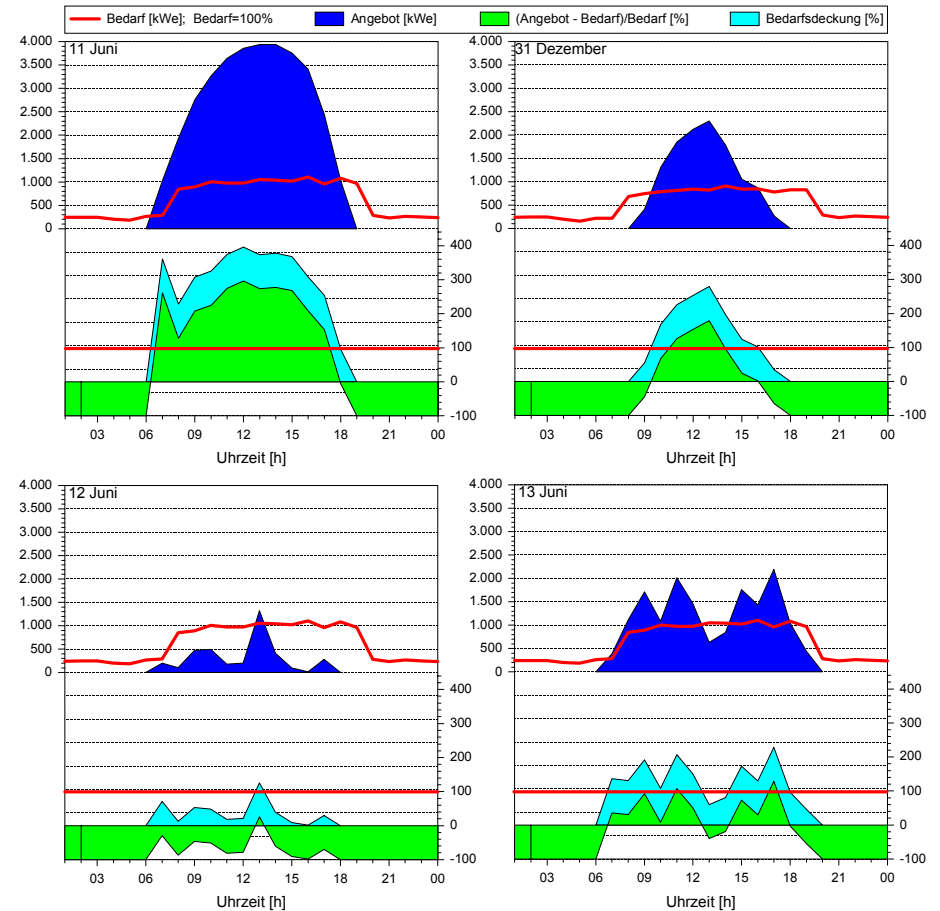


Abb. 10.3: Tagesverlauf des elektrischen Leistungsbedarfs eines spanischen Einkaufszentrums für vier Tagesbeispiele im Vergleich zum Ertrag einer MTSA mit ca. 4,2 MW_{el} installierter Leistung für einen typischen Wetterdatensatz für Sevilla in Absolutwerten (oben) und in prozentualer Darstellung (unten). Die prozentuale Darstellung zeigt sowohl die Bedarfsdeckung als auch den Bedarfsüberschuß und -unterschluß.

in denen die MTSA den Bedarf nicht decken kann, dieser Bedarf anderweitig gedeckt werden (z.B. durch Einkauf elektrischer Leistung bei üblichen Anbietern oder, bei Verwendung eines thermischen Receivers mit Wärmekraftmaschine,

durch Zusatzfeuerung mit fossilen oder erneuerbaren Energieträgern) oder der Unterschluß muß durch Speicherung des Überschusses ausgeglichen werden. Da Speicherung jedoch nie verlustfrei ist, müßte die MTSA größer dimensioniert

werden. Zum einen wäre saisonale Speicherung notwendig, da im Sommer mehr Überschuß gegeben ist, der langfristig gespeichert werden muß, um den im Winter überwiegenden Unterschuß auszugleichen. Außerdem ist kurzzeitige Speicherung notwendig, um den Über- und Unterschuß innerhalb eines oder mehrerer Tage auszugleichen.

In Abschnitt 8.4 werden verschiedene Technologien für Zusatzfeuerung und Speicherung erläutert.

Für eine kleine MTSA ist das in Abschnitt 8.4.4 erläuterte Hybridkonzept mit verschiedenen Receivern mit Wasserstoffspeicherung von besonderem Interesse, da es mit einer platzsparenden Gasturbine und einem ebenfalls kompakten PV-Receiver arbeitet. Außerdem muß der zur saisonalen Speicherung verwendete Wasserstoff nicht direkt bei der MTSA gespeichert werden.

In Abschnitt 10.4.2 wird deutlich gemacht, daß bei Spitzenleistungen die Bedarfsdeckung durch das Leistungsangebot bis zu 400 % beträgt. Wird die Stromerzeugung mit einem PV-Receiver, wie im vorherigen Abschnitt für die Simulierung angenommen, um einen Luftreceiver mit Gasturbine zur gleichzeitigen Nutzung als solarchemischer

Reaktor erweitert (vgl. Abschnitt 7.2.4 und 8.4.4), so kann die MTSA kleiner dimensioniert werden, da durch die zusätzliche Nutzung der Wirkungsgrad der Anlage erhöht wird. Zusätzlich muß die mit dem PV-Receiver erreichbare Spitzenleistung reduziert werden, so daß mehr solare Strahlung für die Wasserstoffherzeugung zu Verfügung steht. Das bedeutet, daß ein PV-Receiver zu verwenden ist, der ein kleineres Frequenzspektrum nutzt, wodurch ein Strahlteiler verwendet werden kann, der einen größeren Spektralbereich und somit mehr Strahlung auf den solarchemischen Reaktor und Luftreceiver reflektiert. Dies erlaubt den Einsatz einfacher und somit preisgünstigerer Solarzellen.

10.4.4 Nutzung der Abwärme zur solaren Klimatisierung

Bei der Konversion der hochkonzentrierten Strahlung zu Strom mit einer Kombination aus PV-Receiver und thermischem Receiver mit Gasturbine fällt Wärme an, die anderweitig genutzt werden kann: Die Solarzellen eines PV-Receivers müssen auf Temperaturen unter 100 °C gekühlt werden und die Austrittstemperatur des Gases hinter einer Gasturbine liegt bei 250 °C. Der insgesamt anfallende Wärmestrom ist grob abgeschätzt in

etwa in der gleichen Größenordnung wie die elektrische Leistung.

Sowohl die aus der Kühlung der Solarzellen resultierende Abwärme als auch die Abwärme der Gasturbine können für solare Klimatisierung genutzt werden, wobei die höhere Temperatur die Verwendung von mehrstufigen geschlossenen Absorptionskältemaschinen erlaubt, welche mit Wärme bei Temperaturen von 160 bis 180 °C betrieben werden und einen *COP* von etwa 1,2 haben (Kessling et al., 1999). Der *COP* (coefficient of performance) ist das Verhältnis von Kühlleistung und Leistungsbedarf der Kältemaschine (Duffie und Beckman, 1991). Mit der von der Kühlung der Solarzellen herrührenden Abwärme kann eine einstufige geschlossene Absorptionskältemaschine oder eine offene sorptionsgestützte Klimaanlage angetrieben werden, die beide eine Wärmeleistung bei Temperaturen von 60 bis 90 °C benötigen und einen *COP* von 0,7 haben (Kessling et al., 1999). Eine offene sorptionsgestützte Klimaanlage mit flüssiger Salzlösung hat den Vorteil ausgezeichneter Speicherung der thermisch nutzbaren Sonnenenergie in Form konzentrierter Salzlösung (Kessling et al., 1998).

Nach Kessling et al. (1999) ist es möglich, eine einstufige geschlossene Absorptionskältemaschine mit einer offenen sorptionsgestützten Klimaanlage zu kombinieren, wobei durch den Sorptionsprozeß die latenten Lasten (Entfeuchtung der Zuluft) und durch die Absorptionskältemaschine die sensiblen Lasten (Kühlung der Raumluft) abgeführt werden. Dabei nutzt der Sorptionsprozeß die Abwärme der einstufigen Absorptionskältemaschine, welche bei den Temperaturen einer zweistufigen betrieben wird. Hiermit kann ebenfalls ein *COP* von etwa 1,2 erzielt werden.

Bei einer MTSA mit kombinierten Receivern bietet sich die Kombination von offener sorptionsgestützter Klimatisierung und geschlossener Absorptionskältemaschine an, wobei der Sorptionsprozeß nicht mit der Abwärme des Absorptionsprozesses angetrieben würde, sondern mit der Abwärme von der Kühlung des PV-Receivers. Der Absorptionsprozeß könnte hingegen die Abwärme der Gasturbine nutzen. In diesem Fall könnte die Absorptionskältemaschine auch zweistufig sein. Für die weiteren Abschätzungen wird ein *COP* von 1,2 angenommen.

Davon ausgehend, daß die in Abschnitt 10.4.2 diskutierten MTSA bei Umstellung auf ein Hybridkraft-

werk mit PV-Receiver und thermischen Receiver mit Gasturbine eine jährliche Abwärmeenergie von 5.200 MWh_{th} hat, könnte so eine Kühllast von etwa 6.240 MWh gedeckt werden.

Eine elektrisch angetriebene Kompressionskältemaschine hat eine *COP* von etwa 3 bis 5 (Kessling, 2001). Um mit einer sehr guten elektrischen Kompressionskältemaschine ebenfalls eine jährliche Kühllast von 7.800 MWh zu decken, wären im Jahr, für *COP* = 5, eine elektrische Energie von 1.250 MWh_{el} notwendig. Das entspricht etwa 25 % des gesamten Jahresbedarfs des Einkaufszentrums.

11 Ausblick

Bis eine erste kommerzielle MTSA errichtet werden kann, müssen noch viele der in der vorliegenden Arbeit theoretisch behandelten Ansätze weiterentwickelt, umgesetzt und erprobt werden.

So gilt es zunächst, das in Abschnitt 6.3 beschriebene Programm OptiMTSA zur Optimierung des Heliostatenfeldes einer MTSA so zu erweitern, daß neben der Quantität der auf die Türme transferierten Strahlung verstärkt auch die Qualität der Strahlung im Zielpunkt berücksichtigt wird (vgl. Abschnitt 6.6) und daß nicht nur theoretische Kontinuumsfelder, sondern auch reale Heliostatenfelder mit einer bestimmten Anzahl an Heliostaten gerechnet werden können.

Für das in Kapitel 5 beschriebene Konzept für gekoppelte Heliostaten mit fester Horizontalachsen-Aufhängung wurde im März 2001 in Australien eine Patentanmeldung eingereicht. Es ist zu erwarten, daß ein australisches Unternehmen einen Prototyp entwickeln wird, um diesen im Rahmen eines internationalen Projektes in einer ersten Testanlage in Australien zu erproben.

Ebenso müssen verschiedene der in Abschnitt 7.2 erläuterten Re-

ceivertechnologien weiterentwickelt und getestet werden. Dies geschieht teilweise bereits in mehreren internationalen Forschungsprojekten, so daß auf diese Ergebnisse zurückgegriffen werden kann. Es ist zu erwarten, daß bei einer ersten MTSA zunächst PV-Receiver, Luftreceiver für Gasturbinen oder die Kombination aus PV- und Luftreceiver zur Verfügung stehen werden. Als erster solarchemischer Prozeß zur direkten solaren Wasserstoffzeugung wird voraussichtlich zunächst die solare Methanreformierung in Frage kommen.

Langfristig könnte eine MTSA als Großkraftwerk eine Alternative zu den großen Solarturmkraftwerken sein. Ob dafür größere Türme als die für urbane Anwendungen vorgesehenen verwendet werden oder ob die für die städtischen Anwendungen entwickelten Module einfach nur zu größeren Anlagen zusammengesetzt werden, ist noch zu klären. Dies würde vor allem davon abhängen, welche Receivertechnologie für eine Großanlage in Frage kommt. Es ist anzunehmen, daß eine thermische Nutzung bei Großanlagen effektiver und kostengünstiger ist. In dem Fall würden vermutlich höhere und dafür weniger Türme verwendet werden. Sollten

Solarzellen für hochkonzentrierte Strahlung sich bei größeren Anlagen als kostengünstig erweisen, wäre es durchaus denkbar, daß Großanlagen aus vielen kleinen Parzellen, die auch für städtische Anwendungen geeignet sind, zusammengesetzt werden.

A1 Compact Linear Fresnel Reflector (CLFR)

Das Konzept für die MTSA ergibt sich unmittelbar aus dem von Mills und Morrison (2000) entwickelten CLFR (Compact Linear Fresnel Reflector). Der CLFR ist eine Weiterentwicklung des linearen Fresnel-Reflektors (Francia, 1968), der aus einachsig dem Gang der Sonne nachgeführten linearen Reflektoren besteht, die die solare Direktstrahlung auf einen linearen Receiver konzentrieren. Bei einem CLFR stehen diese linearen Fresnel-Reflektoren so nahe beieinander, daß sie teilweise überlappen, so daß es Bereiche gibt, in denen benachbarte Reflektoren alternierend auf verschiedene Receiver ausgerichtet sind (Abb. A1.1). Der prinzipielle Unterschied zur MTSA ist der, daß eine MTSA nicht auf dem Prinzip eines linearen Fresnel-Reflektors, sondern eines punktfokussierenden Fresnel-Reflektors beruht (vgl. Kapitel 3). Ein CLFR gehört somit in die Kategorie der einachsig nachgeführten linearkonzentrierenden Solarkraftwerke, zu der auch die Rinnenkraftwerke gezählt werden, und erzielt bedeutend geringere Konzentrationen als die zweiachsig nachgeführten punktfokussierenden Solarkraftwerke, denen z.B. die MTSA und Solarturm-kraftwerke zugeordnet werden (vgl.

Abschnitt 1.2.3). Folglich ist ein CLFR, wie ein Rinnenkraftwerk, dazu geeignet, Wärme bei Temperaturen von etwa $400\text{ }^{\circ}\text{C}$ zu erzeugen, die genutzt werden kann, um über einen Dampfprozeß elektrischen Strom zu erzeugen. Nach Mills und Morrison (2000) hat ein CLFR das Potential, dies kostengünstiger zu tun als ein Rinnenkraftwerk. Die wichtigsten Gründe dafür sind:

- 1) Die Konstruktion, der linearen, nahezu flachen Reflektoren mit etwa 1 m Breite ist einfacher, als die der Parabolrinnenkraftwerke mit etwa 5 m Weite.
- 2) Die Receiver haben eine feste Position und sind unabhängig von der Bewegung der Reflektoren und benötigen folglich keine beweglichen Verbindungen des druckbeaufschlagten Wärmeträgerkreislaufes.

Abb. A1.2 zeigt eine Visualisierung des ersten CLFR-Solarfeldes (13 MW_{th}), welches vom australischen Energieversorgungsunternehmen Stanwell Corporation installiert wird, um ein existierendes Kohlekraftwerk ($1,44\text{ GW}_{\text{el}}$) mit thermischer Energie zu versorgen und den CO_2 -Austoß des Kraftwerks zu reduzieren (Mills et al., 2000).

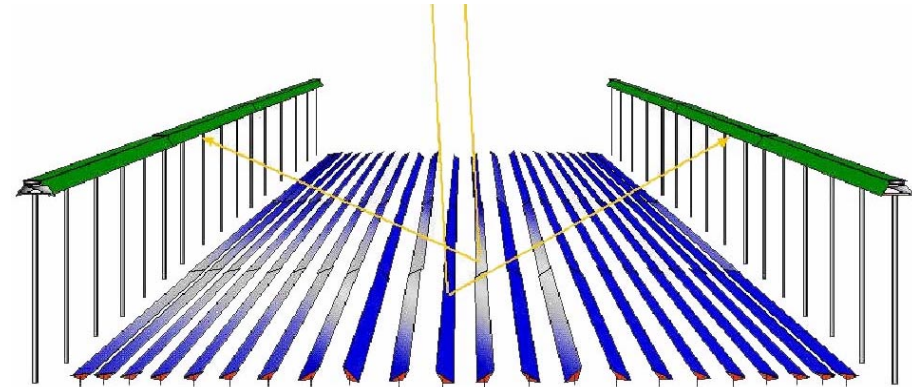


Abb. A1.1: Darstellung des Prinzips eines Compact Linear Fresnel Reflector (CLFR). Darstellung aus Mills et al. (2000).



Abb. A1.2: Visualisierung des 17.000 m^2 großen CLFR-Solarfeldes (13 MW_{th}) neben dem Kohlekraftwerk ($1,44\text{ GW}_{\text{el}}$) bei Rockhampton, Australien. Darstellung aus Mills et al. (2000).

A2 Optimierung eines Heliostatenfeldes mit variierender Reflektorflächendichte

Um das Heliostatenfeld einer MTSA zu optimieren, werden an mehreren Orten im Feld für eine gegebene Reflektorflächendichte ρ_R die Konfigurationsparameter ermittelt, für die der Jahresgrundflächennutzungsgrad $g_{Feld,Grund}$ maximal ist. $g_{Feld,Grund}$ ist eine Funktion, die vom Ort im Feld und von ρ_R abhängt: $g_{Feld,Grund}(x, \rho_R)$.

Bei einem Heliostatenfeld, dessen über das Feld gemittelter Wert für ρ_R nicht aber dessen Verteilung im Feld festgelegt ist, muß an allen Orten x im Feld die erste Ableitung (Steigung) der Funktion $g_{Feld,Grund}$ nach ρ_R gleich sein. Es muß also gelten:

$$\begin{aligned} \frac{dg_{Feld,Grund}(x_1, \rho_1)}{d\rho_R} &= \\ &= \frac{dg_{Feld,Grund}(x_2, \rho_2)}{d\rho_R} = \dots \\ \dots &= \frac{dg_{Feld,Grund}(x_{n-1}, \rho_{n-1})}{d\rho_R} = \\ &= \frac{dg_{Feld,Grund}(x_n, \rho_n)}{d\rho_R} \end{aligned} \quad (\text{Gl. A2.1})$$

Beweis:

Daß die Bedingung (Gl. A2.1) für eine optimale Konfiguration des Heliostatenfeldes zwingend ist, wird durch einen Gegenbeweis gezeigt:

Angenommen, an einem beliebigen Ort x_i sei

$$\frac{dg_{Feld,Grund}(x_i, \rho_i)}{d\rho_R} > \frac{dg_{Feld,Grund}(x, \rho_R)}{d\rho_R} \quad \text{für } \forall x \neq x_i \text{ und } \forall \rho \neq \rho_i \quad (\text{Gl. A2.2})$$

Dies bedeutet, daß bei einer geringen Vergrößerung von ρ_i um den Wert δ an dem Ort x_i die Zunahme des Jahresgrundflächennutzungsgrades größer ist als die Abnahme des Jahresgrundflächennutzungsgrades an einem anderen beliebigen Ort x bei Verkleinerung von ρ_R um den gleichen Wert δ :

$$\begin{aligned} g_{Feld,Grund}(x_i, \rho_i + \delta) - g_{Feld,Grund}(x_i, \rho_i) &> \\ g_{Feld,Grund}(x, \rho_R) - g_{Feld,Grund}(x, \rho_R - \delta) & \\ \text{für } \forall x \neq x_i \text{ und } \forall \rho \neq \rho_i \text{ und } \delta \rightarrow 0 & \end{aligned} \quad (\text{Gl. A2.3})$$

Daraus folgt, daß eine Erhöhung des über das Feld gemittelten Wertes für $g_{Feld,Grund}$ bei unverändertem gemitteltem Wert für ρ_R möglich ist. Folglich muß es für den betrachteten Fall eine andere Verteilung von ρ_R geben, die optimal ist.

Bei Umkehrung des Größer-Zeichens in ein Kleiner-Zeichen in Gl. A2.2 ergibt sich bei gleicher Beweisführung die gleiche Aussage.

Im Umkehrschluß gilt somit, daß Gl. A2.1 gelten muß, wenn das Heliostatenfeld für einen bestimmten gemittelten Wert für ρ_R optimal ausgelegt ist.

Bei der Optimierung eines Feldes mit variierender Reflektorflächendichte müssen somit an den betrachteten Orten des Feldes jeweils die Konfiguration und die dazugehörigen Werte für ρ_R und $g_{Feld,Grund}$ ermittelt werden, für die die ersten Ableitungen der Funktion $g_{Feld,Grund}$ nach ρ_R gleich sind.

A3 Eigenlast der MTSA

Reflektorfeld:

Reflektoren:

Angenommene Konstruktion: 1mm Glas und 1mm Stahl

Spez. Masse Glas = 2.250 kg/m^3

Spez. Masse Stahl = 7.850 kg/m^3

=> Spez. Masse Reflektor = $2,25 \text{ kg/m}^2 + 7,85 \text{ kg/m}^2 = 10,1 \text{ kg/m}^2$

Reflektoren Unterkonstruktion:

Spez. Masse (pro Grundfläche): angenommen $10 - 30 \text{ kg/m}^2$

=> Spez. Masse Reflektorfeld = $20 - 40 \text{ kg/m}^2$

Türme:

Angenommene Konstruktion: 10 m hohe Türme aus Stahlrohren mit 193,7 mm Durchmesser und 6,3 mm Wandstärke

=> Masse Turm = $10 \text{ m} \times 29,1 \text{ kg/m} = 291 \text{ kg}$

Masse von Receivertechnologie und Endreflektor: angenommen $50 - 100 \text{ kg}$

Turmgewicht: $350 - 400 \text{ kg}$ gedacht für 1600 m^2

=> Spez. Masse Turm $0,2 - 0,25 \text{ kg/m}^2$

Gesamtanlage:

Spez. Masse Reflektor: $20 - 40 \text{ kg/m}^2$

Spez. Masse Turm: $0,2 - 0,25 \text{ kg/m}^2$

=> Spez. Masse Gesamtanlage $\approx \text{ca. } 40 \text{ kg/m}^2$

=> Eigenlast der MTSA $\approx 400 \text{ N/m}^2$

Literatur

- Al-Rabghi O.M. und Elsayed M.M. (1991). **Heliostat minimum radial spacing for no blocking and no shadowing condition.** *Renewable Energy* Vol. 1(1): 37-47.
- Aral (1997). **Alternative Kraftstoffe.** Fachreihe Forschung und Technik, Teil 4. Aral Aktiengesellschaft, Bochum.
- Becker M. und Böhmer M. (1996). **Solar Thermal Concentrating Technologies.** Proceedings of the 8th SolarPACES International Symposium on Solar Thermal Concentrating Technologies, 6.-11. Oktober 1996, Köln, Germany, C.F. Müller-Verlag, Heidelberg.
- Becker M. und Funken K.-H. (1989). **Solarchemische Technik.** Solarchemisches Kolloquium 12. und 13. Juni 1989 in Köln, Tagungsbericht und Auswertungen. Band 1: Grundlagen der Solarchemie, Springer-Verlag, Berlin.
- Benz N., Gut M., Beikircher Th. und Ruß W. (1999). **Solar Process Heat with Non-Concentrating Collectors for Food Industry.** In: Proceedings of ISES Solar World Congress, 4.-9. Juli 1999, Jerusalem, Israel, Vol.3: 131-136.
- Bett A.W., Stollwerck G., Sulima O.V. und Wettling W. (1998). **Highest Efficiency GaAs/GaSb Tandem Concentrator Module.** In: Proceedings of 2nd World Conference on Photovoltaic Solar Energy Conversion, Schmid J., Ossenbrink H.A., Helm P., Ehmann H., Dunlop E.D (Eds), pp. 268-272, Wien, Österreich.
- Bloss W.H., Hertlein H.P., Knaupp W., Nann S. und Pfister F. (1991). **Photovoltaic Power Stations.** In: Winter et al. (1991): 283-335.
- BMW Group (2000). **Clean Energy – So fahren wir in die Zukunft – Driving into the Future.** Ausstellungskatalog.
- Bölkow L. (2000). **Eine nachhaltige Versorgung baut auf neue Technologien.** *SZ-Technik, Energiemarkt: Strom.* Beilage der Süddeutschen Zeitung 3. März 2000/ Nr.52: 1.
- Bronstein I.N. und Semendjajew K.A. (1989). **Taschenbuch der Mathematik.** 24. Auflage, BSB B.G. Teubner Verlagsgesellschaft, Leipzig.
- Brunotte M. (1996). **Nichtabbildende Optik für einachsige nachgeführte Konzentratorsysteme.** Fortschritt-Bericht VDI, Reihe 6, Nr.337. VDI-Verlag, Düsseldorf.
- Buck R. (1999). **Volumetrischer Druck-Receiver für solarunterstützte fossile Gasturbinen- und Kombikraftwerke - REFOS.** Schlußbericht des Forschungsvorhaben 0329695. DLR Institut für Technische Thermodynamik, Stuttgart.
- Buck R. (2001). **Volumetric Receivers for Solar-Hybrid Gas Turbine Power Systems.** In: Funken und Bucher (2001): 62-67.
- Bundesumweltministerium (2000). **Erneuerbare Energien und Nachhaltige Entwicklung. Natürliche Ressourcen – umweltgerechte Energieversorgung.** Broschüre des Bundesumweltministeriums (BMU), 3.Auflage, Berlin.
- Büttner O. und Hampe E. (1985). **Bauwerk Tragwerk Tragstruktur. Klassifizierung – Tragqualität – Bauwerkbeispiele.** Ernst & Sohn, Verlag für Architektur und technische Wissenschaften, Berlin.
- Campebell C.J. und Laherrère J.H. (1998). **The End of Cheap Oil.** *Scientific American* March 1998: 60-65
- Capello R., Nijkamp P. und Pepping G. (1999). **Sustainable Cities and Energy Policies (Advances in Spatial Science).** Springer-Verlag, Berlin.
- Dreier Th. und Wagner U. (2000). **Perspektiven einer Wasserstoff-Energiewirtschaft. Teil 1: Techniken und Systeme zur Wasserstoffherzeugung.** *Brennstoff-Wärme-Kraft (BWK)* Vol.52(12): 41-46.
- Dreier Th. und Wagner U. (2001). **Perspektiven einer Wasserstoff-Energiewirtschaft. Teil 2: Wasserstoffspeicherung und Infrastruktur.** *Brennstoff-Wärme-Kraft (BWK)* Vol.53(3): 47-54.
- Duffy J.A. und Beckman W.A. (1991). **Solar Engineering of Thermal Processes.** 2.Auflage. John Wiley & Sons, Inc., New York.
- Epstein M. (2001). **Solar Reforming: Past and Future.** In: Funken und Bucher (2001): 97-103.

- Europäische Kommission (1997). **Energie für die Zukunft: Erneuerbare Energieträger. Weißbuch für eine Gemeinschaftsstrategie und Aktionsplan.** Mitteilung der Kommission. KOM(97) 599 endg., Brüssel.
- Fischer M. und Tamme R. (1991). **Solar Fuels and Chemicals, Solar Hydrogen.** In: Winter et al. (1991): 336-366.
- Francia G. (1968). **Pilot Plants of Solar Steam Generating Stations.** *Solar Energy* Vol. 12: 51-64.
- Funken K.-H. und Bucher W. (2001). **5th Cologne Solar Symposium - Solar Thermal Power Plants and Solar Chemical Processes - Advances and Perspectives for International Cooperation.** Forschungsbericht 2001-2010. DLR, Solare Energietechnik, Köln.
- Geyer M.A. (1991). **Thermal Storage for Solar Power Plants.** In: Winter et al. (1991): 199-214.
- Grasse W. (1991) **PHOEBUS – International 30MW_e solar tower plant.** *Solar Energy Materials* Vol.24: 82-95.
- Grasse W., Hertlein H.P. and Winter C.-J. (1991). **Thermal Solar Power Plants Experience.** In: Winter et al. (1991): 215-282.
- Heinle E. und Leonhardt F. (1990). **Türme aller Zeiten – aller Kulturen.** 2.Auflage, Deutsche Verlagsanstalt, Stuttgart.
- Herzog Th. (1996). **Solar Energy in Architecture and Urban Planning.** Prestel Verlag, München.
- Herzog Th. (1999a). **Ökologische Rahmenbedingungen und intelligente Gebäude. Leistungsformen als Ziel vernetzten Planens.** *Das Bauzentrum* 1/1999: 18-23.
- Herzog Th. (1999b). **Ökologie ist nicht krumm.** *Der Architekt* 5/1999: 43-47.
- Hoffschmidt B., Fernandez V., Konstandopoulos A.G., Mavroidis I., Romero M., Stobbe P. und Téllez F. (2001). **Development of Ceramic Volumetric Receiver Technology.** In: Funken und Bucher (2001): 51-61.
- Höhn Ch. und Kostrzewa A. (1997). **Schottland.** Bechtermünz Verlag im Weltbild Verlag GmbH, Augsburg.
- Johnston G. (1995). **On the Analysis of Surface Error Distributions on Concentrated Solar Collectors.** *Journal of Solar Energy Engineering* Vol. 117: 294-296.
- Johnston G. (1998). **Focal Region Measurements of the 20m² Tiled Dish at the Australian National University.** *Solar Energy* Vol. 63(2): 117-124.
- Karni J., Kribus A., Rubin R., Sagie D., Doron P. und Fiterman A. (1997). **The DIAPR: A high-pressure, high-temperature solar receiver.** *Journal of Solar Energy Engineering* Vol. 119: 74-78.
- Karni J. und Ries H. (1994). **Concepts for High Concentration Primary Reflectors in Central Receiver Systems.** In: Proceedings of the 7th SolarPACES International Symposium on Solar Thermal Concentrating Technologies, 1994, Moskau, Rußland. Vol. 4: 796-801.
- Kelly, B. and Singh, M. (1995). **Summary of the Final Design for the 10 MWe Solar Two. Solar Engineering.** In: Proceedings of ASME/JSME International Solar Energy Conference, Vol.1, ASME Press, New York: 575-580.
- Kessling W. (2001). **Innovative Systems for Solar Air Conditioning of Buildings.** In: Konferenzband zur 6. Europäische Konferenz Solarenergie in Architektur und Stadtplanung: Die Stadt als Sonnenkraftwerk, Bonn 12.-15. September 2000, erscheint voraussichtl. im September 2001, EURO-SOLAR-Verlag 2001.
- Kessling W., Laevemann E. und Peltzer M. (1998). **Energy Storage in open cycle liquid desiccant cooling systems.** *International Journal of Refrigeration* Vol. 21(2): 150-156,
- Keßling W., Lamp P., Lävemann E., Schölkopf W. und Ziegler F. (1999). **Innovative Konzepte, Sorptionstechnologien zur solar unterstützten Klimatisierung.** *SONNENERGIE* Heft1/Februar 1999: 43-44.
- Kimpel D. (1992). **Mittelalterliche Türme.** In Schunck (1992):34-44.
- Knoll M. und Kreibich R. (1992). **Solar-City: Sonnenenergie für die lebenswerte Stadt.** Beitz Verlag, Weinheim.
- Kribus A., Krupkin V., Yogev A. und Spirkel W. (1998a). **Performance Limits of Heliostat Fields.** *Journal of Solar Energy Engineering* Vol. 120: 240-246.

- Kribus A., Zaibel R., Carey D., Segal A. und Karni J. (1998b). **A solar-driven combined cycle power plant.** *Solar Energy* Vol. 62(2): 121-129.
- Kribus A., Zaibel R. und Segal A. (1998c). **Extension of the hermite expansion method for casegrainian solar central receiver systems.** *Solar Energy* Vol. 63(6): 337-343.
- Kurtz S.R., Myers D. und Olson J.M. (1997). **Projected Performance of Three- and Four-Junction Devices Using GaAs and GaInP.** In: Proceedings of the 1997 IEEE 26th Photovoltaic Specialists Conference, pp. 875-878, Piscataway, NJ, USA.
- Lipps F.W. und Vant-Hull L.L. (1978). **A Cellwise Method for the Optimization of Large Central Receiver Systems.** *Solar Energy* Vol 20: 505-516.
- Lovegrove K., Luzzi A., McCann M. und Freitag O. (1999). **Exergy Analysis of Ammonia-based Solar Thermochemical Power Systems** *Solar Energy* Vol. 66(2): 103-115.
- Luzzi A., Lovegrove K., Filippi E., Fricker H., Schmitz-Goeb M., Chandapillai M. and Kaneff S. (1999). **Techno-economic Analysis of a 10 MW_e Solar Thermal Power Plant using Ammonia-based Thermochemical Energy Storage.** *Solar Energy* Vol. 66(2): 91-101.
- Malato S., Blanco J., Richter C., Milow B. und Maldonado M.I. (1999). **Solar photocatalytic decontamination of wastewater from the rinsing of pesticide containers.** In: Proceedings of the 9th SolarPACES International Symposium on Solar Thermal Concentrating Technologies, 22.-26. Juni 1998, Font-Romeu, France, *Journal de Physique IV*, Vol. 9: 277-282.
- Mancini T. (2000). **Catalog of Solar Heliostats.** SolarPACES Technical Report No. III – 1/2000.
- Marcos M.J., Romero M., Baonza F. und Marcelo I. (2000). **Integration of small solar tower systems into distributed utilities.** *SOLAR ENGINEERING 2000.* Proceedings of the ASME International Solar Energy Conference, Madison, Wisconsin, USA, 16.-21. Juni 2000, ASME, New York.
- Mills D.R. und Morrison G.L. (2000). **Compact Linear Fresnel Reflector Solar Thermal Powerplants.** *Solar Energy* Vol. 68(3): 263-283.
- Mills D.R., Dey C.J. und Morrison G.L. (2000). **Stanwell Solar Power Station Project.** In: Proceedings of EuroSun 2000, The third ISES-Europe Solar Congress, 19.-22. Juni 2000, Kopenhagen, Dänemark (CD-ROM).
- Niewianda A. und Heidt F.D. (1996). **SOMBRERO: A PC-Tool to Calculate Shadows on Arbitrarily Oriented Surfaces.** *Solar Energy* Vol. 58(4-6): 253-263.
- Popel O., Frid S., Shpilrain E., Pitz-Paal R. und Hennecke K. (1999). **TRNSYS Software application for solar thermal power plants simulation and comparative analysis** In: Proceedings of ISES Solar World Congress, 4.-9. Juli 1999, Jerusalem, Israel, Vol.1: 280-285.
- Rabl A. (1976). **Tower reflector for solar power plant.** *Solar Energy* Vol. 18: 269-271.
- Rabl A. (1985). **Active Solar Collectors and Their Applications.** Oxford University Press.
- Riaz M.R. (1976). **A Theory of Concentrators of Solar Energy on a Central Receiver for Electric Power Generation.** *Journal of Engineering for Power* Vol. 98: 375-384.
- Ries H. (1984). **Konzentration diffuser Strahlung.** Dissertation der Fakultät für Physik der Ludwig-Maximilians-Universität München.
- Ries H., Gordon J.M. und Lasken Michelle (1997). **High-Flux Photovoltaic Solar Concentrators with Kaleidoscope-Based Optical Designs.** *Solar Energy* Vol. 60 (1): 11-16.
- Romero M., Marcos M.J., Téllez F.M., Blanco M., Fernández V., Baonza F. and Berger S. (2000). **Distributed power from solar tower systems: A MIUS approach.** *Solar Energy* Vol. 67 (4-6): 249-264.
- Röthlein B. (2001). **Vorsorge für die Ära nach dem Erdöl.** *SZ-Technik, Energie.* Beilage der Süddeutschen Zeitung 28. Februar 2001/Nr.49: 1.
- Santamouris M. (2001). **Solar Energy in the Urban Environment.** *Special Issue: Solar Energy* Vol. 70 (3).
- Schubnell M. (1992). **Sunshape and Its Influence on the Flux Distribution in Imaging Solar Concentrators.** *Journal of Solar Energy Engineering* Vol. 114: 260-266.

- Schunck E. (1992). **Beiträge zur Geschichte des Bauingenieurwesens.** Heft 4, Türme, Vorträge im Wintersemester 1991/92, Universität Stuttgart.
- Schweiger H., Mendes J.F., Benz N., Hennecke K., Prieto G., Cusí M. und Gonçalves H. (2000). **The Potential of Solar Heat in Industrial Processes. A State of the Art Review for Spain and Portugal.** In: Proceedings of EuroSun 2000, The third ISES-Europe Solar Congress, 19.-22. Juni 2000, Kopenhagen, Dänemark (CD-ROM).
- Segal A. und Epstein M. (1996). **A Model for Optimization of a Heliostat Field Layout.** In: Becker und Böhmer (1996), Vol. 2.: 989-998.
- Sizmann R. (1989). **Solarchemisches Potential der Sonnenstrahlung.** In: Becker und Funken. (1989): 47-94.
- Sizmann R. (1991). **Solar Radiation Conversion.** In: Winter et al. (1991): 17-83.
- Sizmann R. (1993). **Endoreversible Konversion solarer Strahlungsenergie.** Vorlesungsskript Sommersemester 1993.
- Steinfeld A. und Epstein M. (2001). **Light years ahead.** *Chemistry in Britain* Vol. 37(5): 30-32.
- Steinfeld A., Sanders S. und Palumbo R. (1999). **Design Aspects of Solar Thermochemical Engineering – Case Study: Two-Step Water-Splitting Cycle using the Fe₃O₄/FeO Redox System.** *Solar Energy* Vol. 65(1): 43-53.
- Sudjic D. (1994). **Richard Rogers – Bauten und Projekte.** Ernst & Sohn Verlag für Architektur und technische Wissenschaften GmbH, Berlin.
- Tamme R., Buck R., Epstein M., Fisher U. und Sugarmen C. (2001). **Solar Upgrading of Fuels for Generation of Electricity.** *Journal of Solar Energy Engineering* Vol. 123(2): 160-163.
- Timinger A. (1999). **Sekundärreflektor für Solarturmkraftwerke.** Dissertation der Fakultät für Physik der Ludwig-Maximilians-Universität München.
- Trieb F., Langniß O. und Klaiß H. (1997). **Solar Electricity Generation – A comparative view of technologies, costs and environmental impact.** *Solar Energy* Vol. 59(1-3): 89-99.
- Vant-Hull L.L. (1991). **Concentrator Optics.** In: Winter et al. (1991): 84-133.
- Wagner U., Rouvel L. und Schaefer H. (1999). **Nutzung regenerativer Energien.** IFE Schriftenreihe Heft 1, 9. überarbeitete Auflage. E&M Energie und Management Verlagsgesellschaft mbH, Herrsching.
- Weidenkaff A., Brack M., Möller S., Palumbo R. und Steinfeld A. (1999). **Solar thermal production of zinc: Program strategy and status of research.** In: Proceedings of the 9th SolarPACES International Symposium on Solar Thermal Concentrating Technologies, 22.-26. Juni 1998, Font-Romeu, France, *Journal de Physique IV*, Vol. 9: 313-318.
- Weinrebe G., Schmitz-Goeb M. und Schiel W. (1996). **On the Performance of the ASM150 stressed Membrane Heliostat.** In: Proceedings of the 1996 ASME International Conference on Solar Energy, San Antonio, Texas, USA: 113-117.
- Weinrebe G. und Schmitz-Goeb M. (1998). **Solarturmkraftwerke als Alternative.** *SONNENERGIE* Heft 3/Juni 1998: 48-52.
- Welford W.T. und Winston R. (1989). **High Collection Nonimaging Optics.** Academic Press, San Diego.
- Winter C.-J. (2001). **Wasser-Stoff mit Zukunft.** *Brennstoff-Wärme-Kraft (BWK)* Vol. 53(1/2): 3.
- Winter C.-J., Sizmann R.L. und Vant-Hull L.L. (1991). **Solar Power Plants.** Springer-Verlag, Berlin.
- Yogev A., Fisher U., Erez A. und Blackmon J. (1999). **High Temperature Solar Energy Conversion Systems.** In: Proceedings of ISES Solar World Congress, 4.-9. Juli 1999, Jerusalem, Israel, Vol.1: 71-78.
- Zaibel R., Dagan E., Karni J. und Ries H. (1995). **An astigmatic corrected target-aligned heliostat for high concentration.** *Solar Energy Materials and Solar Cells* Vol. 37: 191-202.

Veröffentlichungen im Themenbereich der Dissertation während der Zeit der Bearbeitung

Mills D.R. und Schramek Ph. (1999). **Multi Tower Solar Array (MTSA) with ganged heliostats**. In: Proceedings of the 9th SolarPACES International Symposium on Solar Thermal Concentrating Technologies, 22.-26. Juni 1998, Font-Romeu, France, *Journal de Physique IV*, Vol. 9: 83-88.

Schramek Ph. und Mills D.R. (2000). **Potential of the Heliostat Field of a Multi Tower Solar Array**. In: Proceedings of the 10th SolarPACES International Symposium on Solar Thermal Concentrating Technologies, 8.-10. März 2000, Sydney, Australien, The Australian and New Zealand Solar Energy Society: 157-163.

Schramek Ph, Lang W., Herzog Th. und Mills D.R. (2000). **Use of Solar Power in an urban environment with a Multi Tower Solar Array (MTSA)**. In: Proceedings of EuroSun 2000, The third ISES-Europe Solar Congress, 19.-22. Juni, 2000, Kopenhagen, Dänemark (CD-ROM).

Schramek Ph. und Mills D.R. (2000). **Multi Tower Solar Array (MTSA): A new concept in solar energy**. *Refocus*, Sept./Oct. 2000: 32-34.

Glossar

Abbildende Optik – siehe Abschnitt 1.2.5.

Absorber – Eine schwarze Fläche, die die solare Strahlung in Wärme wandelt.

Astigmatismus – siehe Abschnitt 4.4.

Azimutwinkel – Winkel, der die Position der Sonne in Ost-West-Richtung beschreibt.

Blockieren – siehe Abschnitt 2.2.1.

Cassegrain Optik – siehe Abschnitt 8.2.2.

Compact Linear Fresnel Reflector (CLFR) – siehe Anhang A1.

Deklination – Über das Jahr variierender Wert, der die Höhe des Tagesganges der Sonne über dem Horizont beschreibt und mit der Lage der Erdachse zur Sonne zusammenhängt.

Elevationswinkel – Höhenwinkel.

Endreflektor – Ein dem Receiver vorgeschalteter Reflektor, der die Strahlung vom Heliostatenfeld den Anforderungen des Receivers entsprechend nachbearbeitet, z.B. konzentriert.

Endkonzentrator – Ein Endreflektor, der dazu dient, die Strahlung nachzukonzentrieren.

Étendue – siehe Abschnitt 1.2.1.

Feste Horizontalachsen-Aufhängung – siehe Abschnitt 5.1.

Frequenzfilter – Ein optisches Element, welches Strahlung eines bestimmten Frequenzbereiches reflektiert und die Strahlung des übrigen Frequenzbereiches durchläßt.

Fresnel-Reflektor – Ein fokussierender Reflektor mit nichtstetiger Oberfläche, dessen Facetten in der Regel in einer Ebene liegen. Beispiel: Heliostatenfeld.

Gekoppelte Nachführung – siehe Abschnitt 5.3.

Heliostat – Ein dem Gang der Sonne nachgeführter Reflektor samt Tragkonstruktion und Nachführung.

Heliostatenfeld – Eine Vielzahl an Heliostaten, die die solare Strahlung auf einen oder mehrere gemeinsame Zielpunkte fokussieren.

Heliostaten-Muster-Parameter – siehe Abschnitt 6.2.2.

Höhenwinkel – Winkel, der die Höhe der Sonne über dem Horizont beschreibt.

Konfigurationsparameter – siehe Abschnitt 6.2.

Kosinus-Effekt – siehe Abschnitt 2.2.2.

Jahresgrundflächennutzungsgrad – siehe Abschnitt 6.5.

Jahresreflektorflächennutzungsgrad – siehe Abschnitt 6.5.

Jahresverdünnungsfaktor – siehe Abschnitt 6.6.

Kontinuumsfeld – Ein theoretisches Heliostatenfeld, bestehend aus unendlich vielen, infinitesimal kleinen ebenen Heliostaten

Konzentrierendes Solarkraftwerk – Ein Kraftwerk, welches solare Direktstrahlung konzentriert, um effizient elektrischen Strom zu erzeugen.

Luftreceiver – siehe Abschnitt 7.2.1.

Methanreformierung – siehe Abschnitt 7.2.3.

Nichtabbildende Optik – siehe Abschnitt 1.2.5.

Parzelle – siehe Abschnitt 3.2.

Phasenraumvolumen – siehe Abschnitt 1.2.1.

Photovoltaik – Technologie, die den inneren Photoeffekt energetisch nutzen kann.

Randausfransung – siehe Abschnitt 8.5

Reaktor, solarchemischer – siehe Abschnitt 7.2.3.

Receiver – Komponente, die dazu dient, konzentrierte Solarstrahlung in eine andere Energieform zu wandeln.

Reflektorflächendichte – Installierte Reflektorfläche eines Heliostatenfeldes pro Grundfläche.

Sekundärkonzentrator – Endkonzentrator.

Sekundärreflektor – Endreflektor.

Solarthermisches Kraftwerk – Konzentrierendes Solarkraftwerk, welches über einen thermischen Prozeß Strom erzeugt.

Solarturmkraftwerk – siehe Kapitel 2.

Solarzellen – Halbleitertechnologie, die den inneren Photoeffekt energetisch nutzen kann.

Sonnenzeit – Zeit gemessen in Abhängigkeit von der Position der Sonne bei der die Sonne Mittags den höchsten Punkt am Himmel erreicht.

Strahlteiler – Frequenzfilter.

Tandemzelle – Zelle, die aus mindestens zwei Schichten verschiedener Solarzellen besteht, die unterschiedliche Spektralbereiche der einfallenden Strahlung nutzen können.

Turmreflektor – siehe Abschnitt 8.2.2.

Turm-Zuordungs-Parameter – siehe Abschnitt 6.2.3.

Verschatten – siehe Abschnitt 2.2.1.

Zenitwinkel – Komplement des Höhenwinkels (90° -Höhenwinkel).

Zielpunkte-Anzahl-Parameter – siehe Abschnitt 6.2.1.

Zinkkreislauf – siehe Abschnitt 7.2.3.