

Auslegung und Simulation des Heliostatenfeldes für ein photovoltaisches Turmkraftwerk

Diplomarbeit von

Karolina ORDÓÑEZ MORENO

Matr.Nr. 0530858

Angefertigt am Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme.
Der Kommission zur Abhaltung der dritten Diplomprüfung der
Studienrichtung Maschinenbau an der Technischen Universität Graz über
das Institut für Wärmetechnik vorgelegt.

Betreuerin: Dipl.-Ing. Anna Heimsath (Fraunhofer-ISE)

Beurteiler:

Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Christoph Hochenauer (TU Graz)

Graz, am 04.12.2013

Eidesstattliche Erklärung

Ich erkläre an Eides statt, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig verfasst, andere als die angegebenen Quellen/Hilfsmittel nicht benutzt, und die den benutzten Quellen wörtlich und inhaltlich entnommenen Stellen als solche kenntlich gemacht habe.

Graz, am 4. Dezember 2013

Karolina Ordóñez Moreno

Statutory Declaration

I declare that I have authored this thesis independently, that I have not used other than the declared sources / resources, and that I have explicitly marked all material which has been quoted either literally or by content from the used sources.

Graz, am 4. Dezember 2013

Karolina Ordóñez Moreno

Danksagung

Ich möchte mich bei allen bedanken, die mich im Laufe meines Studiums und bei der Erarbeitung und Verfassung dieser Diplomarbeit unterstützt haben:

Ganz besonders Anna Heimsath, der ich das Thema zu verdanken habe und die mich während der Zeit am Fraunhofer ISE betreut, des öfteren Struktur in mein Chaos gebracht und auch zum Schluss noch ihre freie Zeit zum Korrekturlesen geopfert hat.

Professor Hochenauer, der sich dazu bereit erklärt hat die Betreuung von Seiten der TU Graz zu übernehmen.

De Wet van Rooyen, der sich viel Zeit genommen hat, mir die Simulationsumgebung am ISE näherzubringen und bei allen Fragen zum Programmieren und Simulation zur Verfügung stand.

Raymond Branke und Jonathan Flesch für die gute Zusammenarbeit bei der Erstellung des Solar Two Simulationsmodells und für die hilfreichen Diskussionen und Ratschläge.

Bei Gregor Bern möchte ich mich für die vielen Gespräche und Vorschläge zu jeder Tages- (und Nacht-)zeit – von denen so mancher zu einer guten Idee führte – und fürs Korrekturlesen bedanken. Außerdem bei Peter Schöttl und Tobias Kraus für die weitere Korrektur der Arbeit und so manch weiteren Vorschlag.

Annie Hofer und den anderen Teamkollegen danke ich für die sehr schöne Zeit und die angenehme Arbeitsumgebung. Ebenso Julian Fischer, Peter Musshof, Tobias Kraus, Jomy Antony, Helmer Reiling, Giannina Bontempo, Clare Murray, Raimund Udvary, Henning Fröhlich und Katharina Meisenheimer für die vielen unterhaltsamen Stunden und Nachtschichten im und ums ISE.

Dem Büro für Internationale Beziehungen, speziell Kathrin Manninger, und der TU Graz für die finanzielle Unterstützung dieses Projekts und Beratung.

Meinen Eltern für die finanzielle und moralische Unterstützung während meiner gesamten Studienzeit und die Geduld, ohne die ein Abschluss gar nicht möglich gewesen wäre.

Allen meinen Freunden, die immer ein offenes Ohr für mich hatten.

Kurzfassung

In der vorliegenden Arbeit wurde das Konzept eines Solarturmkraftwerks mit hocheffizienten Solarmodulen (CPV-Turm) zur Gewinnung elektrischen Stroms untersucht. Neben der optischen Effizienz beeinflusst auch die Homogenität der Strahlungsverteilung auf den Modulen deren elektrischen Ertrag. Ziel der Arbeit war, ein optisches Modell des CPV-Turms zu erstellen, die Heliostatenfeldkonfiguration zu optimieren und den Einfluss einzelner Parameter auf Effizienz und Homogenität zu untersuchen.

Die Untersuchungen wurden anhand von Strahlverfolgungssimulationen (Raytracing) mithilfe der am Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme (ISE) entwickelten Programmstruktur Raytrace3D-PowerTower realisiert. In einer Voruntersuchung wurde ein Simulationsmodell eines solarthermischen Referenzkraftwerks erstellt und die Simulationsergebnisse mit in der Literatur dokumentierten Messergebnissen verglichen. Dabei ergab sich eine gute Übereinstimmung.

Für den CPV-Turm wurde im ersten Schritt ein Modell des PV-Receiver entwickelt, anhand dessen die elektrische Leistung der Solarmodule aus der Strahlungsverteilung berechnet wird. Im zweiten Schritt wurde ein Modell zur Optimierung der Heliostatenfeldaufstellung erstellt, durch Variation der Auslegungsparameter die optische Effizienz optimiert und eine Ausgangskonfiguration für weitere Untersuchungen erstellt. Zum Schluss wurden Strategien zur Homogenisierung der Strahlungsverteilung entwickelt und untersucht.

Abstract

A central receiver system with photovoltaic energy conversion (CPV tower) was investigated in this work. This concept uses highly efficient solar modules on the central receiver to convert the sunlight into electricity. In central receiver systems (CRS), the energy output depends on the optical efficiency of the collector field. The efficiency of energy conversion in photovoltaic modules is a function of the homogeneity of the solar irradiation on the modules (flux profile). The aim of this work was to develop a detailed optical model of the CPV tower. The heliostat field layout was optimised and in a next step, the influence of parameter variations on the optical efficiency and the homogeneity of the flux profile was investigated in optical simulations.

The investigations were made using Raytracing simulations with the software programme Raytrace3D-PowerTower. This software was developed at the Fraunhofer ISE for the simulation of central receiver systems. First, a simulation model of an existing CRS was developed and the simulation results were compared with the measurement results documented in the literature. A strong correlation was found between the results.

For the CPV tower a model to calculate the electrical output of the solar modules from a solar flux profile was developed first. In a second model, the heliostat field layout was optimised. Finally, strategies for a homogeneous flux profile on the central receiver were developed and investigated.

Inhaltsverzeichnis

Eidesstattliche Erklärung	i
Danksagung	ii
Kurzfassung	iii
Abstract	iv
Inhaltsverzeichnis	vi
Abbildungsverzeichnis	viii
Tabellenverzeichnis	ix
Nomenklatur	x
1 Einleitung	1
1.1 Hochkonzentrierende Photovoltaik	2
1.2 Ziel der Arbeit	4
2 Grundlagen	6
2.1 Solarstrahlung	6
2.1.1 Spektrum der Solarstrahlung, Air Mass	7
2.1.2 Strahldichtevertelung und Zirkumsolarstrahlung	8
2.1.3 Definition der Sonnenposition	10
2.1.4 Konzentration von Solarstrahlung	10
2.2 Solarturmkraftwerke	11
2.2.1 Heliostaten und Heliostatenfeld	12
2.2.2 Optische Effizienz	16
2.3 Stromerzeugung mit Photovoltaikmodulen	22
2.3.1 Funktionsweise von Solarzellen	22
2.3.2 Elektrische Beschreibung einer Solarzelle	24
2.3.3 Mehrfachsolarzellen	26
2.3.4 Monolithisch verschaltete Module	27
3 Optische Simulation mittels Strahlverfolgung	30
3.1 PowerTower	33
3.2 Raytrace3D	35
3.2.1 Simulation der Solarstrahlung	35
3.2.2 Modellierung der Verlustmechanismen	36
3.3 Hilfsprogramme	37
4 Voruntersuchung des Simulationsmodells und Vergleich mit einem Referenzkraftwerk	39
4.1 Das Referenzkraftwerk Solar Two	40
4.2 Messungen am Kraftwerk	41

4.3	Erstellung eines Solar Two-Simulationsmodells	43
4.4	Ergebnisse der Simulationen und Vergleich	48
5	Modell des photovoltaischen Receivers	52
5.1	Wirkungsgrad des Receivers	53
5.2	Simulationsmodell des photovoltaischen Receivers	55
5.2.1	Berechnung der Strahlungsleistung und Homogenität	57
5.3	Untersuchung der erforderlichen Strahlendichte und Auflösung des Receivers	59
5.3.1	Berechnung der Strahlendichte	60
5.3.2	Einfluss der Auflösung des Receivers auf Strahlendichte und elektrische Leistung	61
5.3.3	Ermittlung der erforderlichen Mindeststrahlendichte	63
6	Modell des Heliostatenfeldes und Strategien zur Homogenisierung der Flussdichteverteilung	65
6.1	Modell zur Auslegung des Heliostatenfeldes	65
6.1.1	Stand der Technik	66
6.1.2	Feldmodell nach der Nicht-Block-Methode	66
6.2	Strategien zur Verteilung der Zielpunkte	72
6.2.1	Abbild der Sonne nach der Reflexion am Heliostaten	73
6.2.2	Strategien zur Verteilung der Zielpunkte	76
7	Untersuchung des Heliostatenfeldmodells und der Strategien zur Verteilung der Zielpunkte	80
7.1	Untersuchung unterschiedlicher Konfigurationen des Heliostatenfeldmodells .	80
7.2	Analyse der Strategien zur Zielpunktverteilung	91
7.3	Untersuchungen zum Einfluss der Sonnenposition und Heliostatenmodellierung	97
7.3.1	Einfluss der Sonnenposition auf die Flussdichteverteilung	97
7.3.2	Einfluss der vereinfachten Modellierung der Heliostatengeometrie . .	98
7.4	Diskussion der Ergebnisse	102
8	Zusammenfassung und Ausblick	104
	Literaturverzeichnis	107

Abbildungsverzeichnis

1.1	Dish-Konzentrator, FLATCON [®] Fresnel-Linsensystem und SolFocus Konzentratorsystem mit Sekundärreflektor	3
2.1	Spektrum AM0 und AM1.5g der Solarstrahlung	8
2.2	Strahldichteverteilung der Sonne (Sunshape)	9
2.3	Definition des Sonnenstandes an einem Standort	10
2.4	Prinzipieller Aufbau eines T-Typ Heliostaten	12
2.5	Colon 70 Heliostat und Membran-Heliostat	13
2.6	Heliostatenfeld des Solarturmkraftwerks Gemasolar	15
2.7	Sierra SunTower Kraftwerk in Lancaster, Kalifornien	15
2.8	Prinzip Abschatten und Blocken	17
2.9	Fehlerkegel eines an einer Oberfläche reflektierten Strahls	19
2.10	Astigmatismus bei einer Parabel aufgrund schräg einfallender Strahlung	19
2.11	Vorgänge in einer Solarzelle bei Einstrahlung	24
2.12	Zwei-Dioden-Modell zur Approximation der I-U-Kennlinie einer Solarzelle	24
2.13	Strom-Spannungs- und Leistungs-Spannungs-Kennlinie einer Solarzelle	26
2.14	Anteil des möglichen absorbierten Sonnenspektrums einer Dreifachsolazelle	27
2.15	Dicht gepacktes Konzentratormodul (CCM)	28
3.1	Simulation eines PV-Turmkraftwerks mit PowerTower-Raytrace3D	31
3.2	Schematischer Ablauf des Programmsystems Raytrace3D-PowerTower	32
3.3	Nachführung der Heliostaten in PowerTower	34
4.1	Ansicht des Solarturmkraftwerks Solar Two	39
4.2	Funktionsprinzip des Solarturmkraftwerks Solar Two.	41
4.3	Satellitenaufnahmen und geometrisches Solar Two Modell in PowerTower	44
4.4	Simulierte Flussdichteverteilung auf den Absorbern des Solar Two Kraftwerks	49
4.5	Reflektiertes Abbild eines Solar Two Heliostaten	50
5.1	Simulationsmodell zur Berechnung der elektrischen Leistung des PV-Receiver	57
5.2	Erforderliche Strahlendichte und Dauer der Simulation in Abhängigkeit von der Receiverauflösung	62
5.3	Änderung der prognostizierten elektrischen Leistung bei Änderung der Receiverauflösung	63
5.4	Änderung der elektr. Leistung bei Steigerung der Strahlendichte	64
6.1	Auslegung des Heliostatenfeldes im Radially Staggered Design	67

6.2	Ermittlung des Winkel- und Radialabstands der ersten und zweiten Reihe . .	69
6.3	Ermittlung des Radialabstandes nach der Nicht-Block-Methode	70
6.4	Bezugsreihe für die Berechnung der Nicht-Block-Bedingung	71
6.5	Abbild der Reflexion am mittleren und dem am westlichen Rand angeordneten Heliostaten der zweiten Reihe	73
6.6	Abbild der Reflexion am Heliostaten der zweiten und der neunten Reihe . . .	76
6.8	Zielpunktverteilung der ersten Zielpunktstrategie	78
6.9	Zielpunktverteilung der zweiten Zielpunktstrategie	79
7.1	Minimale und maximale Azimutkoordinate, Neigungswinkel des Receivers . .	81
7.2	Anordnung der Heliostaten nach der Nicht-Block-Methode	85
7.3	Anteil der einzelnen Verlustmechanismen bei $\Delta AZI = 14,3^\circ$ und Variation von S_{Feld}	86
7.4	Optische Effizienz und Inhomogenitätsverluste bei $\Delta AZI = 14,3^\circ$ und Varia- tion von S_{Feld}	87
7.5	Anteil der einzelnen Verlustmechanismen bei $S_{\text{Feld}} = S_{\text{Feld,min}}$ und Variation von ΔAZI	88
7.6	Änderung der optischen Effizienz und Inhomogenitätsverluste bei $S_{\text{Feld}} = S_{\text{Feld,min}}$ und Variation von ΔAZI	89
7.7	Flussdichteverteilung bei Konzentration der Strahlung auf einen Zielpunkt .	91
7.8	Flussdichteverteilung beider Zielpunktstrategien	94
7.9	Häufigkeitsverteilung des Strahlungsflusses über die Module für Strategie 1 .	95
7.10	Häufigkeitsverteilung des Strahlungsflusses über die Module für Strategie 2 .	95
7.11	Verlauf der Flussdichte in allen Konfigurationen von der Receivermitte nach außen	96
7.12	Flussdichteverteilung für zwei Sonnenstände am 21. Juni	98
7.13	Flussdichteverteilung, Heliostaten mit vier Facetten à $2,5 \times 2,5 \text{ m}^2$	99
7.14	Häufigkeitsverteilung des Strahlungsflusses bei detaillierter Modellierung der Heliostaten	100
7.15	Verlauf der Flussdichte von der Receivermitte nach außen bei detaillierter Modellierung der Heliostaten	101

Tabellenverzeichnis

4.1	Eigenschaften der Martin Marietta und Lugo Heliostaten	40
4.2	Messergebnisse des Referenzkraftwerks Solar Two	43
4.3	Uhrzeit und zugehörige Zenit- und Azimutwinkel der Sonne in den Solar Two Simulationen für den 29.09.1997	46
4.4	Simulationsdaten des Solar Two Simulationsmodells	47
4.5	Simulationsergebnisse aus den Raytracing Simulationen des Solar Two Modells mit $2\sigma_{\text{opt}} = 5,36 \text{ mrad}$	48
4.6	Simulationsergebnisse aus den Raytracing Simulationen des Solar Two Modells mit $2\sigma_{\text{opt}} = 7 \text{ mrad}$	50
5.1	Annahmen für die Auslegung des photovoltaischen Receivers	52
5.2	Berechnung des Receiverwirkungsgrades	55
5.3	Erforderliche Strahlentreffer am Receiver, berechnete und simulierte Strahlendichte, Leistung und Simulationszeiten	61
7.1	Allgemeine Auslegungsparameter in PowerTower und Raytrace3D	83
7.2	Parameter für die Auslegung des Heliostatenfeldes	84
7.3	Ergebnisse der Simulation mit Verringerung der Radialabstände	89
7.4	Ergebnisse der Simulationen mit beiden Zielpunktstrategien und einem Zielpunkt	93
7.5	Ergebnisse der Simulationen mit detaillierter Modellierung der Heliostaten. .	101

Nomenklatur

Lateinische Nomenklatur

Symbol	Bedeutung	Einheit
A	Fläche	m ²
AZI	Azimetkoordinate	°
C	Konzentrationsfaktor; Kontrast	–
d	Abstand	m
D _R	Strahlendichte	$\frac{1}{m^2}$
f _v	Verschiebungsfaktor	–
G	Leistungsdichte, Strahlungsfluss, Bestrahlungsstärke, Strahlungsin- tensität	W/m ²
G _{CS}	Zirkumsolare Strahlungsintensität	W/m ²
G _b	Direktnormalstrahlung	W/m ²
G _d	Diffuse Strahlung	W/m ²
G _g	Horizontale Globalstrahlung	W/m ²
G _{SC}	Extraterrestrische Bestrahlungsstärke, Solarkonstante	W/m ²
H	Höhe	m
h	spezifische Enthalpie	J/kg
I	Strom	A
I	Intensität	–
I ₀	Diodensättigungsstrom	A
I _{ph}	Photostrom	A
I _{SC}	Kurzschlussstrom	A
U _{OC}	Leerlaufspannung	V
k	Signal-Rausch-Verhältnis	–
L	Länge	m
m	Diodenfaktor	–
N	Anzahl	–
n	Strahlendichte (eindimensional), Simulationsparameter	1/m
P	Leistung	W
R	Anzahl Strahlen	–
r	Radius	m
r _s	Winkelhalbradius der Sonne	°
RAD	Radius, Radialkoordinate	m
R _S	Serienwiderstand	Ω

R_P	Parallelwiderstand	Ω
S_{Feld}	Feldfaktor zur Änderung der Radialabstände	–
T	Temperatur	$^{\circ}\text{K}$
U	Spannung	V
U_T	Temperaturspannung	V
V	Verlust	%
\vec{v}_s	Sonnenvektor	–

Griechische Nomenklatur

Symbol	Bedeutung	Einheit
α_s	Sonnenelevation	$^{\circ}$
α	Absorptionskoeffizient	–
β	Winkel	$^{\circ}$
β_{Neig}	Neigungswinkel	$^{\circ}$
β_{θ}	Einfallswinkel am Receiver	$^{\circ}$
β_r	Reflexionswinkel	$^{\circ}$
γ	Azimuthwinkel	$^{\circ}$
δ	Winkel	$^{\circ}$
η	Effizienz, Wirkungsgrad	–
θ_z	Solarer Zenitwinkel	$^{\circ}$
θ	Einfallswinkel der Solarstrahlung	$^{\circ}$
ρ	Reflektivität	–
σ	Standardabweichung, Halbwinkel	mrاد
τ	Transmissionskoeffizient	–
τ_{atm}	atmosphärische Abschwächung	–
Φ	Strahlungsleistung	W

Indizes

Abb	Abbild
Abs	Absorber
Ap	Apertur
atm	atmosphärisch
cos	Kosinus-
eff	effektiv
ein	einfallend
el	elektrisch
geom	geometrisch
H, Hel	Heliostat
HF	Heliostatenfeld
hom	Homogenitäts-, homogen
hor	horizontal, auf die Horizontale Ebene
M	Modul
m	mittlere/r, gemittelt
max	Maximal
Mess	Messung, gemessen
Min, min	minimal
opt	optisch
PVT	Photovoltaisches Turmkraftwerk
Rec	auf den Receiver bezogen
R	Ray, Strahl
r, refl	reflektiert, Reflexions-
Refl	Reflektor-
row	Reihe
S+B, SB	Shading and Blocking, Abschatten und Blocken
Sim	Simulation, simuliert
Spill	Spillage-
spoke	Speiche
SR	Slant Range
Str	Struktur-
SZ	Solarzelle
tot	Total-, Gesamt-

Eigennamen und Abkürzungen

Abb.	Abbildung
AM	Air Mass, Luftmasse
BCS	Beam Characterisation System, Messsystem
CCM	Compact Concentrator Module, Konzentratormodul
CESA-1	Name einer Versuchsanlage in Almería, Spanien
CSR	Circumsolar Ratio, Zirkumsolaranteil
DNI	Direct Normal Irradiance, Direktnormalstrahlung
FIAT LUX	Simulationsprogramm
HFLCAL	Simulationsprogramm
MIM	Monolithically Interconnected Modules, Monolithisch verschaltete Solarmodule
LINUX	Klasse von Betriebssystemen
MIRVAL	Simulationsprogramm
MPP	Maximum Power Point, Punkt maximaler Leistung
MUEEN	Optimierungsalgorithmus
PV	Photovoltaik
SCT	Solar Concentration Toolbox, Simulationsprogramm
sim.	simuliert
SOLTRACE	Simulationsprogramm
STC	Standard Test Condition, Standardtestbedingungen
Tab.	Tabelle
UHC-RCELL	University of Houston Codes, Simulationsprogramm
u. a.	unter anderem
vgl.	vergleiche
z. B .	zum Beispiel

1 Einleitung

Der Weltenergiebedarf ist in den letzten Jahrzehnten um ein Vielfaches angestiegen und wird auch in den nächsten Jahren weiterhin stark zunehmen. Besonders in Entwicklungsländern mit hohem Wirtschaftswachstum besteht ein großer Ausbaubedarf der Energieversorgung, da sowohl der Pro-Kopf-Energieverbrauch stärker ansteigt, als auch ein größeres Bevölkerungswachstum als in den Industrieländern erwartet wird. Diesen Energiebedarf nachhaltig abzudecken, ist eine der großen Herausforderungen der Zukunft [1].

Ein Großteil der Energieversorgung basiert heute noch auf fossilen Energieträgern wie Erdöl, Erdgas, Stein- und Braunkohle. Die negativen Auswirkungen der Emissionen durch Verbrennung fossiler Brennstoffe auf das Erdklima machen nachhaltige Systeme zur Energieerzeugung unverzichtbar [2].

Die Sonne stellt eine nachhaltige Energiequelle mit hohem Potential dar, allein in der 8,7 Mio. km² großen Sahara beträgt die jährliche Gesamtenergie durch die Sonneneinstrahlung rund das 200-fache des Weltprimärenergiebedarfs [3]. Zur Gewinnung elektrischen Stroms kann die Strahlungsenergie der Sonne direkt in photovoltaischen Solarzellen oder indirekt über solarthermische Kraftwerke mittels Wärme-Kraft-Prozess umgewandelt werden.

In solarthermischen Kraftwerken wird die einfallende Solarstrahlung über Reflektoren auf eine Absorberfläche gebündelt, wo die Energie an ein Arbeitsmedium (Wasser, Flüssigsalz) übertragen und von diesem in einen Wärmespeicher oder direkt zum Wärme-Kraft-Prozess transportiert wird. Bei den konzentrierenden Kollektoren wird zwischen vier Kollektortypen unterschieden [4]:

- Parabolrinnenkollektor
- Turmsysteme
- Parabolische Dish-Systeme
- Linearer Fresnel-Kollektor

Besonders in Regionen mit hohem Anteil direkter Sonneneinstrahlung, z. B. im Süden Spaniens und der USA, im mittleren Osten, China und Indien, stellen konzentrierende Systeme eine sehr aussichtsreiche Alternative zur wirtschaftlichen Gewinnung elektrischen Stroms dar.

In diesen Regionen werden heute bereits solarthermische Turmkraftwerke eingesetzt. Die gebündelte Strahlungsenergie der Sonne wird zunächst in Wärme und über einen herkömmlichen Wärme-Kraft-Prozess in elektrische Energie umgewandelt. Dabei können Gesamtwirkungsgrade einer Anlage von maximal 20 % erreicht werden [3].

1.1 Hochkonzentrierende Photovoltaik

Ein Nachteil der photovoltaischen Stromerzeugung ist der Bedarf großer Flächen und die damit entstehenden hohen Materialkosten [5]. In der konzentrierenden Photovoltaik wird die Strahlungsenergie der Sonne von Spiegeln oder Linsen gebündelt und auf speziell für die Konzentratoroptik entwickelte, hocheffiziente Solarzellen bzw -module mit hohen Wirkungsgraden gerichtet. Dadurch trifft auf die Solarzellen eine sehr energiereiche Strahlung und es wird auf kleineren Flächen viel Strom gewonnen.

Grundlegend wird zwischen niedrig-, mittel- und hochkonzentrierenden Systemen unterschieden. In dieser Arbeit wird mit hochkonzentrierenden Systemen mit bis zu 1.000-facher Konzentration der Strahlung gearbeitet. Hierfür werden spezielle Konzentrator-Solarzellen eingesetzt, die Wirkungsgrade von über 40 % erreichen, während herkömmliche Silizium-Solarzellen bisher auf Wirkungsgrade von maximal 25 % kommen [6]. Das Prinzip der Konzentration von Solarstrahlung bietet wesentliche Vorteile gegenüber nicht konzentrierenden Systemen. Durch die Konzentration und die hohen Wirkungsgrade der Konzentrator-Solarzellen wird eine hohe Energieausbeute pro Flächeneinheit erreicht und die benötigte Halbleiterfläche reduziert.

Die Hauptkomponenten eines Konzentratorsystems sind: **Der optische Konzentrator mit Nachführsystem** zur Bündelung der Strahlungsenergie auf **die Solarmodule**, in der die Energie in elektrischen Strom gewandelt wird, **ein Kühlsystem** zur Kühlung der Module und **Wechselrichter**. In dieser Arbeit liegt der Fokus auf dem optischen Konzentrator.

In derzeit im Einsatz befindlichen Systemen der hochkonzentrierenden Photovoltaik werden Linsen- oder Spiegelsysteme zur Konzentration der Strahlung auf die Solarmodule verwendet. In Abbildung 1.1 sind drei Beispiele solcher Systeme abgebildet: Im oberen Bild ist ein Dish-Konzentrator der Firma Solarsystems in Australien mit einer Maximalleistung von 40 kW zu sehen. Das Sonnenlicht wird von 112 parabolisch angeordneten Spiegeln auf hocheffiziente III-V Dreifachsolarzellen konzentriert und dort direkt in elektrischen Strom umgewandelt [7].

Das linke Bild zeigt die am Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme (ISE) entwickelten FLATCON[®] Module. Hierbei kommen Fresnellinsen zum Einsatz, bei denen die Dicke einer plan-konvexen Linse ringförmig reduziert wird und auf diese Art Einsparungen des Materials unter Beibehaltung der lichtbrechenden Eigenschaften der Linse möglich sind [8]. Die einfallende Strahlung wird auf ebenfalls am ISE entwickelte, hocheffiziente Solarzellen konzentriert.

Im rechten Bild ist ein Konzentratorsystem der Firma SolFocus dargestellt. In mehreren Moduleinheiten wird das Sonnenlicht von parabolisch gekrümmten Spiegeln auf einen Sekundärkonzentrator und von diesem auf die eingesetzten, hocheffizienten Solarzellen reflektiert [9]. Alle drei Technologien arbeiten mit 500-facher Konzentration des Sonnenlichtes und werden mit einem Nachführungssystem dem Tagesverlauf der Sonne nachgeführt.

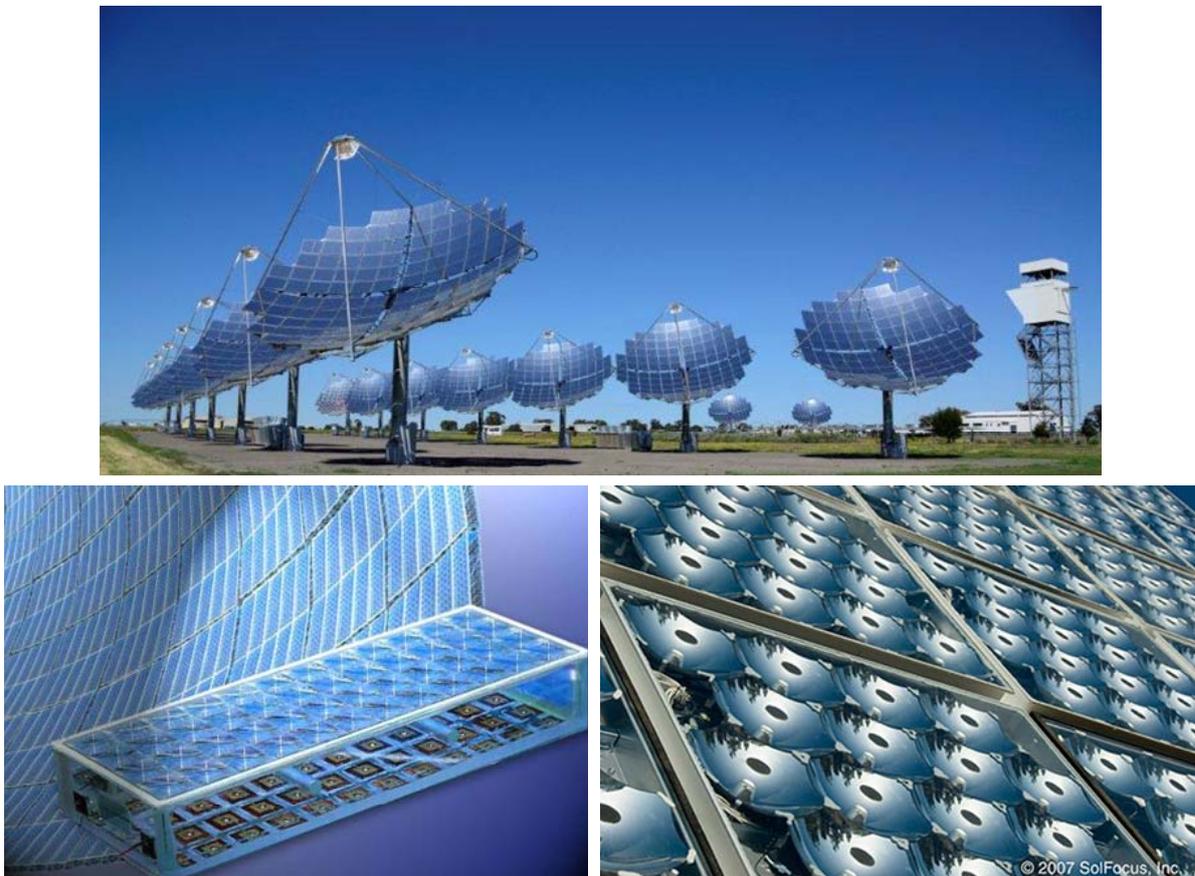


Abbildung 1.1: Dish-Konzentrator von Solarsystems in Australien [10] (oben), FLATCON[®] Fresnel-Linsensystem [11] (links) und SolFocus Konzentratorsystem mit Sekundärreflektor [9] (rechts).

Bei dem in dieser Arbeit untersuchten System wird die Sonnenstrahlung nach dem Prinzip eines Solarturmkraftwerks mit bis zu 1000-facher Konzentration auf Solarmodule am

Strahlungsempfänger reflektiert. In einem solchen photovoltaischen Turmkraftwerk sollen die Vorteile des Turmsystems mit jenen der hochkonzentrierenden Photovoltaik kombiniert werden [12, 13]

- Die hohen Investitionskosten für den Wärme-Kraft-Prozess entfallen aufgrund der direkten Umwandlung der Sonnenenergie in den Solarzellen.
- Die zentrale Energieumwandlung in einem Punkt vereinfacht den Energietransport und ermöglicht Ersparnisse bei der Infrastruktur für Kühlung, Verschaltung, etc.
- Reduktion der teuren Halbleiterfläche aufgrund der hohen Konzentration mit vergleichsweise günstiger Optik.
- Hohe Wirkungsgrade der Konzentration-Solarzellen werden bei hohen Konzentrationen erreicht.
- Skalierbarkeit: Durch Einsatz zusätzlicher Spiegel kann die Leistung des Systems nachträglich erhöht werden.

1.2 Ziel der Arbeit

In bisherigen Arbeiten wurden technische und ökonomische Machbarkeitsstudien photovoltaischer Turmkraftwerke durchgeführt [14, 12]. Dabei wurden vergleichsweise niedrige Systemwirkungsgrade und hohe Gestehungskosten gegenüber kommerziellen Technologien zur solaren Stromerzeugung ermittelt.

Im Rahmen dieser Arbeit sollen detailliertere Untersuchungen zur Heliostatenfeldkonfiguration durchgeführt und Strategien zur Erreichung einer homogenen Verteilung der Strahlung (Flussdichteverteilung) auf den Solarmodulen entwickelt werden. Hierfür wird ein optisches Modell erstellt und in Strahlverfolgungssimulationen (Raytracing) die Leistung und Effizienz, sowie die Flussdichteverteilung untersucht.

Erstes Ziel der Arbeit ist es, ein detailliertes optisches Modell eines CPV Turmsystems zu erstellen. Anhand dieses Modells wird das Verbesserungspotential der Systemeffizienz photovoltaischer Turmkraftwerke durch Änderung unterschiedlicher Parameter ermittelt.

In diesem Zusammenhang werden folgende Fragestellungen bearbeitet:

- Welche Parameter können verändert werden, um eine homogene Flussdichteverteilung über die Solarzellen zu erreichen?
- Wie ändern sich die Effizienz und der elektrischer Ertrag des Systems?
- Kann eine homogene Flussdichteverteilung realisiert werden, ohne dass die Größe des Feldes und die damit einhergehenden Kosten zu hoch werden?

In der vorliegenden Arbeit wird wie folgt vorgegangen:

Im ersten Schritt (**Kapitel 2**) werden die für diese Arbeit relevanten Grundlagen zur solaren Stromerzeugung beschrieben. In diesem Kapitel werden die Komponenten von Solarturmkraftwerken und die Funktionsweise der eingesetzten Konzentrator-Solarzellen erklärt, sowie deren wichtigste Kenngrößen dargestellt. In **Kapitel 3** wird auf die Methodik eingegangen. Hier werden die für die Untersuchungen verwendeten Programme vorgestellt.

Eine Voruntersuchung der verwendeten Programme anhand eines im Rahmen der Arbeit erstellten Simulationsmodells des Referenzkraftwerks “Solar Two“ wird in **Kapitel 4** durchgeführt.

In **Kapitel 5** wird ein Modell des photovoltaischen Receivers entwickelt, mithilfe dessen aus den Ergebnissen der Strahlverfolgungssimulation (Raytracing) die elektrische Leistung der Solarmodule berechnet werden kann.

In Kapitel **6** werden die Algorithmen und Strategien zur Auslegung des Heliostatenfeldes und Homogenisierung der Flussdichteverteilung durch Verteilung der Zielpunkte nach zwei Strategien entwickelt und vorgestellt. Untersuchungen zu den Strategien werden in **Kapitel 7** durchgeführt und die Ergebnisse diskutiert.

Die Erkenntnisse aus den Untersuchungen dieser Arbeit und Vorschläge für weiterführende Untersuchungen sind in **Kapitel 8** zusammengefasst.

2 Grundlagen

2.1 Solarstrahlung

Die von der Sonne auf den äußersten Rand der Erdatmosphäre treffende extraterrestrische Bestrahlungsstärke wird als Energie angegeben, die pro Zeiteinheit auf eine zur Sonneneinstrahlungsrichtung senkrechte Flächeneinheit trifft. Aufgrund des sich über ein Jahr ändernden Abstands zwischen Erde und Sonne schwankt auch die Bestrahlungsstärke. In der Literatur wird ein Mittelwert aus Messungen angegeben, die Solarkonstante G_{SC} [15]:

$$G_{SC} = 1367 \pm 2 \text{ W/m}^2 \quad (2.1)$$

Außerhalb der Erdatmosphäre kann dieser Wert in einer Ebene senkrecht zur Einstrahlungsrichtung gemessen werden. Die auf die Erdoberfläche eintreffende Bestrahlungsstärke wird durch folgende Mechanismen weiter reduziert:

- Reflexion an der Atmosphäre
- Absorption an Molekülen (Ozon, Wasserdampf, Sauerstoff, Kohlendioxid)
- Rayleigh-Streuung (Streuung an Partikeln, deren Durchmesser kleiner als die Wellenlänge des Lichtes ist)
- Mie-Streuung (Streuung an größeren Partikeln)

Die auf die horizontale Erdoberfläche eintreffende Strahlung wird als horizontale Globalstrahlung $G_{g,hor}$ bezeichnet und setzt sich zusammen aus der auf direktem Weg von der Sonne eintreffenden Strahlung $G_{b,hor}$ und der diffusen, an Wolken und Partikeln gestreuten, Strahlung $G_{d,hor}$ [3]:

$$G_{g,hor} = G_{b,hor} + G_{d,hor} \quad (2.2)$$

$G_{g,hor}$ unterliegt in Abhängigkeit von Breitengrad, Einstrahlungsrichtung, Witterung und Luftverschmutzung sehr starken Schwankungen. Daher wird für solartechnische Anwendungen meist die mittlere Jahressumme der Globalstrahlung an einem Standort angegeben. Diese mittlere Jahressumme liegt in Deutschland und Österreich zwischen $900 \text{ kWh/m}^2\text{a}$ und $1.300 \text{ kWh/m}^2\text{a}$ und steigt auf über $1.700 \text{ kWh/m}^2\text{a}$ in Südeuropa und $2.350 \text{ kWh/m}^2\text{a}$ in der Sahara [3, 16]. Der Anteil der diffusen Strahlung kann hierbei von weniger als 20% bis zu 100% der Globalstrahlung betragen [3].

Für konzentrierende Systeme ist nur der Direktstrahlungsanteil der Globalstrahlung von Bedeutung, da nur dieser durch Ausrichtung der Reflektoren entsprechend der Einfallrichtung auf den Strahlungsempfänger reflektiert werden kann. Er wird angegeben als solare Direktnormalstrahlung G_b (DNI, Direct Normal Irradiance) in W/m^2 und stellt die Bestrahlungsstärke in einer Ebene senkrecht zur Einstrahlungsrichtung dar.

Die Direktnormalstrahlung ist vor allem in Regionen innerhalb des Sonnengürtels zwischen 15. und 40. Breitengrad sehr hoch. Diese Regionen eignen sich daher sehr gut für den Einsatz konzentrierender Technologien [13].

2.1.1 Spektrum der Solarstrahlung, Air Mass

Das Spektrum der Solarstrahlung, das heißt der Anteil der verschiedenen Wellenlängen, wird vor allem durch die Absorption an Molekülen stark beeinflusst. Je länger der Weg, den die Strahlung durch die Atmosphäre zurücklegen muss, umso höher ist die Absorption. Die Moleküle der Atmosphäre (H_2O , O_2 , CO_2) absorbieren dabei jeweils in bestimmten Wellenlängenbereichen.

Für solartechnische Anwendungen wurden unterschiedliche Referenzspektren festgelegt, die durch ihre Air Mass (AM) angegeben werden. Die Air Mass ist ein Mehrfaches jenes Weges den die Strahlung durch die Atmosphäre zurücklegen muss wenn die Sonne im Zenit steht und ist für Zenitwinkel bis 70° näherungsweise definiert durch [17]:

$$\text{AM} = \frac{1}{\cos \theta_Z} \quad (2.3)$$

Üblicherweise wird in der Photovoltaik mit dem Referenzspektrum AM 1.5 gerechnet. Dies entspricht einem Zenitwinkel von $48,2^\circ$.

In Abbildung 2.1 ist das Referenzspektrum AM 1.5g im Vergleich zu extraterrestrischer Strahlung AM 0 aufgetragen. Für das Referenzspektrum sind deutlich die Einbrüche durch die wellenlängenabhängige Absorption an den Molekülen H_2O , O_2 und CO_2 zu erkennen [3].

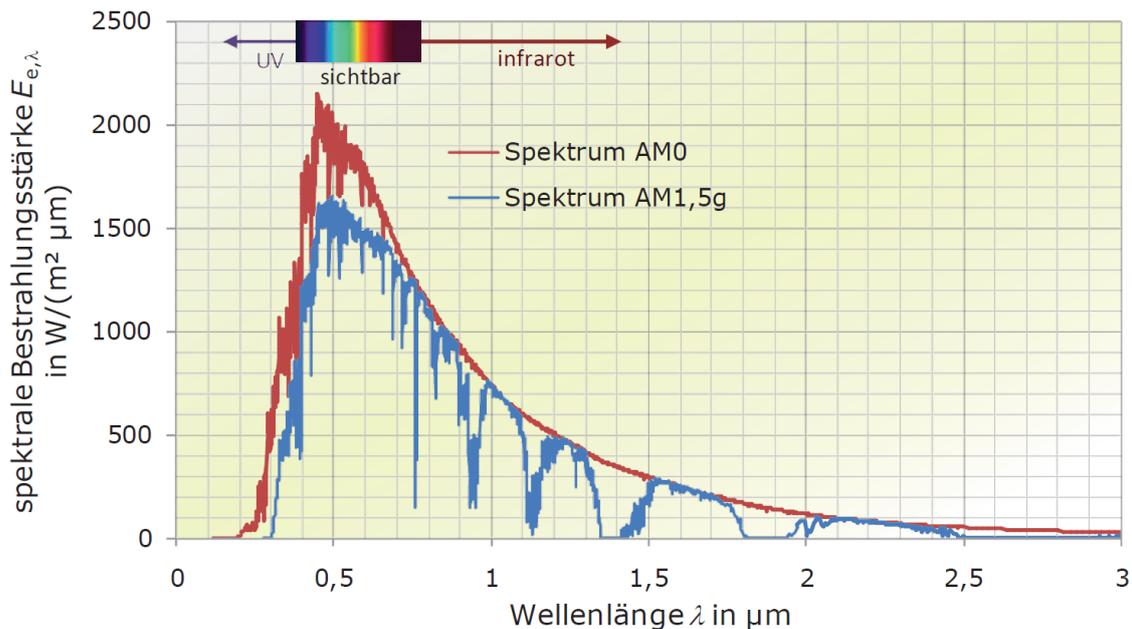


Abbildung 2.1: Spektrum AM0 extraterrestrischer und Spektrum AM1.5g terrestrischer Solarstrahlung (Globalstrahlung). AM1.5g entspricht einem Einfallswinkel der Strahlung von $\theta_z = 48,2^\circ$ vom Zenit aus gemessen [3].

2.1.2 Strahldichteverteilung und Zirkumsolarstrahlung

Von der Erde aus gesehen erscheint die Sonne als Scheibe mit einem Winkelhalbradius r_s von $\pm 4,65 \text{ mrad}$ ($\pm 0,266^\circ$) [15]. Aufgrund von Streuung an Partikeln, die größer als die Wellenlänge des Lichtes sind, weist das Abbild der Sonne auf der Erde abhängig vom geografischen Standort, Sonnenstand und Witterung auch außerhalb des Sonnenhalbwinkels noch deutliche Intensitätswerte auf und die auf die Erde eintreffende Strahlung ist nicht parallel, sondern divergiert über einen bestimmten Winkelbereich [18].

Die von einem Beobachter auf der Erde wahrgenommene Richtungsverteilung der Strahlungsintensität wird als **Sunshape** bezeichnet, die Strahlung im Bereich außerhalb der theoretischen Ausdehnung der Sonne als **Zirkumsolarstrahlung** [19]. Die Sunshape ist bei konzentrierenden Systemen von Bedeutung, wird sie nicht berücksichtigt, kann es zu einer Überschätzung der Leistung des Systems von über 10% kommen [20]. Außerdem beeinflusst die Sunshape die Flussdichteverteilung am Strahlungsempfänger, die sich mit dem Sonnenprofil ändert [19].

Der Anteil der Strahlungsintensität aus dem zirkumsolaren Bereich E_{CS} an der gesamten Strahlungsintensität E_{Sonne} wird durch das Zirkumsolarverhältnis (eng. Circumsolar Ratio, CSR) beschrieben [18]:

$$\text{CSR} = \frac{G_{CS}}{G_{\text{Sonne}} + G_{CS}} \quad (2.4)$$

Für die Modellierung der Sunshape gibt es verschiedene Ansätze. Die Richtungsverteilung der Strahlung wird für eine ideale Sonne mit einer Pillbox-Funktion dargestellt, die Intensität ist dabei konstant über die theoretische Sonnenscheibe (Winkelradius $r_s = 4,65$ mrad) und fällt außerhalb auf null ab. Die tatsächliche Sunshape wurde u.a. vom Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) durch Messungen an unterschiedlichen Standorten bestimmt. Die Ergebnisse der Messungen wurden gemittelt und sechs Sunshape-Profile generiert, die [19] entnommen werden können.

Abbildung 2.2 zeigt die Strahldichteverteilung für die oben beschriebenen Sunshape-Profile. Auf der Abszisse ist die Winkelabweichung der Strahlung vom Sonnenmittelpunkt aus radial aufgetragen, auf der Ordinate die normalisierte Strahlungsintensität. Für Sunshape-Profile mit höherem Zirkumsolaranteil, z. B. CSR 40 %, nimmt die Intensität mit höheren Winkelabweichungen weniger stark ab als bei niedrigem Zirkumsolaranteil.

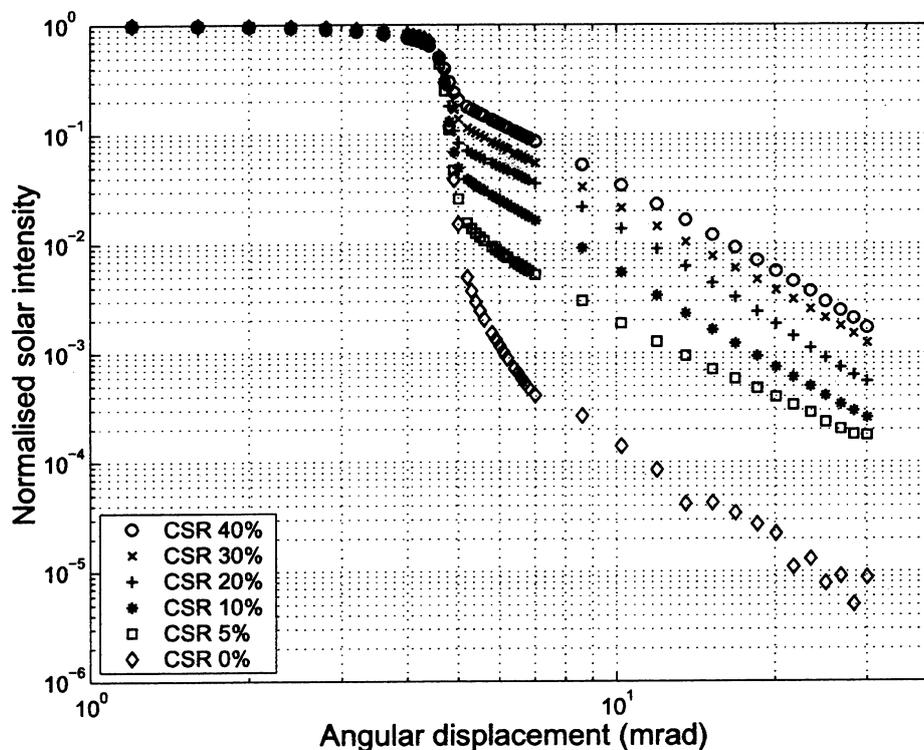


Abbildung 2.2: Strahldichteverteilung der Sonne (Sunshape) für unterschiedliche Zirkumsolaranteile (CSR) [18].

2.1.3 Definition der Sonnenposition

Für konzentrierende Systeme ist die Kenntnis des momentanen Sonnenstands und der Einfallrichtung der Solarstrahlung von Bedeutung, da die reflektierenden Elemente so ausgerichtet werden, dass ein möglichst großer Teil der Strahlungsenergie auf den Strahlungsempfänger fällt. Der Sonnenstand wird für einen bestimmten Standort zu jedem Zeitpunkt durch zwei Winkel angegeben: Zenitwinkel θ_Z und Azimutwinkel γ_S (siehe Abbildung 2.3). θ_Z ist definiert als der Winkel zwischen Sonnenmittelpunkt und Zenit und läuft von 0° bis 90° (Zenit entspricht 0°). Er ist der Komplementärwinkel zur Sonnenelevation α_S , die von der Horizontalen aus gemessen wird. γ_S wird vom geografischen Süden zur Projektion des Sonnenvektors in die horizontale Ebene gemessen und zwischen -180° und 180° angegeben (Süden entspricht 0°) [15].

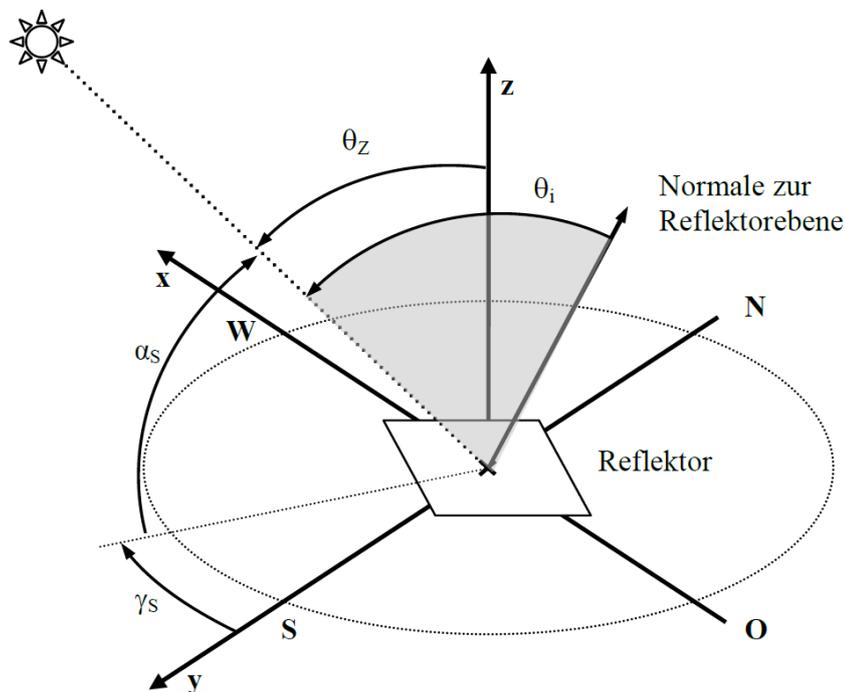


Abbildung 2.3: Definition des Sonnenstandes durch Zenitwinkel θ_Z bzw. Sonnenelevation α_S und Azimutwinkel γ_S an einem Standort [21].

2.1.4 Konzentration von Solarstrahlung

Konzentration von Solarstrahlung bedeutet, dass die auf eine größere Fläche treffende Strahlungsenergie auf eine kleinere Fläche konzentriert wird. Dies ist vor allem bei der Stromwandlung mit hocheffizienten Solarzellen von Vorteil, da für höhere Energieerträge eine kleinere

Aperturfläche des Strahlungsempfängers benötigt wird und so Kosten durch den Einsatz einer geringeren Solarzellenfläche gespart werden können. In solarthermischen Anwendungen können durch Konzentration sehr hohe Temperaturen am Strahlungsempfänger erreicht werden.

Eine gängige Definition ist die der geometrischen Konzentration, bei der keine Verluste durch Abschwächung oder Streuung der reflektierten Strahlung berücksichtigt werden (vgl. Kapitel 2.2.2) [15]:

$$C_{\text{geom}} = \frac{A_{\text{Ap}}}{A_{\text{Abs}}} \quad (2.5)$$

Hierbei ist A_{Ap} die gesamte Aperturfläche aller reflektierenden Elemente, A_{Abs} die Aperturfläche des Strahlungsempfängers.

In dieser Arbeit wird eine weitere Definition der Konzentration verwendet. Dabei wird die Strahlungsenergie, die auf eine Solarzelle trifft, mit der auf die Reflektoren treffenden Strahlungsenergie ins Verhältnis gesetzt:

$$C_{\text{Int}} = \frac{G_{\text{Rec}}}{G_{\text{Ref}}} \quad (2.6)$$

Diese Konzentration wird in **Sonnen** angegeben. 1 Sonne entspricht einer Lichtintensität von 1.000 W/m^2 [22].

2.2 Solarturmkraftwerke

Solarturmkraftwerke bestehen aus dem Heliostatenfeld und einem auf der Spitze eines Turms installierten, zentralen Strahlungsempfänger, dem Receiver. Die auf das Feld treffende Direktstrahlung der Sonne wird dabei von mehreren, 2-achsig verstellbaren Heliostaten reflektiert und durch geeignete Nachführung auf den Receiver am Turm konzentriert. Bei derzeit in Betrieb befindlichen Turmkraftwerken wird die am Receiver eintreffende Strahlungsenergie in Wärme umgewandelt und für die Erzeugung von elektrischer Energie in einem Kraft-Wärme-Prozess oder als Prozesswärme genutzt [23, 24].

Ein Beispiel für ein solches Turmkraftwerk mit thermischem Receiver und Flüssigsalz als Wärmeträger ist das 2010 fertiggestellte Solarturmkraftwerk **Gemasolar** in Sevilla, Spanien, mit einer Nennleistung von 19,9 MW (siehe Abbildung 2.6) [25]. Das Flüssigsalz als Wärmeträger bietet den Vorteil, dass die tagsüber gewonnene Wärme gespeichert werden kann. Somit wird das Problem der schwankenden Verfügbarkeit der Solarenergie umgangen

und in den meisten Monaten eine durchgängige Produktion elektrischen Stroms gewährleistet.

Bei einem photovoltaischen Turmkraftwerk ist der zentrale Receiver am Turm aus photovoltaischen Modulen aufgebaut, welche die vom Heliostatenfeld gebündelte Strahlung direkt in elektrischen Strom umwandeln. Bisher ist lediglich eine HCPV-Versuchsanlage (eng. High Concentration Photovoltaics) in Australien bekannt, die nach diesem Prinzip arbeitet und eine Nennleistung von 140 kW_p (eng. Kilowatt peak, Nennleistung der Anlage) erreicht [26].

2.2.1 Heliostaten und Heliostatenfeld

Grundsätzlich gibt es zwei Heliostatentypen: Facettierte Glas/Metall- und Membran-Heliostaten, wobei Erstere weiter verbreitet sind. Hauptbestandteile des Glas/Metall-Heliostaten sind die Spiegelfläche aus versilbertem Glas, eine Trägerstruktur, Tragsäule, Fundament und Nachführungseinheit mit Antriebsmotor, Getriebe und Steuerungselektronik, wie in Abbildung 2.4 zu sehen ist [27]. Solche Heliostaten werden auch als T-Typ Heliostaten bezeichnet, da die Trägerstruktur der Form eines T gleicht.

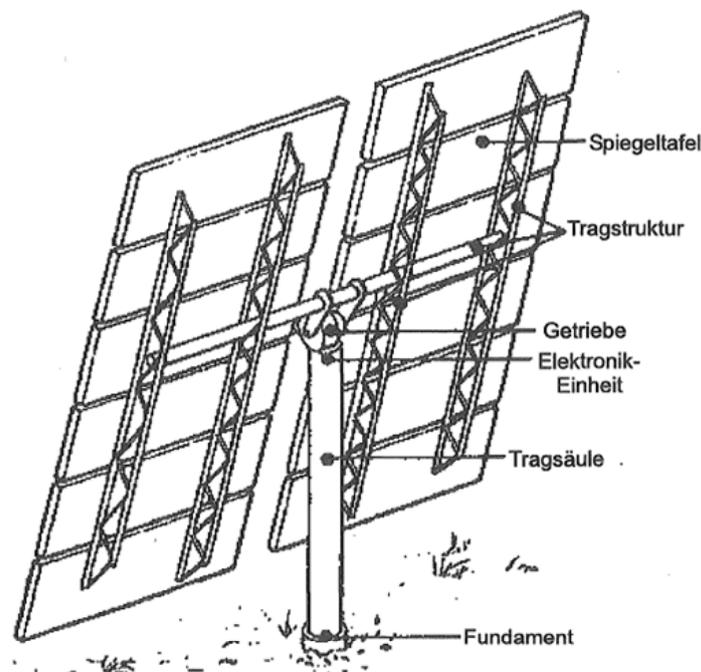


Abbildung 2.4: Prinzipieller Aufbau eines T-Typ Heliostaten [23]

Die reflektierende Fläche eines T-Typ Heliostaten besteht aus mehreren, leicht gekrümmten Spiegeln, die so montiert werden, dass sie einen gemeinsamen Brennpunkt besitzen, das heißt, dass sich die Sonnenabbilder in einem Punkt am Receiver überlagern. Dies wird als **heliostat canting** bezeichnet. Idealerweise ist die Brennweite des Heliostaten und auch die der einzelnen Facetten gleich der Entfernung vom Mittelpunkt der Spiegelfläche bis zum Zielpunkt der Reflexion auf dem Receiver, der **Slant Range**, L_{SR} . In der Praxis werden aus Herstellungsgründen Facetten gleicher Brennweite für größere Teile des Feldes verwendet. Das Canting, findet zu einem bestimmten Zeitpunkt bzw. Sonnenstand statt. Fällt die Strahlung aus einer anderen als der Auslegungsrichtung auf eine Facette, so ändert sich ihre Brennweite (Astigmatismus, siehe Abschnitt 2.2.2, 2.10). Dies führt zu einem Verlust an Strahlungsenergie, da ein Teil der Strahlung den Receiver verfehlt [17].

Um die Kosten für die Fertigung und Montage und die fehlende Flexibilität des T-Typ Heliostaten zu reduzieren, wurden Membran-Heliostaten (eng.: stretched membrane heliostats) entwickelt. Bei Membran-Heliostaten werden Kunststoff- oder Metallmembranen vorne und hinten über einen Druckring gespannt und im Inneren ein Unterdruck hergestellt, um die Membran zu verformen und so zu fokussieren. Dieses Prinzip ermöglicht eine individuelle Einstellung der Brennweite jedes Heliostaten im Feld durch Änderung des Unterdrucks im Inneren des Konzentrators [28].

Abbildung 2.5 zeigt einen Glas/Metall- (links) und einen Membran-Heliostat (rechts), beide getestet in der solaren Versuchsanlage PSA (Plataforma Solar Almería) in Spanien.

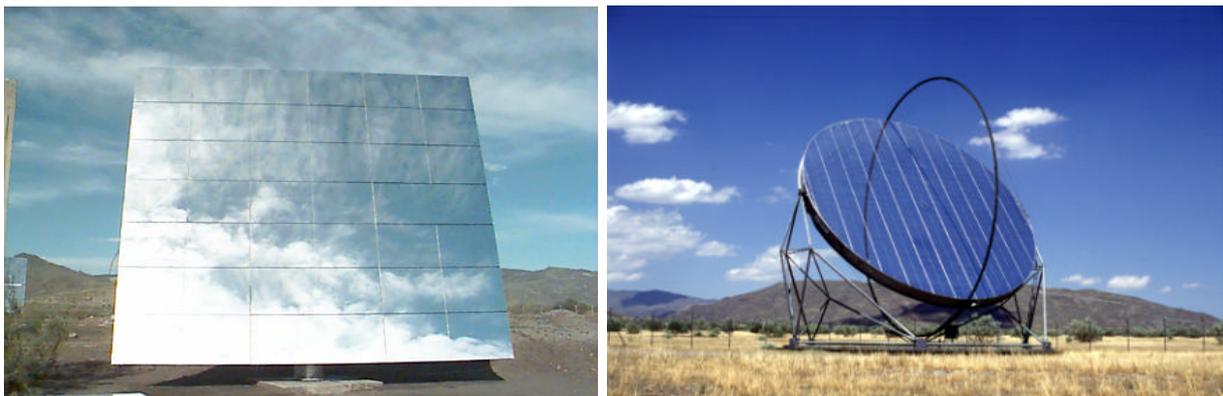


Abbildung 2.5: Colon 70 Heliostat und Membran-Heliostat bei PSA (Plataforma Solar Almería) [27]

Die Nachführung des Heliostaten, das **Tracking**, wird von einem zentralen Rechner gesteuert. Die Ausrichtung wird nach dem Sonnenstand (Azimut- und Zenitwinkel) berechnet und im Abstand von einigen Sekunden aktualisiert. Hierbei wird meist das **Azimut-Elevations-**

Tracking verwendet, es gibt jedoch auch andere Methoden wie Spinning-Elevation-, Polar-Mounted- oder das Latitude-Oriented-Tracking [29].

Heliostatenfeld: Für die Auslegung des Heliostatenfeldes bei Solarturmkraftwerken gibt es zwei Konfigurationen: Das Nordfeld (auf der Nordhalbkugel der Erde, Südfeld auf der Südhalbkugel) oder das Rundumfeld [23]. Die Wahl der Konfiguration wird von der erwünschten Strahlungsleistung und vom Receiver-Typ beeinflusst. Des Weiteren werden Heliostatenfelder durch die Anordnung der einzelnen Heliostaten zueinander eingeteilt. Aufgrund guter Begeh- und Befahrbarkeit wird eine Aufstellung in Reihen angestrebt. Hierdurch ergeben sich zwei grundsätzliche Anordnungen: Das Radially Staggered Design und das Cornfield-Design [24].

Beim **Radially Staggered Design** werden die Heliostaten in Reihen mit demselben Radius um den Turm aufgestellt, was auch Vorteile für die Montage der Spiegelfacetten mit sich bringt, da alle Heliostaten einer Reihe die gleiche Brennweite besitzen. Um Abschatten und Blocken der Heliostaten zwischen zwei Reihen zu verhindern und trotzdem eine höhere Heliostatendichte zu erreichen, werden die Heliostaten der nächsten Reihe versetzt zu denen der vorherigen aufgestellt. Ein Beispiel für ein Rundumfeld im Radially Staggered Design ist das Solarturmkraftwerk Gemasolar in Abbildung 2.6.

Werden die Heliostaten in geraden, zueinander parallelen Reihen nebeneinander aufgestellt, so handelt es sich um das **Cornfield Design**. Dieses erscheint vor allem bei Feldern mit kleinen Heliostaten von Vorteil. So sind zum Beispiel beim Heliostatenfeld des Sierra Sun-Tower Kraftwerks (Abbildung 2.7) eine Vielzahl kleiner Heliostaten ebenfalls versetzt wie beim Radially Staggered Design auf einer Stützstruktur aufgebaut, was eine Minderung der Kosten für die Montage und eine Besserung der Flächenausnutzung bringt [31].

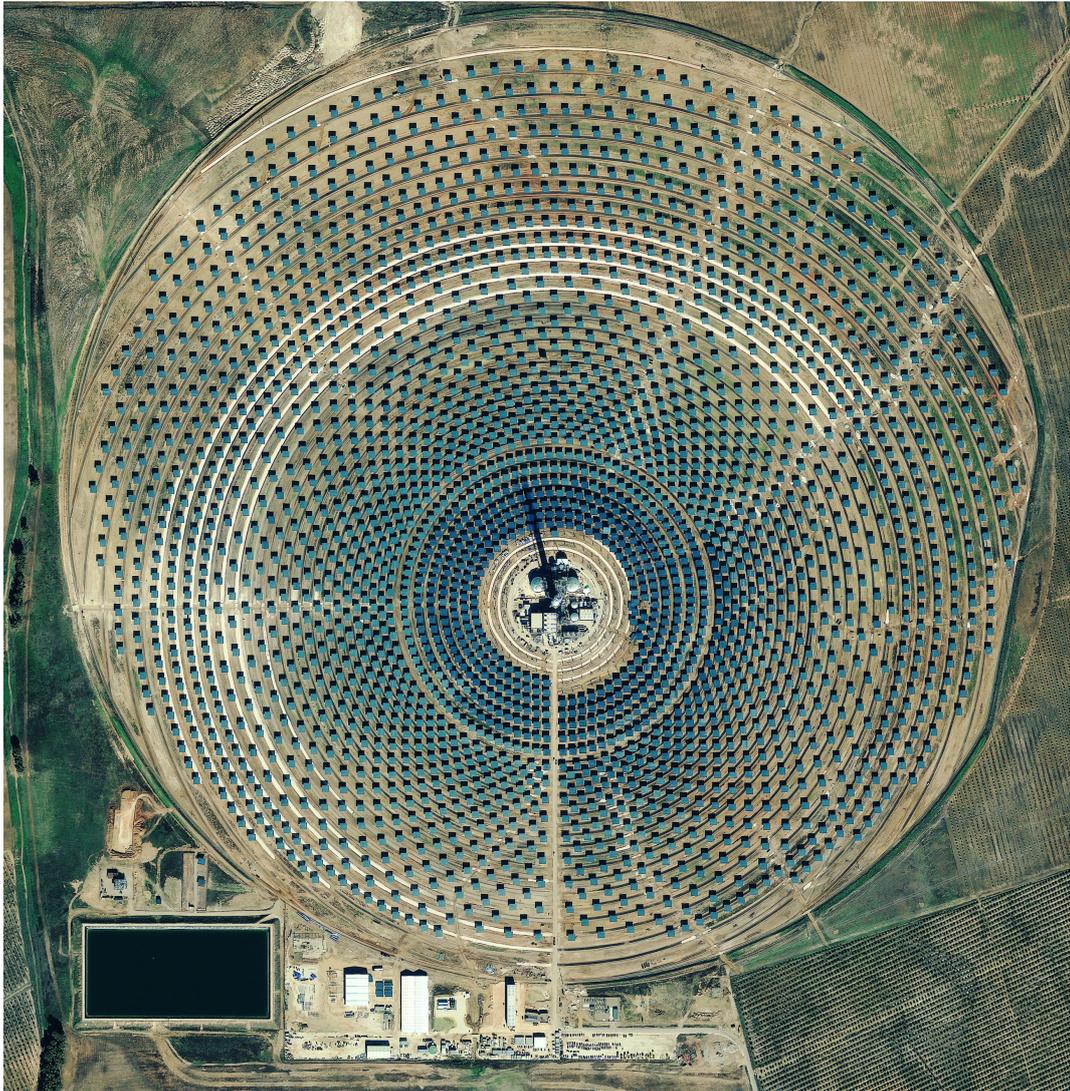


Abbildung 2.6: Rundumfeld im Radially Staggered Design des Solarturmkraftwerks Gemasolar bei Sevilla, Spanien. [30]



Abbildung 2.7: Sierra SunTower Kraftwerk in Lancaster, Kalifornien [32]

2.2.2 Optische Effizienz

Bei der Reflexion der Solarstrahlung von den Heliostaten auf den Receiver, wird die Strahlungsintensität aufgrund von Materialeigenschaften und Form der Spiegel, sowie unterschiedlichen optischen Verlustmechanismen abgeschwächt. Diese werden im Folgenden beschrieben:

Reflektivität: Bei Eintreffen des direkten Anteils der Solarstrahlung auf einen Heliostaten, wird diese nicht vollständig reflektiert. Abhängig von Material und Oberflächenbeschaffenheit (Form, Verschmutzungen), wird die Strahlung bei der Reflexion teilweise absorbiert und gestreut (diffuse Reflexion). Die Reflektivität ρ der reflektierenden Fläche wird bestimmt durch den Quotienten der gerichteten, reflektierten Strahlungsintensität und der einfallenden Strahlungsintensität [15]:

$$\rho = \frac{G_{\text{refl}}}{G_{\text{ein}}} \quad (2.7)$$

Typische Werte für die Reflektivität in solartechnischen Anwendungen eingesetzter Reflektoren liegen zwischen 0,88 und 0,95 [28]. Durch Verschmutzung der Oberfläche (z. B. Sand) wird die tatsächliche Reflektivität noch zusätzlich verringert. Die Heliostaten eines Solarturmkraftwerks müssen daher regelmäßig gewaschen werden, um diesen Effekt zu verhindern. Die Verschmutzung wird zusätzlich zur Reflektivität durch den Faktor η_{Schmutz} berücksichtigt.

Kosinusverluste: Die Heliostaten werden im Betrieb so ausgerichtet, dass die Solarstrahlung auf einen vorgegebenen Zielpunkt am Receiver trifft. Dies führt dazu, dass die Strahlung in der Regel nicht senkrecht auf die Spiegelfläche der Heliostaten trifft und nur eine verminderte, in die Ebene senkrecht zur Einfalls- bzw. Reflexionsrichtung projizierte, Spiegelfläche sieht. Diese effektive Spiegeloberfläche wird durch den Kosinus des Einfallswinkels der Solarstrahlung zur Spiegelaperturfläche bestimmt [24]. In dieser Arbeit werden die Kosinusverluste aus dem Verhältnis der Summe der effektiven Spiegelaperturfläche aller Heliostaten zur gesamten Spiegelaperturfläche berechnet:

$$\eta_{\text{cos}} = \frac{\sum_{i=1}^{N_H} (A_{\text{Ap,eff}})_i}{A_{\text{Ap}}} = \frac{\sum_{i=1}^{N_H} (A_{\text{Ap}} \cdot \cos\theta_{\text{ein}})_i}{A_{\text{Ap}}} \quad (2.8)$$

Abschatten und Blocken: Steht die Sonne von einem Heliostaten oder einem Teil der Spiegelfläche des Heliostaten aus gesehen hinter dem Turm, so wird die betreffende Fläche

verschattet. Das heißt, dass dieser Teil der Spiegelfläche keine Strahlung auf den Receiver reflektiert. Der dadurch entstehende Verlust wird als Strukturabschattung bezeichnet und vermindert die effektiv zur Verfügung stehende reflektierende Fläche des Feldes. Die Strukturabschattung kann mit einem Effizienzfaktor η_{Str} berücksichtigt werden [21]. Sie nimmt mit der Höhe des Turmes zu und betrifft vor allem die Heliostaten der vorderen Reihen. In den Abbildungen 2.6 und 2.7 ist der Schatten des Turms auf den Heliostaten deutlich zu sehen.

Auch innerhalb des Heliostatenfeldes kommt es zu Verschattung zwischen den einzelnen Heliostaten. Hierbei wird zwischen Abschatten und Blocken unterschieden: Liegt ein Teil des Heliostaten von der Sonne aus gesehen hinter einem anderen Heliostaten und wird von diesem verschattet, wird dies als Abschatten bezeichnet. Trifft hingegen die bereits von einem Heliostaten reflektierte Strahlung auf ihrem Weg zum Receiver auf die Rückseite eines davor angeordneten Heliostaten, so spricht man von Blocken [23]. Wiederum wird die zur Verfügung stehende reflektierende Fläche durch diese Mechanismen reduziert, der dadurch entstehende Verlust wird durch den Faktor η_{S+B} beschrieben und ändert sich laufend in Abhängigkeit vom Sonnenstand und der Position im Heliostatenfeld, siehe Abbildung 2.8 [33].

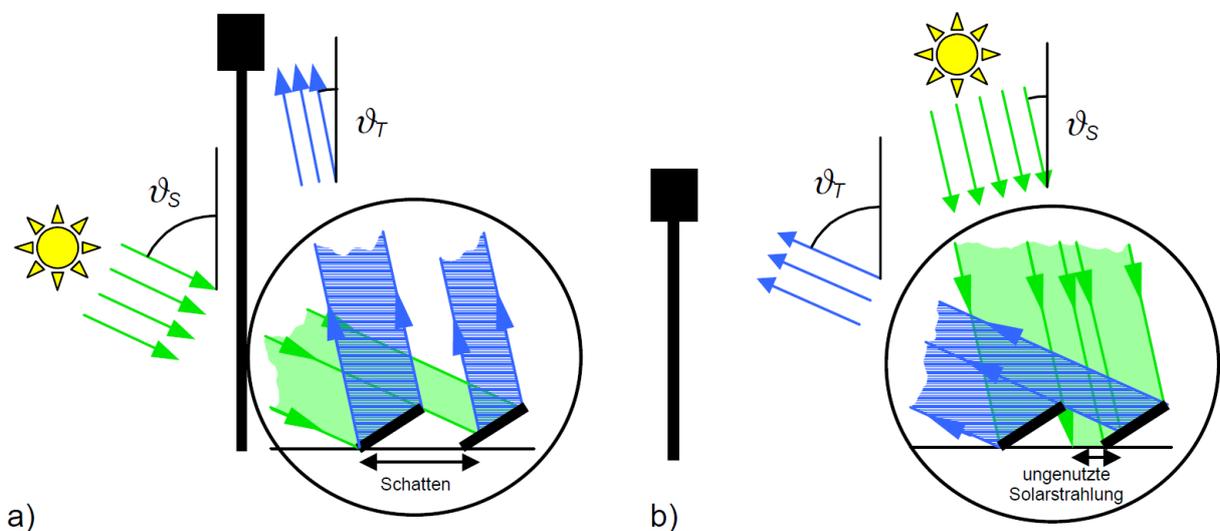


Abbildung 2.8: Prinzip Abschatten und Blocken. a) Nahe am Turm überwiegt Abschatten bei tiefen Sonnenständen. b) In weiterer Entfernung vom Turm überwiegt Blocken [33]

Spillage: Unter Spillage¹ werden alle optischen Fehler zusammengefasst, die ein Verfehlen des Receivers durch die von den Heliostaten reflektierte Strahlung verursachen. Hierfür sind in erster Linie die Strahlaufweitung bei der Reflexion und Astigmatismus verantwortlich.

¹eng. to spill: verschütten

Bei der Reflexion eines Lichtstrahles an einem Spiegel ist nach dem Reflexionsgesetz der Austrittswinkel gleich dem Einfallswinkel bezüglich der Normalen auf die Ebene im Reflexionspunkt. In der Realität weicht die reflektierte Strahlung vom idealen Reflexionswinkel ab. Grund dafür sind Konzentration- und Nachführungsfehler, die eine Aufweitung des eintreffenden Strahlenbündels verursachen. Konzentrationfehler beinhalten Materialfehler und Abweichungen der Spiegeloberfläche von der idealen Form. Nachführungsfehler entstehen unter anderem durch Fehlstellung des Konzentrators aufgrund von Ungenauigkeiten in der Nachführung, Wind und Temperaturschwankungen etc. oder aufgrund von Ausrichtungsfehlern der Spiegelfacetten [34].

Die statistische Verteilung der Richtungsabweichungen bei der Reflexion eines Strahles an einer Oberfläche wird im Englischen als **Error Cone** (Fehlerkegel) bezeichnet und wird in solartechnischen Berechnungen als rotationssymmetrische Gauß-Verteilung angenähert [34]. Die Zulässigkeit dieser Annahme wurde in [35] durch Messungen nachgewiesen. Der Öffnungswinkel des Error Cone ergibt sich aus der Varianz σ^2 der reflektierten Strahldichteverteilung zu 2σ . Der halbe Winkel σ_{opt} des Reflexionskegels lässt sich mit dem quadratischen Mittel aus den Spiegel- und Nachführungsfehlern berechnen mit [17]:

$$\sigma_{\text{opt}} = \sqrt{\sigma_{\text{Spiegel}}^2 + (2 \cdot \sigma_{\text{Nachführung}})^2} \quad (2.9)$$

In [17] wurde festgestellt, dass bei der Reflexion an einer Oberfläche mit einer statistischen Abweichung $\sigma_{\text{Oberfläche}}$ von der idealen Oberfläche der Öffnungswinkel in der Ebene senkrecht zur Einfallsebene des Strahls vom Kosinus des Einfallswinkels θ_{ein} abhängt. Daher ergibt sich bei der Reflexion in Wirklichkeit kein kreisförmiger Kegel, sondern abhängig vom Einfallswinkel der Strahlung ein Kegel mit elliptischer Grundfläche.

Zusätzlich zu der statistischen Richtungsverteilung trifft die Strahlung der Sonne bereits mit der in Kapitel 2.1.2 beschriebenen Strahldichteverteilung durch die Sunshape auf die reflektierende Oberfläche. In Abbildung 2.9 ist der resultierende Fehlerkegel aus Konzentration- und Nachführungsfehlern und der Sunshape dargestellt. Wird auch die Sunshape stark vereinfacht als Gauß-Verteilung angenommen, so kann $\sigma_{\text{opt,tot}}$ wie folgt angegeben werden [17]:

$$\sigma_{\text{opt,tot}} = \sqrt{\sigma_{\text{opt}}^2 + \sigma_{\text{Sonne}}^2} \quad (2.10)$$

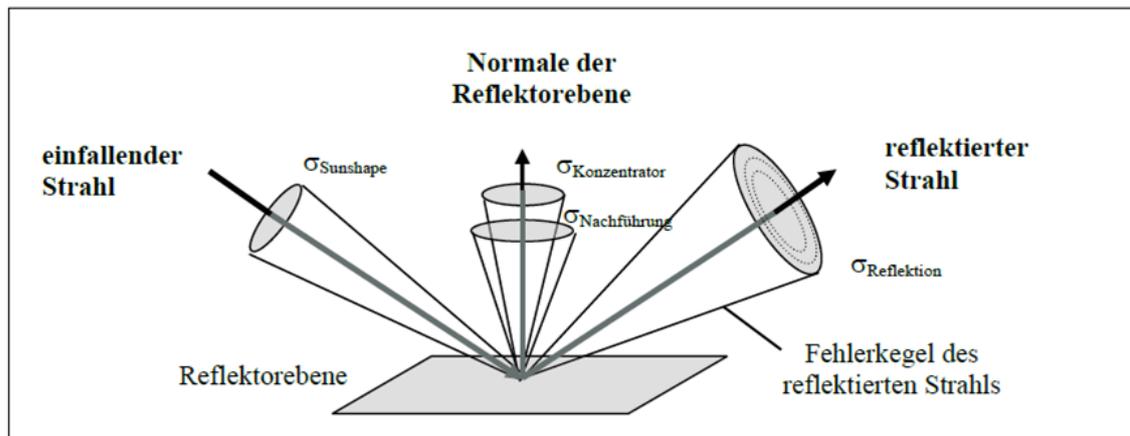


Abbildung 2.9: Fehlerkegel eines an einer Oberfläche reflektierten Strahls, zusammengesetzt aus Konzentration- und Nachführungsfehlern sowie der Sunshape [21]

Die zweite Ursache für Spillage ist der **Astigmatismus**. Wie in Abschnitt 2.2.1 beschrieben, werden Heliostaten so ausgelegt, dass sich die Brennpunkte aller Facetten in einem Punkt überlagern. Da sich die Ausrichtung des Heliostaten und der Einfallswinkel der Strahlung durch die Nachführung mit dem Tagesverlauf ständig ändert, weicht der Einfallswinkel der Strahlung von jenem zum Auslegungszeitpunkt ab. Der Brennpunkt einer gekrümmten Fläche ist nicht für jeden Einfallswinkel der Strahlung gleich, sondern verschiebt sich bzw. wird aufgefächert [17].

Dieser Effekt ist in Abbildung 2.10 anhand einer Parabel dargestellt. Im linken Bild ist deutlich ein Brennpunkt der Reflexion bei parallel zur Symmetrieachse der Parabel einfallender Strahlung zu sehen, während bei einem Einfallswinkel von 26° kein eindeutiger Brennpunkt mehr zu erkennen ist.

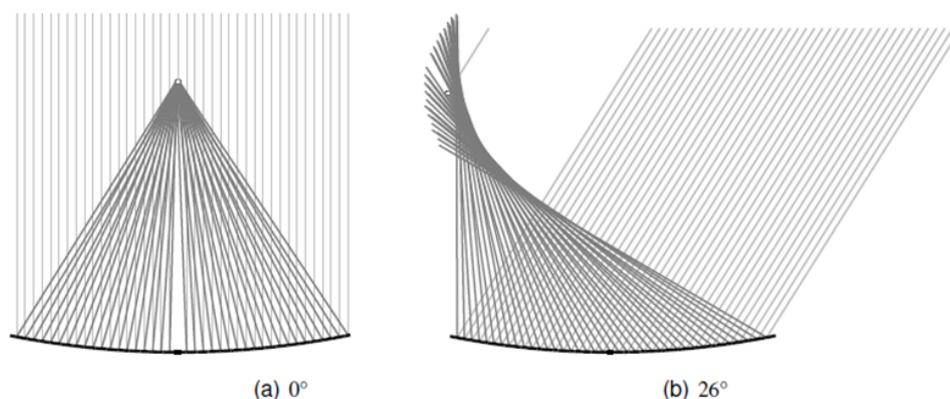


Abbildung 2.10: Astigmatismus bei einer Parabel aufgrund schräg einfallender Strahlung [36]

Atmosphärische Abschwächung: Die von einem Heliostaten reflektierte Strahlung wird auf dem Weg zum Receiver durch die Atmosphäre noch weiter abgeschwächt. Diese atmosphärische Abschwächung wird durch Streuung und Absorption an Molekülen und Partikeln verursacht und ist neben dem Gehalt an Wasserdampf und Aerosolen in der Luft abhängig von der Weglänge, die die Strahlung zurücklegen muss. Die Abschwächung kann für jeden Heliostaten mit der Slant Range L_{SR} annähernd nach folgender Gleichung berücksichtigt werden [37]:

$$\tau_{atm} = 6.79 \cdot 10^{-3} + 1.176 \cdot 10^{-4} \cdot L_{SR} - 1.97 \cdot 10^{-8} \cdot L_{SR}^2 \quad (2.11)$$

Die von den Heliostaten reflektierte Strahlung wird für $L_{SR} < 1.000$ m demnach um den Faktor

$$\eta_{atm} = 1 - \tau_{atm} \quad (2.12)$$

gemindert. Bei $L_{SR} > 1.000$ m wird ein anderer Berechnungsansatz für τ_{atm} verwendet [38]:

$$\tau_{atm} = (1 - e^{-0,0001106 \cdot L_{SR}}) \quad (2.13)$$

Receiververluste: Am photovoltaischen Receiver wird im idealen Fall die gesamte Strahlungsenergie in elektrische Energie umgewandelt. Dies wird begrenzt durch den Wirkungsgrad der Solarmodule, Reflexionsverluste an der Glasabdeckung, Verluste durch Zellerwärmung, Passivflächen- und Inhomogenitätsverluste. In dieser Arbeit wird ein Receiverwirkungsgrad $\eta_{el,Rec}$ definiert, in dem die beschriebenen Verluste mit Ausnahme der Inhomogenitätsverluste berücksichtigt werden. Außerdem werden Verluste des Systems miteinbezogen, die die nutzbare elektrische Energie weiter minimieren, wie Wechselrichterverluste, Eigenbedarf des Systems (z. B. Pumpen für Kühlung) und technische Verfügbarkeit.

$$\eta_{el} = \frac{P_{el}}{\Phi_{Rec}} \quad (2.14)$$

Definition der Leistungen und Wirkungsgrade Die in den Berechnungen dieser Arbeit verwendeten Definitionen der Leistungen und Wirkungsgrade sind in [39] beschrieben. Die auf die Spiegelfläche des Heliostaten i treffende Strahlungsleistung ergibt sich aus der direkt auf die Spiegelfläche treffenden Strahlungsenergie G_i in W/m^2 und der Spiegelfläche A_i . In Summe für das gesamte Heliostatenfeld ergibt sich $\Phi_{ein,HF}$ aus der Direktnormalstrahlung G_b und der gesamten Spiegelaperturfäche:

$$\Phi_{ein,HF} = \sum_{i=1}^{N_H} (G_i \cdot A_i) = G_b \cdot A_{Ap} \quad (2.15)$$

Bei der Reflexion an den Spiegeln wird die Strahlung durch die oben beschriebenen Reflektivitäts- und Kosinusverluste, sowie durch Verschattung, Abschatten und Blocken gemindert. Die vom Heliostatenfeld reflektierte Strahlungsleistung $\Phi_{\text{refl,HF}}$ ist die Summe der von jedem Heliostaten reflektierten Strahlungsleistung abzüglich der jeweiligen Verluste:

$$\Phi_{\text{refl,HF}} = \sum_{i=1}^{N_H} (\rho_i \cdot \eta_{\text{Str}} \cdot \eta_{\text{S+B},i} \cdot G_i \cdot A_i \cdot \cos \theta_i) \quad (2.16)$$

Φ_{Rec} ist die Strahlungsleistung, die den Receiver nach weiterer Minderung durch Spillage und atmosphärische Abschwächung erreicht und dort für die Umwandlung in elektrische bzw. als Wärmeenergie genutzt werden kann. Sie wird berechnet durch Multiplikation der vom Feld reflektierten Strahlungsleistung $\Phi_{\text{refl,HF}}$ mit der atmosphärischen Abschwächung η_{atm} und der Spillage-Effizienz η_{Spillage} bzw. anhand der gesamten, am Feld verfügbaren Strahlungsleistung $P_{\text{ein,HF}}$ unter Berücksichtigung aller beschriebenen Feldverluste (Reflektivität, Kosinusverluste, Strukturverschattung, Abschatten und Blocken, atmosphärische Abschwächung, exklusive Receiververluste):

$$\Phi_{\text{Rec}} = \eta_{\text{Spillage}} \cdot \eta_{\text{atm}} \cdot \Phi_{\text{refl,HF}} = \rho \cdot \eta_{\text{cos}} \cdot \eta_{\text{Str}} \cdot \eta_{\text{S+B}} \cdot \eta_{\text{Spillage}} \cdot \eta_{\text{atm}} \cdot \Phi_{\text{ein,HF}} \quad (2.17)$$

Dabei werden jeweils Mittelwerte für die Effizienz über alle Heliostaten berechnet.

Mit der **Heliostatenfeld-Effizienz** (*heliostat field efficiency*) η_{HF} werden nur Verluste berücksichtigt, die direkt bei der Reflexion an den Heliostaten oder zuvor auftreten. Diese beinhalten den geometrischen Faktor (Strukturabschattung, Abschatten und Blocken, Kosinusverluste) und die Reflektivität ρ der Spiegel:

$$\eta_{\text{HF}} = \frac{\Phi_{\text{refl,HF}}}{\Phi_{\text{ein,HF}}} = \rho \cdot \eta_{\text{Str}} \cdot \eta_{\text{S+B}} \cdot \eta_{\text{cos}} \quad (2.18)$$

In [39] ist die **optische Effizienz** (*interception efficiency*) definiert als Verhältnis aus der auf den Receiver treffenden Strahlungsleistung Φ_{Rec} und der vom Feld reflektierten Strahlungsleistung $\Phi_{\text{refl,HF}}$ abzüglich der atmosphärischen Abschwächung. In dieser Arbeit wird η_{opt} definiert als das Verhältnis der Strahlungsenergie am Receiver Φ_{Rec} zu der auf das Heliostatenfeld treffenden Strahlungsleistung $\Phi_{\text{ein,HF}}$:

$$\eta_{\text{opt}} = \frac{\Phi_{\text{Rec}}}{\Phi_{\text{ein,HF}}} = \rho \cdot \eta_{\text{Str}} \cdot \eta_{\text{S+B}} \cdot \eta_{\text{cos}} \cdot \eta_{\text{Spillage}} \cdot \eta_{\text{atm}} \quad (2.19)$$

Damit sind alle bisher beschriebenen Verluste exklusive der Inhomogenitätsverluste und des Receiverwirkungsgrades in der optischen Effizienz berücksichtigt. In der Literatur werden die angegebenen Effizienzwerte oft um die Kosinusverluste, in manchen Fällen auch um die atmosphärische Abschwächung und in den Messergebnissen des Kraftwerks Solar Two, welches in Kapitel 4 vorgestellt wird, nur um die Reflektivität der Spiegel bereinigt.

Die auf den Receiver treffende Strahlungsleistung ergibt sich somit aus (vgl. Gleichung 2.17):

$$\Phi_{\text{Rec}} = \eta_{\text{opt}} \cdot \Phi_{\text{ein,HF}} \quad (2.20)$$

2.3 Stromerzeugung mit Photovoltaikmodulen

Zur direkten Umwandlung der Solarstrahlungsenergie in elektrischen Strom werden hauptsächlich Solarzellen aus Halbleitern verwendet. Es gibt auch organische Solarzellen, die hier aber nicht berücksichtigt werden, da sie für die untersuchte Anwendung nicht relevant sind. Bei den Halbleiter-Solarzellen werden Elemente der IV. Gruppe des Periodensystems mit vier Elektronen in der äußeren Schale (am häufigsten Silizium) oder Verbindungen aus zwei Elementen mit drei und fünf oder zwei und sechs Valenzelektronen verwendet. Häufig eingesetzt werden hierbei die III-V-Verbindung Gallium-Arsenid (GaAs) und die II-VI-Verbindung Cadmium-Tellurid (CdTe) [3].

Die elektrische Leistung einer Solarzelle ist abhängig vom eintreffenden Strahlungsfluss Φ , angegeben in Energie pro Zeiteinheit. Für ein Flächenelement dA der Solarzelle ergibt sich der Strahlungsfluss aus der Bestrahlungsstärke E zu $d\Phi = E \cdot dA$. Bei homogener Verteilung der Bestrahlungsstärke über die Solarzelle und gegebener Fläche ergibt sich die elektrische Leistung somit aus dem Strahlungsfluss und dem Wirkungsgrad der Zelle η_{SZ} [40]:

$$P_{\text{Solarzelle}} = \eta_{\text{SZ}} \cdot \Phi \quad (2.21)$$

2.3.1 Funktionsweise von Solarzellen

Die Umwandlung der Energie findet durch Ausnutzung des photovoltaischen Effekts statt, der in diesem Abschnitt nach [3] beschrieben wird:

In Halbleitern werden bei Energiezufuhr durch elektromagnetische Strahlung freie Ladungs-

träger erzeugt (Elektronen und Löcher). Um diesen Effekt zur Erzeugung elektrischer Energie zu nutzen, muss zusätzlich eine Ladungstrennung stattfinden, das heißt die Ladungsträger müssen in unterschiedliche Gebiete abgezogen werden. Dies wird durch einen pn-Übergang ermöglicht. Ein pn-Übergang ist ein Materialübergang zwischen einem Halbleiter negativer (n) und einem Halbleiter positiver (p) Dotierung². Werden ein n- und ein p-dotierter Übergang in Kontakt gebracht, diffundieren Elektronen ins p-Gebiet und Löcher ins n-Gebiet. Da nun in beiden Gebieten ionisierte Atome zurückbleiben, bildet sich ein elektrisches Feld, das der Diffusion der Ladungsträger entgegenwirkt. Die Diffusion findet so lange statt, bis ein Gleichgewichtszustand erreicht ist.

Bei Einstrahlung des Sonnenlichtes werden nach dem Bändermodell Elektronen vom Valenz- ins Leitungsband angehoben, es entstehen neue Elektronen-Loch-Paare. Die angehobenen Elektronen werden nun wiederum ins n-Gebiet abgezogen, während die positiven Löcher ins p-Gebiet wandern. Durch Schließen des Stromkreises an den äußeren Kontakten kann elektrischer Strom abgenommen werden.

Bei der Umwandlung der Solarstrahlung in elektrische Energie treten Verlustmechanismen auf, die den Wirkungsgrad von Solarzellen η_{SZ} bedingen: Da zum Anheben eines Elektrons ins Leitungsband abhängig vom Halbleiter eine gewisse Energie entsprechend dem Bandabstand des Halbleitermaterials überwunden werden muss, wird nicht das gesamte Spektrum der Solarstrahlung in Strom gewandelt. Während die energiearme, langwellige Strahlung die Solarzelle gänzlich ungenutzt passiert, wird von der überflüssigen Energie der sehr energiereichen, kurzwelligen Strahlung nur der Anteil genutzt, der zum Anheben des Elektrons benötigt wird. Ein Großteil der Restenergie wird in Wärmeenergie umgewandelt.

Hiervon abgesehen wird auch die Strahlung im nutzbaren Wellenlängenbereich nicht zu hundert Prozent genutzt. Ein Teil wird an der Oberfläche reflektiert oder geht durch die Zelle hindurch. Hinzu kommen Verluste durch Rekombination, die u.a. mit der Dicke des Materials zunehmen. Dabei vereinen sich Elektronen mit Löchern, die sie auf ihrem Weg durch die Zelle passieren und fallen ins Valenzband zurück. Die beschriebenen Vorgänge in einem pn-Übergang sind in Abbildung 2.11 dargestellt.

²Dotieren bedeutet, dass in das Grundmaterial der IV. Hauptgruppe des Periodensystems eine geringe Menge (max. 1 ppm) an Fremdatomen aus der III. bzw. V. Hauptgruppe eingebracht werden. Dadurch entsteht ein Überschuss an Defektelektronen bzw. schwach gebundener Elektronen [41]

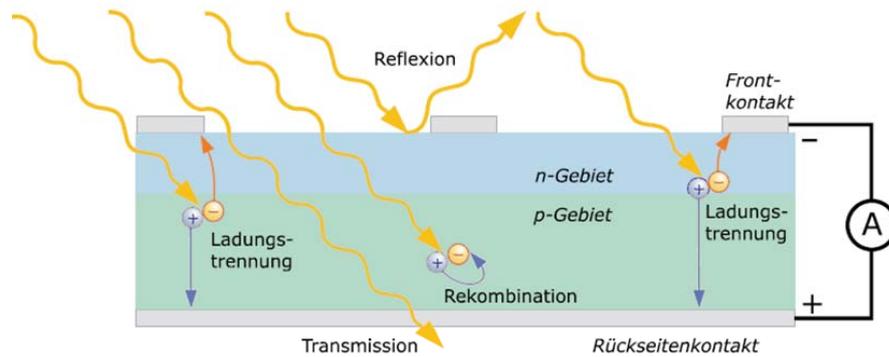


Abbildung 2.11: Vorgänge in einer Solarzelle bei Einstrahlung: Ladungstrennung, Verluste durch Reflexion, Transmission und Rekombination [3]

2.3.2 Elektrische Beschreibung einer Solarzelle

Eine ideale Solarzelle wird als Parallelschaltung einer Stromquelle I_{ph} mit einer idealen Diode betrachtet. Zur Berücksichtigung der in der Zelle auftretenden Rekombinations- und Widerstandsverluste gibt es verschiedene Ansätze [40]. Eine besonders gute Approximation wird mit dem Zwei-Dioden-Modell erreicht. Die Rekombination wird dabei durch eine zweite, parallel liegende Diode berücksichtigt, außerdem werden die Widerstandsverluste als Serien- und Parallelwiderstand R_S und R_P dargestellt. Abbildung 2.12 zeigt das Schaltbild einer idealen Solarzelle, erweitert durch die zweite Diode, Serien- und Parallelwiderstand.

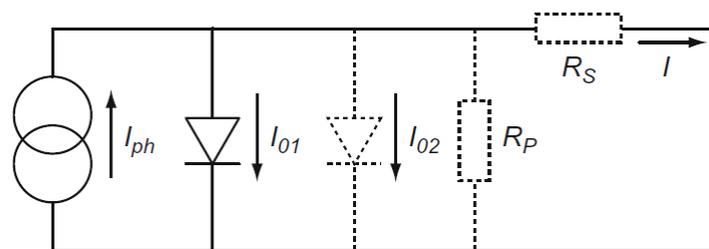


Abbildung 2.12: Zwei-Dioden-Modell zur Approximation der I-U-Kennlinie einer Solarzelle. Die durchgezogenen Linien stellen das Schaltbild der idealen Solarzelle dar, die gestrichelten Linien Rekombinations- und Widerstandsverluste in einer realen Zelle [42]

Die Strom-Spannungs-Kennlinie (I-U-Kennlinie) der Solarzelle wird im Zwei-Dioden-Modell durch folgende Gleichung angenähert:

$$I(U) = I_{Ph} - I_{01} \cdot \left(e^{\frac{U+IR_S}{m_1 \cdot U_{T1}}} - 1 \right) - I_{02} \cdot \left(e^{\frac{U+IR_S}{m_2 \cdot U_{T2}}} - 1 \right) - \frac{U + IR_S}{R_P} \quad (2.22)$$

- I_{Ph} : Photostrom der Solarzelle
- I_{01}, I_{02} : Sättigungsstrom der Dioden
- R_S, R_P : Serien- und Parallelwiderstand
- m_1, m_2 : Diodenfaktor. In der Regel werden bei Solarzellen $m_1 = 1$ und $m_2 = 2$ gesetzt
- U_{T1}, U_{T2} : Temperaturspannung

In Abbildung 2.13 ist die anhand des Zwei-Dioden-Modells berechnete Strom-Spannungs-Kennlinie, sowie die Leistungs-Spannungs-Kennlinie einer Solarzelle zu sehen. Aus den Kennlinien werden die wichtigsten Parameter zur Beschreibung und Bewertung der Qualität der Solarzelle herausgelesen. Diese werden im Folgenden beschrieben [3]:

Kurzschlussstrom I_K : Strom, der bei einer Spannung $U = 0$ gemessen wird.

Leerlaufspannung U_L : Die Spannung, die auftritt, wenn kein Strom fließt ($I = 0$).

Punkt maximaler Leistung: Die Leistung einer Solarzelle errechnet sich aus dem Produkt des Stroms und der Spannung und besitzt ein Maximum in einer bestimmten Kombination. Dieser Punkt wird im Englischen als **Maximum Power Point (MPP)** bezeichnet. Leistung, Strom und Spannung in diesem Punkt werden durch den Index MPP gekennzeichnet. Die maximale Leistung der Solarzelle ist somit

$$P_{MPP} = U_{MPP} \cdot I_{MPP} \quad (2.23)$$

Spannung und Strom im MPP sind kleiner als die Leerlaufspannung und der Kurzschlussstrom. Die Lage des MPP wird durch die Serien- und Parallelwiderstände beeinflusst und hängt außerdem von der Einstrahlung und der Zelltemperatur ab.

Füllfaktor: Der Füllfaktor FF ist das Verhältnis zwischen der maximalen Leistung und dem Produkt aus Leerlaufspannung und Kurzschlussstrom.

$$FF = \frac{P_{MPP}}{U_L \cdot I_K} \quad (2.24)$$

Er gibt an, wie gut die I-U-Kennlinie dem aus U_L und I_K aufgespannten Rechteck angenähert ist. FF dient als Qualitätskriterium für Solarzellen und liegt in der Regel zwischen 0,75 und 0,85 [3].

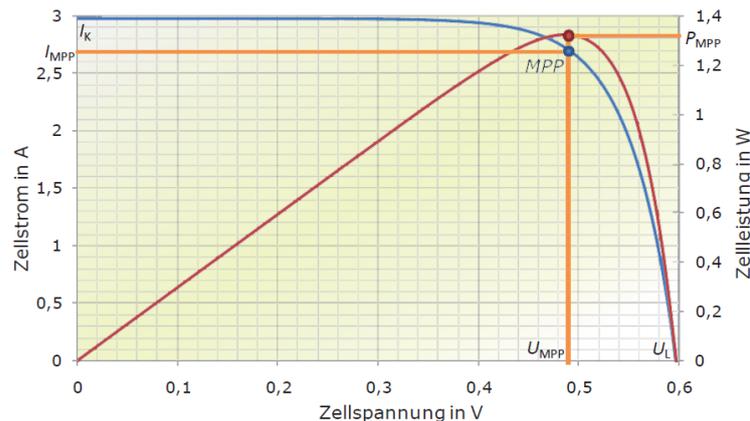


Abbildung 2.13: Strom-Spannungs- und Leistungs-Spannungs-Kennlinie einer Solarzelle mit Kurzschlussstrom I_K , Leerlaufspannung U_L , Punkt maximaler Leistung P_{MPP} [3]

Der **Wirkungsgrad** η_{SZ} ist definiert durch die maximale Leistung P_{MPP} und den Strahlungsfluss auf die Solarzelle:

$$\eta_{SZ} = \frac{P_{MPP}}{G \cdot A} = \frac{FF \cdot U_L \cdot I_K}{G \cdot A} \quad (2.25)$$

Zur Ermittlung der I-U- und der Leistungs-Spannungs-Kennlinie von Solarzellen, sowie des Wirkungsgrades η_{SZ} in der Realität, werden die Solarzellen unter Standardtestbedingungen³ getestet.

2.3.3 Mehrfachsolarezellen

Ein Konzept zur Verbesserung des Wirkungsgrades von Solarzellen sind die Mehrfachsolarezellen. Wie bereits erwähnt, absorbieren Solarzellen aus einem Halbleitermaterial, zum Beispiel Silizium, nur einen begrenzten Bereich des Strahlungsspektrums der Sonne. Zur Ausnutzung einer größeren Bandbreite werden mehrere Solarzellen aus unterschiedlichen Halbleitern übereinander geschichtet, die jeweils in einem anderen Wellenlängenbereichen absorbieren. Dabei wird die Zelle mit der größten Bandlücke von der Strahlung als erstes durchquert und absorbiert die kurzwellige Strahlung. Die langwellige Strahlung passiert die jeweils vordere Zelle um in der darauffolgenden Zelle mit kleinerer Bandlücke absorbiert zu werden. So können ein größerer Anteil der Strahlungsenergie ausgenutzt und höhere Wirkungsgrade erreicht werden.

³Standardtestbedingungen (eng. Standard Test Conditions, STC): Bestrahlungsstärke $G = 1.000 \text{ W/m}^2$, Solarspektrum AM1,5, Zelltemperatur $T_{Zelle} = 25^\circ$

Struktur und absorbierbares Spektrum einer Dreifachsolarzelle aus Gallium-Indium-Phosphid $\text{Ga}_{0.49}\text{In}_{0.51}\text{P}$ (Bandlücke 1.9 eV), Gallium-Indium-Arsenid $\text{Ga}_{0.99}\text{In}_{0.01}\text{As}$ (1.4 eV) und Germanium (0.7 eV) ist in Abbildung 2.14 dargestellt.

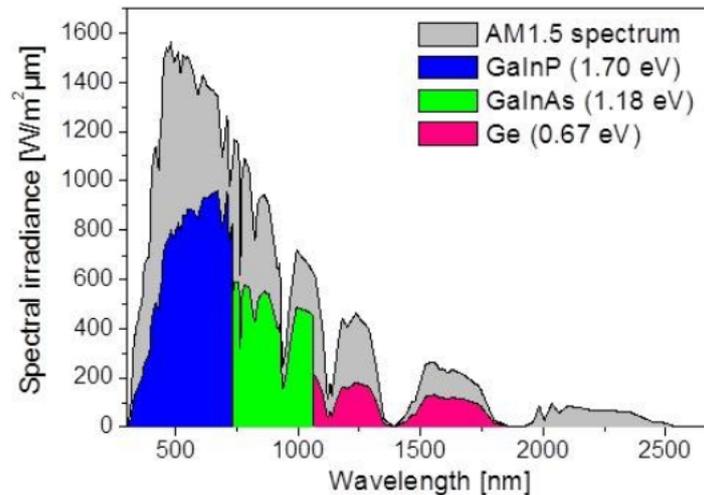


Abbildung 2.14: Anteil des möglichen absorbierten Sonnenspektrums (hier Referenzspektrum AM1.5) einer GaInP/GaInAs/Ge-Solarzelle [43]

Heutige Mehrfachsolarzellen im Einsatz erreichen Wirkungsgrade von 37 % bis zu 40 % (in Labormessungen wurden bereits Wirkungsgrade von 43,5 % erreicht) [44].

2.3.4 Monolithisch verschaltete Module

Aufgrund der sehr hohen Material- und Herstellungskosten von Mehrfachsolarzellen, werden diese unter hochkonzentrierter Einstrahlung betrieben. Dabei wird die Solarzelle einem sehr hohen Energiefluss ausgesetzt. Bei einer Zelle mit einem Wirkungsgrad von 40 % werden die übrigen 60 % Verlustenergie zu einem großen Teil in Wärme umgewandelt⁴. Da mit steigender Temperatur einer Solarzelle ihre Leistungsfähigkeit sinkt, ist ein Betrieb bei möglichst niedrigen Temperaturen anzustreben [3].

Für die Anwendung in hochkonzentrierenden Systemen wurden am Fraunhofer ISE sogenannte MIMs, monolithisch verschaltete Module (eng. Monolithically Interconnected Modules), für den Einsatz unter bis zu 1.000 Sonnen entwickelt [45]. In einem MIM werden einzelne Solarzellensegmente, zurzeit noch Gallium-Arsenid-Solarzellen, in Serie verschaltet und durch Bypassdioden elektrisch geschützt. Die Bypassdioden sind notwendig, da andernfalls eine Zelle mit geringerer Einstrahlungsintensität, z. B. eine verschattete Zelle, den Strom der

⁴in den Verlusten sind auch Reflexion an der Oberfläche, Transmission und komplexere physikalische Effekte in der Solarzelle inbegriffen durch die keine Umwandlung in Wärmeenergie stattfindet

gesamten Serienschaltung limitiert und durch die aufsummierte Spannung in den anderen Solarzellen die verschattete Zelle zerstört werden kann [45].

Die MIMs wiederum werden in dicht gepackten Konzentratormodulen, den CCMs (eng. Compact Concentrator Modules) in Serie und parallel verschaltet und auf einem Mikrokanalkühler montiert. Solche Module eignen sich für großflächige Receiver in hochkonzentrierenden Anwendungen, wie z. B. in solaren Turmkraftwerken. Abbildung 2.15 zeigt ein CCM mit 4 in Serie und 6 parallel verschalteten MIMs. Wirkungsgrade von 15,9 % bei einer Konzentration von 830 Sonnen und 13,9 % bei 1.000 Sonnen wurden mit dieser Konfiguration erreicht [22].



Abbildung 2.15: Dicht gepacktes Konzentratormodul (CCM) aus monolithisch integriert serienschalteten Modulen (MIMs). Jeweils vier Module sind in Serie verschaltet (horizontal) [45].

Zur Steigerung des Wirkungsgrades soll das Konzept des dicht gepackten Konzentratormoduls für Mehrfachsolarmodule angewendet werden. Am Fraunhofer ISE wurde ein Testreceiver aus Dreifachsolarmodulen entwickelt. Der Receiver besteht aus vier MIMs, die aus zehn Solarmodulen mit je 1 cm^2 zusammengesetzt sind. Der 441 cm^2 große Testreceiver wurde unter Standardtestbedingungen und einer Konzentration der Strahlung von 519 Sonnen getestet und die Kenngrößen der Solarmodule ermittelt. Dabei ergab sich eine maximale Leistung P_{MPP} von 68.8 W und ein Wirkungsgrad von 30,1 % [44].

In Abbildung 2.16 sind die elektrischen Parameter, IU-Kennlinie und der Testreceiver dargestellt.

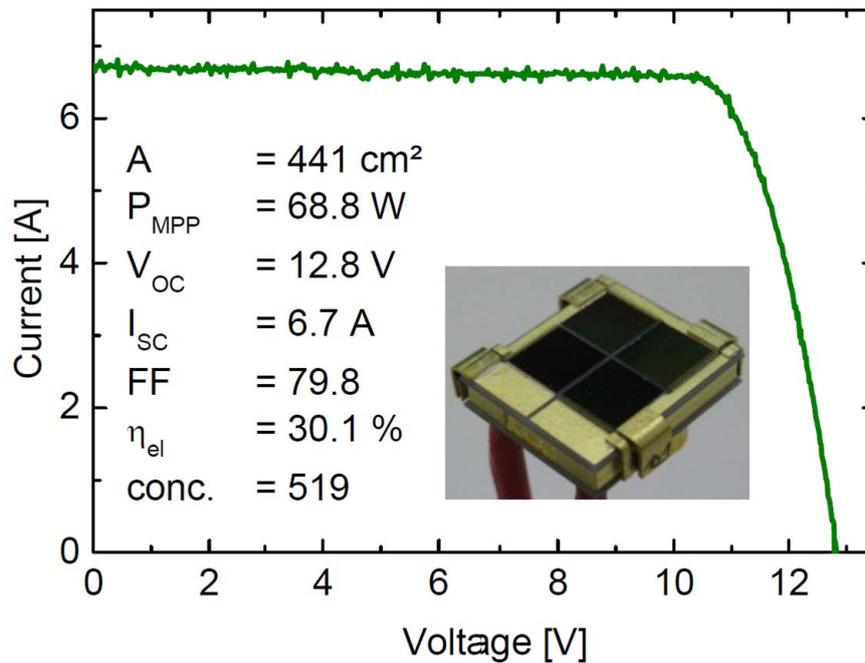


Abbildung 2.16: IU-Kennlinie eines Receiver Prototyps des Fraunhofer ISE mit Dreifachsolarzellen unter $C = 519$ Sonnen, $G_b = 1.000 \text{ W/m}^2$, $T = 25^\circ \text{C}$ [44]

Insbesondere im Betrieb unter hohen Konzentration (>800 Sonnen), erwärmen sich die Solarzellen aufgrund der in Kapitel 2.3.1 beschriebenen Effekte. Durch die Erwärmung verringern sich Leerlaufspannung, Füllfaktor und die maximale Leistung der Solarzelle. Es zeigt sich eine lineare Abnahme von P_{MPP} mit der Temperatur. In [46] wurden in Messungen Temperaturkoeffizienten verschiedener Solarzellen bezogen auf $T = 25^\circ$ ermittelt. Für eine GaInP/GaInAs/Ge-Dreifachsolarzelle beträgt der Temperaturkoeffizient $-0,297\%/^\circ\text{C}$ bei $C = 1$. Für eine GaInP/GaInAs-Solarzelle wurden Temperaturkoeffizienten von $-0,257\%/^\circ\text{C}$ ohne Konzentration und $-0,05\%/^\circ\text{C}$ bei $C = 900$ ermittelt. die Temperaturabhängigkeit nimmt dementsprechend mit höherer Konzentration ab.

3 Optische Simulation mittels Strahlverfolgung

Eine Modellierung konzentrierender Kollektorsysteme wird in der Regel durch Strahlverfolgung (eng.: Raytracing) ermöglicht. Die Strahlung der Sonne wird durch ein dichtes Strahlenbündel approximiert, welches von einer Lichtquelle ausgesandt und sein Verlauf durch das optische System verfolgt wird. Diese Methode wird Forward-Raytracing genannt. Im Gegensatz dazu werden beim Backward-Raytracing die Strahlen von einem Beobachter aus zu jenem Objekt verfolgt, welches die Strahlung aussendet. Diese Methode kommt vor allem in der Computergrafik zum Einsatz. Gegenüber dem Forward-Raytracing besitzt das Backward-Raytracing den Vorteil, dass nur jene Strahlen berücksichtigt werden, die auf vom Beobachter sichtbare Objekte treffen. Dies verringert die Anzahl der Strahlen und den Rechenaufwand [47].

Ein optisches System ist aus geometrischen Objekten aufgebaut, deren Oberflächen definierte Materialeigenschaften bezüglich Absorption, Reflexion und Transmission besitzen. Beim Raytracing wird überprüft, ob ein Strahl auf ein Zielobjekt - bei Solarturmkraftwerken ist dies der Receiver - trifft oder nicht. Mit der Anzahl der Strahlentreffer wird die Strahlungsverteilung und Leistung am Receiver, sowie die optische Effizienz des Systems bestimmt.

Ein Strahl wird dargestellt als ein Vektor mit Startpunkt, Richtung und Intensität. Jeder Strahl wird auf Schnittpunkte mit den Objekten des optischen Systems überprüft. Trifft ein Strahl auf ein Objekt, so wird er abhängig von dessen Geometrie und Materialeigenschaften reflektiert, gebrochen oder absorbiert. Bei der Reflexion wird die resultierende Richtung des reflektierten Strahls nach dem Reflexionsgesetz und dem in Kapitel 2.2.2 unter Spillage beschriebenen, optischen Fehler berechnet. Ähnliches gilt für brechende Oberflächen, hier wird das Brechungsgesetz angewendet. Bei absorbierenden Oberflächen endet der Weg des Strahls, im Normalfall wird nur das Zielobjekt als Absorber definiert.

Am Fraunhofer ISE wurde ein Programmpaket entwickelt, das die optische Simulation verschiedener solartechnischer Anwendungen ermöglicht. Zur Durchführung von Raytracing-Simulationen dient das Programm **Raytrace3D**, bei dessen Aufruf bereits Informationen über die geometrischen Objekte und ihre Materialeigenschaften übergeben werden müssen. Für die Definition des optischen Systems wurden weitere Module entwickelt, wie z. B. **PowerTower** für Solarturmkraftwerke.

Das Paket, und auch die Programme in sich, sind modular aufgebaut. In PowerTower z. B. sind die Schritte zur Berechnung der Geometrie (Heliostatenfeldauslegung, Nachführung und

Reflektorgeometrie, Zielstrategie, Lichtquelle) in einzelnen Modulen programmiert, sodass Erweiterungen durch neue Optionen (z. B. neue Zielstrategien oder Tracking-Algorithmen) einfach eingebaut werden können. Vereinfacht dargestellt könnte eine Simulation eines photovoltaischen Turmkraftwerks mit PowerTower, Raytrace3D, einem Receivermodell und Optimierung zu einem bestimmten Zeitpunkt nach dem Schema in Abbildung 3.1 verlaufen: Vom Benutzer werden Eingabeparameter definiert und in PowerTower ein geometrisches Modell eines Solarturmkraftwerks erstellt. Anhand des Modells wird eine optische Simulation in Raytrace3D durchgeführt. Mit dem im Rahmen dieser Arbeit zu entwickelnden Receivermodell wird aus den Simulationsergebnissen die elektrische Leistung des Systems berechnet. In einem Optimierer werden die Eingabeparameter des Turmsystems angepasst und der Ablauf von neuem gestartet.

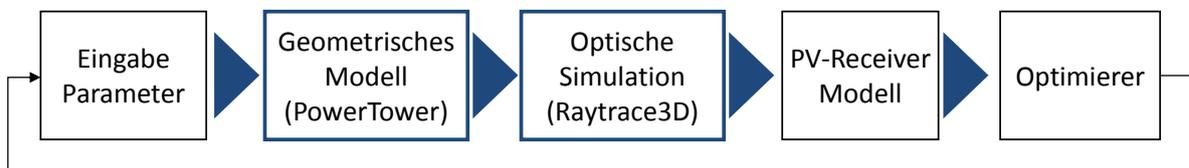


Abbildung 3.1: Möglicher Ablauf einer Simulation und Optimierung eines photovoltaischen Turmkraftwerks mit PowerTower und Raytrace3D

Abbildung 3.2 zeigt die Module des Programmsystems Raytrace3D-PowerTower, Eingabeparameter und -dateien, Ausgabedateien und die weiteren, im Rahmen dieser Arbeit entwickelten, Module für die Kraftwerkssimulation.

In den folgenden Abschnitten werden die in dieser Arbeit verwendeten Programme, sowie die weiteren Hilfsmittel für die Verarbeitung der Ergebnisse, die Optimierung und die Erstellung des in Kapitel 5 beschriebenen Modells eines photovoltaischen Receivers erläutert.

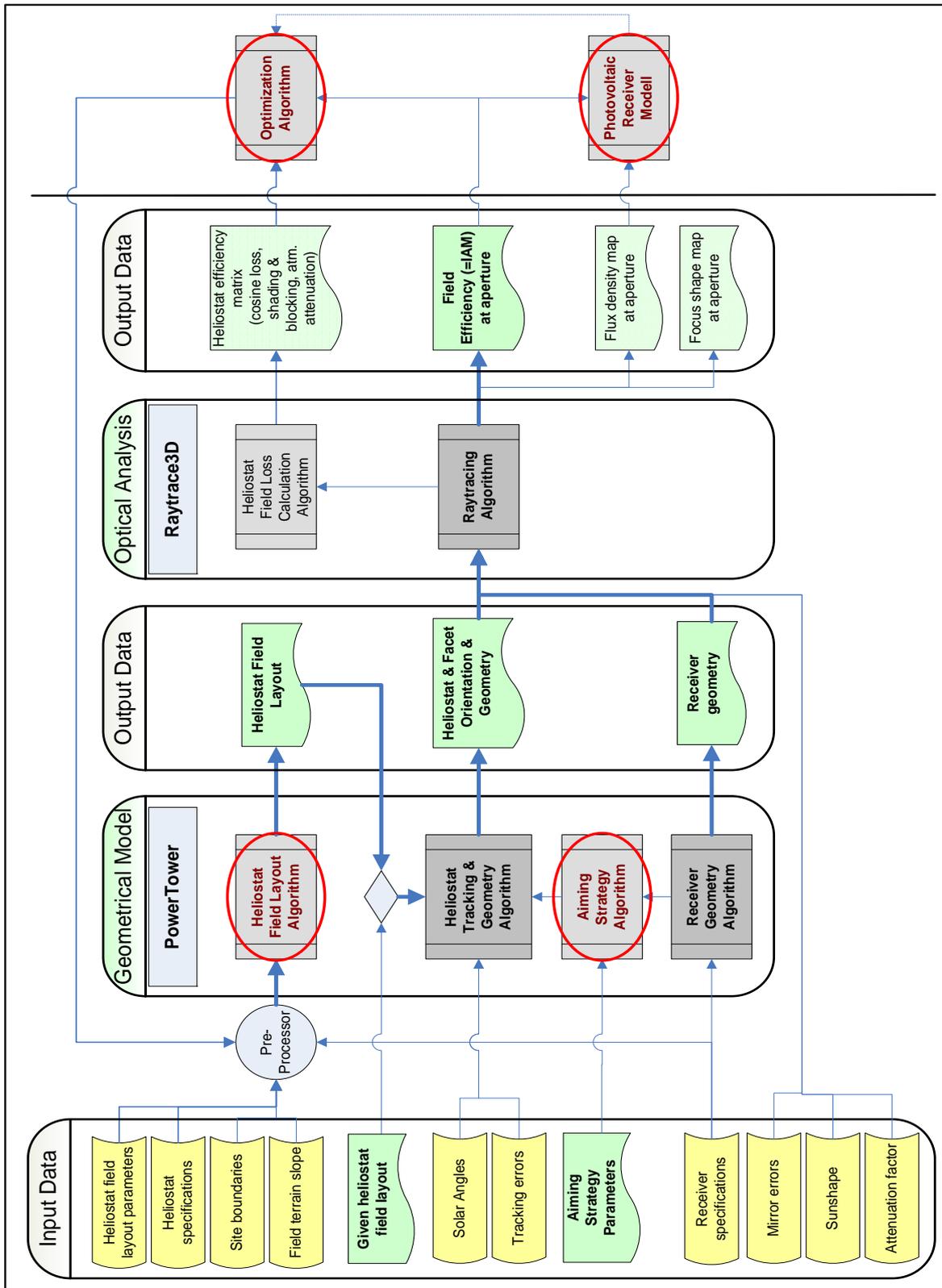


Abbildung 3.2: Schematischer Ablauf des Programmsystems Raytrace3D-PowerTower nach [48] mit den programminternen Modulen (grau), erforderlichen Eingabeparametern (gelb) und Ein- und Ausgabedateien und den zu entwickelnden Modulen (rote markiert) für ein PV-Turmkraftwerk.

3.1 PowerTower

PowerTower ist ein Programm zur Erstellung der Geometrie eines Solarturmkraftwerkes für die Simulation in Raytrace3D. Es wurde in der Programmiersprache C entwickelt und wird in einer LINUX-Umgebung über eine Kommandozeile mit den unterschiedlichen Parametern aufgerufen. Der Aufbau des Programms ermöglicht eine detaillierte Darstellung von Turmsystemen mit einer Vielzahl von Konfigurationsmöglichkeiten und den einfachen Einbau neuer Optionen. Die Ergebnisse aus PowerTower werden in einer Datei gespeichert, Raytrace3D liest die erstellten Geometrie aus dieser Datei ein.

Folgende Punkte werden bei der Auslegung eines Turmsystems bearbeitet:

- Heliostatenpositionierung
- Ausrichtung der Heliostaten (Nachführung, Tracking)
- Berechnung der Heliostatengeometrie
- Auslegung der Strahlungsquelle

Heliostatenfeldauslegung: Für die Auslegung des Heliostatenfeldes gibt es in PowerTower folgende Möglichkeiten:

- Auslegung nach dem Radially Staggered Design
- Auslegung nach dem Cornfield Design
- Einlesen der Heliostaten-Fußpunkte aus einer Datei

Beim Radially Staggered und Cornfield Design werden die Abstände zwischen den Heliostaten und den Reihen als konstant für das ganze Feld vom Benutzer definiert, es findet keine Optimierung der Heliostatenpositionierung statt. Im Rahmen dieser Arbeit wurde PowerTower um eine Option zur Auslegung im Radially Staggered Design mit Optimierung nach [49, 50] erweitert. Die Beschreibung des hierzu implementierten Algorithmus ist in Kapitel 6.1 zu finden.

Nachführung der Heliostaten (Tracking): Die Heliostaten eines Turmkraftwerkes werden abhängig vom Sonnenstand auf einen vorgegebenen Zielpunkt ausgerichtet. Die Nachführung erfolgt über das Azimut-Elevations-Tracking. Die Ausrichtung eines Heliostaten wird über die Sonnenposition und den Zielpunkt der Reflexion wie in Abbildung 3.3 ermittelt: Anhand des Sonnenvektors \vec{v}_s und des Vektors vom Heliostatenmittelpunkt zum Zielpunkt \vec{tt}_i wird die

Normale n_{HP_i} auf die Heliostatenoberfläche und der Einfallswinkel der Strahlung auf dieselbe Fläche berechnet. Der Heliostat wird im Azimut-Elevations-Tracking zuerst um die vertikale Achse und danach abhängig von der Sonnenelevation um die horizontale Achse gedreht. Die Drehungen und somit die Ausrichtung des Heliostaten werden aus der Oberflächennormalen bestimmt.

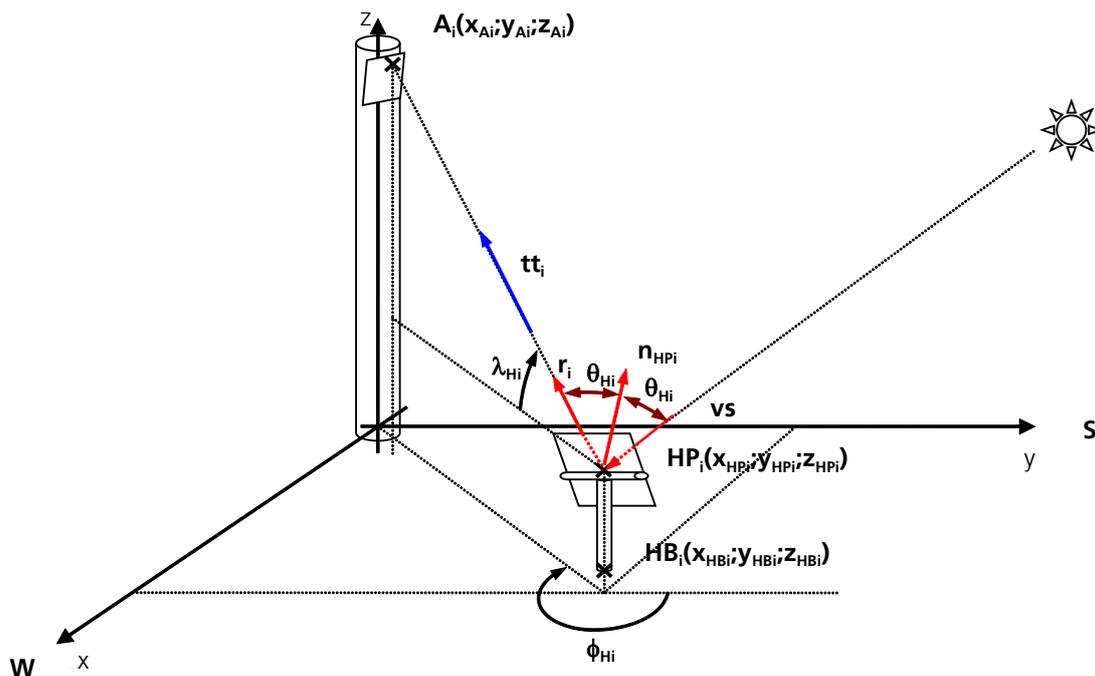


Abbildung 3.3: Nachführung der Heliostaten in PowerTower anhand der Sonnenposition und Zielpunktkoordinaten nach [48]

Die Koordinaten des Zielpunktes wurden bisher durch den Benutzer in der Kommandozeile definiert und allen Heliostaten zugeordnet. Auch hier wurde PowerTower im Rahmen dieser Arbeit erweitert, individuelle Zielpunkte für jeden Heliostaten eingelesen werden können.

Heliostatengeometrie: Die Heliostaten werden nach dem Prinzip des T-Typ Heliostaten (Abbildung 2.4) ausgelegt. Die Anzahl und Größe der Facetten, sowie die Anzahl der Spalte zwischen den Facetten werden vom Benutzer vorgegeben. Außerdem stehen verschiedene Optionen für das Canting zur Verfügung (On-Axis Canting, Off-Axis Canting), auf die hier nicht genauer eingegangen wird. Für die Auslegung der Facetten stehen verschiedene geometrische Formen zur Verfügung: zylindrisch oder parabolisch gekrümmt in einer oder zwei Dimensionen, sphärisch gekrümmt in einer Dimension oder elliptisch parabolisch

gekrümmt.

Definition der Strahlungsquelle: Die Strahlungsquelle wird in PowerTower als ein Rechteck definiert. Die Größe des Rechtecks wird aus der Feldgeometrie durch die Koordinaten der äußersten Heliostaten bestimmt. Die Position ergibt sich aus dem vom Benutzer eingegebenen Sonnenstand so, dass das gesamte Feld “bestrahlt“ wird.

Ergebnis aus PowerTower ist eine Sammlung von geometrischen Objekten für die Simulation eines Sonnenstands. Für Tages- oder Jahressimulationen wird die Zeitspanne durch eine geeignete Wahl einzelner Zeitpunkte dargestellt, durch Interpolation können die Ergebnisse zu anderen Zeitpunkten berechnet werden.

3.2 Raytrace3D

Nach Erstellung eines geometrischen Modells wird die Strahlverfolgung mit Raytrace3D durchgeführt. Ähnlich wie in PowerTower werden auch hier die Parameter über eine Kommandozeile übergeben und so der Programmaufruf gestartet. Die Daten zur Geometrie und den Materialien des optischen Systems werden aus Textdateien eingelesen, ebenso die Sunshape. Die Geometrie der Lichtquelle und die zu simulierende Strahlendichte in Strahlen/m werden ebenfalls in der Kommandozeile definiert.

Raytrace3D verfolgt die Strahlen, die von der Lichtquelle in Richtung Sonnenvektor ausgesandt werden, durch das optische System. Jeder Strahl besitzt Informationen über Intensität, Richtung und Schnittpunkte mit den Objekten. Am Ende wird eine Datei ausgegeben, die Information über Anzahl, Intensität und räumliche Aufteilung der Strahlentreffer auf dem Receiver enthält.

3.2.1 Simulation der Solarstrahlung

Im Kapitel 2.1.2 wurde beschrieben, wie es zu der von der Erdoberfläche aus gesehenen Intensitätsverteilung der Solarstrahlung, der Sunshape, kommt. In Raytrace3D wird die Sunshape wie folgt modelliert: Der Sonnenvektor \vec{v}_s ist durch Zenit- und Azimutwinkel definiert. Jeder Strahl erhält eine gewisse Richtungsabweichung von \vec{v}_s . Diese Richtungsabweichung ist in der Sunshape definiert, dabei ist in einem definierten Winkelbereich (z. B. 30 mrad) für jeden

Winkel eine Wahrscheinlichkeit definiert, mit der ein Strahl mit dieser Abweichung auftritt.

Zum Generieren der Strahlen wird in dieser Arbeit die Monte-Carlo-Methode verwendet: Auf der durch zwei Punkte und \vec{v}_s definierten Strahlungsquelle werden die Strahlen per Zufallsgenerator verteilt und eine Richtungsabweichung aus dem Sunshape-Profil ermittelt.

3.2.2 Modellierung der Verlustmechanismen

Der Energietransport der Solarstrahlung wird bei der Strahlverfolgung durch Zuteilung eines Intensitätswertes für jeden simulierten Strahl dargestellt. Ein Strahl wird von der Lichtquelle mit der Intensität $I = 1$ ausgesandt. Auf seinem Weg durch das optische System wird diese Intensität durch Reflexion und atmosphärische Abschwächung verringert. Die Simulation der in Kapitel 2.2.2 beschriebenen optischen Verluste in Raytrace3D wird im Folgenden beschrieben:

Die **Reflektivität** wird wie bereits beschrieben durch eine Minderung der Intensität umgesetzt. Dabei wird bei der Definition der Materialeigenschaften den Reflektoren eine Reflektivität $0 < \rho < 1$ zugewiesen und die Intensität mit dieser multipliziert.

Um **Konzentrator- und Nachführfehler** zu simulieren, wird den Reflektoren eine weitere Materialeigenschaft in Form einer Winkelabweichung zugewiesen. Die Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion wird innerhalb dieser Winkelabweichung als rotationssymmetrische Gauß-Verteilung modelliert und ähnlich der Sunshape wird dem Strahl bei der Reflexion per Zufallsgenerator eine Richtungsabweichung innerhalb dieses Wertebereichs übergeben.

Verluste durch **Abschatten und Blocken** werden in Raytrace3D direkt durch die Strahlverfolgung berücksichtigt. Abgeschattete Bereiche der Heliostaten werden von den Strahlen nicht erreicht, steht ein Objekt im optischen Pfad eines bereits reflektierten Strahls, wird der Strahl unterbrochen. Da die Strahlen immer senkrecht auf die effektive Aperturfläche eines Reflektors treffen, werden auch die **Kosinusverluste** direkt mitberücksichtigt.

Die **atmosphärische Abschwächung** wird in Raytrace3D nicht berechnet, kann aber durch Kenntnis der Positionen der Heliostaten im Feld für jeden Heliostaten bestimmt und als Mittelwert in den gesamten optischen Wirkungsgrad eingerechnet werden.

Objekte, die z. B. zur Darstellung des Turms dienen, aber keine Funktion im optischen System erfüllen, durch Verschatten der Reflektoren dennoch in die Simulation miteinbezogen werden

müssen, werden als Glasfläche mit Transmissionskoeffizienten $\tau = 0$ dargestellt. Ein Strahl, der auf diese Fläche trifft, würde hinter dem betreffenden Objekt mit der Intensität $I = 0$ austreten und endet daher im Auftreffpunkt.

Die gesamte optische Effizienz des Systems wird ermittelt, indem die durch ihre Intensität gewichteten Strahltreffer am Receiver aufsummiert und durch die Summe der an den Reflektoren reflektierten Strahlen dividiert werden. Zur Berechnung der Homogenität der Flussdichteverteilung und der elektrischen Leistung eines photovoltaischen Receivers aus den Ergebnissen der Strahlverfolgung wird im Rahmen dieser Arbeit ein Modell des photovoltaischen Receivers entwickelt werden, welches in Kapitel 5 beschrieben wird.

3.3 Hilfsprogramme

Für den Aufruf der Programme PowerTower und Raytrace3D, die Definition der Materialeigenschaften, Übergabe und Nachbearbeitung der Ergebnisse, sowie zur Erstellung des Receivermodells und der Zielpunktstrategien, wurden Skripte in der Programmiersprache **Python** bzw. **BASH-Skripte**¹ erstellt. In Python können sehr einfach Parameter variiert, Programme wiederholt aufgerufen und die Ergebnisse aus dem Raytracing automatisch am Ende einer Simulation ausgewertet werden. Dies ermöglicht einfache Systemoptimierungen durch Variation einzelner Parameter.

Eine Herausforderung beim Raytracing stellt die hohe erforderliche Simulationsdauer dar. Während in thermischen Solarturmkraftwerken für die Simulation eine eher geringe Strahlendichte benötigt wird, um einen vergleichbaren Wert für die optische Effizienz und mittlere Konzentration des optischen Systems zu erhalten, ist für das Modell des photovoltaischen Receivers eine deutlich höhere Strahlendichte erforderlich. Eine Begründung der höheren Strahlendichte und konkrete Werte für die Simulationsdauer sind in Abschnitt 5.3 aufgeführt.

Da die Strahlen einer Simulation in Raytrace3D nach dem Zufallsprinzip generiert werden, kann die Strahlendichte durch Überlagerung der Ergebnisse aus zwei Simulationen derselben Strahlendichte verdoppelt werden. Zur Reduktion der Simulationsdauer wird das Modul **Multiprocessing** von Python genutzt. Damit werden mehrere Simulationen einer Systemkonfiguration auf jeweils einen Prozessor aufgeteilt und parallel gerechnet, wodurch die

¹BASH-Skripte sind Textdateien unter LINUX, in denen eine Reihe von Terminal-Befehlen (Programmaufrufe, Kopieren, oder Verschieben von Dateien) durch einen einzelnen Aufruf des Skripts ausgeführt und auch Parameter verwaltet werden können.

Simulationsdauer deutlich gesenkt wird. Die Ergebnisdateien werden wiederum über das Python-Skript zusammengeführt.

4 Voruntersuchung des Simulationsmodells und Vergleich mit einem Referenzkraftwerk

In diesem Kapitel wird eine Voruntersuchung des Programmpakets PowerTower-Raytrace3D durch Vergleich von Simulationsergebnissen mit Messungen an einem solarthermischen Turmkraftwerk durchgeführt. Ziel dieser Untersuchung ist es, die Plausibilität der Ergebnisse aus der Strahlverfolgung zu überprüfen. Hierfür wird im Rahmen dieser Arbeit ein Simulationsmodell des **Solar Two** Kraftwerks entwickelt, da für dieses Kraftwerk eine sehr umfangreiche Dokumentation des Aufbaus für die Erstellung eines Simulationsmodells und Messergebnisse zum Vergleich mit den Simulationsergebnissen in [51] vorliegen. Solar Two (Abbildung 4.1) wurde als Teil von **The Solar Project** aus dem stillgelegten **Solar One** Pilotprojekt in der Nähe von Barstow, Kalifornien, entwickelt und in den 90ern für Test- und Evaluierungszwecke in Betrieb genommen. Nach einem 18-monatigen Testbetrieb wurde das Kraftwerk wieder stillgelegt.



Abbildung 4.1: Ansicht des Solarturmkraftwerks Solar Two in der Mojave-Wüste bei Barstow, Kalifornien [52]

4.1 Das Referenzkraftwerk Solar Two

Solar Two war aus einem Rundumfeld im Radially Staggered Design mit 1926 Heliostaten aufgebaut, 1818 **Martin Marietta** Heliostaten aus dem Vorgängerprojekt Solar One, mit einer Spiegelaperturfläche von $39,13\text{ m}^2$ und 108 zusätzliche, großflächige **Lugo** Heliostaten mit 95 m^2 . Aufbau und Eigenschaften der Heliostaten des Solar Two Heliostatenfeldes sind in Tabelle 4.1 aufgeführt. Die Martin Marietta (MM) Heliostaten bestanden aus 12 Facetten aus einer Mischung von eisenarmem und eisenreichem Floatglas (low-iron/high-iron glass) und einer durchschnittlichen Reflektivität im gereinigten Zustand von $\rho = 0,903$. Die Lugo Heliostaten bestanden aus 16 Facetten aus einer 1 mm-Dünnglasschicht auf 3 mm Dickglas mit einer durchschnittlichen Reflektivität von $\rho = 0,94$ [51].

Tabelle 4.1: Eigenschaften der Martin Marietta und Lugo Heliostaten des Solar Two Heliostatenfeldes aus [51]

Martin Marietta Heliostat	
Anzahl	1818
Heliostatenoberfläche	$47,6\text{ m}^2$
Spiegelfläche	$39,13\text{ m}^2$
Spiegelfacetten	12
Reflektivität	0,903
Gesamtaperturfläche	71.140 m^2
Lugo Heliostat	
Anzahl	108
Spiegelfläche	95 m^2
Spiegelfacetten	16
Reflektivität	0,94
Gesamtaperturfläche	10.260 m^2

Der Strahlungsempfänger des Solar Two-Kraftwerks lag in 76,2 Metern Höhe und war aus 24 rechteckigen Absorbern mit einer Höhe von 6,2 und einer Breite von 0,672 Metern aufgebaut, die in zylindrischer Form angeordnet waren. Als Wärmeträgermedium wurde flüssiges Nitratsalz verwendet. Die Absorber waren für einen mittleren und maximalen Strahlungsfluss von 430 bzw. 800 kW/m^2 und $42,2\text{ MW}_t$ absorbiertes Wärmeleistung konzipiert. Das Flüssigsalz wurde im Absorber von 290° auf 565°C erwärmt [51].

Das heiße Flüssigsalz wurde über den heißen Speichertank in einen Dampferzeuger geleitet, wo Wasserdampf bei 100 bar und 510° für die Turbine erzeugt wurde, und über eine

kalten Speichertank wieder in die Absorberröhren gepumpt [51]. Abbildung 4.2 zeigt den schematischen Ablauf der Stromerzeugung im Solar Two-Kraftwerk.

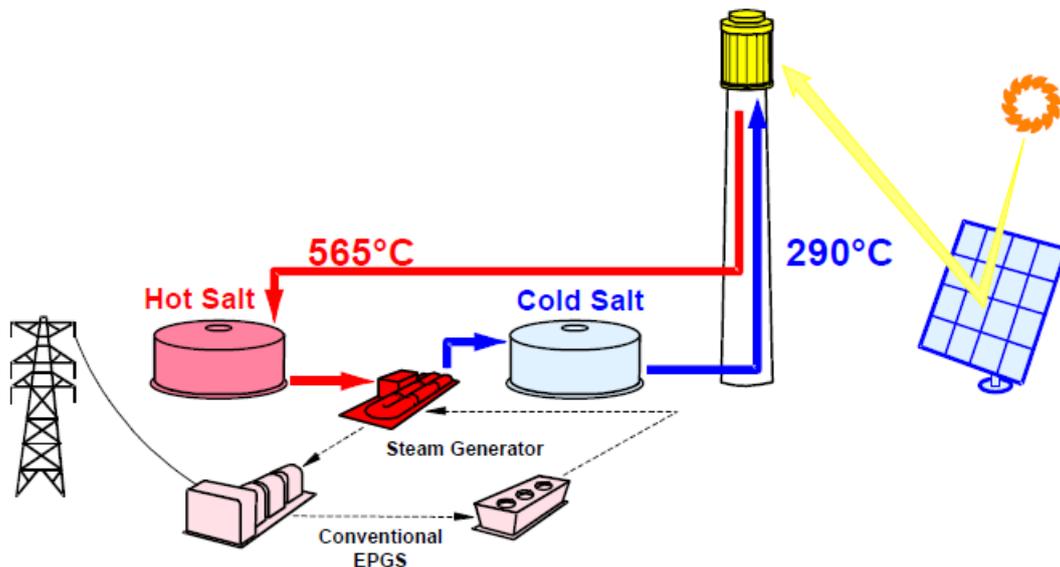


Abbildung 4.2: Funktionsprinzip des Solarturmkraftwerks Solar Two. Das im Receiver erhitzte Flüssigsalz wird im heißen Speichertank (Hot Salt) gespeichert, von hier wird heißes Salz in den Dampferzeuger (Steam Generator) geleitet, wo Dampf für den Turbinenprozess erzeugt wird. Über den zweiten Tank (Cold Salt) gelangt das abgekühlte Salz wieder in den Receiver [51]

4.2 Messungen am Kraftwerk

Im Rahmen des Betriebs von Solar Two wurden an neun Tagen Messungen am Receiver durchgeführt. Die im Rahmen dieses Vergleichs relevanten Gleichungen und die Vorgehensweise zur Auswertung der Messergebnisse in [51] werden im Folgenden erläutert:

Für diese Arbeit wurden die Messergebnisse von drei Tagen im September/Oktober 1997 für den Vergleich mit den Simulationen gewählt. Für diese drei Tage ist eine genauere Nachbildung des Heliostatenfeldes möglich, da die Verfügbarkeit der Heliostaten höher war ($> 90\%$) als in den späteren Messungen. Nur Martin Marietta Heliostaten waren in diesen Messungen auf den Receiver gerichtet. An jedem Tag wurden vier halbstündige Messungen um die Mittagszeit durchgeführt. Zwei Messungen wurden mit dem gesamten Feld, zwei nur mit der Hälfte der Heliostaten verwirklicht. Dazu wurden die Heliostaten in zwei Gruppen unterteilt: In einer Reihe gehörte jeder zweite Heliostat Gruppe 1 an, die übrigen Heliostaten Gruppe 2. Zugleich wurde die Direktnormalstrahlung G_b mithilfe eines Pyrrheliometers gemessen. Die Ergebnisse der vier Messungen wurden gemittelt, wobei die Leistung bei den Messungen mit nur der Hälfte der Heliostaten (Messung B und D) mit zwei multipliziert eingerechnet

wurde. Aus den Messergebnissen wurde die Effizienz des Heliostatenfeldes ermittelt, sowie die Effizienz des Absorbers, die für diese Arbeit nicht relevant ist.

Da die auf den Receiver treffende Strahlungsleistung nicht direkt gemessen werden konnte, wurde diese über die Energiebilanz unter Kenntnis der Reflektivität ρ bzw. des Absorptionskoeffizienten α des Absorbermaterials ermittelt. Die Strahlungsleistung setzt sich zusammen aus der von den Absorberoberflächen reflektierten Leistung $\rho \cdot \Phi$, der vom Flüssigsalz absorbierten Leistung P_{abs} und den thermischen Verlusten durch Wärmestrahlung, -leitung und -konvektion des Receivers, zusammengefasst als P_{Verlust} (alle Werte sind über die 24 Absorberflächen gemittelt):

$$\bar{\Phi}_{\text{Rec}} = \rho \cdot \bar{\Phi}_{\text{Rec}} + \bar{P}_{\text{abs}} + \bar{P}_{\text{Verlust}} \quad (4.1)$$

Die absorbierte Leistung P_{abs} wurde aus dem Massenstrom des Flüssigsalzes und der Enthalpiedifferenz am Ein- und Austritt berechnet:

$$P_{\text{abs}} = \dot{m} (h_{\text{Aus}} - h_{\text{Ein}}) \quad (4.2)$$

Mit $\rho = 1 - \alpha$ ergibt sich:

$$\bar{\Phi}_{\text{Rec}} = \frac{\bar{P}_{\text{abs}} + \bar{P}_{\text{Verlust}}}{\alpha} \quad (4.3)$$

Zur Ermittlung der thermischen Verluste wurden die Ergebnisse der ersten und vierten (A und D) bzw. der zweiten und dritten Messung (B und C) gleichgesetzt. Bei den Messungen mit der Hälfte der Heliostaten wurde hierbei die Leistung mit zwei multipliziert:

$$\Phi_{\text{Rec,A}} = 2 \cdot \Phi_{\text{Rec,D}} \quad (4.4)$$

$$\Phi_{\text{Rec,C}} = 2 \cdot \Phi_{\text{Rec,B}} \quad (4.5)$$

P_{Verlust} wurde daraufhin unter der Annahme, dass die thermischen Verluste unabhängig von der Strahlungsleistung am Receiver sind durch Einsetzen von Gleichung 4.1 für jede einzelne Messung in 4.4 bzw. 4.5 ermittelt:

$$\bar{P}_{\text{Verlust}} = \bar{P}_{\text{Abs,A}} + \bar{P}_{\text{Abs,C}} - 2 \cdot \bar{P}_{\text{Abs,B}} - 2 \cdot \bar{P}_{\text{Abs,D}} \quad (4.6)$$

Die optische Effizienz wurde aus der Strahlungsleistung Φ_{Rec} und der theoretisch vom Feld

reflektierten Leistung Φ_{HF} bestimmt. Diese ergibt sich durch Multiplikation der Direktnormalstrahlung G_b mit der Spiegelaperturfläche nach Gleichung 2.15 und die optische Effizienz nach Gleichung 2.19 durch Division von Φ_{Rec} durch Φ_{HF} .

Die in [51] angegebenen Werte für die Feldeffizienz beinhalten keine Verluste durch Reflektivität der Spiegel und zusätzliche Verluste durch Verschmutzung. Die optische Effizienz wurde um die Reflektivität ρ und einem Faktor für Verschmutzung η_{Schmutz} bereinigt:

$$\eta_{\text{Feld}} = \frac{\eta_{\text{opt}}}{\rho \cdot \eta_{\text{Schmutz}}} \quad (4.7)$$

Zur Ermittlung von η_{Schmutz} wurde mithilfe eines spektralen Reflektometers die effektive Reflektivität der Spiegel gemessen [24].

In der Feldeffizienz wurden daher nur die Kosinusverluste, Strukturverschattung, Abschatten und Blocken und atmosphärische Abschwächung berücksichtigt. In Tabelle 4.2 sind die gemessenen bzw. berechneten Werte (gemittelt über einen Tag) der Direktnormalstrahlung G_b , Aperturfläche A_{Ap} , theoretisch auf das Heliostatenfeld treffende Leistung $\Phi_{\text{ein,HF}}$ (Gleichung 2.15), Reflektivität ρ , Verschmutzung η_{Schmutz} , Strahlungsleistung am Receiver Φ_{Rec} und Feldeffizienz η_{Feld} , sowie die Abweichungen von den Mittelwerten der gemessenen Ergebnisse aus [51] aufgelistet.

Tabelle 4.2: Messergebnisse des Referenzkraftwerks Solar Two an den ersten drei Messtagen im September/Oktober 1997 aus [51]. Direktnormalstrahlung, Aperturfläche, theoretisch auf das Heliostatenfeld treffende Leistung, Reflektivität, Verschmutzung, Strahlungsleistung am Receiver und Feldeffizienz:

Messung am:	G_b W/m ²	A_{Ap} m ²	Φ_{HF} W/m ²	ρ %	η_{Schmutz} %	Φ_{Rec} W/m ²	η_{Feld} %
29.09.1997	909	69.143	62,8	90,3	96,7	36,5	66,5
30.09.1997	975	68.908	67,2	90,3	96,7	38,8	66,2
01.10.1997	944	70.473	66,5	90,3	96,7	38,5	66,3
Unsicherheit der Werte:	±27	±196	±1,9	±0,45	±1,9	±1,6	±4

4.3 Erstellung eines Solar Two-Simulationsmodells

In diesem Abschnitt werden die Vorgehensweise für das im Rahmen dieser Arbeit entwickelten Simulationsmodell für Solar Two in PowerTower und die gewählten Parameter für die Simulation in Raytrace3D beschrieben.

Die Heliostaten-Fußpunkte des Solar Two-Heliostatenfeldes wurden aus einer Vektorgrafik ermittelt und mit Satellitenaufnahmen des Kraftwerks abgeglichen. Die Fußpunkte der Heliostaten werden in PowerTower eingelesen und so das Feldmodell in Abbildung 4.3 erstellt.

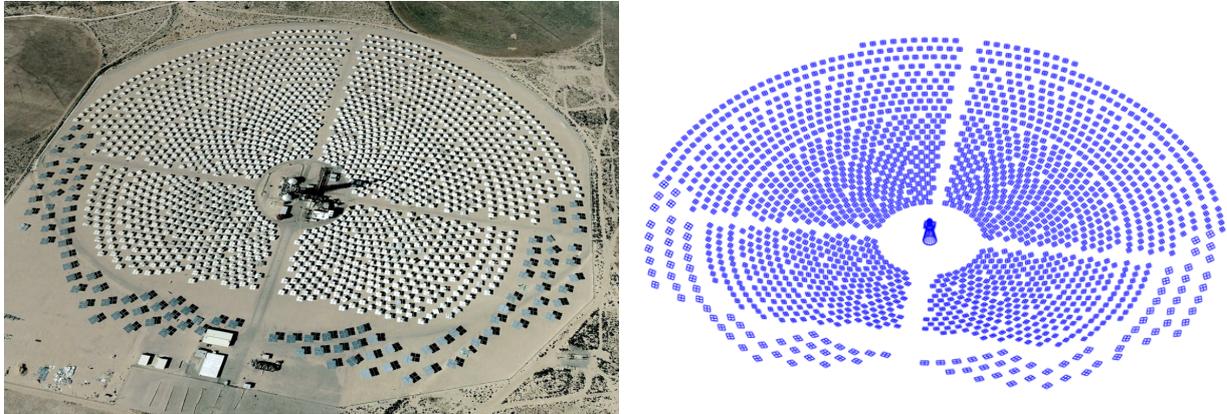


Abbildung 4.3: Satellitenaufnahme [53] und grafische Darstellung des geometrischen Solar Two Modells in PowerTower (mit allen Heliostaten)

Zusätzlich zu den Eigenschaften des Spiegelmaterials wird die Reflektivität durch Verschmutzungen der Spiegeloberfläche beeinflusst. Auch die Verschmutzung wurde für das gesamte Heliostatenfeld in [51] gemessen und ein Mittelwert von $\eta_{\text{Schmutz}} = 0,967$ ermittelt. Dieser Wert wird in der Reflektivität berücksichtigt. Diese beträgt somit $\rho = \rho_{\text{Spiegel}} \cdot \eta_{\text{Schmutz}} = 0,903 \cdot 0,967 = 0,873$.

Aufgrund der großen geometrischen Ausdehnung des Solar Two Heliostatenfeldes und der damit verbundenen hohen Simulationsdauer, werden die Heliostaten nicht mit allen Spiegel-facetten dargestellt, sondern ein vereinfachtes Modell entwickelt: Ein Heliostat wird mit einer einzigen Spiegelfläche mit den Abmessungen der gesamten Heliostatenoberfläche (Fläche der Spiegelfacetten inklusive Zwischenspalte) dargestellt. Durch diese vereinfachte Darstellung wird bei der Strahlverfolgung in Raytrace3D für jeden Heliostaten nur eines anstatt 12 (MM) bzw. 16 (Lugo) Objekten auf Strahlentreffer untersucht. Die Spiegelfläche ist sphärisch gekrümmt mit der jeweiligen Brennweite des Heliostaten (siehe unten). Da die Spiegelfläche des Modells nun größer ist als die tatsächliche Spiegelfläche des Heliostaten und in der Simulation mehr Energie Richtung Receiver reflektieren würde als im realen Fall, wird das Verhältnis der tatsächlichen zur modellierten Fläche in die Reflektivität des Spiegels gerechnet, die Reflektivität und somit die Intensität der vom Spiegel reflektierten Strahlung wird um diesen Faktor reduziert. Das heißt, dass vom Feld zwar eine größere Anzahl an Strahlen reflektiert werden als im realen Fall, diese allerdings eine verminderte Intensität besitzen. Die Größe der gesamten Heliostatenoberfläche wurde mit derselben Vorgehensweise wie bei der Ermittlung der Heliostaten-Fußpunkte aus einer Vektorgrafik des Heliostaten ermittelt.

In Tabelle 4.2 ist zu sehen, dass die Aperturfläche bei Durchführung der Messungen nicht der anzunehmenden Fläche bei Verwendung aller Heliostaten entsprach. Dies liegt daran, dass nie alle Heliostaten auf den Receiver gerichtet waren, sondern aufgrund technischer Probleme oder Reinigung einzelne Heliostaten ausfielen. Auch hier wird die Reflektivität durch das Verhältnis der tatsächlichen zur simulierten Spiegelaperturfläche (des gesamten Heliostatenfeldes) verringert. Für die simulierte Reflektivität eines Martin Marietta Heliostaten ergibt dies beispielhaft für den 29. September:

$$\rho_{\text{Sim}} = \frac{A_{\text{Spiegel}}}{A_{\text{Heliostat}}} \cdot \frac{A_{\text{Ap,Mess}}}{A_{\text{Ap,Sim}}} \cdot \rho = \frac{39,13}{47,6} \cdot \frac{69.143}{71.140} \cdot 0,873 = 0,6975 \quad (4.8)$$

Die Brennweite wurde im Simulationsmodell, wie in [51] dokumentiert ist, für die inneren 17 Reihen auf die Slant Range gesetzt, alle restlichen Heliostaten besitzen eine Brennweite von 400 m.

Der Receiver wird entsprechend Kapitel 4.1 mit 24 Absorbern in zylindrischer Anordnung ausgelegt. Dem Absorbermaterial wird der Absorptionskoeffizient $\alpha = 1$ zugewiesen, um in der Ausgabe die gesamte Strahlungsleistung Φ_{Rec} zu erhalten (in dieser Arbeit wird nur die optische Effizienz des Feldes untersucht, ein Modell zur Untersuchung des thermischen Receivers anhand der in dieser Arbeit generierten Simulationsdaten wurde in eine weiteren Diplomarbeit entwickelt [54]).

Die Aufweitung der Solarstrahlung bei der Reflexion an einem Heliostaten wird in Raytrace3D, wie in Kapitel 3.2.2 beschrieben, als Materialeigenschaft des Spiegels definiert. In [51] wurden im Rahmen der Messungen am Receiver auch die Nachführungsfehler der Heliostaten gemessen. Hierfür wurde ein am Turm installiertes Messsystem BCS (eng. Beam Characterization System) verwendet. Auf einer Plattform am Turm, unterhalb des Receivers, wurde das Abbild (Flussdichteverteilung) eines Heliostaten mit einer Kamera aufgenommen und am Computer die Abweichung des Mittelpunktes vom Zielpunkt ermittelt. In den Ergebnissen wurde nur diese Abweichung vom Zielpunkt der Nachführung, nicht aber die Änderung des Heliostatenabbildes bei der Reflexion berücksichtigt (auf die Änderung des Heliostatenabbildes in Abhängigkeit unterschiedlicher Einflüsse wird in Kapitel 6.2.1 genauer eingegangen). Für die Martin Marietta Heliostaten ergab sich aus den Messungen ein mittlerer Fehler von 2,68 mrad [51].

In Solar Two wurde eine Zielpunktstrategie angewendet, bei der die Heliostaten auf die vertikale Mittellinie des Receivers (vertikale Achse des Zylinders), das heißt hinter die Absorberfläche, zielten. Die vertikale Position des Zielpunktes wurde über das Feld variiert um

eine Überbelastung des Materials durch zu hohe Konzentration der Strahlung auf kleinen Flächen zu vermeiden. Dabei wurde die Änderung der Flussdichteverteilung eines Heliostaten mit dem Sonnenstand modelliert und die Zielpunkte wurden alle zehn Minuten für den aktuellen Sonnenstand neu berechnet. Zusätzlich wurden die Zielpunkte während des Betriebs so korrigiert, dass die maximale Flussdichte nicht überschritten wurde. Die Nachführung der Heliostaten erfolgte mittels Azimut-Elevations-Tracking [51]. Da zum Zeitpunkt der vorliegenden Simulationen eine Zuweisung unterschiedlicher Zielpunkte für jeden Heliostaten in PowerTower noch nicht möglich war und genauere Informationen dieser Strategie fehlen bzw. die Zielpunkte während des Betriebs laufend verändert wurden, sind in den Simulationen vereinfacht alle Heliostaten auf den selben Zielpunkt bei 77 m Höhe auf die vertikale Zylinderachse gerichtet.

Für die Simulationen werden die Zeitpunkte der Messungen in [51] gewählt und hier beispielhaft für einen Tag erläutert: Vier Simulationen zwischen 11:00 Uhr und 12:30 Uhr Mittags werden in halbstündigen Abständen durchgeführt und die Ergebnisse gemittelt. Dies entspricht der Vorgehensweise zur Ermittlung der Ergebnisse aus den Messungen in Tabelle 4.2. In Tabelle 4.3 sind die Zeitpunkte der Simulationen für den 29. September 1997 und die entsprechenden Sonnenstände nach [55] aufgelistet.

Tabelle 4.3: Uhrzeit und zugehörige Zenit- und Azimutwinkel der Sonne in den Solar Two Simulationen für den 29.09.1997 aus [51] und [55]

Tag: 29.09.1997				
Messung	A	B	C	D
Uhrzeit	11:00	11:30	12:00	12:30
Zenitwinkel θ_z	38,5	37,6	37,9	39,5
Azimutwinkel γ_s	-15,2	-3,1	-9,2	-20,9

Eine Zusammenfassung aller verwendeten Parameter in den Simulationen (ohne Lugo Heliostaten) ist in Tabelle 4.4 aufgelistet.

Aus den Ergebnissen der Simulationen wird die Strahlungsleistung aus der mittleren Konzentration berechnet. Die mittlere Konzentration wird anhand der Strahlentreffer auf den Receiver bestimmt. Die Summe der mit der Intensität gewichteten Strahlen I_{Str} , die den Receiver treffen (N_s Anzahl der Strahlentreffer), werden durch das Produkt der in den Simulationen verwendeten Strahlendichte und der Fläche des Receivers $D_R \cdot A_{\text{Rec}}$ dividiert:

$$C_m = \frac{\sum_{i=1}^{N_s} I_{\text{Str}}}{D_R \cdot A_{\text{Rec}}} \quad (4.9)$$

Tabelle 4.4: Simulationsdaten des Solar Two Simulationsmodells für PowerTower und Raytrace3D

Standort und Wetterdaten:	
Geografische Breite	34,87 °
Direktnormalstrahlung	944 W/m ²
Sunshape	CSR 5%
Heliostaten und Heliostatenfeld:	
Feldtyp	Rundumfeld
Feldlayout	Radialfeld
Anzahl Heliostaten	1.818
Heliostattyp	T-Typ
Anzahl Spiegelfacetten	1
Krümmung	sphärisch
Spiegelaperturfläche gesamt	71.140 m ²
Brennweite (innere 17 Reihen)	Slant Range L _{SR}
Brennweite (äußere Reihen)	400 m
Reflektivität der Spiegel ρ	0,873
Optischer Spiegelfehler	5,36 mrad
Receiver:	
Typ	zylindrisch angeordnete Panele
Anzahl Absorber	24
Höhe	6,2 m
Breite eines Absorbers	0,672 m
Absorberfläche gesamt	100 m ²
Absorptionskoeffizient α	1
Höhe des Receivers (Mittellinie)	76,2 m
Zielpunkt und Nachführung:	
Nachführung	Azimut-Elevations-Tracking
Zielpunktstrategie	1 Zielpunkt auf Zylinderachse
Zielpunkt (Höhe)	77 m

Daraus ergibt sich die Strahlungsleistung:

$$\Phi_{\text{Rec}} = G_{\text{b}} \cdot A_{\text{Rec}} \cdot C_{\text{m}} \quad (4.10)$$

Die Feldeffizienz η_{Feld} wird wie bei den Messergebnissen aus der optischen Effizienz durch Division durch die Reflektivität des Spiegels und die Verschmutzung berechnet, die optische Effizienz ergibt sich aus dem Verhältnis der Strahlungsleistung am Receiver und der theoretisch auf die Spiegelaperturfläche treffenden Strahlungsleistung.

4.4 Ergebnisse der Simulationen und Vergleich

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse der Simulationen des Solar Two Kraftwerks mit den zuvor beschriebenen Annahmen und Parametern diskutiert. Die Ergebnisse für die vier Sonnenstände an jedem der drei für den Vergleich gewählten Tage werden gemittelt und mit den entsprechenden Messergebnissen in Tabelle 4.2 verglichen.

In Tabelle 4.5 sind die sich für die einzelnen Tage ändernden Parameter Direktnormalstrahlung G_{b} und Spiegelaperturfläche A_{Ap} , die simulierte Strahlungsleistung Φ_{Sim} und Feldeffizienz η_{Feld} , sowie deren Abweichung $\Delta\Phi$ und $\Delta\eta_{\text{Feld}}$ von den Messergebnissen aufgelistet.

Es zeigt sich eine Übereinstimmung der Strahlungsleistung und Feldeffizienz in den Simulationen von durchschnittlich +3,7 MW Strahlungsleistung bzw. +6,5 % Feldeffizienz gegenüber den Messungen am realen Kraftwerk.

Tabelle 4.5: Simulationsergebnisse (gemittelt) aus den Raytracing Simulationen des Solar Two Modells und Abweichung von den Messergebnissen mit einem optischen Spiegelfehler $2\sigma_{\text{opt}} = 5,36$ mrad aus [51]:

Tag:	G_{b} W/m ²	A_{Ap} m ²	Φ_{Sim} W/m ²	η_{Feld} %	$\Delta\Phi$ W/m ²	$\Delta\eta_{\text{Feld}}$ %
29.09.1997	909	69.143	40,0	72,8	+3,5	+6,3
30.09.1997	975	68.908	42,7	72,8	+3,9	+6,6
01.10.1997	944	70.473	42,3	72,8	+3,8	+6,5

Im Folgenden werden mögliche Gründe für die Abweichungen der Simulationsergebnisse von den Messergebnissen erläutert:

Zielpunktstrategie: Da aus der Dokumentation der Messungen am Kraftwerk keine ausreichend genauen Informationen zur Darstellung der Zielpunktstrategie in den Simulationen hervorgehen, zielen alle Heliostaten auf dieselbe Höhe. Dadurch werden die Streuverluste (Spillage) unterschätzt, da zusätzliche Strahlung durch Verteilung der Zielpunkte entlang der vertikalen Achse des zylindrischen Receivers den Receiver verfehlen würde. Abbildung 4.4 zeigt eine Abwicklung der zylindrisch angeordneten Absorber mit resultierender Flussdichteverteilung aus den Raytracing-Simulationen, für einen Sonnenstand am 29. September.

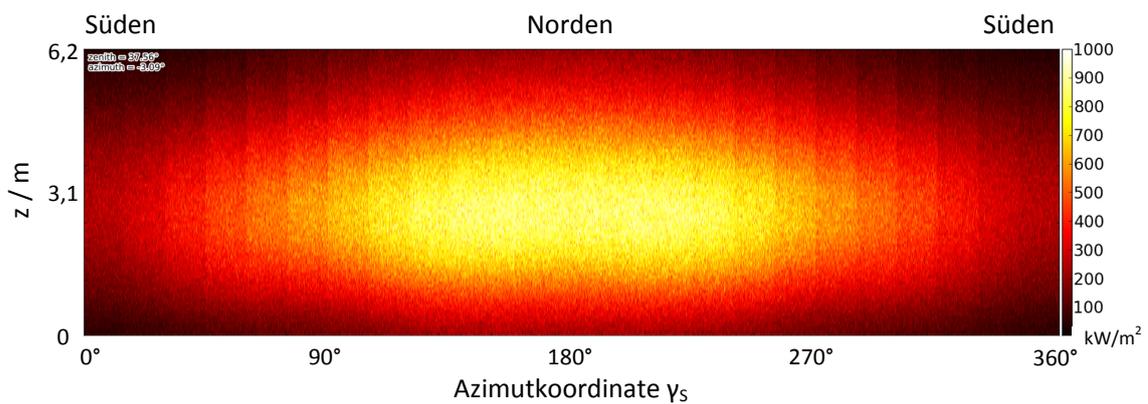


Abbildung 4.4: Simulierte Flussdichteverteilung auf den Absorbern des Solar Two Referenzkraftwerks für einen Sonnenstand am 29. September 1997, 11:30 Uhr

Nachführung und Strahlaufweitung: Wie bereits erwähnt wurden in dem optischen Fehler aus den Messungen, der auch für die Simulationen in Raytrace3D verwendet wurde, nur die Abweichung des Abbildes vom Zielpunkt gemessen, die Änderung des Heliostatenabbildes wurde dabei nicht berücksichtigt. In den Messungen anhand des BCS-Messsystems zeigte sich eine deutlich schlechtere Qualität des Heliostatenabbildes als erwartet. Zusätzlich wurden die Messungen der Nachführungsfehler bei nahezu windstillen Konditionen durchgeführt, der Einfluss höherer Windgeschwindigkeiten wurde demnach nicht berücksichtigt und würde die Nachführungsfehler erhöhen [51].

Daraus lässt sich schließen, dass zusätzliche Streuverluste eine Verringerung der Strahlungsleistung und optischen Effizienz in den Simulationen bewirken.

Um der Unterschätzung der Streuverluste in den Simulationen entgegenzuwirken, wird der optische Spiegelfehler von 5,36 mrad auf 7 mrad erhöht. Für den Strahlungsfluss ergibt sich dabei für alle Tage ein Wert innerhalb der angegebenen Unsicherheiten der Messergebnisse, für den 29. September ist die Strahlungsleistung $\Phi = 38,1$ MW mit einer Abweichung



Abbildung 4.5: Form des reflektierten Abbildes eines Solar Two Heliostaten auf der Messplattform zur Bestimmung des Nachführungsfehlers [51] (links) und aus den Simulationen eines Heliostaten in Raytrace3D (rechts)

von $\Delta\Phi = -0,7$ MW sowie der Feldwirkungsgrad $\eta_{\text{Feld}} = 65\%$ und mit einer Abweichung von $\Delta\eta_{\text{Feld}} = -1,2\%$.

In Tabelle 4.6 sind die gemittelten Simulationsergebnisse für die drei Tage und die Abweichung vom Mittelwert der Messergebnisse in Tabelle 4.2 dargestellt.

Tabelle 4.6: Simulationsergebnisse (gemittelt) aus den Raytracing Simulationen des Solar Two Modells und Abweichung von den Messergebnissen aus [51] mit optischem Spiegelfehler von $2\sigma_{\text{opt}} = 7$ mrad:

Tag:	G_b W/m ²	A_{Ap} m ²	Φ_{Sim} W/m ²	η_{Feld} %	$\Delta\Phi$ W/m ²	$\Delta\eta_{\text{Feld}}$ %
29.09.1997	909	69.143	35,7	65,0	-0,8	-1,5
30.09.1997	975	68.908	38,1	65,0	-0,7	-1,2
01.10.1997	944	70.473	37,8	65,0	-0,7	-1,3

Weitere mögliche Unsicherheiten der Ergebnisse ergeben sich durch:

- In [51] wurde berichtet, dass einzelne Spiegelfacetten der Heliostaten ausgetauscht und durch Facetten anderer Größe ersetzt wurden, dadurch weicht die tatsächliche Spiegelfläche von der angegebenen Aperturfläche ab.
- An selber Stelle wurden Probleme mit den Daten des BCS-Messsystem erwähnt, die die Genauigkeit des gemessenen optischen Spiegelfehlers beeinflussen.

- Der Spiegelfehler wurde an 95 von 1.818 Heliostaten gemessen, eine Abweichung der optischen Effizienz der übrigen Heliostaten ist daher nicht auszuschließen.
- Die Annahme, dass die Wärmeverluste des Receivers von der Strahlungsleistung unabhängig sind (vgl. Kapitel 4.2), wird als möglicher Grund für Fehler in den Messergebnissen angesehen.

Fazit der Simulationen von Solar Two ist, dass mithilfe des Programmpakets PowerTower-Raytrace3D eine realistische Darstellung von Solarturmkraftwerken ermöglicht wird und in den Raytracing Simulationen plausible Ergebnisse für Strahlungsleistung und Effizienz des Systems erzeugt werden können. Es zeigt sich, dass sehr genaue Parameterangaben, insbesondere zum optischen Spiegelfehler, notwendig sind. Eine Abweichung des Spiegelfehlers führt zu deutlichen Fehleinschätzungen der Streuverluste und Strahlungsleistung am Receiver.

Eine Erweiterung des Programms PowerTower um einen Algorithmus zur Zielpunktverteilung oder einer Option zur Definition individueller Zielpunkte für jeden Heliostaten bzw. Teile des Feldes ermöglicht eine noch genauere Darstellung und wird im Rahmen dieser Arbeit erarbeitet. Ebenso ist eine Strategie zur Reduktion der Simulationsdauer für die detaillierte Modellierung der Heliostaten mit einzelnen Spiegelfacetten für Heliostatenfelder mit großer geometrischer Ausdehnung unumgänglich, eine Möglichkeit ist die in Kapitel 3.3 beschriebene Zusammenführung von Simulationen mit den gleichen Parametern auf mehreren Prozessorkernen.

5 Modell des photovoltaischen Receivers

Für die Berechnung der elektrischen Leistung des photovoltaischen Receivers wird im Rahmen dieser Arbeit ein Modell zur Berechnung der elektrischen Leistung der einzelnen Module aus der Flussdichteverteilung am Receiver entwickelt. In bisherigen Arbeiten zum Thema PV-Turmkraftwerke [14, 12] wurden die Verluste durch inhomogene Bestrahlung des Receivers anhand vereinfachter Annahmen und eines Profilmfaktors berücksichtigt. Da mit diesem Ansatz der Einfluss unterschiedlicher Flussdichteverteilungen nicht ausreichend genau dargestellt wird, ist ein detaillierteres Berechnungsmodell erforderlich. Dieses wird in dieser Arbeit als Erweiterung des in Kapitel 3 vorgestellten Simulationsmodells zur Strahlverfolgung entwickelt und in den folgenden Kapiteln vorgestellt.

Der Receiver des zu untersuchenden Turmkraftwerkes wird auf eine elektrische Nutzleistung von $P_{el} = 1$ Megawatt ausgelegt. Für die Berechnung der hierfür erforderlichen Fläche werden Annahmen für den Wirkungsgrad des Receivers und die mittlere auf den Receiver reflektierte Konzentration C_m getroffen. Diese und die Ergebnisse der Berechnung sind in Tabelle 5.1 zusammengefasst. Der angenommene Wert für den Receiverwirkungsgrad wird in Kapitel 5.1 hergeleitet.

Tabelle 5.1: Annahmen für die Auslegung des photovoltaischen Receivers

Annahmen:	
elektrische Leistung	1 MW
Wirkungsgrad des Receivers $\eta_{el,Rec}$	20 %
Mittlere Konzentration am Receiver	800 Sonnen
G_b	1.000 W/m ²
Berechnete Ergebnisse Receiver:	
Erforderliche Strahlungsleistung Φ_{Rec}	5 MW
Receiver Aperturfläche	6,25 m ²
Seitenlänge	2,5 m

Die am Receiver eintreffende Strahlungsleistung Φ_{Rec} errechnet sich über den Wirkungsgrad zu

$$\Phi_{Rec} = \frac{P_{el}}{\eta_{el,Rec}} = \frac{1}{0,2} = 5 \text{ MW} \quad (5.1)$$

Daraus ergibt sich die Aperturfläche des Receivers:

$$A_{\text{Rec}} = \frac{\Phi_{\text{Rec}}}{\eta_{\text{Rec}} \cdot G_{\text{b}} \cdot C_{\text{m}}} = \frac{1 \cdot 10^6}{0,2 \cdot 1.000 \cdot 800} = 6,25 \text{ m}^2 = 2,5 \cdot 2,5 \text{ m}^2 \quad (5.2)$$

Der Receiver ist aus in Kapitel 2.3.4 beschriebenen dicht gepackten Konzentratormodulen (CCMs) aufgebaut. Dabei sollen $25 \times 25 = 625$ CCMs aus 1 cm^2 großen, in Reihe geschalteten Submodulen (MIMs) zu einem Receiver mit den Abmaßen $2,5 \times 2,5 \text{ m}^2$ angeordnet werden. Dies ergibt $250 \times 250 = 62.500$ Solarzellen, allerdings müssen beim Zusammenbau der Module noch Abstände für Kontaktierungen und Kühlung einberechnet werden, die die effektive Oberfläche des Receivers für die Stromwandlung reduzieren. Für das in Kapitel 5.2 beschriebene Modell des photovoltaischen Receivers wird davon ausgegangen, dass die gesamte Aperturfläche aus gleichmäßig verteilten Solarzellen bzw. -modulen besteht. Die Verluste durch Passivflächen werden über den Receiverwirkungsgrad berücksichtigt. In Kapitel 5.3 wird der Einfluss der Auflösung des Receivers in den Simulationen auf die elektrische Leistung untersucht.

5.1 Wirkungsgrad des Receivers

In Kapitel 2.3.4 wurde ein bereits getestetes Konzentratormodul aus Dreifachsolarzellen mit einem Modulwirkungsgrad von 30,1 % beschrieben. Ausgehend von diesem Wert wird der Wirkungsgrad des gesamten Receivers berechnet. Zu erwähnen ist hierbei, dass Verluste durch inhomogene Bestrahlung der Module nicht im Wirkungsgrad inbegriffen sind, sondern durch den Inhomogenitätswirkungsgrad η_{hom} berücksichtigt werden. Die Vorgehensweise zur Berechnung von η_{hom} wird im nächsten Kapitel beschrieben.

Vor Umwelteinflüssen wird der Receiver durch eine Glasabdeckung geschützt. Hier entstehen die ersten Verluste durch winkelabhängige Reflexion der Strahlung am Glas. Die Verluste durch Reflexion werden im Mittel mit 2 % der gesamten eintreffenden Strahlung angenommen. Dies bedeutet, dass 2 % der auf den Receiver treffenden Strahlung die Solarzellen nie erreichen und nicht für die Stromwandlung genutzt werden können. Der Wirkungsgrad reduziert sich von 100 % auf 98 %.

Die im vorhergehenden Kapitel berechnete Aperturfläche des Receivers besteht aus der aktiven Solarzellenfläche für die Wandlung der Strahlungsenergie in elektrischen Strom und Passivflächen, die nicht zur Erzeugung von Strom beitragen, aber dennoch der vom He-

liostatenfeld reflektierten Strahlung ausgesetzt sind (vgl. Kapitel 2.2.2, Receiververluste). Die Passivflächen setzen sich zusammen aus den Spalten zur Integration der Bypassdioden innerhalb jedes Submoduls, einem Spalt zwischen den Submodulen von 1 mm und einem Randabstand jedes Konzentratormoduls, der für Kontaktierungen zur Abnahme des Stroms und für die Gewährleistung einer vollständigen Kühlung der Module benötigt wird. Die Verluste durch die Passivflächen zwischen Solarzellensegmenten und den Submodulen sind im Modulwirkungsgrad von 30,1 % (siehe Kapitel 2.3.4) bereits inbegriffen, während die Abstände am Rand der Konzentratormodule extra berücksichtigt werden müssen. Für den Rand wird ein Abstand von 4 mm angenommen. Daraus ergibt sich ein Flächenverlust des Moduls von 15,36 %. Der Wirkungsgrad sinkt von 98 % auf 82,95 %.

Von dem noch verwertbaren Anteil der Strahlung wird nun in den Modulen 30,1 % in elektrischen Strom gewandelt. Bei Konzentrationen von mehr als 800 bis maximal 1.000 Sonnen, steigt die Temperatur der Solarzellen trotz Kühlung an, der Modulwirkungsgrad von 30,1 % ist für $T = 25^\circ$ angegeben. Für die in dieser Arbeit verwendeten Dreifachsolarzellen wird angenommen, dass sich der Temperaturkoeffizient ähnlich dem einer GaInP/GaInAs-Solarzelle unter Konzentration verhält (vgl. Kapitel 2.3.4). Für den Betrieb unter 70° Celsius würde sich dabei eine Verringerung der Leistung und somit des Wirkungsgrades von 2,25 % und ein Modulwirkungsgrad von $30,1 - 2,25 = 27,85$ % ergeben. Der Receiverwirkungsgrad reduziert sich auf 23,1 %.

Nach Abnahme des elektrischen Stroms an den Kontakten müssen noch weitere Verluste miteinbezogen werden [12]: Bei der Transformation der Gleich- in Wechselspannung treten Wechselrichterverluste auf, die mit 3 % angenommen werden. Vom so erzeugten elektrischen Strom des Receivers muss nun ein Teil für den Eigenbedarf des Systems (z. B. für den Kühlwasserkreislauf, Pumpen) abgezogen werden, hier 1,5 %. Abgesehen davon kann das Turmkraftwerk bei Instandhaltungsarbeiten bzw. Betriebsstörungen nicht seine vollständige Leistung erbringen. Dies wird durch eine Verfügbarkeit von 97 % berücksichtigt. Dies ergibt eine absolute Wirkungsgradminderung um 2,94 % auf 20,24 %.

Die ursprüngliche Annahme von 20 % Receiverwirkungsgrad scheint realistisch und wird in den weiteren Berechnungen verwendet. In Tabelle 5.2 sind die Verlustmechanismen und die Berechnung des Wirkungsgrades zusammengefasst.

Tabelle 5.2: Berechnung des Receiverwirkungsgrades η_{Rec} , Anteil der einzelnen Verlustmechanismen am Receiver

Verlustmechanismus:	% _{rel}	% _{abs}	Wirkungsgrad / %
Reflexion am Schutzglas	2	2	98
Aktivflächenverluste	15,36	15,05	82,95
Verluste bei der Stromwandlung (Modulwirkungsgrad inkl. Zell- erwärmung)	72,15	59,85	23,10
Wechselrichterverluste	3	0,69	22,41
Technische Verfügbarkeit	3	0,67	21,74
Eigenbedarf	–	1,50	20,24
Receiverwirkungsgrad η_{Rec}			20,24

5.2 Simulationsmodell des photovoltaischen Receivers

Für die Berechnung der auf die Solarzellen treffenden Strahlungsleistung und der Flussdichteverteilung aus den Ergebnissen der Strahlverfolgung wurde die in Kapitel 3 (Abbildung 3.2) vorgestellte Programmstruktur im Rahmen dieser Arbeit um ein Simulationsmodell für den photovoltaischen Receiver erweitert.

In [14] wurde ein Profilmfaktor eingeführt und die elektrische Leistung einer Serienverschaltung von Solarmodulen unter der Annahme eines linearen Verlaufs der Strahlungsflussdichte über die Serienverschaltung berechnet. In dem in dieser Arbeit entwickelten Simulationsmodell wird der Receiver in kleinere, rechteckige Flächenstücke, **Bins**, unterteilt und auf Strahltrichter untersucht. Die Konzentration in jedem einzelnen Bin wird ähnlich wie in Gleichung 4.9 berechnet: Die mit der Intensität gewichteten Strahlen $I_{\text{Str},i}$, die innerhalb des betreffenden Bins auf den Receiver getroffen haben, werden mit der simulierten Strahlendichte D_{R} und der Fläche des Bins A_{Bin} ins Verhältnis gesetzt:

$$C_{\text{Bin}} = \frac{\sum_{i=1}^{N_s} I_{\text{Str},i}}{D_{\text{R}} \cdot A_{\text{Bin}}} \quad (5.3)$$

Die Anzahl der Bins wird gleich der Anzahl der Submodule am Receiver bestimmt. In dieser Arbeit wird das Modell so ausgelegt, dass jedes Submodul durch ein Bin dargestellt wird und alle Submodule in einem Konzentratormodul in Serie verschaltet sind. Da in einer Serienverschaltung von Solarzellen nach den Kirchhoffschen Gesetzen die Spannungen

der einzelnen Zellen addiert werden und sich ein konstanter Strom über alle Zellen einstellt, limitiert die am schwächsten bestrahlte Zelle den Strom der gesamten Serienschaltung. In [14] wurde festgestellt, dass sich für unterschiedliche Flussdichtegradienten über eine Serienschaltung die Änderung der Leistung einer Serienschaltung mit guter Näherung proportional zur Änderung des Stroms verhält. Im Receivermodell wird der schlechteste Fall angenommen: Die Leistung der am schwächsten bestrahlten Solarzelle bestimmt die Leistung der gesamten Serienschaltung. Das Modell des Receivers wird daher modulweise untersucht und das Modul mit der geringsten Bestrahlung gesucht, die Ergebnisse für die elektrische Leistung $P_{el,CCM}$ der einzelnen Konzentratormodule werden am Ende zur gesamten elektrischen Leistung des Receivers P_{el} aufsummiert.

Um die elektrische Leistung in einem Konzentratormodul zu berechnen, wird das Bin mit der geringsten Konzentration $C_{Bin,min}$ – entspricht der geringsten Strahlungsleistung – gesucht und mit dieser Konzentration die verwertbare Strahlungsleistung des gesamten Konzentratormoduls berechnet.

In Abbildung 5.1 ist das Simulationsmodell des Receivers graphisch dargestellt. Die 25×25 Konzentratormodule werden mit einer beispielhaften Flussdichteverteilung bestrahlt, Für jedes Modul werden 8×8 Bins¹, untersucht und jenes Bin mit der geringsten Konzentration bestimmt.

¹Die Anzahl der Submodule / Bins wurde auf $8 \times 8 = 64$ gesetzt, im nächsten Kapitel wird dies erläutert

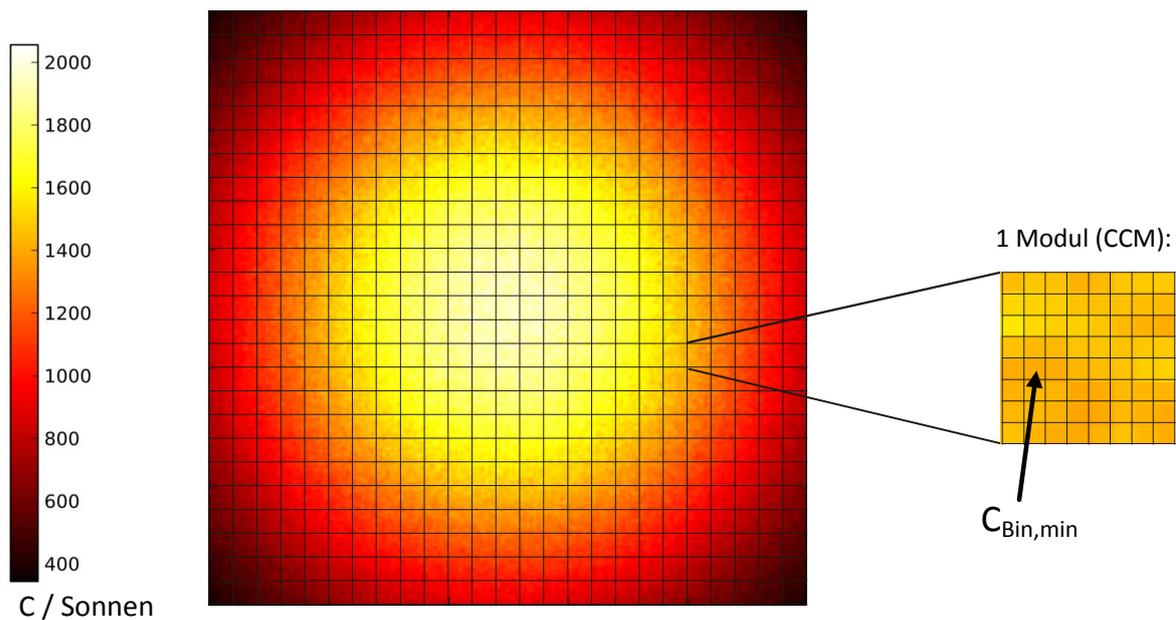


Abbildung 5.1: Grafische Darstellung des in dieser Arbeit entwickelten Simulationsmodells zur Berechnung der elektrischen Leistung des photovoltaischen Receivers aus 25 x 25 Konzentratormodulen (CCMs), hier mit beispielhafter Flussdichteverteilung. Von den 8 x 8 in Serie verschalteten Submodulen bestimmt jenes mit der geringsten Konzentration $C_{\min, \text{Bin}}$ die elektrische Leistung des ganzen Moduls.

5.2.1 Berechnung der Strahlungsleistung und Homogenität

Die folgenden Definitionen werden für die Berechnung der Leistungen und der Homogenität am Receiver festgelegt:

Φ ist die Strahlungsleistung in der Einheit Watt. Die gesamte auf ein Konzentratormodul i treffende Strahlungsleistung wird aus der Direktnormalstrahlung G_b , der Modulfläche und der mittleren Konzentration in allen Bins innerhalb des Moduls berechnet:

$$\Phi_{\text{CCM},i} = G_b \cdot A_{\text{CCM}} \cdot \frac{\sum_{i=1}^{N_{\text{Bins}}} C_{\text{Bin},i}}{N_{\text{Bins}}} \quad (5.4)$$

Aus der Summe der Strahlungsleistungen $\Phi_{\text{CCM},i}$ ergibt sich die gesamte Strahlungsleistung am Receiver:

$$\Phi_{\text{Rec}} = \sum_{i=1}^{N_M} \Phi_{\text{CCM},i} \quad (5.5)$$

Die Strahlungsleistung im Konzentratormodul $\Phi_{\text{CCM},\min}$, die zur Umwandlung in elektrischen

Strom genutzt werden kann, ergibt sich aus der minimalen Konzentration innerhalb des Moduls (vgl. Abbildung 5.1), der Fläche des Moduls und der Direktnormalstrahlung:

$$\Phi_{\text{CCM},\min} = G_b \cdot A_{\text{CCM}} \cdot C_{\text{Bin},\min} \quad (5.6)$$

Die elektrische Leistung eines Moduls $P_{\text{el,CCM}}$ wird nun mit dem Receiverwirkungsgrad berechnet:

$$P_{\text{el,CCM}} = \eta_{\text{Rec}} \cdot \Phi_{\text{CCM},\min} \quad (5.7)$$

Die optische Effizienz wird aus den Ergebnissen der Simulation mit der Anzahl der Strahl-treffer auf den Receiver und auf die Heliostaten ermittelt. Die mit der Intensität gewichteten Strahl-treffer auf den Receiver werden mit den theoretisch auf die Spiegelaperturfläche tref-fenden Strahlen ins Verhältnis gesetzt. Die Anzahl der Strahl-treffer auf die Spiegelapertur-fläche wird durch Multiplikation der simulierten Strahlendichte mit der Spiegelaperturfläche berechnet. Da in Raytrace3D die atmosphärische Abschwächung bisher noch nicht berück-sichtigt wird, wird diese für jeden Heliostaten nach Gleichung 2.11 und 2.12 ermittelt und über alle Heliostaten gemittelt. Die optische Effizienz ergibt sich somit aus:

$$\eta_{\text{opt}} = \eta_{\text{atm}} \cdot \frac{\sum_{i=1}^{N_s} I_{\text{Str},i}}{D_R \cdot A_{\text{Ap}}} \quad (5.8)$$

Um die Homogenität der Flussdichteverteilung am Receiver zu bestimmen, wird unter-schieden zwischen der Homogenität innerhalb der einzelnen Module und jener über die gesamte Receiverfläche. Erstere hat einen Einfluss auf die elektrische Leistung des Receivers und wird bestimmt durch das Verhältnis der nutzbaren Strahlungsleistung (Summe der minimalen Leistungen in den Modulen) zur insgesamt auf den Receiver treffenden Strahlungsleistung. Für ein Modul ist der Homogenitätsfaktor H_{Mod} :

$$H_{\text{Mod}} = \frac{\Phi_{\text{CCM},\min}}{\Phi_{\text{CCM}}} \quad (5.9)$$

Für den Wirkungsgrad des ganzen Receivers ergibt sich:

$$\eta_{\text{hom}} = \frac{\sum_{i=1}^{N_M} \Phi_{\text{CCM},\min}}{\Phi_{\text{Rec}}} \quad (5.10)$$

Zusammenfassend ist die elektrische Leistung nach den beschriebenen Gleichungen von der

Strahlungsleistung Φ_{Rec} , der optischen Effizienz η_{opt} und dem Inhomogenitätswirkungsgrad η_{hom} abhängig. Eine gleichmäßige Verteilung der Strahlung über den Receiver hat keinen direkten Einfluss auf die Leistung des Systems. Sie ist dennoch erforderlich, da die eingesetzten Konzentratormodule für eine maximale Konzentration von 1.000 Sonnen ausgelegt sind. Ein weiteres Argument ist hierbei auch eine gleichmäßige Ausnutzung der Modulfläche, um eine verkürzte Lebensdauer einzelner Module durch Überlastung dieser zu verhindern.

5.3 Untersuchung der erforderlichen Strahlendichte und Auflösung des Receivers

Um mit dem Simulationsmodell des Receivers aussagekräftige Ergebnisse für die Flussdichteverteilung und die Leistung des Receivers zu erhalten, ist eine gewisse Mindestanzahl an Strahlentreffern erforderlich. Da allerdings die Simulationszeit bei der Strahlverfolgung stark mit der Anzahl der zu berechnenden Strahlen ansteigt, können nicht unendlich viele Strahlen simuliert werden.

Für die Untersuchungen am Solar Two Heliostatenfeld in Kapitel 4 standen zwölf AMD Opteron Sechskernprozessoren mit 2,6 GHz Taktfrequenz zur Verfügung. Die Simulation des Heliostatenfeldes mit einer geometrischen Ausdehnung von rund 520.000 m^2 wurde für jeden Sonnenstand auf einem Prozessor mit einer Strahlendichte von 200 Strahlen/m^2 in einer Ebene senkrecht zur Einfallrichtung der Strahlung durchgeführt. Für die rund 6,5 Mio. simulierten Strahlen war eine durchschnittliche Simulationsdauer von 13 Stunden notwendig, mit einer Strahlendichte von 25 Strahlen/m^2 rund zwei Stunden.

In der hier im Vorfeld durchgeführten Untersuchung wird die Strahlendichte für die Simulation ermittelt, bei der mit dem Receivermodell ausreichend genaue Ergebnisse berechnet werden können. Das Ergebnis wird mit der Berechnung der Mindeststrahlendichte mittels Rose Modell verglichen [56]. Für die Untersuchung wird ein Heliostatenfeld im Radially Staggered Design für eine elektrische Leistung von etwa 1 Megawatt erstellt und Simulationen mit unterschiedlichen Strahlendichten durchgeführt. Die Strahlendichte wird so lange gesteigert, bis einerseits die mit dem Receivermodell berechnete Leistung des Receivers nur noch eine sehr kleine Abweichung zum vorhergehenden Wert zeigt ($\frac{P_{\text{el},i}}{P_{\text{el},i-1}} < 1\%$) und andererseits bei mehrfacher Wiederholung der Simulation mit derselben Strahlendichte eine Wiederholgenauigkeit von ebenfalls $< 1\%$ auftritt.

Die Simulationen in den folgenden Abschnitten, sowie alle weiteren Untersuchungen am pho-

photovoltaischen Turmkraftwerk, werden auf 64 AMD Opteron Prozessoren mit 16 Kernen und 2,4 GHz Taktfrequenz durchgeführt. Die Simulation wird wie in Abschnitt 3.3 beschrieben auf die einzelnen Prozessoren aufgeteilt und die Ergebnisse werden anschließend zusammengeführt.

5.3.1 Berechnung der Strahlendichte

Eine Abschätzung der erforderlichen Strahlendichte wird mithilfe des Rose Modells durchgeführt [56]:

$$R_{\text{Min,Rec}} = N_{\text{Bins}}^2 \cdot \frac{k^2}{C^2} \quad (5.11)$$

Dabei wird die Auflösung N_{Bins}^2 der dargestellten Fläche mit dem Quadrat des Signal-Rausch-Verhältnisses² k multipliziert, durch den ebenfalls quadrierten Kontrast C dividiert und so die Mindestanzahl der Strahlentreffer auf der Receiverapertur $R_{\text{Min,Rec}}$ bestimmt. N_{Bins} ist die Anzahl der Bins auf einer Seitenlänge des quadratischen Receivers, N_{Bins}^2 somit die gesamte Anzahl an Bins.

Da mit dem Rose Modell die erforderliche Anzahl der Strahlen berechnet wird, die auf den Receiver treffen, jedoch durch die in Kapitel 2.2.2 beschriebenen Verluste ein großer Anteil der an den Reflektoren reflektierten Strahlen den Receiver nie erreichen, werden diese Verluste mit der optischen Effizienz η_{opt} miteinbezogen:

$$R_{\text{Min,Feld}} = \frac{R_{\text{Min,Rec}}}{\eta_{\text{opt}}} \quad (5.12)$$

Zur Ermittlung von η_{opt} können Simulationen mit geringerer Strahlendichte durchgeführt werden, da sich der Wert für die Effizienz schon bei deutlich weniger Strahlen einpendelt und ein vergleichbares Ergebnis liefert. Die Strahlendichte in Strahlen/m² wird schließlich über die effektive, reflektierende Spiegelaperturfläche $A_{\text{Ap,eff}}$ berechnet:

$$D_{\text{R}} = \frac{R_{\text{Min,Feld}}}{A_{\text{Ap,eff}}} \frac{1}{\text{m}^2} \quad (5.13)$$

²Mit dem Signal-Rausch-Verhältnis (eng.: signal-to-noise ratio) werden statistische Schwankungen berücksichtigt, die größer als die Differenz der Strahlungsintensität zweier angrenzender Pixel sind und diese Differenz überdecken würden. k wird mit einer Wahrscheinlichkeitsfunktion und einer vorausgesetzten Fehlerwahrscheinlichkeit von 1 % bestimmt [56].

Die Strahlendichte in Raytrace3D wird als Anzahl Strahlen auf der Seitenlänge eines Quadrates in einer Ebene parallel zur Feldebene definiert. Abhängig vom simulierten Sonnenstand ist die tatsächliche Strahlendichte in der Ebene senkrecht zur Einfallsrichtung der Solarstrahlung nicht gleich dieser Strahlendichte (ausgenommen die Sonne steht im Zenit, $\theta_Z = 0$). Bei tiefen Sonnenständen würden sich deutlich höhere effektive Strahlendichten und Simulationszeiten ergeben. Um Rechenzeit einzusparen und immer mit demselben Wert zu rechnen, wird die Strahlendichte n vor der Simulation für jeden Sonnenstand neu berechnet:

$$n = \sqrt{D_R \cdot \cos \theta_Z} \quad (5.14)$$

5.3.2 Einfluss der Auflösung des Receivers auf Strahlendichte und elektrische Leistung

Da die erforderliche Strahlendichte linear mit der Receiverauflösung ansteigt (vgl. Gleichung 5.11 und Abbildung 5.2), wurde in einem ersten Schritt der Einfluss der Receiverauflösung auf die resultierende elektrische Leistung des Receivers untersucht. In Tabelle 5.3 sind die mittels Rose Modell ($C = 0,1$) berechnete, sowie die für die Simulation verwendete Strahlendichte und Ergebnisse für Leistung und Simulationsdauer aufgelistet. Für eine Auflösung von 200 Bins auf eine Seitenlänge des quadratischen Receivers (insgesamt 40.000 Bins) z. B. ergibt sich nach den Gleichungen 5.11, 5.12 und 5.13 eine Strahlendichte von 20.762 Strahlen/m². Dieser Wert wird für die Raytracing-Simulationen auf 21.000 Strahlen/m² aufgerundet und die elektrische Leistung anhand des Receivermodells berechnet.

Tabelle 5.3: Erforderliche Strahlentreffer am Receiver, berechnete und simulierte Strahlendichte, Leistung und Simulationszeiten

Auflösung		100	150	200	250
Bins	Einheit:	10.000	22.500	40.000	62.500
Signal-Rausch-Verhältnis k	-	4,5	5,5	5,5	5,5
Strahlentreffer am Receiver $R_{\min, \text{Rec}}$	Mio.	20,25	68,06	121,00	189,06
Mindestanzahl sim. Strahlen R_{\min}	Mio.	32,82	110,30	196,10	306,40
Strahlendichte D_R nach Rose	1/m ²	3.475	11.678	20.762	32.440
Simulierte Strahlendichte (aufgerundet)	1/m ²	3.500	12.000	21.000	35.000
Elektrische Leistung	MW	0,983	0,979	0,973	0,969
Simulationszeit	h	8,8	26,6	46,4	78,4

In Abbildung 5.2 ist der lineare Anstieg der Strahlendichte und Simulationsdauer bei Erhöhung der Auflösung des Receivers dargestellt. Dabei zeigt sich, dass durch Verringerung der

Receiverauflösung von 250×250 auf 200×200 Bins die Simulationszeit um 40,8 % verringert werden kann, bei Verringerung auf 150×150 Bins um 60 %.

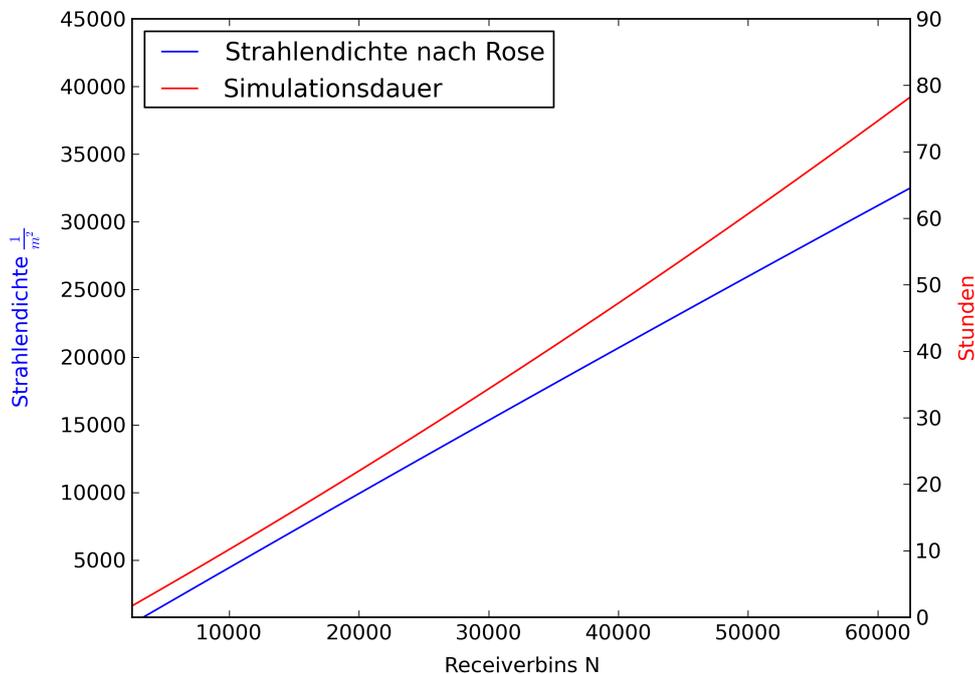


Abbildung 5.2: Erforderliche Strahlendichte und Dauer der Simulation in Abhängigkeit von der Receiverauflösung

Allerdings ergibt sich bei einer größeren Auflösung ein Fehler bei der Berechnung der elektrischen Leistung. In Abbildung 5.3 ist die Änderung der prognostizierten Leistung mit der Auflösung dargestellt. Es ist eine deutliche Überschätzung der Leistung bei zu grober Auflösung gegenüber den 250 Bins pro Seitenlänge zu erkennen. Diese beträgt bei Verringerung der Auflösung auf 200×200 Bins $\frac{P_{el,200}}{P_{el,250}} - 1 = 0,36\%$ und steigt bei Verringerung auf 150×150 Bins auf 1,06 % an. Der Fehler bei der Simulation mit 200×200 Bins wird als ausreichend klein angesehen, die weiteren Simulationen werden nun mit der durch diese Untersuchung ermittelten Auflösung durchgeführt.

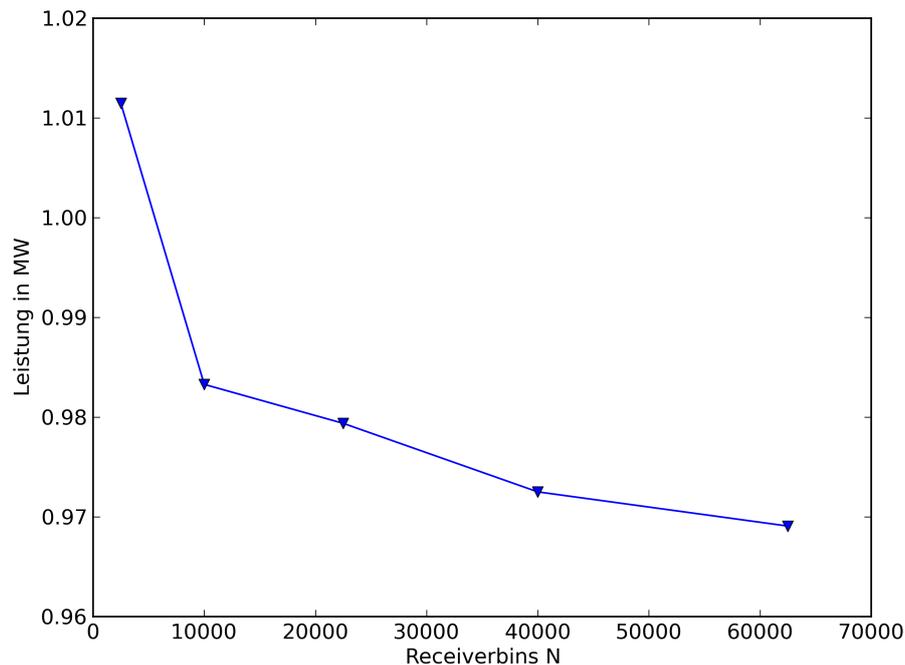


Abbildung 5.3: Änderung der prognostizierten elektrischen Leistung bei Änderung der Receiverauflösung im Modell

5.3.3 Ermittlung der erforderlichen Mindeststrahlendichte

Im nächsten Schritt wurde die erforderliche Strahlendichte für die Simulation bei einer Receiverauflösung von $200 \times 200 = 40.000$ Bins ermittelt. Nach Rose beträgt diese 20.762 Strahlen/m² (Tabelle 5.3). Simuliert wurden Strahlendichten bis 40.000 Strahlen/m² in Schrittweiten von 1.000 Strahlen/m². Die Änderung der elektrischen Leistung des Receivers bei Steigerung der simulierten Strahlendichte ist in Abbildung 5.4 zu sehen.

Es ist zu erkennen, dass die berechnete Leistung gegen höhere Strahlendichten nur noch leicht ansteigt, so ist die Abweichung bei 40.000 Strahlen/m² von jener bei 21.000 Strahlen/m²:

$$\frac{P_{el,40.000}}{P_{el,21.000}} - 1 = \frac{0,93418}{0,92697} - 1 = 0,78 \% \quad (5.15)$$

Bei wiederholter Simulation mit 21.000 Strahlen/m² ergab sich eine Abweichung zwischen Maximal- und Minimalwert der Leistung von 0,21 %.

Die Untersuchung zeigt, dass sich das Rose Modell bei der Berechnung der Leistung mit dem vorliegenden Receivermodell sehr gut für eine schnelle Berechnung der erforderlichen

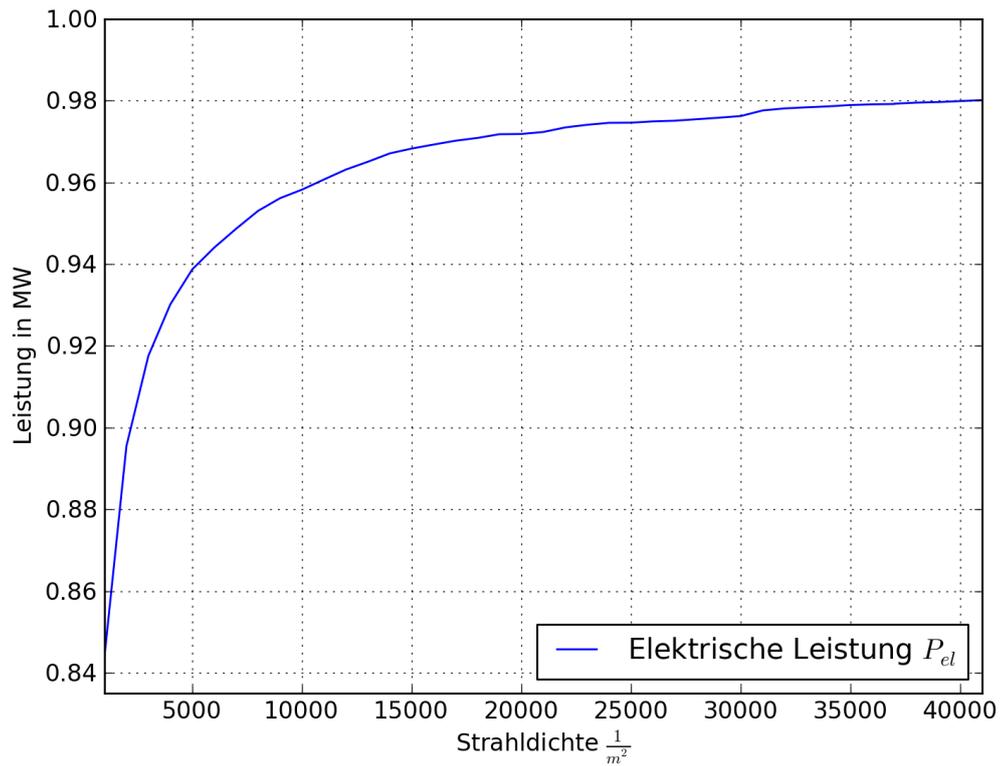


Abbildung 5.4: Änderung der elektrischen Leistung des Receivers bei Steigerung der simulierten Strahlendichte

Strahlendichte eignet. Mit 0,78 % Abweichung vom Ergebnis der Simulation mit fast doppelt so hoher Strahlendichte (40.000) und einer Abweichung bei wiederholter Simulation von 0,21 % wird eine ausreichende Genauigkeit erreicht.

6 Modell des Heliostatenfeldes und Strategien zur Homogenisierung der Flussdichteverteilung

In diesem Kapitel werden die Ansätze beschrieben, die im Rahmen dieser Arbeit zur Erreichung einer homogenen Flussdichteverteilung am photovoltaischen Receiver untersucht werden. Hierfür wird im ersten Teil ein Modell für die geometrische Auslegung und Optimierung des Heliostatenfeldes in das Programm PowerTower eingebaut, im zweiten Teil werden Zielpunktstrategien zur Erzeugung der homogenen Flussdichteverteilung entwickelt.

6.1 Modell zur Auslegung des Heliostatenfeldes

Das Heliostatenfeld verursacht in solarthermischen Turmkraftwerken rund die Hälfte der Gesamtkosten [57]. In [12] wurde in einer techno-ökonomischen Analyse für ein photovoltaisches Turmkraftwerk ein Anteil von 67 % an den gesamten Investitionskosten ermittelt. Aus diesem Grund wurden bereits viele Untersuchungen zur Optimierung von Heliostatenfeldern durchgeführt. Dabei wird angestrebt, die in Kapitel 2.2.2 beschriebenen optischen Verluste bei der Reflexion der Solarstrahlung zu minimieren.

Bei Turmkraftwerken können eine Vielzahl von Parametern variiert werden, die die optische Effizienz beeinflussen. Ein wichtiger Punkt ist die Anordnung der Heliostaten zum Turm und zueinander. Außerdem wurde in früheren Forschungsarbeiten der Einfluss der Höhe des Turmes und eines Landschaftsgefälles im Heliostatenfeld [58], sowie des Receiver-Neigungswinkels [59] untersucht. Auch Größe und Form der Spiegelflächen haben einen Einfluss. Des Weiteren ändern sich optische Effizienz und Strahlungsfluss auch mit dem Sonnenstand.

In den folgenden Kapiteln werden verschiedene Methoden zur Feldauslegung vorgestellt. Es wird ein Feldmodell gewählt und durch Variation der Parameter auf optische Effizienz untersucht. Hierfür wird das Programm PowerTower um den Algorithmus für die Heliostatenfeldauslegung erweitert.

6.1.1 Stand der Technik

Für die Optimierung von Heliostatenfeldern wurden in früheren Forschungsarbeiten verschiedene Methoden zur Positionierung der Heliostaten im Feld entwickelt:

In [49, 50] wird ein Algorithmus beschrieben, bei dem die Heliostaten nach dem Radially Staggered Design aufgestellt werden. Die Abstände zwischen den Reihen werden durch eine Nicht-Block-Bedingung berechnet (MUEEN Code). Der Algorithmus wird auch für das Cornfield Design angewendet. Ein Beispiel hierfür ist das CESA-1 Heliostatenfeld der Plataforma Solar de Almería.

Im SCT-Code (Solar Concentration Toolbox) in [60] wird die Position nacheinander für jeden Heliostaten einzeln errechnet. Dafür wird durch Raytracing-Simulationen jene Position im Feld ermittelt, für die Kosinusverluste, Verluste durch atmosphärische Abschwächung und Spillage minimal sind. Nach Positionierung des ersten Heliostaten wird für alle weiteren eine zusätzliche Bedingung zur Verhinderung von Abschatten und Blocken gesetzt.

Ein ganz anderer Ansatz wurde beim Sierra SunTower verwendet (Abbildung 2.7). Während der Trend eher in Richtung großer Heliostaten geht, werden hier kleine Heliostaten möglichst dicht gepackt aneinander gereiht [31]. Weitere Algorithmen sind: UHC-RCCELL, HFLCAL, SOLTRACE, FIAT LUX und MIRVAL [61].

Für die Auslegung des Heliostatenfeldes in einem photovoltaischen Turmkraftwerk wird das Radially Staggered Design mit Optimierung nach der Nicht-Block-Methode gewählt, da es mit dieser Methode möglich ist, ein Felddesign ohne zeitaufwendige Raytracing-Simulationen zur Ermittlung der Heliostatenpositionen zu erstellen. Im folgenden Kapitel werden die Algorithmen vorgestellt, die im Rahmen dieser Arbeit nach dem Modell in [49, 50] in das Programm PowerTower eingebaut und mit eigenen Ansätzen erweitert werden.

6.1.2 Feldmodell nach der Nicht-Block-Methode

In PowerTower werden zur Auslegung des Heliostatenfeldes im Radially Staggered Design von einem Koordinatensystem mit Ursprung im Fußpunkt des Turmes die Heliostatenfußpunkte mittels der Polarkoordinaten RAD_i und AZI_i angegeben. Die Ausrichtung des Koordinatensystems entspricht der des globalen Koordinatensystems zur Bestimmung der Sonnenposition in Kapitel 2.1.3. Die positive y -Achse entspricht Süden, AZI verläuft von Süden ausgehend im Uhrzeigersinn.

Folgende Parameter müssen zur Berechnung aller Heliostaten-Fußpunkte für ein Feld im Radially Staggered Design festgelegt werden [21]:

- AZI_{\min} : Azimuthkoordinate des ersten Heliostaten-Fußpunktes;
- RAD_{\min} : Radialabstand des Heliostaten-Fußpunktes der ersten Reihe;
- N_{row} : Anzahl der Reihen;
- N_{spoke} : Anzahl der Speichen;
- ΔRAD : fester Radialabstand zwischen zwei nicht zueinander versetzt angeordneten Reihen, Abstand einer Reihe zur übernächsten Reihe;
- ΔAZI : fester Winkelabstand zwischen zwei Heliostaten einer Reihe. Aufgrund der versetzten Anordnung ist dies der Abstand zur übernächsten Speiche;

Anhand dieser Parameter können die Fußpunkte aller Heliostaten wie in Abbildung 6.1 bestimmt werden.

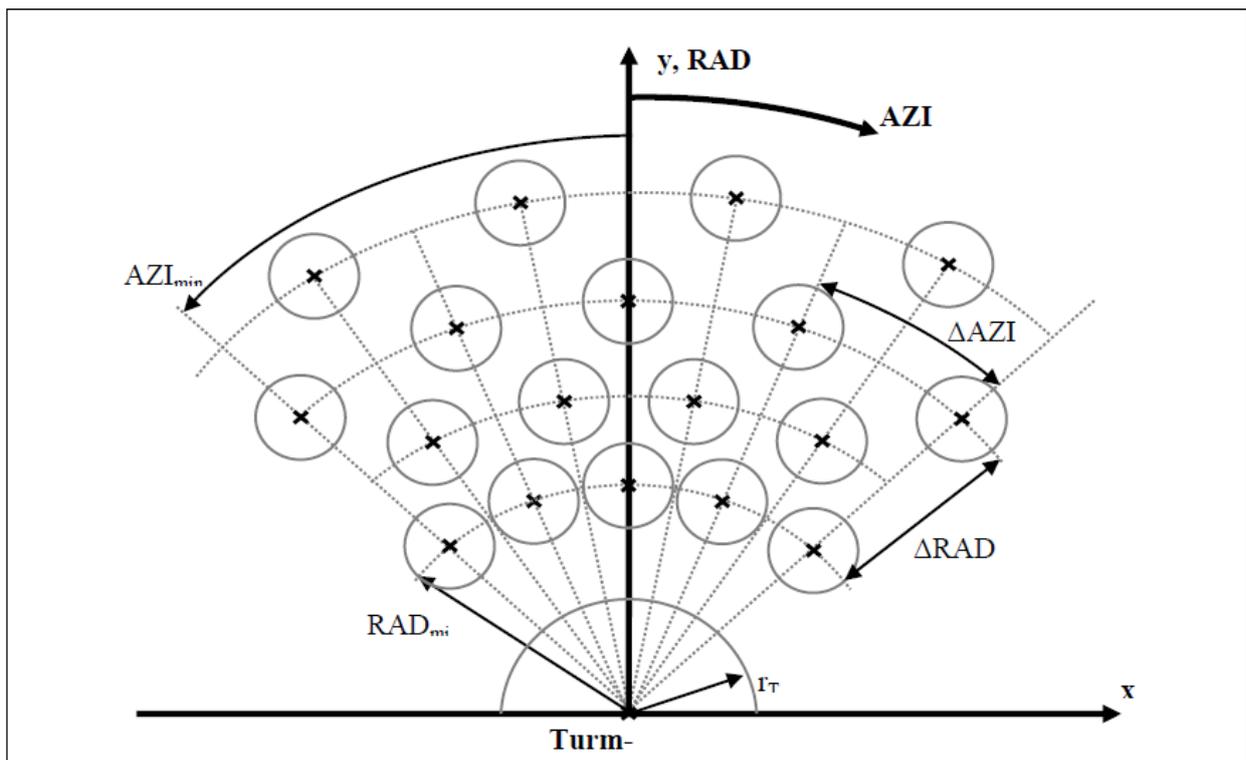


Abbildung 6.1: Auslegung des Heliostatenfeldes im Radially Staggered Design in PowerTower anhand der vom Benutzer definierten Abstände ΔRAD und ΔAZI und der Startkoordinaten AZI_{\min} und RAD_{\min} [21]

Für die Auslegung mit der neuen Option nach der Nicht-Block-Methode werden ΔRAD und ΔAZI für jede Reihe neu überprüft und berechnet. Dadurch wird nicht in jeder Reihe die gleiche Anzahl Heliostaten aufgestellt. Aus diesem Grund wird anstelle der Parameter

N_{row} und N_{spoke} die Anzahl der Heliostaten, N_{hel} , und der Radius der ersten Reihe, RAD_{min} , festgelegt. Der erste Heliostat wird mit den Koordinaten AZI_{min} und RAD_{min} positioniert. Danach wird die Reihe mit dem berechneten Winkelabstand bis zum Wert AZI_{max} aufgefüllt und anschließend der Radialabstand zur nächsten Reihe berechnet. In der nächsten Reihe werden die Heliostaten um $\Delta\text{AZI}/2$ zu den Heliostaten der ersten Reihe versetzt auf dieselbe Art aufgestellt.

Die Berechnung der Winkel- und Radialabstände erfolgt über die im Folgenden beschriebenen Bedingungen: Die ersten zwei Heliostatenreihen vor dem Turm werden so dicht wie möglich aneinander gereiht. Danach wird eine Bedingung gesetzt, die Blocken der Solarstrahlung zwischen den darauffolgenden Reihen verhindert. Der Effekt des Abschattens wird bei dieser Auslegungsmethode vernachlässigt, da in früheren Forschungen gezeigt wurde, dass die Verluste durch Abschatten in einem Turmsystem vernachlässigbar gegenüber den Verlusten durch Blocken sind [24].

Zur Berechnung des Winkelabstandes zwischen zwei Heliostaten einer Reihe wird der Heliostat als Kugel mit dem charakteristischen Durchmesser DM dargestellt. DM setzt sich zusammen aus dem Durchmesser jener Kugel, die die gesamte Oberfläche des Heliostaten umschließt, und einem zusätzlichen Sicherheitsfaktor ds , der mit der Höhe der Heliostatenoberfläche H multipliziert wird [49]:

$$\text{DM} = \text{Diagonale} + \text{ds} \cdot H \quad (6.1)$$

Nach [49] wird ein Minimalwert $\text{ds}_{\text{Blocken}}$ berechnet mit:

$$\text{ds}_{\text{Blocken}} = 2f - \sqrt{1 + f^2} \quad (6.2)$$

f ist hierbei das Verhältnis der Breite zur Höhe der Heliostatenoberfläche. Bei dieser Annahme wird berücksichtigt, dass die Heliostaten der ersten Reihe die Strahlung der versetzt angeordneten Heliostaten der zweiten Reihe nicht blocken. Für quadratische Heliostaten ($f = 1$) ist $\text{ds}_{\text{Blocken}} = 0,5858$ und für DM ergibt sich dabei $\text{DM} = 2 \cdot H$. Die so berechneten Kugeln können nun für die erste Reihe in konstantem Abstand zum Turm so dicht wie möglich nebeneinander gereiht werden. Der Mittelpunkt der Kugel ergibt die Koordinaten des Heliostaten-Fußpunktes.

Die zweite Reihe wird um den halben Winkelabstand versetzt so dicht wie möglich an die erste gereiht. Dabei ergibt sich durch Verbinden der Kugelmittelpunkte ein gleichseitiges Dreieck (siehe Abbildung 6.2) und der Radialabstand wird berechnet durch [50]:

$$\text{RAD}_{2.\text{Reihe}} = \text{RAD}_{1.\text{Reihe}} + \Delta\text{RAD}_{1-2} = \text{RAD}_{1.\text{Reihe}} + \text{DM} \cdot \cos 30^\circ \quad (6.3)$$

Abbildung 6.2 zeigt den Durchmesser DM zusammengesetzt aus DH (Diagonale) und dsep ($d_s \cdot H$). Daraus ergeben sich Winkel- und Radialabstand Δaz_1 (ΔAZI) und ΔR_{\min} (ΔRAD_{1-2}). LH ist die Höhe (H) und LW die Breite der Heliostatenoberfläche, vclear und hclear stellen die sich so ergebenden Abstände zwischen den Heliostaten bei horizontaler Ausrichtung dar [62].

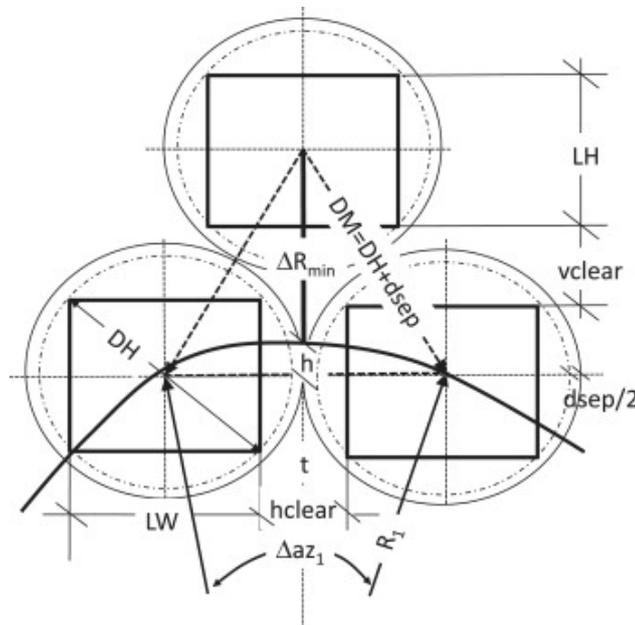


Abbildung 6.2: Ermittlung des Winkel- und Radialabstands Δaz_1 und ΔR_{\min} zwischen den Heliostaten der ersten und zweiten Reihe einer Gruppe mithilfe von Kugeln mit dem Durchmesser DM [62]

Für einen Heliostaten der dritten Reihe wird nun die folgende Bedingung gesetzt: Der direkt vor dem Heliostaten (nicht versetzt) angeordnete Heliostat der ersten Reihe darf die reflektierte Strahlung des Heliostaten der dritten Reihe nicht blockieren. Der für diese Bedingung erforderliche Mindestabstand wird wie in Abbildung 6.3 ermittelt. Dabei wird folgende Annahme getroffen: Vom Receiver-Referenzpunkt RR wird die Tangente an den Hüllkreis des Heliostaten der vorderen Reihe gelegt (Berührungspunkt A). Der hintere Heliostat wird so angeordnet, dass sein Hüllkreis ebenfalls von der Verlängerung der Geraden RR-A im Berührungspunkt B tangiert wird.

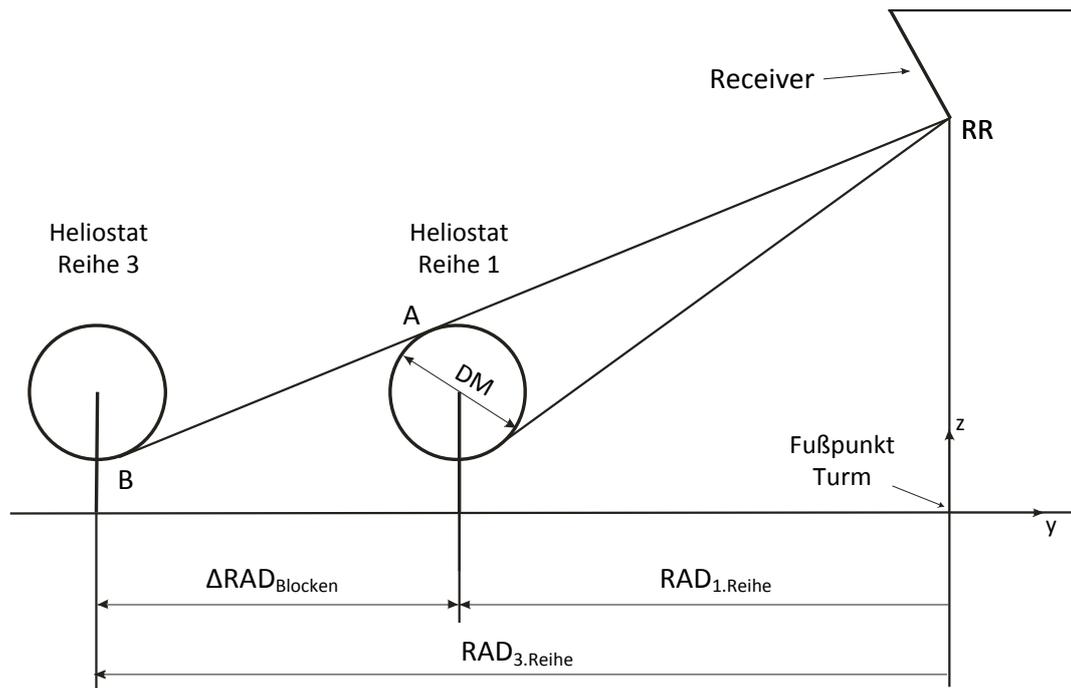


Abbildung 6.3: Ermittlung des Radialabstandes zweier nicht versetzt angeordneter Heliostatenreihen nach der Nicht-Block-Methode mit Receiver-Referenzpunkt RR und dem charakteristischen Kugeldurchmesser DM nach [50]

Da in allen Reihen gleich viele Heliostaten aufgestellt sind, werden die Winkelabstände nach hinten immer größer und die Feldfläche daher unzureichend ausgenutzt. Der beschriebene Algorithmus wird daher um eine neue Bedingung erweitert: Ab der dritten Reihe wird überprüft, ob bei der Anordnung zweier neuer Reihen mehr oder weniger Heliostaten aufgestellt werden als bei Überspringen einer Reihe und Neuberechnung des Winkelabstandes. Ist die Anzahl der Heliostaten bei einer Neuberechnung größer oder gleich groß, so wird eine neue Gruppe begonnen, deren erste und zweite Reihe mit den gleichen Bedingungen wie die vordersten zwei Reihen angeordnet werden. Der Abstand der ersten Reihe der neuen Gruppe zur letzten Reihe der davor angeordneten Gruppe wird durch die Nicht-Block-Bedingung berechnet, allerdings wird der Abstand wie in Abbildung 6.4 im rechten Bild auf die direkt davor liegende Reihe bezogen.

Da sich vor allem für die Heliostaten der hinteren Reihen aufgrund der Nicht-Block-Bedingung sehr große Abstände ergeben, wird der Algorithmus um den Faktor S_{Feld} erweitert, anhand dessen die Abstände verkleinert werden können:

$$\Delta\text{RAD} = \Delta\text{RAD}_{\text{Blocken}} \cdot S_{\text{Feld}} \quad (6.4)$$

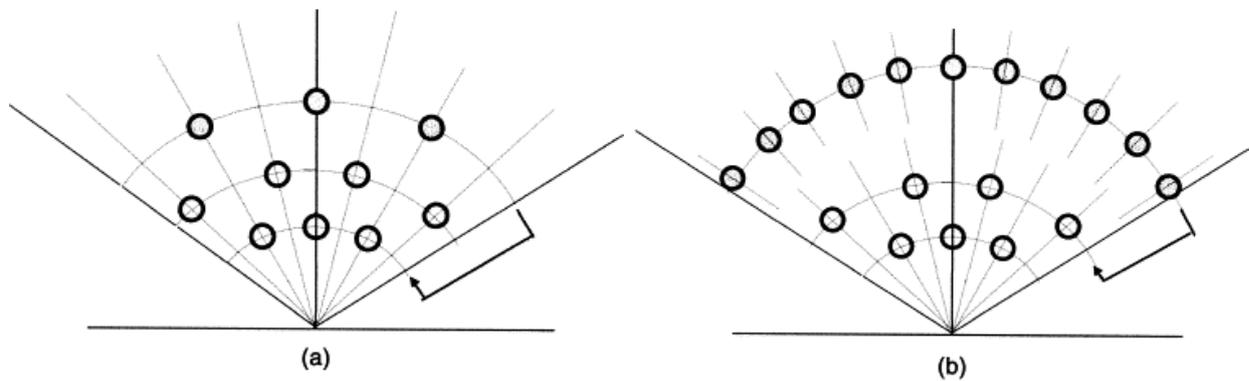


Abbildung 6.4: Bezugsreihe für die Nicht-Block-Bedingung innerhalb einer Gruppe von Heliostatenreihen (links) und bei Beginn einer neuen Gruppe (rechts) nach [50]

Zusätzlich können die Winkelabstände zwischen den Heliostaten einer Reihe über den Faktor ds (Verkleinerung des Durchmessers DM) variiert werden. Für die Reinigung der Heliostaten müssen diese oft mit einem gewissen Mindestabstand zueinander aufgestellt werden, um deren Erreichbarkeit zu gewährleisten. Hierfür kann ein minimaler Radialabstand ΔRAD_{\min} vorgegeben werden.

Zusammenfassend müssen mit der neuen Option in PowerTower folgende Feldparameter für die Heliostatenfeldauslegung nach der Nicht-Block-Methode definiert werden:

- N_{hel} : Anzahl der Heliostaten;
- RR: Receiver Referenz-Punkt zur Auslegung wie in Abbildung 6.3;
- AZI_{\min}
- AZI_{\max}
- RAD_{\min}
- ΔRAD_{\min} : Mindestabstand zwischen zwei direkt aufeinander folgenden Reihen
- ds : Sicherheitsfaktor für charakteristischen Durchmesser DM
- S_{Feld} : Feldfaktor zur Verkleinerung ($S_{\text{Feld}} < 1$) bzw. Vergrößerung ($S_{\text{Feld}} > 1$) der Radialabstände

6.2 Strategien zur Verteilung der Zielpunkte

Um eine homogene Strahlungsverteilung auf dem Receiver eines Solarturmkraftwerkes zu erreichen, sind verschiedene Ansätze möglich. So kann z. B. durch Variation der Heliostatenzielpunkte oder der Brennweiten der gekrümmten Spiegel die Strahlung großflächiger verteilt werden. Auch durch Änderung der Größe, Anzahl und Krümmung der Spiegelflächen wird die Flussdichteverteilung eines Heliostaten am Receiver beeinflusst. Mithilfe eines Sekundärreflektors kann ein Teil der Strahlung, die den Receiver verfehlt, eingefangen und wieder auf diesen reflektiert werden.

Aufgrund der Eigenschaften von Mehrfachszellzellen ergeben sich Randbedingungen für die Flussdichteverteilung auf dem Receiver. Die Konzentration der Solarstrahlung wird mit 1.000 Sonnen nach oben begrenzt, da mit den steigenden Stromdichten bei höheren Konzentrationen die Widerstandsverluste zu- und der Wirkungsgrad der Solarzellen abnehmen. Bei einer Direktnormalstrahlung von 1.000 W/m^2 (Standardtestbedingung) entspricht dies einem Strahlungsfluss von 1.000 kW/m^2 . Ein optimaler Wirkungsgrad wird für die in Kapitel 2.3.4 beschriebenen MIMs bei einer Konzentration von 199 Sonnen erreicht und beträgt bei 962 Sonnen noch 19,9% [45]. Zur besseren Flächenausnutzung wird dennoch ein Betrieb bei höheren Konzentrationen angestrebt. Für die Simulationen wird daher die folgende Bedingung gesetzt:

$$C_{\max} \leq 1.000 \text{ Sonnen} \quad (6.5)$$

Wie bereits beschrieben, ist durch die Serienschaltung der Submodule eines Konzentratormoduls (CCM) eine möglichst homogene Verteilung der Flussdichte innerhalb des Konzentratormoduls anzustreben, da die Leistung durch das am schwächsten bestrahlte Submodul in der Serienschaltung limitiert ist. Um die Konzentrationsmaxima von über 3.000 Sonnen eines auf den Mittelpunkt des Receivers konzentrierten Flussdichteprofiles zu vermeiden und dennoch eine mittlere Konzentration von 800 Sonnen zu erreichen, muss die Abweichung der Konzentration $\Delta C = C_{\max} - C_{\min}$ zwischen den einzelnen Submodulen möglichst gering gehalten werden. Während durch Überschreiten von C_{\max} Schäden an den Solarzellen nicht auszuschließen sind, hat eine hohe Abweichung zwischen den Modulen ΔC keinen unmittelbaren Einfluss auf die Funktionalität der Solarzellen.

In den folgenden Kapiteln werden zwei Strategien beschrieben, die im Rahmen dieser Arbeit zur Erreichung einer homogenen Flussdichteverteilung entwickelt werden. Hierfür wird zuerst untersucht, wie sich das reflektierte Abbild eines Heliostaten am Receiver mit dessen Position im Feld ändert. Danach werden zwei Strategien zur Verteilung der Zielpunkte entwickelt.

6.2.1 Abbild der Sonne nach der Reflexion am Heliostaten

Wie schon im Kapitel 4 in den Simulationen des Solar Two Heliostatenfeldes werden auch in den folgenden Simulationen die Heliostaten bei der Auslegung in PowerTower mit nur einer Spiegelfläche mit sphärischer Krümmung modelliert. Um die Zulässigkeit dieser Vereinfachung zu untersuchen, wird die resultierende Flussdichteverteilung mit einer detailliert modellierten Heliostatengeometrie simuliert, die Ergebnisse sind in Kapitel 7.3.2 zu finden.

Der Spiegel erhält als Krümmungsradius die Slant Range zugeordnet, das heißt den Abstand des Heliostatenmittelpunktes zum Zielpunkt der Reflexion. Der Zielpunkt stellt demnach gleichzeitig den Brennpunkt des Spiegels zum Auslegungszeitpunkt dar. Für sphärisch gekrümmte Spiegel ergibt sich bei der Reflexion ein Abbild in Form eines Kreises bzw. einer Ellipse für seitlich angeordnete Heliostaten. In Abbildung 6.5 ist im linken Bild das reflektierte Abbild des Heliostaten aus der Mitte der zweiten Reihe zu sehen, im rechten Bild jenes des Heliostaten derselben Reihe vom westlichen Rand des Feldes. Es ist deutlich die abweichende Form des Abbildes in Abhängigkeit von der Position des Heliostaten im Feld zu erkennen.

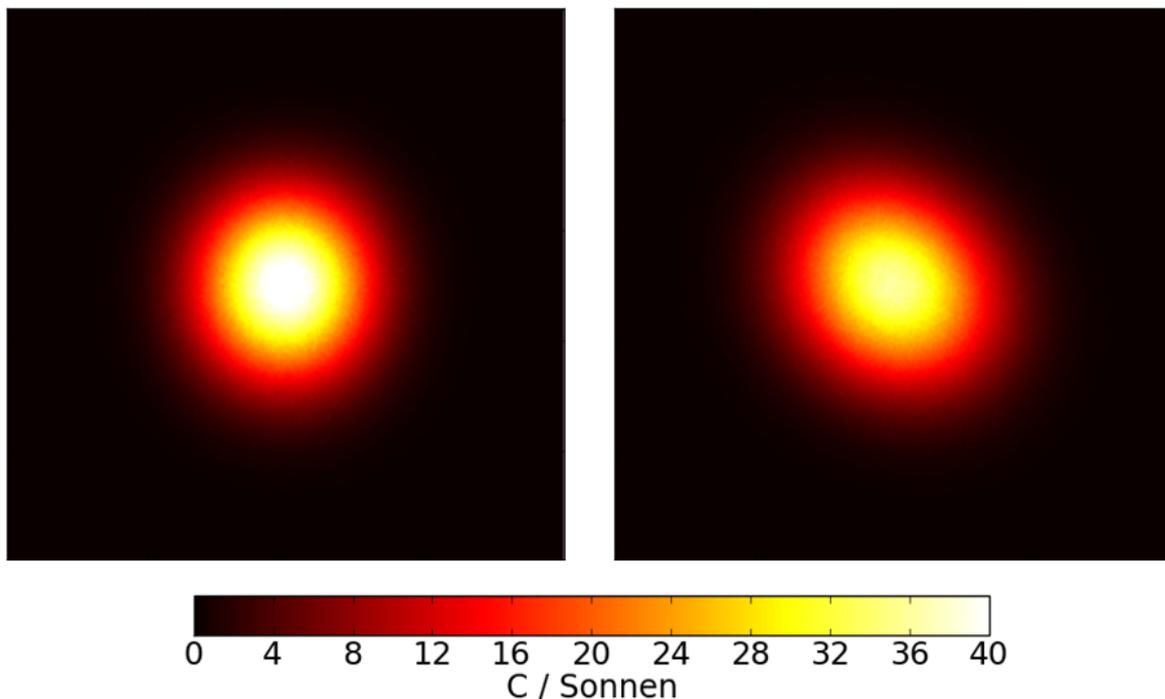


Abbildung 6.5: Abbild der Reflexion am mittleren Heliostaten (links) und dem am westlichen Rand angeordneten Heliostaten der zweiten Reihe (rechts).

Um eine gleichmäßige Verteilung der Flussdichte am Receiver zu erreichen, werden die Heliostaten nach einer geeigneten Strategie auf verschiedene Zielpunkte am Receiver ausgerichtet. Beobachtungen aus Simulationen der Heliostatenabbilder bestätigen die folgenden Überlegungen aus der geometrischen Optik:

- Mit der Entfernung des Heliostaten zum Turm vergrößert sich das Abbild am Receiver
- Für Heliostaten der gleichen Größe wird die gleiche Energie Richtung Receiver reflektiert, für weiter entfernte Heliostaten verteilt sich diese Energie nun auf eine größere Fläche. Für Heliostaten der hintersten Reihen ergibt sich daher eine eher großflächige Flussdichteverteilung am Receiver, während die Strahlung an einem Heliostaten der ersten Reihe auf eine im Vergleich sehr kleine Fläche konzentriert wird (vgl. Abbildung 6.6).
- Je weiter außen ein Heliostat im Feld platziert ist, das heißt je weiter seine Azimutkoordinate von der Mitte des Feldes abweicht, desto stärker weicht sein Abbild aufgrund des schiefen Einfallswinkels und der Neigung des Receivers von der Form eines Kreises ab. Zusätzlich verschiebt sich der Mittelpunkt der Ellipse.
- Abhängig von der Einfallsrichtung der Solarstrahlung auf einen Heliostaten verschiebt sich der Mittelpunkt des reflektierten Abbildes weg vom Zielpunkt am Receiver, das heißt das Abbild eines Heliostaten verändert bei gleichbleibendem Zielpunkt mit dem Sonnenstand nicht nur seine Form, sondern auch seine Position.

Diese Abhängigkeiten des reflektierten Heliostatenabbildes sind für die Zielpunktverteilung zu beachten. Zusammengefasst ändern sich für jeden Heliostaten in Abhängigkeit seines Standortes und des Sonnenstands:

- Größe, Form und Position des Abbildes am Receiver
- Maximale Strahlungsintensität pro Flächeneinheit

Zur Abschätzung der Größe des Heliostatenabbildes wird für jede Reihe ein Heliostat von der Feldmittellinie angenommen und die vom Heliostaten reflektierte Strahlung als Kegel mit Scheitel im Heliostatenmittelpunkt dargestellt. Der Sehnenvektor des Kegels entspricht der Verbindungslinie zum Receivermittelpunkt (= Slant Range L_{SR}). Der Öffnungswinkel des Kegels bestimmt den Durchmesser des reflektierten Abbildes am Receiver. Als Öffnungswinkel wird die in Kapitel 2.2.2 beschriebene Abweichung eines Strahles bei der Reflexion $2\sigma_{opt,tot}$ angenommen. Diese setzt sich zusammen aus dem optischen Spiegelfehler $2\sigma_{opt}$ und dem Sonnenwinkel $2\sigma_{sun}$. Für einen optischen Spiegelfehler $2\sigma_{opt} = 3 \text{ mrad}$ und dem Sonnenhalbwinkel $\sigma_{sun} = 4,65 \text{ mrad}$ ergibt sich nach Gleichung 2.10 $\sigma_{opt,tot} = 4,89 \text{ mrad}$ für den halben Öffnungswinkel des Reflexionskegels.

Der Radius des Kegels bei Auftreffen auf Höhe des Receivermittelpunktes beträgt beispielhaft für einen Heliostaten der zweiten Reihe:

$$r_{\text{Abb},i} = L_{\text{SR},i} \cdot \tan(\sigma_{\text{opt,tot}}) = 62,59 \cdot \tan(0,004885) = 30,6 \text{ cm} \quad (6.6)$$

Da die Abweichung in jeder Reihe nur für einen Heliostaten aus der Mitte des Feldes berechnet wird, wird auf der horizontalen Receiverachse der Radius des Reflexionskegels $r_{\text{Abb},i}$ als Abweichung der Strahlung vom Mittelpunkt angenommen. Für die Schnittpunkte des Kegels auf der vertikalen Mittelachse wird der Neigungswinkel des Receivers mit berücksichtigt (vgl. Gleichungen 6.8 und 6.9 im nächsten Abschnitt).

In diesem Ansatz wird die Änderung des Abbildes und die Verschiebung des Mittelpunktes der reflektierten Ellipse vom Zielpunkt bei seitlichen Heliostaten nicht berücksichtigt, ebenso wird die Verschiebung des Zielpunktes mit dem Sonnenstand vernachlässigt.

Abbildung 6.6 zeigt die aus der Reflexion am Heliostaten resultierende Flussdichteverteilung des mittleren Heliostaten der zweiten Reihe (oben), sowie der neunten Reihe (unten). Im jeweils linken Bild ist die Flussdichteverteilung über den gesamten Receiver dargestellt, es ergibt sich wie bereits in Abbildung 6.5 für den Heliostaten aus der Mitte ein kreisförmiges Abbild. Im rechten Bild ist ein Schnitt durch die Mitte des Receivers und der Verlauf der Strahlungsflussdichte bei $z = 0$ zu sehen. Die erwartete gaußähnliche Verteilung der Strahlung ist deutlich zu erkennen. Der in Gleichung 6.6 berechnete Kegeldurchmesser $r_{\text{Abb},i}$ ist von $x = 0$ (Zielpunkt der Reflexion) in beide Richtungen aufgetragen. Aufgrund der gaußschen Verteilung liegt ein Teil der Strahlung außerhalb des Kegels. Der Anteil der Strahlung innerhalb des Reflexionskegels beträgt für den Heliostaten der zweiten Reihe 46 % und für jenen der neunten Reihe 48,5 % der gesamten reflektierten Strahlung.

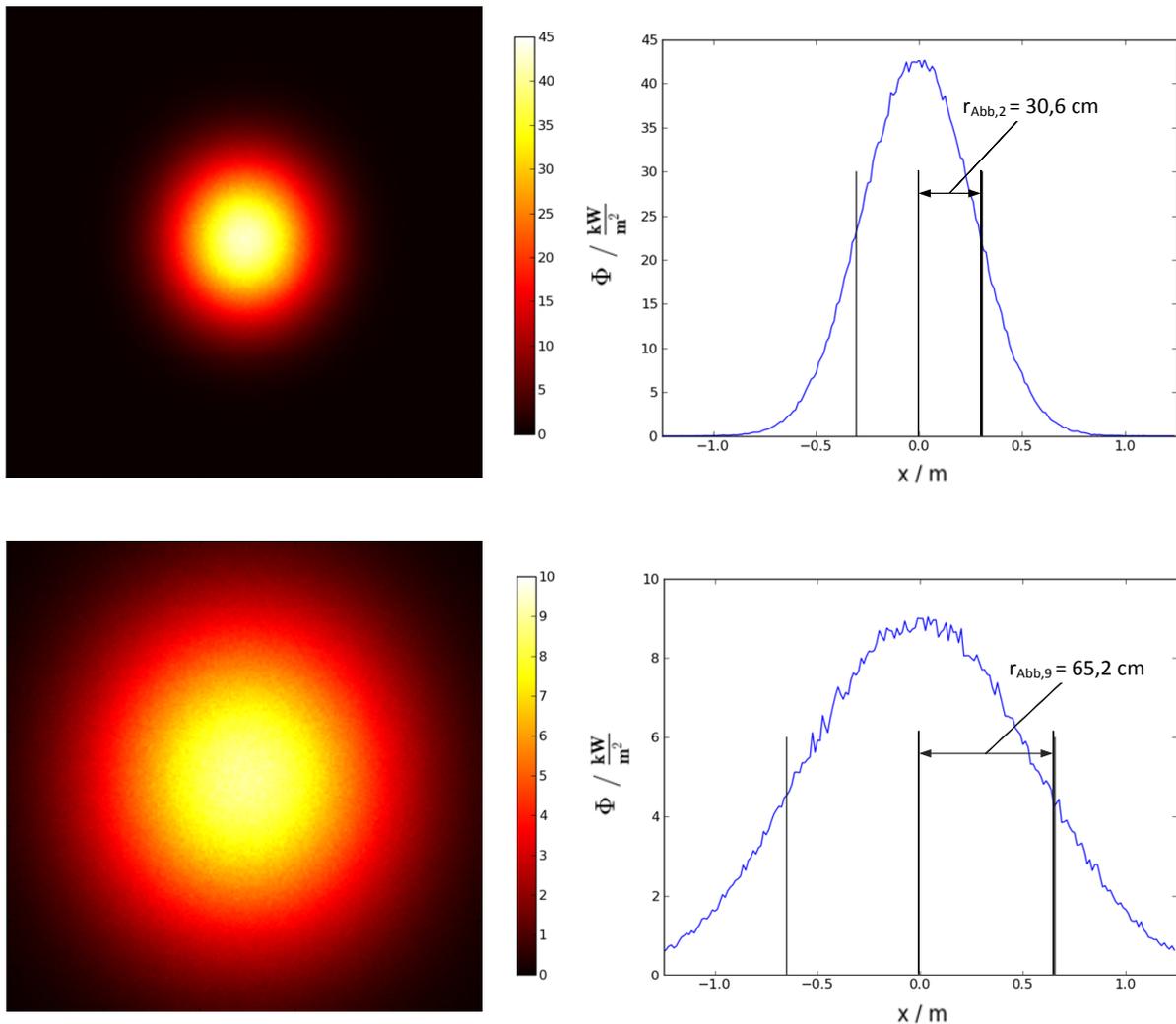


Abbildung 6.6: Abbild der Reflexion am mittleren Heliostaten der zweiten (oben) und der neunten Reihe (unten). Im rechten Bild sind der eindimensionale Verlauf des Strahlungsflusses in x-Richtung bei Schnitt durch die Mitte des Receivers und der berechnete Kegelradius $r_{Abb,i}$ zu sehen.

6.2.2 Strategien zur Verteilung der Zielpunkte

Strategie 1 - Gleichmäßige Verteilung an den Kanten: Die Heliostatenzielpunkte werden reihenweise gleichmäßig entlang der Kanten des Receivers verteilt. Um dabei möglichst wenig Strahlung durch Verfehlen des Receivers zu verlieren, werden die Zielpunkte nur so nah an den Rand angenähert, dass die Strahlung innerhalb des zuvor berechneten Kegels auf den Receiver trifft. Der Abstand $d_{x,i}$ des Zielpunktes von Heliostat i von der Seitenkante zum Zielpunkt ist daher gleich dem Kegelradius $r_{Abb,i}$:

$$d_{x,i} = r_{Abb,i} \quad (6.7)$$

Die Abstände zur Ober- und Unterkante, $d_{y,i}$ und $d_{-y,i}$ werden über den Einfallswinkel der reflektierten Strahlung zur Horizontalen $\beta_{\text{Ref},i}$ und den Neigungswinkel des Receivers β_{Neig} mithilfe des Sinussatzes berechnet:

$$d_{y,i} = r_{\text{Abb},i} \cdot \frac{\sin(90^\circ + 0,5 \cdot \sigma_{\text{opt,tot}})}{\sin(90^\circ - \beta_{\theta,i} - 0,5 \cdot \sigma_{\text{opt,tot}})} \quad (6.8)$$

und

$$d_{-y,i} = r_{\text{Abb},i} \cdot \frac{\sin(90^\circ - \beta_{\theta,i} - 0,5 \cdot \sigma_{\text{opt,tot}})}{\sin(90^\circ + 0,5 \cdot \sigma_{\text{opt,tot}})} \quad (6.9)$$

Mit dem Einfallswinkel der Strahlung am Receiver $\beta_{\theta,i} = \beta_{\text{ref},i} - \beta_{\text{Neig}}$.

Die Heliostaten jeder Reihe werden abwechselnd mit dem berechneten Abstand zum Rand auf der Ober- und Unterkante oder auf den seitlichen Kanten verteilt. Das heißt, alle ungeraden Reihen werden auf die Ober- und Unterkante, alle geraden Reihen auf die seitlichen Kanten gerichtet. Dabei wird die Verteilung der Zielpunkte innerhalb einer Reihe wieder reihenweise variiert: Die Heliostaten der östlichen Hälfte des Feldes in der ersten Reihe werden auf die obere Kante gerichtet, die Heliostaten der westlichen Hälfte auf die untere. In der dritten Reihe werden die westlichen Heliostaten auf die obere, und die östlichen auf die untere Kante verteilt. Nach dem selben Schema werden die Heliostaten der geraden Reihen abwechselnd links und rechts aufgeteilt. In Abbildung 6.7 ist die Aufteilung der Zielpunkte der ersten zwei Heliostatenreihen abgebildet.

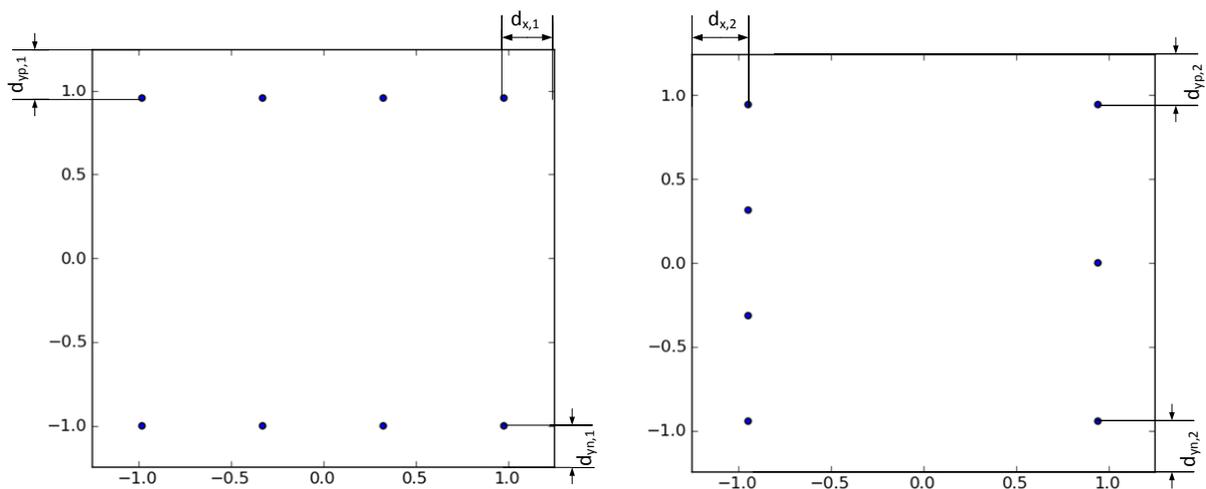


Abbildung 6.7: Die Zielpunkte der ersten Reihe werden an der Ober- und Unterkante des Receivers aufgeteilt (links), die Zielpunkte der zweiten Reihe an den seitlichen Kanten (rechts)

Abbildung 6.8 zeigt die Zielpunktverteilung des gesamten Heliostatenfeldes für die erste

Zielpunktstrategie.

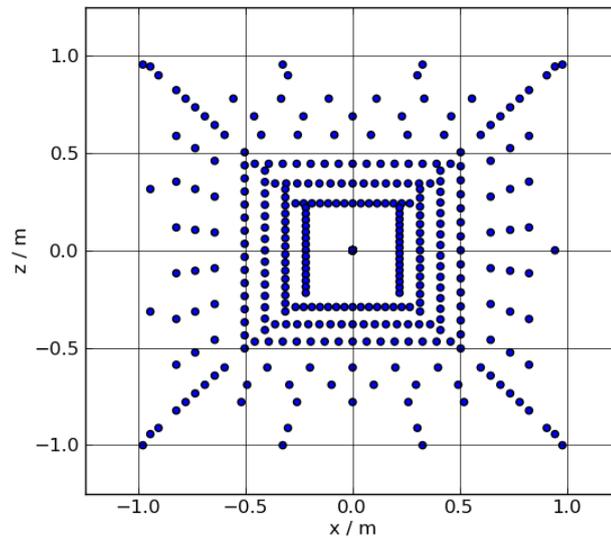


Abbildung 6.8: Zielpunktverteilung und Flussdichteprofil der ersten Zielpunktstrategie für alle Heliostaten

Strategie 2 - Gezieltes Ausleuchten der Ecken: Da sich in Kapitel 7.2 zeigen wird, dass mit der ersten Strategie die Ecken des Receivers nur unzureichend ausgeleuchtet werden, sind bei diesem Ansatz die Zielpunkte der Reihen 1, 3, 4, 6 und 8 gezielt auf die Ecken des Receivers gerichtet. Die übrigen Reihen werden nach demselben Prinzip wie in Strategie 1 abwechselnd auf Ober- und Unter-, bzw. auf die Seitenkanten aufgeteilt.

Bei beiden Strategien ergibt sich trotz der Aufteilung noch eine sehr auf die Mitte des Receivers konzentrierte Flussdichteverteilung, die Zielpunkte werden daher noch weiter in Richtung Außenkanten verschoben. Für diese Verschiebung wird der Faktor f_V eingeführt. Der Abstand des Zielpunktes eines Heliostaten der Reihe i zum Rand, d_i , ergibt sich zu:

$$d_i = f_V \cdot r_{Abb,i} \quad (6.10)$$

Bei den beschriebenen Ansätzen wird die Abnahme der maximalen Flussdichte mit der Entfernung eines Heliostaten zum Turm nicht mit berücksichtigt. In Abbildung 6.9 sind die Zielpunktverteilungen für Strategie 2 ohne (links) und mit Verschiebung der Zielpunkte zum Rand des Receivers (rechts, hier Verschiebung $f_V = 0,62$) zu sehen.

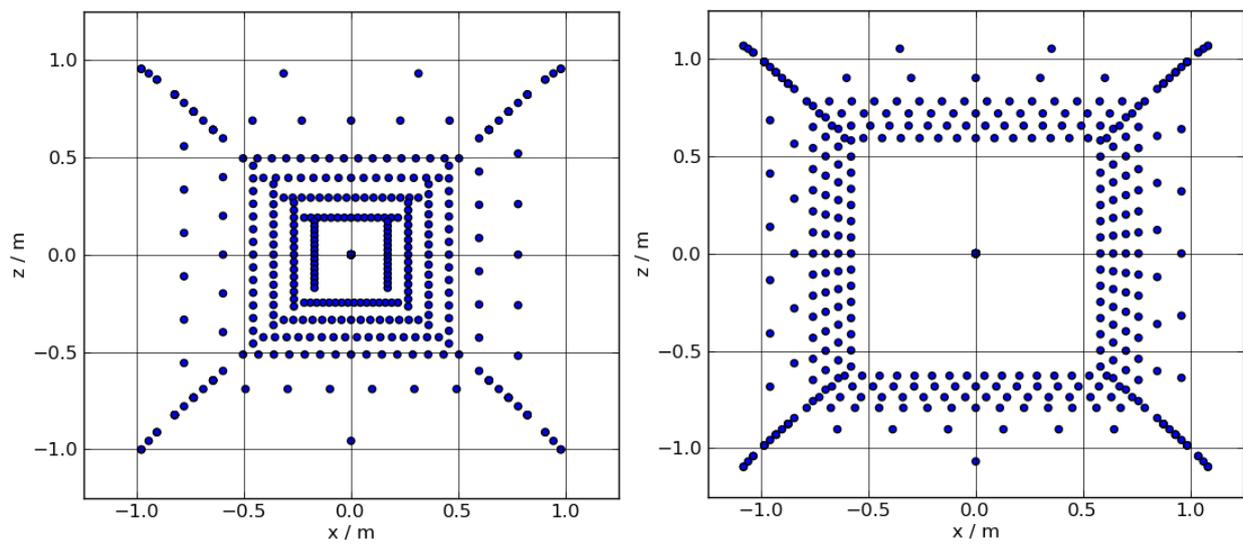


Abbildung 6.9: Zielpunktverteilung der zweiten Zielpunktstrategie ohne Verschiebung der Zielpunkte (links) und mit Verschiebung um $f_V = 0,62$.

7 Untersuchung des Heliostatenfeldmodells und der Strategien zur Verteilung der Zielpunkte

In Kapitel 6.1 wurde ein Modell für die Auslegung des Heliostatenfeldes beschrieben, welches unter Kenntnis der Anzahl und Geometrie der Heliostaten deren Positionierung im Feld berechnet und ein geometrisches Modell des photovoltaischen Turmkraftwerks für die Simulationen in Raytrace3D erstellt. In Kapitel 5 wurde ein Modell für den photovoltaischen Receiver vorgestellt, anhand dessen aus den Ergebnissen der Raytracing Simulationen die elektrische Leistung des Systems berechnet wird.

In den folgenden Abschnitten werden die Ergebnisse der mithilfe dieser Modelle realisierten Untersuchungen zu verschiedenen Feldkonfigurationen vorgestellt. In Abschnitt 7.1 werden die Abstände zwischen den Heliostaten im Feldmodell stufenweise verringert und die Auswirkungen auf die optischen Verluste untersucht. Die Konfiguration mit der maximalen optischen Effizienz wird als Ausgangskonfiguration für die Untersuchung der unterschiedlichen Zielpunktverteilungen in Abschnitt 7.2 gewählt.

Wichtigstes Kriterium für die Optimierung der in dieser Arbeit untersuchten Parameter ist die resultierende elektrische Leistung des Receivers, P_{el} . In solarthermischen Turmkraftwerken wird die gesamte Strahlungsleistung am Receiver (abzüglich der Verluste bei der Wärmeübertragung) verwertet. Die absorbierte Leistung hängt demnach direkt von der optischen Effizienz η_{opt} des Heliostatenfeldes ab. Beim photovoltaischen Receiver ist zusätzlich die Homogenität der Flussdichteverteilung innerhalb jedes Moduls zu berücksichtigen, da bei einer sehr inhomogenen Verteilung ein großer Teil der Leistung nicht in Strom umgewandelt wird. Diese wird über den Wirkungsgrad η_{hom} , der in Kapitel 5 eingeführt wurde, berücksichtigt.

7.1 Untersuchung unterschiedlicher Konfigurationen des Heliostatenfeldmodells

Anhand des in Kapitel 6.1.2 vorgestellten Modells zur Auslegung des Heliostatenfeldes werden in diesem Kapitel unterschiedliche Konfigurationen untersucht. Als Zielpunkt wird zunächst für alle Heliostaten der Mittelpunkt des Receivers gewählt.

Folgende Randbedingungen für das Heliostatenfeld ergeben sich aufgrund der Auslegung des Receivers in Kapitel 5:

- Für den in dieser Arbeit entwickelten photovoltaischen Receivermodell kommt ein Rundumfeld nicht in Frage, da die Konzentratormodule auf einer ebenen Fläche angeordnet sind und daher nur in eine Richtung ausgerichtet werden können. Da sich der Standort auf der Nordhalbkugel der Erde befindet, wird ein Nordfeld gewählt.
- Der Neigungswinkel des Receivers ist für den Standort Sevilla nach [59] optimal bei $\beta_{\text{Neig}} = 25^\circ$ zur Senkrechten.
- Der Winkel der einfallenden Strahlung darf aufgrund von Reflexionsverlusten am Schutzglas 45° nicht überschreiten, die Heliostaten dürfen daher von der Mittellinie des Feldes nicht weiter als in einem Winkel von $\pm 45^\circ$ von der Nord-Achse ($\text{AZI} = 180^\circ$) angeordnet werden. Daraus ergeben sich $\text{AZI}_{\text{min}} = 135^\circ$ und $\text{AZI}_{\text{max}} = 225^\circ$ (Süden= 0°).

Abbildung 7.1 zeigt ein Heliostatenfeld mit der minimalen und der maximalen Azimutkoordinate AZI_{min} und AZI_{max} (links) und den Turm mit flachem Receiver und Neigungswinkel β_{Neig} zur Senkrechten (rechts).

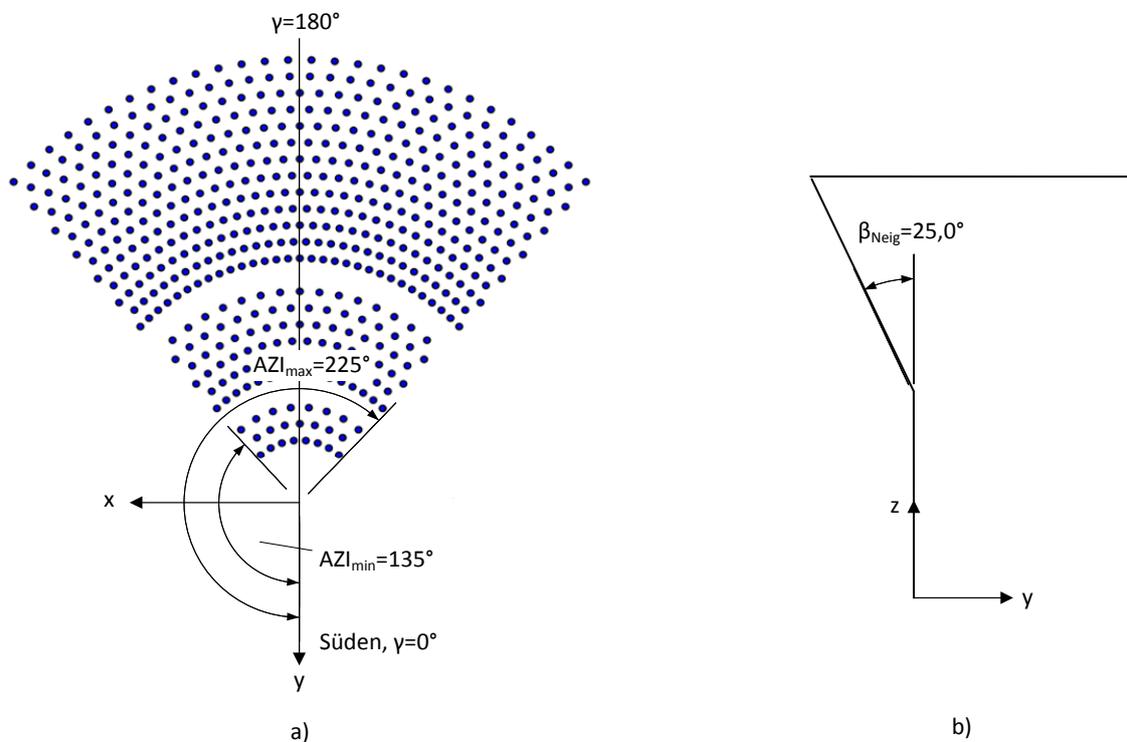


Abbildung 7.1: a) Minimale und maximale Azimutkoordinate AZI_{min} und AZI_{max} für die Heliostatenfeldauslegung. b) Optimaler Neigungswinkel des Receivers β_{Neig} zur Senkrechten.

Die Auslegung und Optimierung des Feldes wird in dieser Arbeit wie in [14, 12] zu einem definierten Zeitpunkt, dem 21. Juni um 12:00 Uhr, vorgenommen. Die Höhe des Turmes und der optische Spiegelfehler (Konzentrator- und Nachführungsfehler) werden ebenfalls wie in den Simulationen in [12] gewählt. Für alle Simulationen wird eine Verfügbarkeit der Anlage von 100 % angenommen, der Verschmutzungsgrad wird auf null gesetzt.

Die Winkelverteilung der Solarstrahlung wird mit dem Sunshape-Profil CSR 5 % approximiert, für die Strahlendichte werden 30.000 Strahlen/m² gewählt. Diese werden in Simulationen mit jeweils 1.000 Strahlen/m² auf 30 Prozessorkerne aufgeteilt. Durch Addition der Strahlentreffer in jedem Bin werden die Simulationsergebnisse am Ende zusammengeführt und die Leistungs- und Effizienzwerte berechnet. Die im Rahmen dieser Arbeit definierten Auslegungsparameter für die Simulationen sind in Tabelle 7.1 zusammengefasst.

Für die Felddauslegung nach der Nicht-Block-Methode wird als Receiver-Referenzpunkt RR der Mittelpunkt des Receivers gewählt, da dieser auch der Zielpunkt der reflektierten Strahlung ist. Für die Azimutkoordinate der äußersten Heliostaten AZI_{\min} und AZI_{\max} wird der maximale Einfallswinkel der reflektierten Strahlung auf dem Receiver von 45 ° berücksichtigt, die Azimutkoordinate darf daher nicht mehr als um diesen Winkel von der Feldmittellinie abweichen. Der Mindestabstand zwischen den Reihen wird so angenommen, dass Reinigungsfahrzeuge alle Reihen passieren können ΔRAD_{\min} wird auf 10 Meter gesetzt. Die Anzahl der Heliostaten wird für alle Simulationen analog zu den Voruntersuchungen zur erforderlichen Strahlendichte in Kapitel 5.3 mit $N_{\text{hel}} = 399$ festgelegt. Hierzu wurde vor Beginn der Untersuchungen durch Simulation mit einem Feld im Radially Staggered Design (ohne Optimierung) die optische Effizienz ermittelt und mit der mittleren geometrischen Konzentration die erforderliche Spiegelfläche und Anzahl der Heliostaten bestimmt, die für eine Leistung von 1 Megawatt erforderlich ist. Die Simulationsparameter für die Auslegung des Feldes nach der Nicht-Block-Methode sind in Tabelle 7.2 zusammengefasst.

In den Untersuchungen werden mithilfe des Faktors S_{Feld} nach Gleichung 6.4 die Abstände zwischen nicht versetzt angeordneten Reihen verringert. Bei einem Faktor von $S_{\text{Feld}} = 0,3$ entspricht der Abstand zwischen allen Reihen bereits dem vorgegebenen Mindestabstand $\Delta RAD_{\min} = 10$ m. S_{Feld} wird daher ausgehend von $S_{\text{Feld}} = 1$ schrittweise um 0,1 Punkte verringert, bis $S_{\text{Feld}} = S_{\text{Feld},\min} = 0,3$ erreicht wird. Dadurch werden die Heliostaten sehr nahe zueinander angeordnet und so bewusst Verluste durch Blocken in Kauf genommen. Für jeden Schritt wird eine Simulation mit den zuvor definierten Parametern durchgeführt.

Aus den Ergebnissen der Simulationen wird die Konfiguration gewählt, bei der die optischen Verluste minimal sind. Anhand dieser Konfiguration wird mit den so berechneten, opti-

Tabelle 7.1: Allgemeine Auslegungsparameter in PowerTower und Raytrace3D für die im Rahmen dieser Arbeit realisierten Simulationen:

Standort und Zeitpunkt:

Standort	Sevilla, Spanien
Geografische Breite	37,56 °
Auslegungstag und -uhrzeit	21. Juni, 12:00
Zenitwinkel	33,64 °
Azimutwinkel	-75,53 °

Turm und Receiver:

Gesamthöhe des Turms	50 m
Neigungswinkel des Receivers	25 °
PV-Receiverfläche	6,25 m ²
Auflösung des Receivers	40.000 Bins
Strahlungsleistung auf dem Receiver	5 MW
Mittlere Konzentration C_m	800 Sonnen
Direktnormalstrahlung G_b	1.000 W/m ²

Heliostatenfeld:

Feldtyp	Nordfeld
Feldlayout	Radially Staggered
Reflektivität der Heliostaten	0,9
Spiegelfehler, bezogen auf den reflektierten Strahl	3 mrad
Spiegelaperturfläche	25 m
Anzahl Spiegelfacetten	1
Gesamte Spiegelaperturfläche	9.975 m ²
Zielpunkt(e)	Mitte des Receivers
Strahlendichte D_R	30.000 1/m ²

malen Radialabständen eine weitere Feldkonfiguration mit mehr Heliostaten in einer Reihe untersucht: Durch Verringerung des Sicherheitsfaktors für den Durchmesser der Heliostaten-Hüllkugel $ds = ds_{\text{block}}=0,5858$ auf $ds = 0,1$ wird der Winkelabstand ΔAZI zwischen den Heliostaten für die gewählte Konfiguration von $14,3^\circ$ auf $10,8^\circ$ verringert und es werden in einer Reihe mehr Heliostaten angeordnet. Allerdings wird dadurch ebenfalls Blocken zwischen den Heliostaten zweier versetzt angeordneter Reihen zugelassen.

Tabelle 7.2: Parameter für die Auslegung des Heliostatenfeldes nach der Nicht-Block-Methode

Auslegung nach der Nicht-Block-Methode:	
Anzahl Heliostaten N_{hel}	399
Receiver-Referenzpunkt RR	Mitte des Receivers
Azimutkoordinate AZI_{min}	135°
Azimutkoordinate AZI_{max}	225°
Radius 1. Reihe RAD_{min}	40 m
Mindestabstand ΔRAD_{min}	10 m
Feldfaktor S_{Feld}	1 0,3
Winkelabstand zwischen Heliostaten ΔAZI	$14,3^\circ / 10,8^\circ$

In Abbildung 7.2 sind die geometrischen Modelle zweier Feldkonfigurationen zu sehen. Das obere Bild zeigt ein Feld mit einem Winkelabstand von $\Delta AZI = 14,3^\circ$ zwischen den Heliostaten einer Reihe und Nicht-Block-Bedingung $S_{\text{Feld}} = 1$ zwischen versetzt angeordneten Reihen. Im unteren Bild ist eine Feldaufstellung mit so dicht wie möglich angeordneten Heliostatenreihen ($S_{\text{Feld,min}}$, Radialabstand ΔRAD_{min} , $\Delta AZI = 10,8^\circ$) zu sehen. Es zeigt sich, dass das Feld mit der Nicht-Block-Bedingung ohne Verkürzung der Abstände zwischen den Reihen sowohl in Nord-Süd-, als auch in Ost-West-Richtung mehr als doppelt so viel Platz erfordert wie ein Feld mit möglichst dicht angeordneten Heliostaten.

Für den Vergleich der Ergebnisse aus den Simulationen werden die einzelnen Verluste wie folgt dargestellt: Die Anteile der Kosinusverluste, der atmosphärischen Abschwächung und der Summe aus Spillage-Verlusten, Strukturverschattung, Abschatten und Blocken werden voneinander getrennt dargestellt und verglichen. Die Reflektivität wird dabei nicht berücksichtigt, da diese die Intensität der Strahlung unabhängig von der Feldkonfiguration immer gleich verringert. Aus diesem Grund wird auch die um die Reflektivität bereinigte Feldeffizienz anstelle der optischen Effizienz dargestellt.

Ziel der Untersuchungen ist es, die Konfiguration des Heliostatenfeldes mit den geringsten optischen Verlusten zu ermitteln. Für die Verringerung der Radial- und Winkelabstände ergab sich in den Simulationen bei allen Verlustmechanismen eine eindeutige Tendenz. Zur

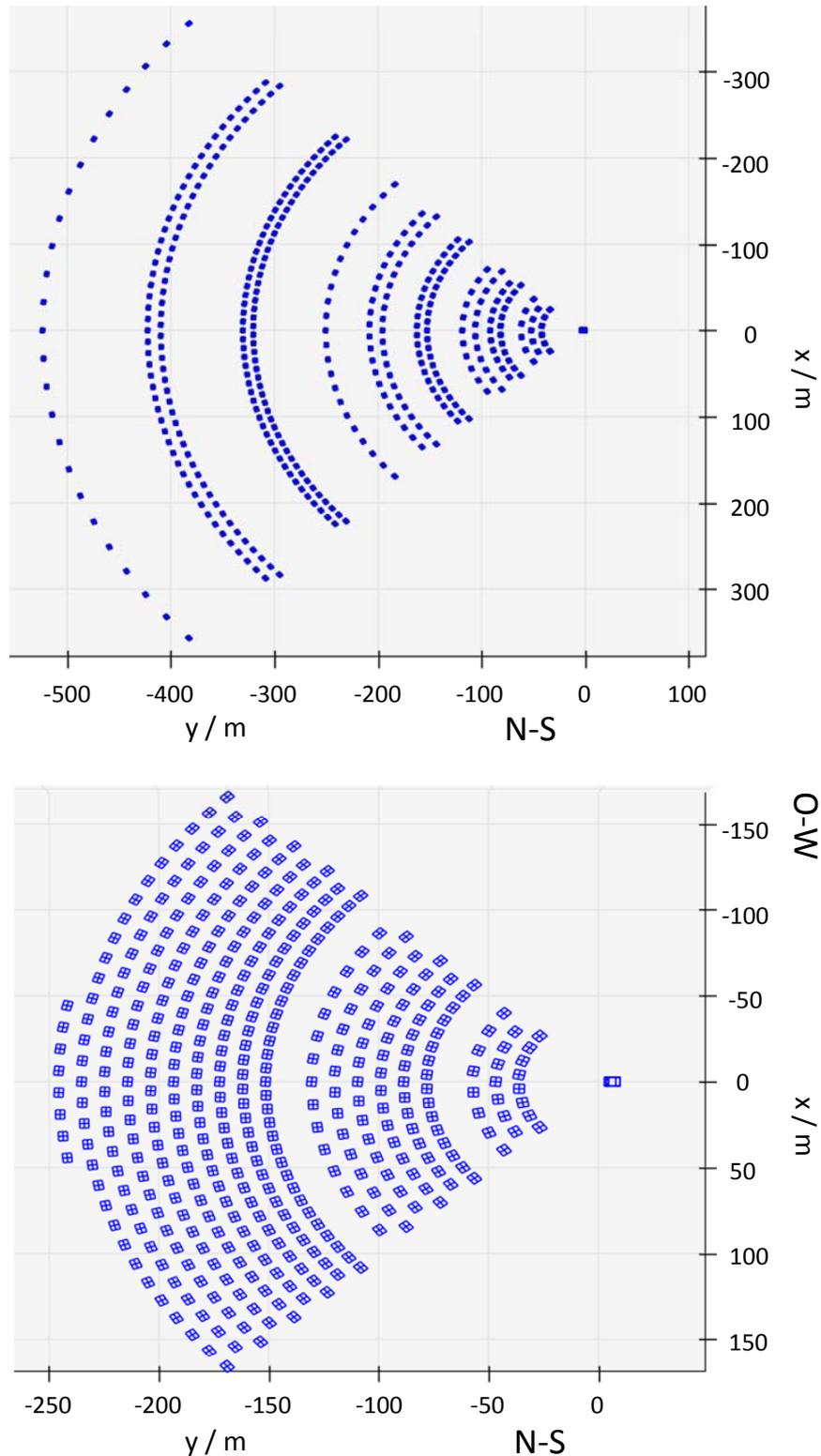


Abbildung 7.2: Anordnung der Heliostaten nach der Nicht-Block-Methode. Winkelabstand $\Delta AZI = 14,3^\circ$ zwischen den Heliostaten einer Reihe und Nicht-Block-Bedingung ($S_{\text{Feld}} = 1$) zwischen versetzt angeordneten Reihen (oben) und mit so dicht wie möglich angeordneten Heliostatenreihen ($S_{\text{Feld,min}}$, Radialabstand ΔRAD_{min} , $\Delta AZI = 10,8^\circ$, unteres Bild)

Verdeutlichung sind in den folgenden Abbildungen die Ergebnisse für drei simulierte Konfigurationen dargestellt.

Zuerst wurde der Faktor S_{Feld} bei konstantem Winkelabstand zwischen den Heliostaten ($\Delta\text{AZI} = 14,3^\circ$) variiert. In Abbildung 7.3 sind die einzelnen Verlustmechanismen getrennt abgebildet für die Heliostatenfeldkonfiguration mit $S_{\text{Feld}} = \{1; 0,5; S_{\text{Feld,min}} = 0,3\}$. Der rote Balken beinhaltet die Summe der Verluste durch Spillage, Abschatten und Blocken, sowie Strukturverschattung. Die Kosinusverluste sind in türkis und die Verluste aufgrund Abschwächung der reflektierten Strahlung durch die Atmosphäre zwischen Heliostat und Receiver in gelb dargestellt. Dabei ist zu erkennen, dass Kosinusverluste und Verluste durch atmosphärische Abschwächung nur geringfügig variieren, während Spillage und Abschatten/Blocken eine deutliche Änderung zeigen. Alle Werte nehmen beim Feld mit der geringsten Ausdehnung ($S_{\text{Feld,min}}$, Mindestabstand $\Delta\text{RAD}_{\text{min}} = 10\text{ m}$ zwischen den Reihen) ein Minimum an.

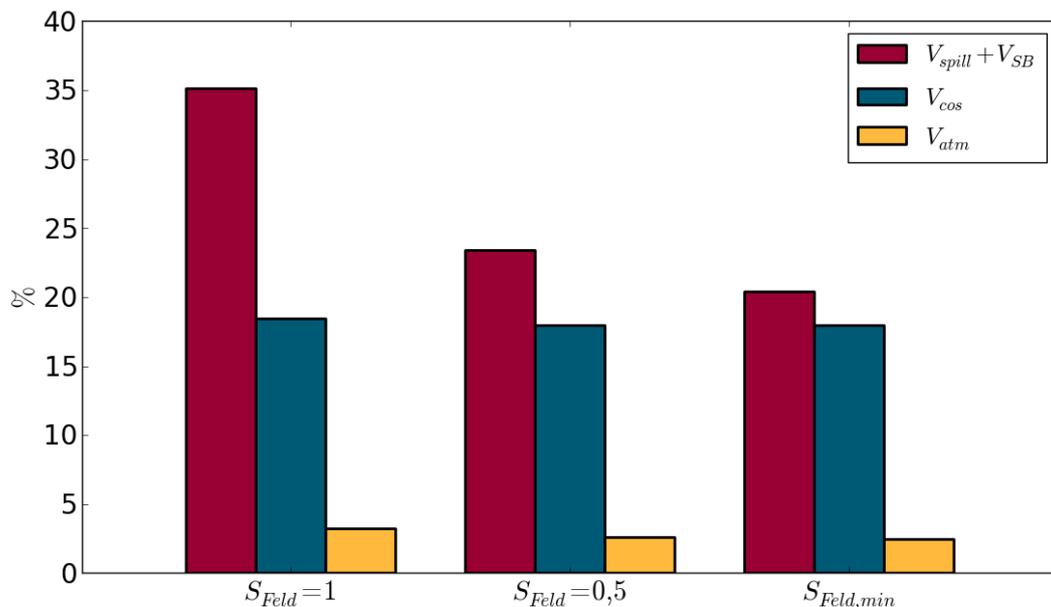


Abbildung 7.3: Anteil der einzelnen Verlustmechanismen für $S_{\text{Feld}} = \{1; 0,5; S_{\text{Feld,min}} = 0,3\}$ und $\Delta\text{AZI} = 14,3^\circ$ an den Gesamtverlusten. Verluste durch Spillage, Abschatten und Blocken (rot) Kosinusverluste (türkis) und atmosphärische Abschwächung der Strahlung nach der Reflexion (gelb).

In Abbildung 7.4 ist die Summe aller Verluste aus der vorhergehenden Darstellung zu den optischen Verlusten zusammengefasst und gegenüber den Inhomogenitätsverlusten ebenfalls für $S_{\text{Feld}} = \{1; 0,5; S_{\text{Feld,min}} = 0,3\}$ dargestellt. Entsprechend der Darstellung der einzelnen Verlustmechanismen sinken die optischen Verluste für die Feldkonfiguration mit geringeren Radialabständen. Für die Inhomogenitätsverluste zeigt sich keine eindeutige Tendenz, diese ändern sich nur geringfügig und ergeben bei $S_{\text{Feld}} = 0,5$ den höchsten Wert mit 10,8%.

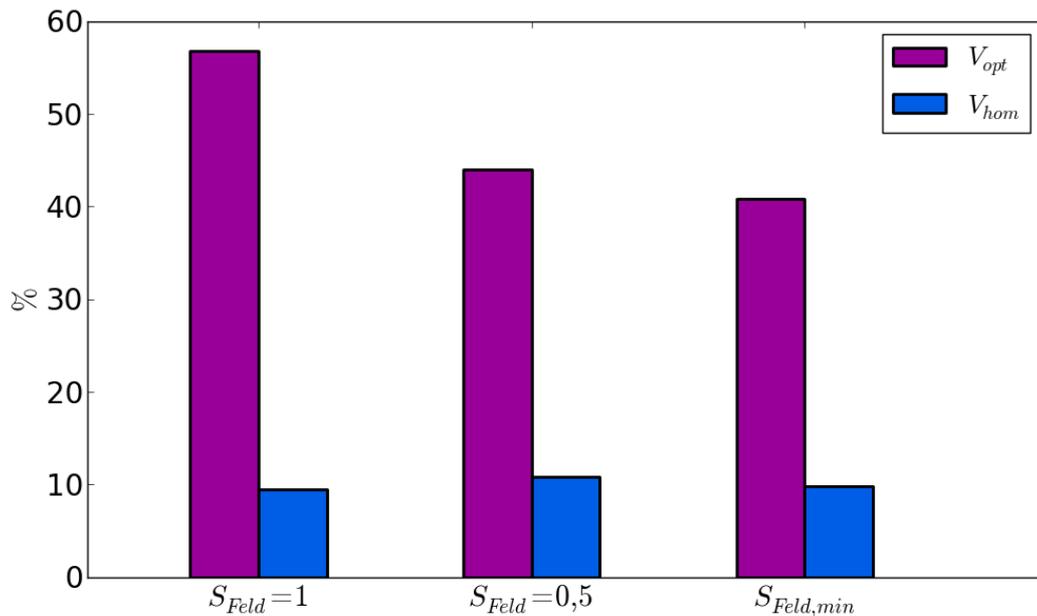


Abbildung 7.4: Optische Verluste (violett) und Inhomogenitätsverluste (blau) für $S_{Feld} = \{1; 0,5; S_{Feld,min} = 0,3\}$ und $\Delta AZI = 14,3^\circ$.

Die Konfiguration mit möglichst dicht zueinander angeordneten Heliostaten ergibt die geringsten Verluste und somit die maximale Feldeffizienz. Ausgehend von dieser Konfiguration wurde der Winkelabstand zwischen den Heliostaten einer Reihe verringert und eine weitere Simulation durchgeführt. Analog zu den vorhergehenden Simulationen sind in den folgenden Abbildungen die Ergebnisse verglichen mit der Ausgangskonfiguration ohne Verringerung der Winkelabstände dargestellt: In Abbildung 7.5 sind die Summe der Verluste durch Spillage, Abschatten und Blocken, sowie aufgrund von Strukturverschattung (rot), Kosinusverluste (türkis) und atmosphärische Abschwächung (gelb) zu sehen. Die Summe der Verluste durch Spillage, Abschatten und Blocken, sowie aufgrund von Strukturverschattung (rot) nehmen auch hier mit der Verringerung des Abstandes deutlich ab. Kosinusverluste und atmosphärische Abschwächung ändern sich wie zuvor nur geringfügig. Auch hier ergibt sich für alle Werte ein Minimum bei möglichst enger Anordnung der Heliostaten.

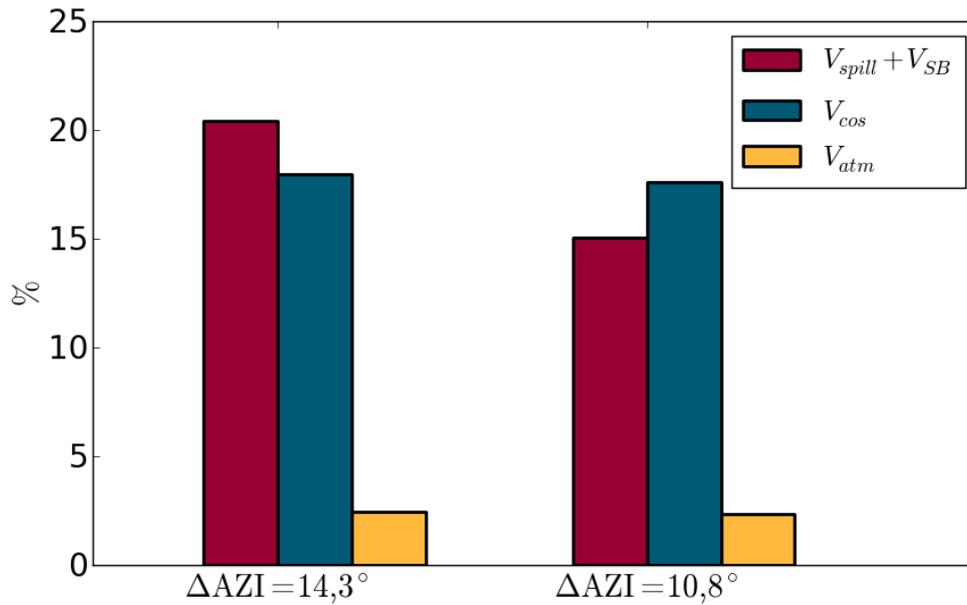


Abbildung 7.5: Änderung der Kosinusverluste (gelb), Verluste durch atmosphärische Abschwächung der Strahlung nach der Reflexion (türkis) und durch Spillage, Abschatten und Blocken (rot) für $ds = \{0,5858 \ 0,1\}$ und $S_{Feld} = S_{Feld,min}$.

Abbildung 7.6 zeigt die optischen und Inhomogenitätsverluste. Auch hier nehmen die optischen Verluste erwartungsgemäß für die Konfiguration mit verringertem Winkelabstand ab und die Inhomogenitätsverluste zeigen nur eine geringe Verbesserung von 1%.

In Tabelle 7.3 sind die einzelnen Ergebnisse für die Effizienzwerte aufgelistet.

Aus den Ergebnissen lässt sich schließen, dass die Spillageverluste einen größeren Einfluss auf die optische Effizienz des Feldes haben als die Verluste durch Abschatten und Blocken. Atmosphärische Abschwächung und Kosinusverluste zeigen zwar die gleiche Tendenz wie die Spillageverluste, allerdings ist die Änderung gering und hat einen vergleichsweise geringen Einfluss. Dasselbe wurde für die Inhomogenitätsverluste gezeigt, die Änderung der Heliostatenfeldkonfiguration hat nur einen geringen Einfluss auf den Homogenitätswirkungsgrad η_{hom} .

Eine möglichst dichte Anordnung der Heliostaten im Feld, in dieser Arbeit begrenzt durch den Sicherheitsabstand $\Delta RAD_{min} = 10$ m, ergibt den maximalen Wert für die Feldeffizienz:

$$\eta_{Feld} = 65 \% \quad (7.1)$$

Dieser Wert entspricht der Feldeffizienz des Solar Two Heliostatenfeldes, welches in Kapitel 4 vorgestellt wurde. Ein Vergleich der Ergebnisse ist allerdings nur bedingt möglich, da in Solar Two mit höheren Leistungen und einem Rundumfeld gearbeitet wurde und mit den einge-

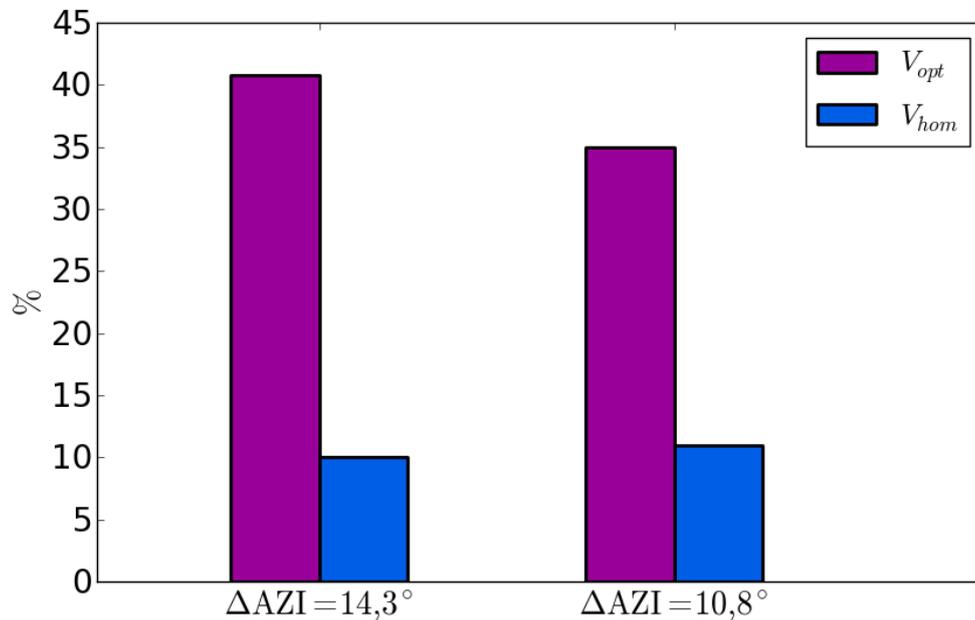


Abbildung 7.6: Änderung der optischen Effizienz (violett) und Inhomogenitätsverluste (blau) für $ds = \{0,5858 \ 0,1\}$ und $S_{Feld} = S_{Feld,min}$.

Tabelle 7.3: Ergebnisse der Simulation mit Verringerung der Radialabstände durch den Faktor S_{Feld} . Auswirkungen auf die optischen Verluste und Homogenität

Feldkonfigurationsparameter:					
Feldfaktor S_{Feld}	–	1	0,5	$S_{Feld,min}$	$S_{Feld,min}$
Winkelabstand ΔAZI	°	14,3	14,3	14,3	10,8
Einzelne Verlustmechanismen:					
Kosinusverluste η_{cos}	%	77,8	79,2	79,5	80,5
Atm. Abschwächung η_{atm}	%	96,1	97,0	97,2	97,4
Spillage, Blocken, . . . : $\eta_{Spillage} \cdot \eta_{S+B}$	%	57,7	72,9	76,7	83,3
Feldeffizienz und Inhomogenität:					
Feldeffizienz η_{Feld}	%	43,2	56,0	59,2	65,0
Inhomogenitätswirkungsgrad η_{hom}	%	90,5	89,2	90,2	89,0

setzten, größeren Heliostaten eine bessere Feldeffizienz erreicht werden kann [57]. Andererseits wurde der optische Spiegelfehler im Solar Two Modell um 0,5 mrad höher angenommen als in den hier durchgeführten Simulationen.

Für die Konfiguration des Heliostatenfeldes mit $s_{\text{Feld,min}} = 0,3$ und verringertem Winkelabstand $\Delta\text{AZI} = 10,8^\circ$ wurde in den Untersuchungen die beste Feldeffizienz ermittelt. Zusätzlich wird durch die dichte Anordnung der Heliostaten eine kleinere Feldfläche benötigt und es ergibt sich ein besserer Flächenausnutzungsgrad. Die Konfiguration wird daher als Ausgangskonfiguration für die im nächsten Kapitel beschriebenen Untersuchungen zu den Zielpunktverteilungen verwendet.

7.2 Analyse der Strategien zur Zielpunktverteilung

Aus den Simulationen im vorhergehenden Abschnitt ergibt sich bei der gewählten Ausgangskonfiguration mit einem Zielpunkt eine sehr konzentrierte Flussdichteverteilung im Mittelpunkt des Receivers, wie in Abbildung 7.7 deutlich zu erkennen ist. Dabei treten Konzentrationsmaxima von mehr als 3.200 Sonnen auf.

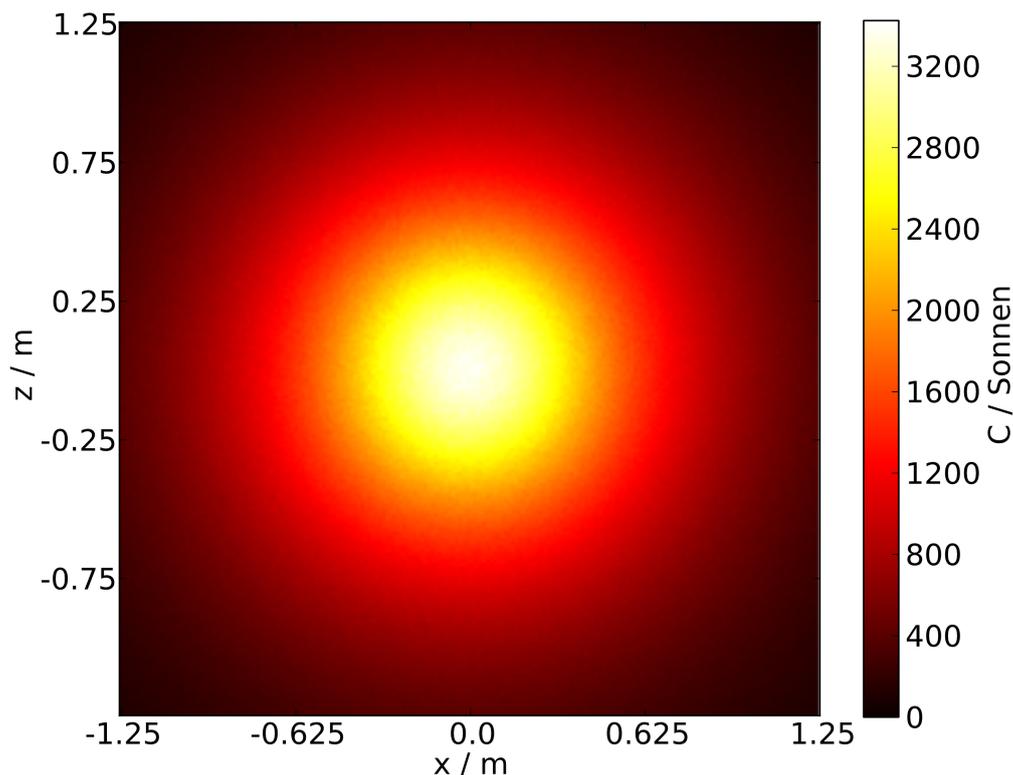


Abbildung 7.7: Resultierende Flussdichteverteilung des Ausgangsfeldes aus den Raytracing-Simulationen bei Konzentration der Strahlung auf einen Zielpunkt in der Mitte des Receivers.

In diesem Kapitel wird die Realisierbarkeit einer homogenen Flussdichteverteilung anhand der in Kapitel 6.2 vorgestellten Strategien zur Zielpunktverteilung untersucht. Es wird jene Konfiguration gesucht, bei der die Bedingung $C_{\max} \leq 1.000$ (Gleichung 6.5) Sonnen eingehalten wird und gleichzeitig die optischen Verluste möglichst gering gehalten werden. Als Kriterium für die Homogenität nicht nur innerhalb der Konzentratormodule, sondern über den gesamten Receiver, wird die maximale Abweichung der Konzentration zwischen allen Modulen $\Delta C = C_{\max} - C_{\min}$ bewertet. Umso niedriger ΔC ist, umso gleichmäßiger werden die Module ausgeleuchtet und es wird einer schnelleren Abnutzung bzw. unzureichenden Ausnutzung einzelner Module vorgebeugt.

Die in Kapitel 6.2.2 beschriebenen Zielpunktstrategien werden für unterschiedliche Verschiebungen der Zielpunkte durch f_V untersucht. Für die erste Strategie werden die Zielpunkte regelmäßig an den Kanten verteilt, in der zweiten wird eine bestimmte Anzahl Heliostaten direkt auf die Ecken des Receivers gezielt, um diese besser auszuleuchten.

Aufgrund der Verschiebung der Zielpunkte weg von der Mitte des Receivers ist eine Steigerung der Verluste durch Spillage zu erwarten. Dies ist bereits dadurch zu erkennen, dass ein Teil der Strahlung außerhalb des berechneten Reflexionskegels (Kegelhöhe $r_{Abb,i}$) liegt, wie in Abbildung 6.5 zu sehen ist, und durch Wahl des Zielpunktes im Abstand $d_i = r_{Abb,i}$ ein Teil dieser Strahlung bewusst neben den Receiver zielt. Ebenso lässt sich eine weitere Zunahme der Verluste durch Verschieben der Zielpunkte vom Mittelpunkt des Receivers Richtung Außenkanten erwarten.

Für die Untersuchungen wird das Heliostatenfeld im Radially Staggered Design nach der Nicht-Block-Methode mit einem möglichst kompakten Feld (Feldfaktor $S_{Feld} = S_{Feld,min}$, $\Delta AZI = 10,8^\circ$) gewählt, da sich für diese Konfiguration in den vorhergehenden Untersuchungen die maximale optische Effizienz ergab. Die Simulationsparameter sind, mit Ausnahme der Zielpunkte, Tabelle 7.1 zu entnehmen. Die Zielpunkte werden nach den Zielpunktstrategien über den Receiver verteilt und die Heliostaten entsprechend ausgerichtet.

Für beide Zielpunktstrategien wird der Faktor f_V , das heißt der Abstand aller Zielpunkte zum Rand, ausgehend von $f_V = 1$ schrittweise um 0,05 Punkte verringert, bis die Bedingung $C_{max} \leq 1.000$ Sonnen erfüllt ist. Für die zweite Strategie wird in einer Optimierungsschleife der optimale Wert für f_V ermittelt.

Aus den Ergebnissen der Simulationen mit der ersten Zielpunktstrategie zeigt sich wie erwartet, dass die optische Effizienz und auch ΔC mit der Verschiebung der Zielpunkte zum Rand des Receivers abnimmt. Die elektrische Leistung ist von der Strahlungsleistung Φ und der Homogenität innerhalb der Konzentratormodule η_{hom} abhängig. Mit der Verschiebung der Zielpunkte nach außen nimmt Φ aufgrund der Verringerung der optischen Effizienz ab und η_{hom} zu.

Die Bedingung $C_{max} \leq 1.000$ Sonnen wurde bei den Simulationen mit beiden Zielpunktstrategien erst durch Verschiebung der Zielpunkte nach außen – für die erste Strategie erst ab $f_V = 0,45$, bei der zweiten bereits bei $f_V = 0,62$ – erfüllt. Es ist bereits bei $f_V = 1$ eine deutliche Verringerung der maximalen Konzentration C_{max} gegenüber der Konfiguration mit nur einem Zielpunkt zu sehen, diese liegt bei 1.532 Sonnen und ist somit noch deutlich über den maximal 1.000 Sonnen.

In Tabelle 7.4 sind die Ergebnisse aus den Raytracing-Simulationen zusammengefasst. Die erste Spalte zeigt die Ergebnisse der Konfiguration mit nur einem Zielpunkt, die zweite Spalte die Ergebnisse der ersten Zielpunktstrategie mit $f_V = 0,45$ und die dritte die der zweiten Zielpunktstrategie mit $f_V = 0,62$. Für Strategie 1 verringert sich bei gleicher Heliostatenanzahl die elektrische Leistung des Systems um 220 kW auf 850 kW. Die maximale Abweichung der Konzentration wird von über 3.000 Sonnen auf $\Delta C = 666$ Sonnen verbessert.

In der Untersuchung der zweiten Zielpunktstrategie mit $f_V = 0,62$ ergibt sich eine verbesserte optische Effizienz und eine deutliche Verringerung der Abweichung zwischen den einzelnen Modulen gegenüber den Ergebnissen der ersten Strategie von $\Delta C = 666$ Sonnen auf $\Delta C = 596$ Sonnen. Der Homogenitätswirkungsgrad zeigt keinen nennenswerten Unterschied, die elektrische Leistung ist mit rund 900 kW um 6,2 % höher. Im Vergleich zur Ausgangskonfiguration mit nur einem Zielpunkt sinkt die Leistung um 170 kW.

Tabelle 7.4: Ergebnisse der Simulationen mit gleichmäßiger Zielpunktverteilung über den gesamten Receiver (Strategie 1, Spalte 2) und Ausleuchten der Ecken (Strategie 2, Spalte 3), verglichen mit den Ergebnissen der Simulationen mit nur einem Zielpunkt in Receivermitte (Spalte 1):

Zielpunktstrategie:		keine	1	2
Verschiebung der Zielpunkte f_V	–	–	0,45	0,62
Konzentrationen:				
Maximale Konzentration C_{\max}	Sonnen	3.430	963	966
Maximale Abweichung ΔC	Sonnen	3.325	666	596
Wirkungsgrad und Leistung:				
Optische Effizienz η_{opt}	%	65,0	47,8	50,9
Homogenität Module η_{hom}	%	89,0	95,9	95,8
Elektrische Leistung P_{el}	MW	1,07	0,847	0,899

Abbildung 7.8 zeigt die Flussdichteverteilung auf dem Receiver für die Zielpunktverteilungen nach der ersten (linkes Bild) und der zweiten Zielpunktstrategie (rechts). Trotz gleichmäßiger Verteilung der Zielpunkte über den Receiver ist die Flussdichteverteilung nicht homogen, es ergeben sich stärker beleuchtete Zonen. Im linken Bild ist eine unzureichende Ausleuchtung der Ecken zu erkennen. Außerdem ergibt sich hier eine höhere Konzentration der Strahlung im zweiten und eine geringere im ersten Quadranten des quadratischen Receivers. Für Zielpunktstrategie 2 im rechten Bild ist die Diagonale durch den zweiten und vierten Quadranten besser ausgeleuchtet als die Diagonale durch den ersten und dritten Quadranten.

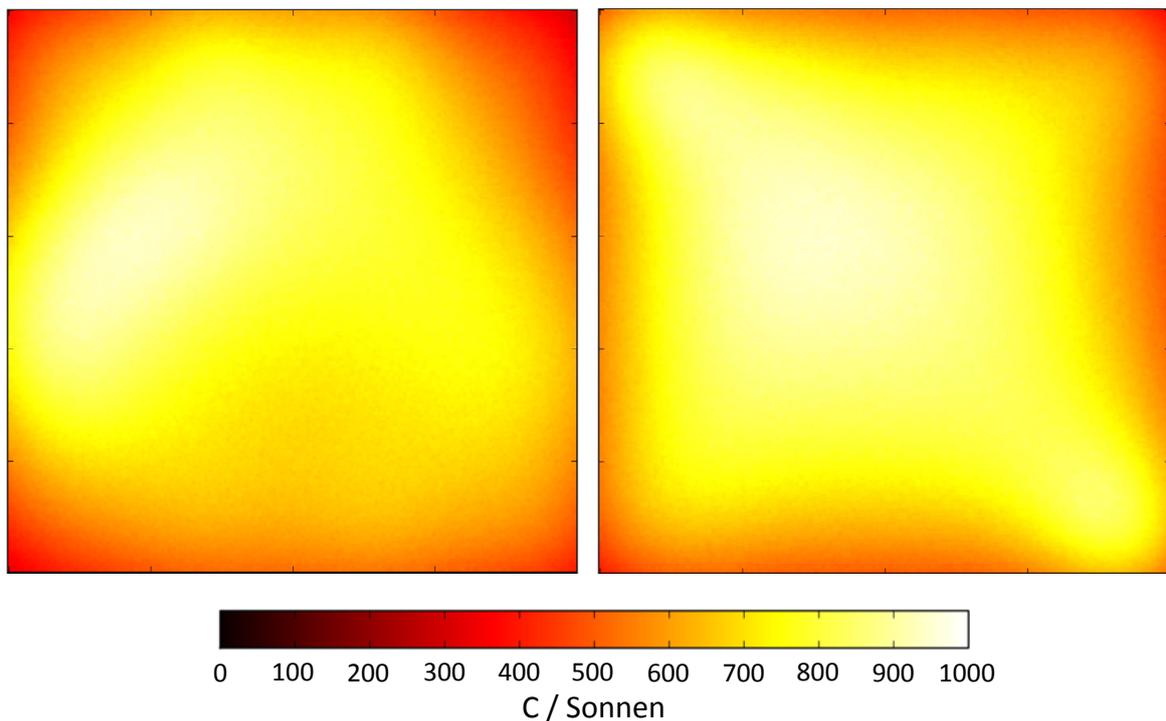


Abbildung 7.8: Flussdichteverteilung über die Aperturfläche des photovoltaischen Receivers mit Zielpunktverteilung nach Strategie 1 (links) und Strategie 2 (rechts)

Abbildungen 7.9 und 7.10 zeigen die Häufigkeitsverteilung der Strahlungsflussdichte für beide Simulationen. Bei Zielpunktstrategie 1 liegen bereits rund 58 % der Module in einem Bereich von 600-800 kW/m², nur rund 6 % werden mit > 900 oder < 400 kW/m² bestrahlt. In der zweiten Simulation liegen 56 % der Module im Bereich 700-900 kW/m². Insgesamt werden die Module mit einem höheren Strahlungsfluss belegt als in der ersten Simulation, was auf eine höhere Strahlungsleistung am Receiver schließen lässt. Im Unterschied dazu ist bei der Ausgangskonfiguration mit einem Zielpunkt der Anteil der Module, die einem Strahlungsfluss von > 900 kW/m² ausgesetzt sind deutlich höher und liegt bei 39 %.

In Abbildung 7.11 ist der Verlauf der Strahlungsflussdichte vom Mittelpunkt des Receivers Richtung Außenkanten dargestellt. Die Strahlungsflussdichte ist dabei von innen nach außen jeweils über die in einem Quadrat angeordneten Module (Bins) gemittelt. In dieser Darstellung ist deutlich zu erkennen, dass im Inneren des Receivers ein großer Teil der Strahlungsenergie verloren geht (Fläche unter der blauen begrenzt durch die grüne bzw. rote Kurve), während im Randbereich ein Teil dieser Energie durch Erhöhung der Flussdichte zurückgewonnen wird. Die Verlustfläche ist allerdings deutlich größer als die dazu gewonnene Fläche an den Rändern des Receivers. Ein in diesem Graphen nicht dargestellter, zusätzlicher Vorteil durch die Homogenisierung der Flussdichteverteilung ist die Verringerung der Inhomogeni-

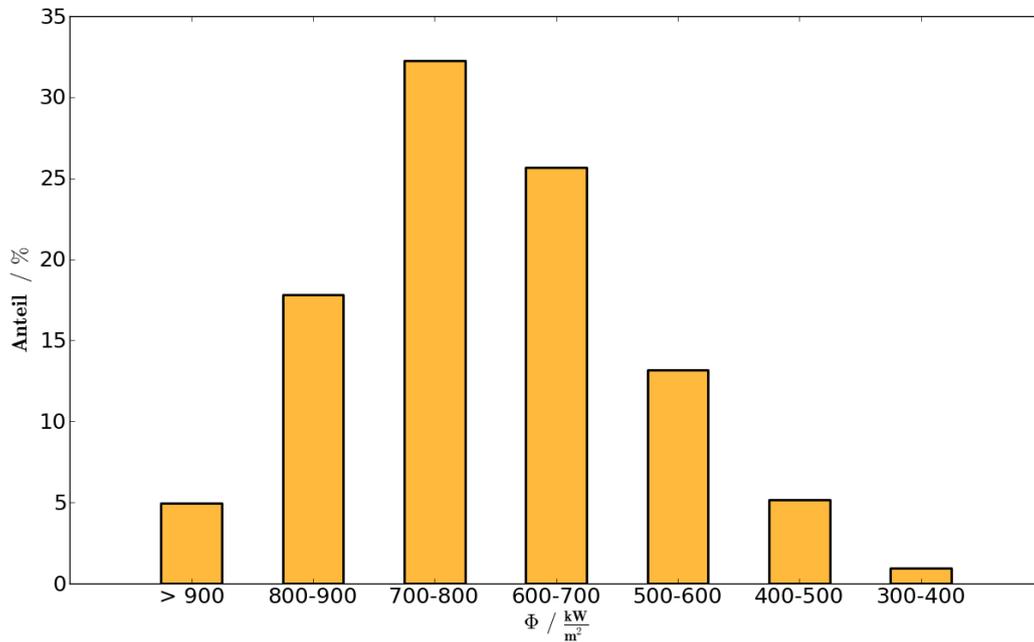


Abbildung 7.9: Häufigkeitsverteilung des Strahlungsflusses über die Module des photovoltaischen Receivers für Zielpunktstrategie 1 und $f_V = 0,45$

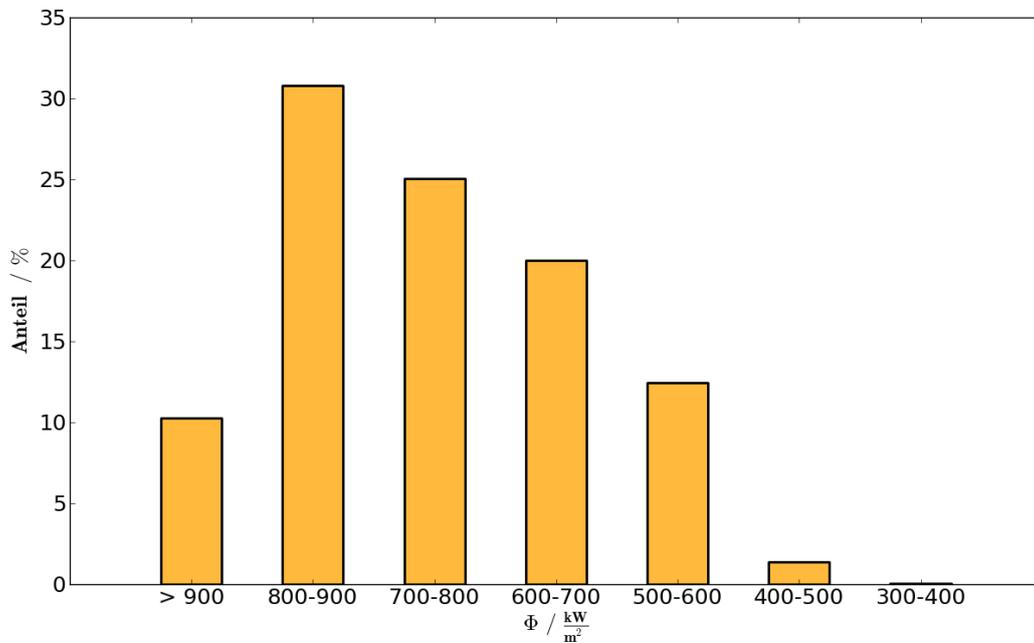


Abbildung 7.10: Häufigkeitsverteilung des Strahlungsflusses über die Module des photovoltaischen Receivers für Zielpunktstrategie 2 und $f_V = 0,62$.

tätsverluste und damit die Verbesserung von η_{hom} . Allerdings wird dieser Gewinn erst nach Verringerung der Strahlungsenergie am Receiver durch die optischen Verluste erzielt. Dadurch ergeben sich in Summe durch die Zielpunktverteilung dennoch höhere Verluste als bei einem auf die Mitte des Receivers konzentrierten Profil, was die Abnahme der elektrischen Leistung zur Folge hat.

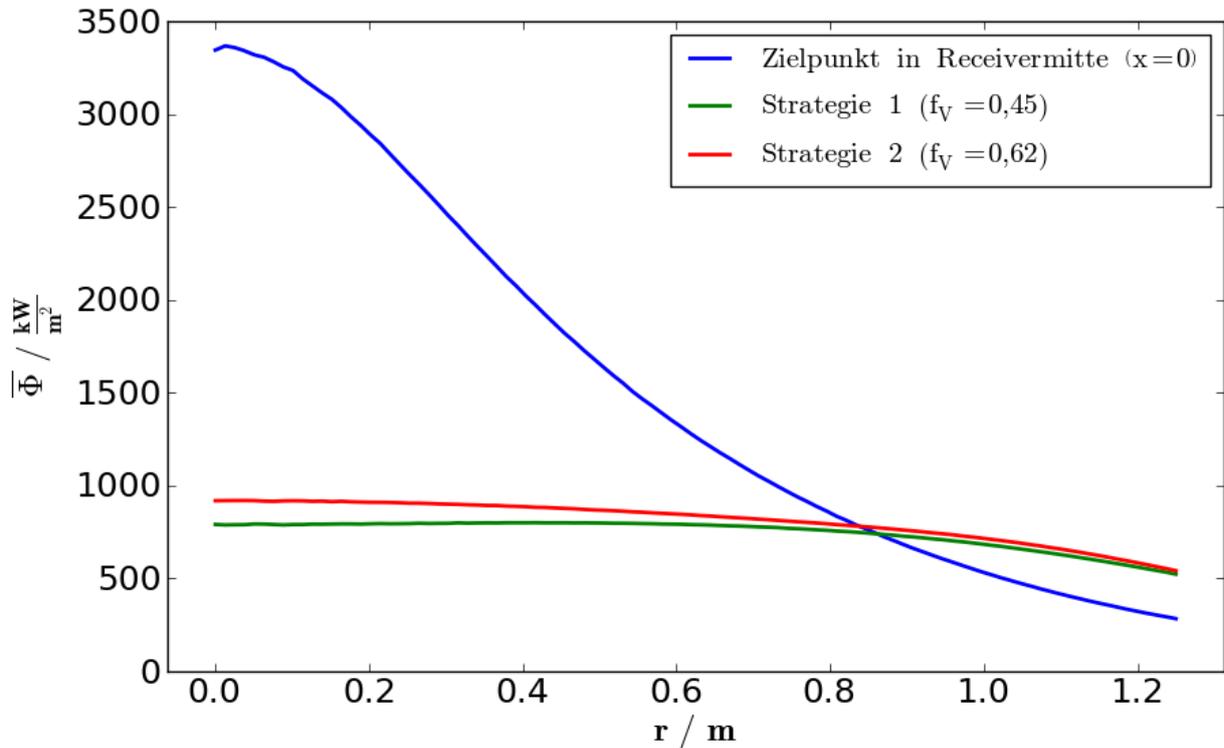


Abbildung 7.11: Verlauf der Flussdichte von der Receivermitte nach außen, gemittelt über quadratisch angeordnete Module, für ein auf den Mittelpunkt konzentriertes Profil (blau), Zielpunktverteilung 1 (grün) und 2 (rot).

Der Gesamtwirkungsgrad des Kraftwerks ergibt sich aus der optischen Effizienz, der Homogenität der Flussdichteverteilung und dem Receiverwirkungsgrad:

$$\eta_{\text{PVT}} = \eta_{\text{opt}} \cdot \eta_{\text{hom}} \cdot \eta_{\text{Rec}} \quad (7.2)$$

Für die Ausgangskonfiguration des Heliostatenfeldes beträgt dieser $\eta_{\text{PVT},0} = 10,4\%$ und für die Konfiguration mit der zweiten Zielpunktstrategie $\eta_{\text{PVT},2} = 8,78\%$.

Für ein Kraftwerk mit einer elektrischen Leistung von 1 MW wird unter Annahme derselben optischen und Inhomogenitätsverluste eine um $\frac{1\text{MW}-P_{\text{el}}}{P_{\text{el}}} = 11,2\%$ größere Spiegelaperturfläche benötigt (1.121 m^2), die durch Vergrößerung der Spiegelfläche der einzelnen Heliostaten bzw. durch zusätzliche Heliostaten zur Verfügung gestellt werden kann. Dabei

wird allerdings vernachlässigt, dass durch die zusätzliche Strahlung auf den Receiver die Konzentrationsspitze in der Mitte des Receivers wiederum ansteigen würde und daher die Zielpunkte wiederum weiter nach außen verschoben werden müssten. Eine weitere Optimierung wäre zur Ermittlung der geeigneten Heliostatenfeldgröße und Zielpunktverteilung für ein System mit einer elektrischen Leistung von 1 Megawatt erforderlich.

7.3 Untersuchungen zum Einfluss der Sonnenposition und Heliostatenmodellierung

Anhand der in den letzten zwei Kapiteln ermittelten, optimalen Konfiguration des Heliostatenfeldes und der Zielpunktverteilung werden in den folgenden Kapiteln zusätzliche Untersuchungen zum Einfluss des Sonnenstands auf das reflektierte Abbild eines Heliostaten und eine Überprüfung der Zulässigkeit der in Kapitel 6.2.1 beschriebenen, vereinfachten Darstellung der Heliostaten durchgeführt. Die Parameter werden wiederum wie in Tabelle 7.1 und 7.2 festgelegt, für die Verteilung der Zielpunkte wird die zweite Strategie mit Verschiebung $f_V = 0,62$ gewählt.

7.3.1 Einfluss der Sonnenposition auf die Flussdichteverteilung

In Abschnitt 6.2.1 wurde bereits die mögliche Abweichung des Mittelpunktes der Reflexion vom Zielpunkt abhängig von der Position des Heliostaten im Feld und vom Sonnenstand erwähnt. Zur Untersuchung des Effekts dieser Verschiebung auf die Flussdichteverteilung der Reflexion, wird bei der Konfiguration mit den besten Ergebnissen im nächsten Schritt noch eine Simulation mit Änderung des Sonnenstands durchgeführt. Hierfür wird ein Zeitpunkt gewählt, bei dem die Sonnenposition des Auslegungszeitpunktes an der Nord-Süd Achse gespiegelt wird. Der Zenitwinkel θ_Z bleibt derselbe wie zuvor, der Azimutwinkel beträgt $\gamma_S = 75,53^\circ$ (zuvor: $\gamma_S = -75,53^\circ$). Dies entspricht dem Sonnenstand am Auslegungstag (21. Juni) um 16:45 Uhr Ortszeit in Sevilla, Spanien [55].

Aus den Simulationen ergibt sich eine an der Vertikalen gespiegelte Flussdichteverteilung im Vergleich zu den Simulationen mit Sonnenstand zum Auslegungszeitpunkt, wie in Abbildung 7.12 im rechten Bild zu erkennen ist. Im linken Bild ist die Flussdichteverteilung für den ursprünglichen Sonnenstand zu sehen.

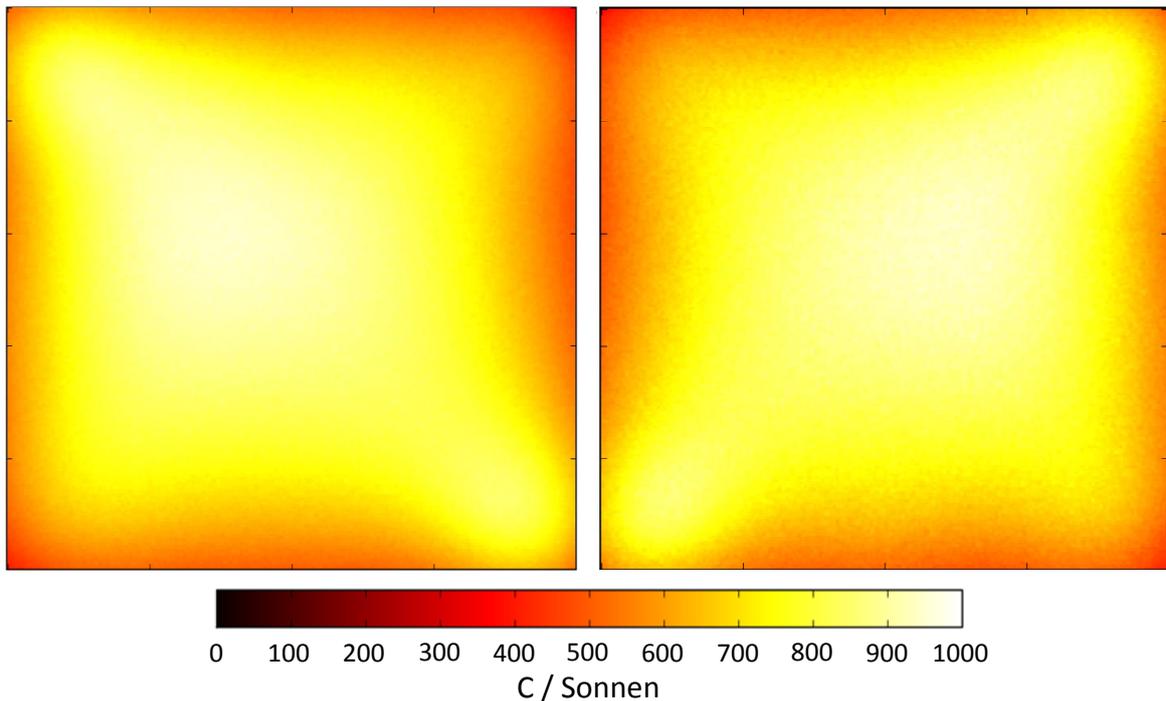


Abbildung 7.12: Flussdichteverteilung für den Sonnenstand um 12:00 (Strahlung fällt aus östlicher Richtung auf die Heliostaten, links) und um 16:45 (Strahlung aus westlicher Richtung, rechts) am 21. Juni

Daraus lässt sich schließen, dass die in den Simulationen zu den Zielpunktverteilungen auftretenden stärker und schwächer ausgeleuchteten Zonen am Receiver auf die Verschiebung der Heliostatenabbilder aufgrund des Einfallswinkels der Solarstrahlung zurückzuführen sind. Eine Erweiterung der Strategien zur Verteilung der Zielpunkte in Abhängigkeit des Sonnenstands ist naheliegend und wird für folgende Arbeiten empfohlen.

7.3.2 Einfluss der vereinfachten Modellierung der Heliostatengeometrie

Die Zulässigkeit der vereinfachten Darstellung der Heliostaten durch eine sphärisch gekrümmte Spiegelfläche anstatt einzelner Spiegelfacetten wird in einer weiteren Simulation untersucht. Die Gesamtspiegelfläche eines Heliostaten wird dabei gleich groß gewählt wie zuvor, um dieselbe Energie Richtung Receiver zu reflektieren. Die Heliostatenfläche wird in vier Spiegelfacetten mit Abmessungen $2,5 \times 2,5 \text{ m}^2$ und einem Spalt von 5 cm zwischen den Facetten unterteilt. Für die Aufstellung der Heliostaten ergibt sich die gleiche Anordnung wie bei den vorhergehenden Simulationen.

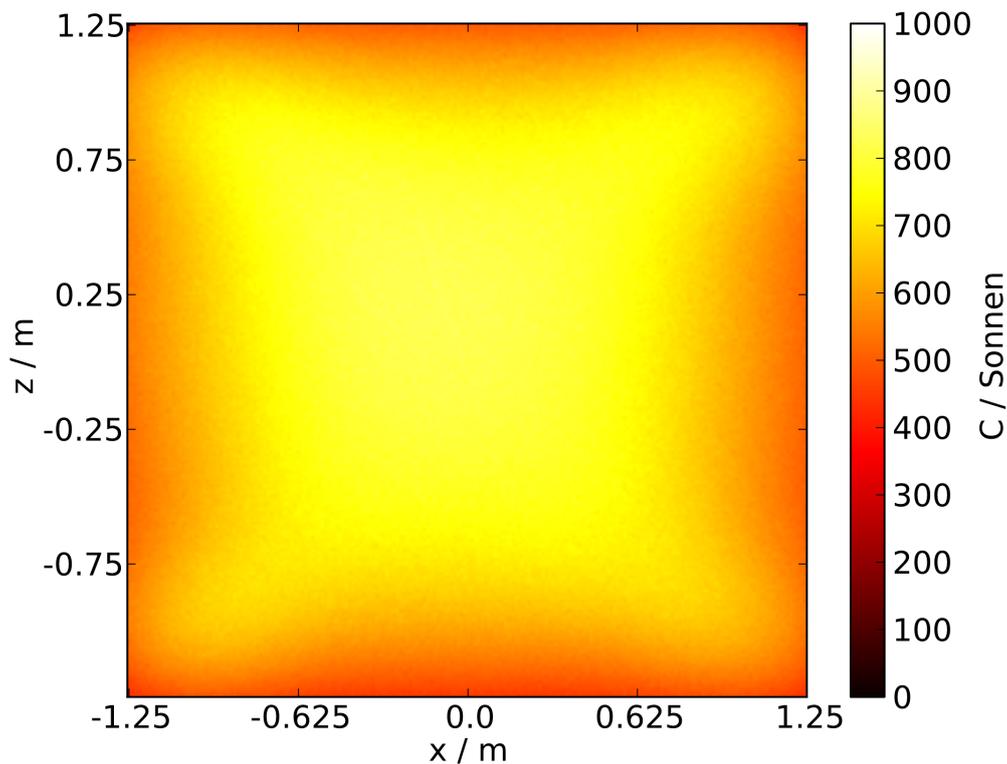


Abbildung 7.13: Flussdichteverteilung, Heliostaten mit vier Facetten à $2.5 \times 2.5 \text{ m}^2$

In Abbildung 7.14 ist die Häufigkeitsverteilung des Strahlungsflusses am Receiver dargestellt für die vereinfachte Geometrie des Heliostaten (gelb) und die detaillierte Modellierung (rot). Es zeigt sich, dass die Module beim detaillierten Modell im Schnitt mit einer geringeren Intensität bestrahlt werden als bei der vereinfachten Modellierung. In Abbildung 7.15 ist der Verlauf der Flussdichteverteilung von der Mitte des Receivers nach außen ebenfalls für beide Modelle dargestellt. Die blaue Kurve stellt das vereinfachte, die grüne das detaillierte Modell dar. Aus diesem Graphen ist deutlich zu erkennen, dass bei der detaillierten Modellierung der Heliostaten in Summe eine geringere Strahlungsleistung auf den Receiver trifft (die Fläche unter der grünen Kurve ist eindeutig kleiner als jene unter der blauen). Dies lässt sich durch erhöhte Spillage-Verluste der facettierten Heliostaten erklären. Andererseits ist eine größere Verringerung der Strahlungsleistung in der Mitte gegenüber der Verringerung am Rand des Receivers zu sehen, die grüne Kurve verläuft flacher als die blaue.

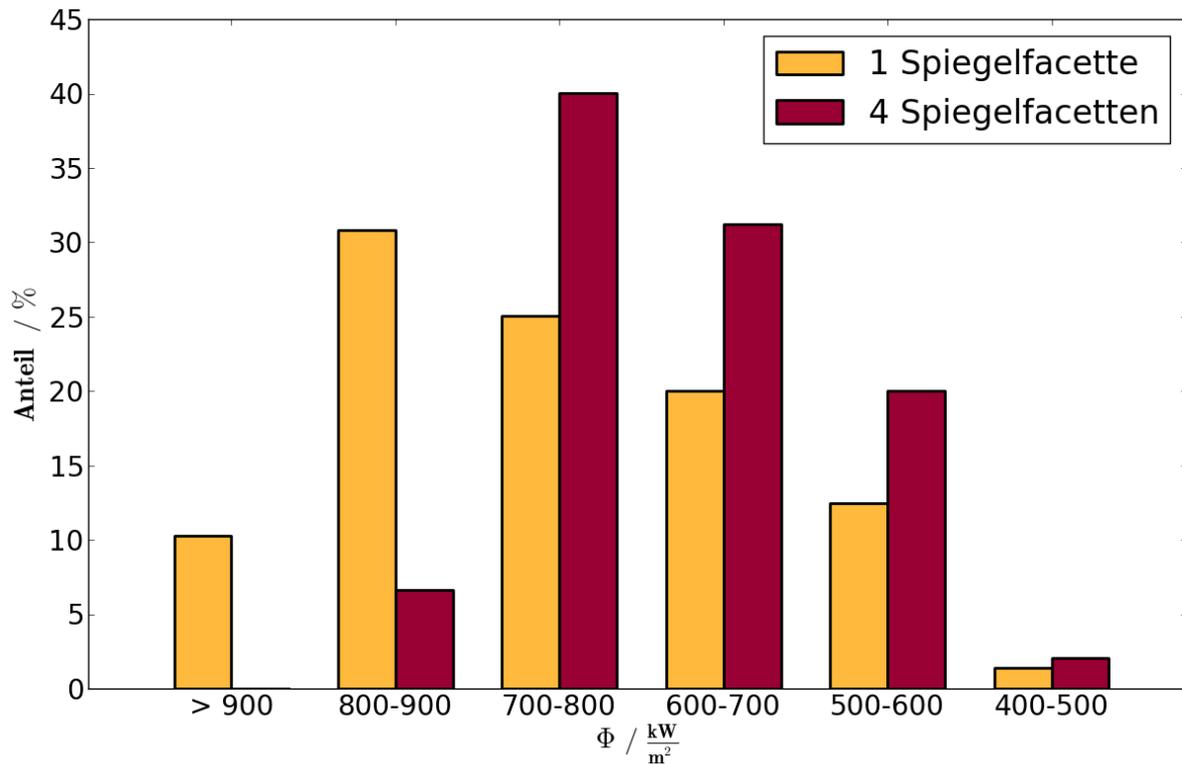


Abbildung 7.14: Häufigkeitsverteilung des Strahlungsflusses über die Module des photovoltaischen Receivers für die detaillierte Modellierung der Heliostaten

In Tabelle 7.5 sind die Ergebnisse für die maximale Konzentration, Abweichung, optische Effizienz, Homogenität und elektrische Leistung zusammengefasst. Die optische Effizienz nimmt bei der detaillierten Modellierung um 3,5 % ab, das heißt es treten zusätzlich Verluste durch Spillage auf. Die Homogenität in den Modulen verbessert sich geringfügig gegenüber der vereinfachten Modellierung der Heliostaten.

Der relativ geringe Wert für die maximale Konzentration zeigt allerdings, dass der durch $f_v = 0,62$ verkürzte Abstand der Zielpunkte zum Rand des Receivers verringert und so die optische Effizienz und auch die elektrische Leistung verbessert werden kann. Das bedeutet, dass mit der detaillierten Modellierung der Heliostaten anhand einer neuerlichen Optimierung durch Erhöhung des Faktors f_v die Verteilung der Zielpunkte neu berechnet werden könnte, um eine optimale Zielpunktconfiguration zu erreichen.

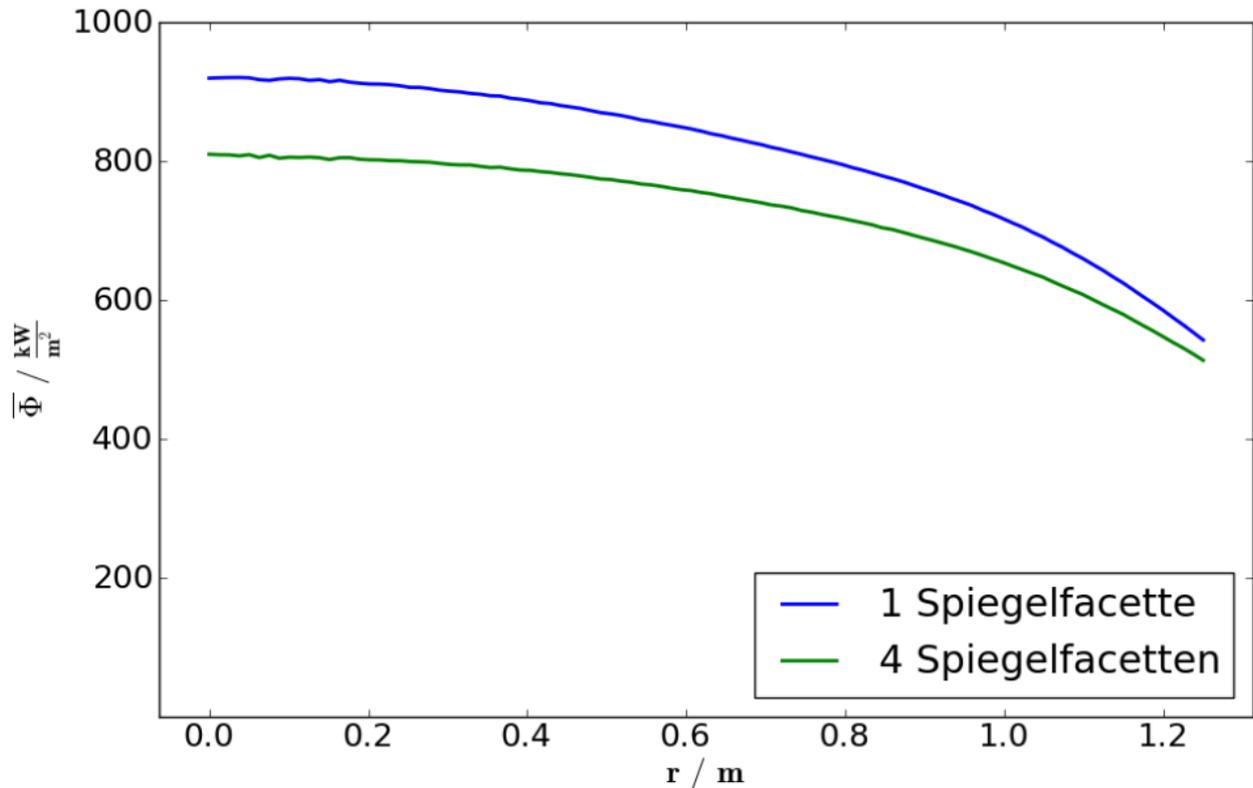


Abbildung 7.15: Verlauf der Flussdichte von der Receivermitte nach außen, gemittelt über quadratisch angeordnete Module, für Zielpunktverteilung 2 und Heliostaten mit einer Spiegelfacetten (blau) und detaillierter Modellierung der Heliostaten (grün)

Tabelle 7.5: Ergebnisse der Simulationen mit unterschiedlicher Modellierung der Heliostaten. In der ersten Spalte ist der Heliostat durch eine sphärisch gekrümmte Spiegelfläche dargestellt, in der zweiten durch vier gleich große, quadratische Facetten

Anzahl Spiegelfacetten	#	1	4
Konzentrationen:			
Maximale Konzentration C_{\max}	Sonnen	966	852
Maximale Abweichung ΔC	Sonnen	596	417
Wirkungsgrad und Leistung:			
Optische Effizienz	%	50,9	47,4
Homogenität Module η_{hom}	%	95,8	96
Elektrische Leistung P_{el}	MW	0,899	0,823

7.4 Diskussion der Ergebnisse

In den ersten Untersuchungen zur Heliostatenfeldauslegung wurde eine Ausgangskonfiguration mit optimierter Feldeffizienz für die weiteren Untersuchungen ermittelt. Dabei zeigte sich, dass die Aufstellung der Heliostaten in einem Feld in erster Linie die Verluste durch Spillage beeinflussen. Für hohe Sonnenstände nehmen die Spillage-Verluste mit Vergrößerung der Abstände zwischen den Heliostaten und den dadurch entstehenden großen Entfernungen zum Turm deutlich stärker zu als die Verluste durch Abschatten und Blocken abnehmen. Auch Kosinusverluste und atmosphärische Abschwächung nehmen mit der Entfernung zum Turm zu. Für die Auslegung empfiehlt es sich daher, die Heliostaten so eng wie möglich anzuordnen. Bei niedrigen Sonnenständen werden dadurch höhere Verluste durch Abschatten und Blocken in Kauf genommen. Der Einfluss auf den Jahreswirkungsgrad eines CPV-Turmsystems sollte in folgenden Arbeiten untersucht werden.

Mithilfe der entwickelten Zielpunktstrategien konnte eine homogene Flussdichteverteilung am Receiver erzeugt werden. Dabei zeigte die zweite Strategie mit einer Verschiebung der Zielpunkte nach außen eine geringere Abweichung der Konzentration zwischen den einzelnen Modulen und zugleich weniger Spillage-Verluste. Die Bedingung, eine maximale Konzentration von 1.000 Sonnen nicht zu überschreiten, wurde eingehalten und die Inhomogenitätsverluste wurden deutlich gesenkt. Allerdings zeigte sich ein starker Anstieg der Spillage-Verluste im Vergleich zur Ausgangskonfiguration mit nur einem Zielpunkt. Für die beste Konfiguration sank die Feldeffizienz von 65 % auf 51 %, der Homogenitätswirkungsgrad stieg von 89 % auf 95,8 %.

Neben den Inhomogenitätsverlusten, die von der Homogenität innerhalb der einzelnen Konzentratormodule abhängen, war die Homogenität der Flussdichteverteilung über den gesamten Receiver ein weiteres Kriterium für die Optimierung. Diese wurde mit der Differenz zwischen maximaler und minimaler Konzentration bewertet und konnte deutlich von über 3.000 Sonnen auf rund 600 Sonnen verringert werden. Obwohl kein direkter Einfluss auf die elektrische Leistung des Systems besteht, ist die Homogenität über den gesamten Receiver dennoch Voraussetzung für den Betrieb, um eine hohe Strahlungsleistung zu erreichen, ohne die Grenze der Konzentratormodule von 1.000 Sonnen zu überschreiten. Außerdem müssen die Module einer gleichmäßigen Belastung ausgesetzt werden, um keine drastischen Verkürzungen der Lebensdauer einzelner Module zu riskieren.

Durch die Verringerung der Inhomogenitätsverluste konnte ein Teil der Verlustenergie zurückgewonnen werden, dies brachte jedoch in Relation zur optischen Effizienz nur eine geringe Verbesserung in der Gesamtbilanz. Der Gesamtwirkungsgrad und die elektrische Leis-

tung sanken gegenüber der Ausgangskonfiguration des Heliostatenfeldes mit nur einem Zielpunkt. Bei der Ausgangskonfiguration ist allerdings zu beachten, dass die sehr hohen Konzentrationen in der Mitte des Receivers auch in solarthermischen Anwendungen zu Materialschäden führen würden und auch hier eine Verteilung der Zielpunkte bzw. Vergrößerung der Absorberaperturfläche vorgenommen werden müsste.

Die Untersuchung der besten Feld- und Zielpunktconfiguration mit einem weiteren Sonnenstand ergab, dass die inhomogene Ausleuchtung bei regelmäßiger Verteilung der Zielpunkte in erster Linie von der Verschiebung der Heliostatenabbilder mit dem Einfallswinkel der Solarstrahlung auf die Heliostaten abhängt. Zur besseren Verteilung und einer möglichen Verbesserung der optischen Effizienz ist eine sonnenstandsabhängige Verteilung der Zielpunkte zu untersuchen.

Anhand der Ergebnisse aus der detaillierten Modellierung der Heliostaten mit mehreren Spiegelfacetten zeigte sich, dass eine vereinfachte Darstellung der Heliostaten zu einer Unterschätzung der Aufweitung des Heliostatenabbildes und demzufolge der Spillage-Verluste führt. Für die detaillierte Modellierung könnte eine neue Optimierung der Zielpunktverteilung durchgeführt werden.

8 Zusammenfassung und Ausblick

Ziel der vorliegenden Arbeit war es, mögliche Parametervariationen zur Homogenisierung der Flussdichteverteilung am Receiver eines photovoltaischen Turmkraftwerks und deren Auswirkungen auf den elektrischen Ertrag zu untersuchen. Hierfür wurden Modelle zur Auslegung des Heliostatenfeldes, Zielpunktvariation (Heliostatennachführung) und Berechnung der elektrischen Leistung eines photovoltaischen Receivers entwickelt.

Aufgrund der Komplexität des Themas Heliostatenfeldauslegung und Simulation mit Strahlverfolgung war eine Reihe von Voruntersuchungen für die Entwicklung von Optimierungsstrategien für ein photovoltaisches Turmkraftwerk notwendig.

Ein Vergleich der Ergebnisse aus den Raytracing-Simulationen mit realen Messwerten anhand eines ebenfalls im Rahmen dieser Arbeit erstellten Simulationsmodells des Referenzkraftwerks Solar Two ergab gute Übereinstimmung der Leistungs- und Effizienzwerte aus den Simulationen mit in der Literatur dokumentierten Messergebnissen.

Für das Modell des photovoltaischen Receivers wurde eine Sensitivitätsanalyse der elektrischen Leistung in Abhängigkeit von der simulierten Anzahl Strahlen und der Auflösung des Receivers durchgeführt und unter Berücksichtigung der Simulationsdauer eine geeignete Strahlendichte für die Raytracing-Simulationen ermittelt. Die hohe erforderliche Simulationsdauer der Strahlverfolgung konnte durch Parallelisierung der Simulationen auf 64 zur Verfügung stehende Prozessorkerne deutlich verringert werden.

Die am Fraunhofer-ISE zur Verfügung stehende Software zur Simulation optischer Systeme wurde um folgende Modelle bzw. Funktionen erweitert:

- Ein Modell des photovoltaischen Receivers zur Berechnung der elektrischen Leistung anhand einer simulierten Flussdichteverteilung auf den Solarmodulen des Receivers wurde erstellt
- Ein Modell zur Vorauslegung des Heliostatenfeldes am Beispiel eines in der Literatur dokumentierten Auslegungsalgorithmus wurde, durch eigene Ansätze erweitert, in das Programm PowerTower eingebaut
- Ein Algorithmus zur Verteilung der Zielpunkte der einzelnen Heliostaten über den Receiver nach zwei unterschiedlichen Strategien wurde entwickelt

Anhand des Heliostatenfeldmodells konnte durch Variation der Auslegungsparameter die

optische Effizienz optimiert werden. Die Anforderungen an die Flussdichteverteilung am Receiver konnten durch die Strategien zur Verteilung der Zielpunkte eingehalten werden. In den Untersuchungen ergaben sich für eine homogene Flussdichteverteilung jedoch hohe zusätzliche optische Verluste des Heliostatenfeldes. Die Inhomogenitätsverluste wurden deutlich verringert, zeigten gegenüber den optischen Verlusten einen geringeren Einfluss auf die Gesamteffizienz. Der elektrische Ertrag des Systems sank.

Um mit derselben Konfiguration dennoch die erwünschte Leistung von 1 Megawatt zu erreichen, muss das Heliostatenfeld vergrößert und neu optimiert werden, was zusätzliche Kosten verursachen würde. In der vorliegenden Arbeit wurde ein optisches Modell zur Untersuchung und Optimierung des CPV-Turmsystems entwickelt. Eine techno-ökonomische Untersuchung und Optimierung zur Ermittlung der Kosten und Rentabilität eines CPV-Turms wäre als nächster Schritt zu realisieren.

Da sich für die Systemeffizienz in dieser Arbeit ähnliche Werte ergeben wie in vorhergehenden Arbeiten, würden sich mit der ermittelten Konfiguration ähnliche Stromgestehungskosten ergeben. Weiterführende Untersuchungen unter Variation der im Folgenden beschriebenen Parameter werden vorgeschlagen:

Variation der Heliostatengröße: In früheren Forschungsarbeiten wurde eine Verbesserung der optischen Effizienz von Heliostatenfeldern durch den Einsatz größerer Heliostaten gezeigt. Um eine homogene Flussdichteverteilung am Receiver mithilfe der in dieser Arbeit vorgeschlagenen Strategien zur Verteilung der Zielpunkte zu erreichen, ist der Einfluss der Heliostatengröße auf die zusätzlich auftretenden Spillage-Verluste und die Homogenität zu untersuchen.

Variation der Form und Brennweite der Spiegelfacetten: In der Regel werden die Spiegelfacetten eines Heliostaten mit einer definierten Krümmung auf eine vorgegebene Brennweite ausgelegt. In den Untersuchungen zur Abhängigkeit der Flussdichteverteilung eines Heliostaten von seiner Position im Feld zeigte sich, dass mit zunehmender Entfernung die reflektierte Strahlung des Heliostaten auf eine größere Fläche verteilt ist. Wird der Brennpunkt eines Spiegels bewusst vor oder hinter den Receiver gelegt, kann auch für Heliostaten der vorderen Reihen eine breitflächigere Flussdichteverteilung erzeugt werden. Hierbei ist allerdings zu untersuchen, wie sich der Einfluss des Einfallswinkels der Solarstrahlung in Abhängigkeit vom Sonnenstand auf die Spillage-Verluste auswirkt (Stichwort Astigmatismus). Aufgrund der gaußschen Verteilung der Strahlungsintensität würde bei einem einzelnen Ziel-

punkt dennoch ein Maximum der Strahlungsflussdichte um diesen Punkt entstehen.

Einsatz eines Sekundärkonzentrators am Receiver: In den Ergebnissen in dieser Arbeit zeigte sich, dass ein Großteil der Strahlungsenergie aufgrund von Spillage – Verfehlen des Receivers – verloren geht. Ein Teil dieser Verlustenergie kann durch den Einsatz eines Sekundärkonzentrators an den Rändern des Receivers wieder auf die Modulfläche reflektiert werden. Hierbei ist ein optimaler Neigungswinkel zur Receiverebene und Länge der reflektierenden Spiegel zu ermitteln. Abhängig vom Einfallswinkel der reflektierten Strahlung wird diese am Reflektor je nach dessen Neigungswinkel auf den Receiver oder zurück ins Feld reflektiert. Da an den Sekundärreflektoren hohe Energiedichten auftreten, müssen diese auch gekühlt werden, was wiederum einen zusätzlichen Aufwand und Kosten mit sich bringt. Die Abwärme der Spiegelkühlung, ebenso wie die bei der Kühlung der Solarzellen abgeführte Wärme könnten ebenfalls genutzt und damit der Systemwirkungsgrad gesteigert werden.

Verschaltung der Solarmodule: Ein anderer Ansatz wäre es, die Geometrie des Receivers und der Konzentratormodule bzw. die Verschaltung der Submodule an eine gegebene, auf maximale optische Effizienz optimierte, Flussdichteverteilung anzupassen. Im photovoltaischen Receivermodell in dieser Arbeit wurden quadratische Konzentratormodule eingesetzt und innerhalb eines Konzentratormoduls alle Submodule in Serie verschaltet. Eine Minderung der Inhomogenitätsverluste durch Variation der Verschaltung ist zu untersuchen.

In einer Kombination der Zielpunktverteilungen mit einem Sekundärkonzentrator wird ein hohes Verbesserungspotential der optischen Effizienz vermutet. Je nach Form des Reflektors könnte die Verteilung der Zielpunkte angepasst bzw. neue Zielpunktstrategien entwickelt werden.

Literaturverzeichnis

- [1] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU): Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung, Berlin, 2013. http://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Pool/Broschueren/ee_in_zahlen_bf.pdf; Abgerufen am 18.11.2013
- [2] IPCC 2007: Häufig gestellte Fragen und Antworten. In: Klimaänderung 2007: Wissenschaftliche Grundlagen, Beitrag der Arbeitsgruppe I zum Vierten Sachstandsbericht des Zwischenstaatlichen Ausschusses für Klimaänderungen (IPCC), Solomon, S., D. Qin, M. Manning, Z. Chen, M. Marquis, K.B. Averyt, M.Tignor and H.L. Miller, Eds., Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom und New York, NY, USA. Deutsche Übersetzung durch die deutsche IPCC-Koordinierungsstelle, Bonn, 2011.
- [3] Quaschnig, V.: *Regenerative Energiesysteme - Technologie, Berechnung, Simulation*. 7. Auflage. München, Wien : Hanser Verlag, 2011. – ISBN 978-3-446-42732-7
- [4] (NREL), National Renewable Energy Laboratory: *Utility-Scale Concentrating Solar Power and Photovoltaic Projects - A Technology and Market Overview*. Freiburg, Leipzig, Tübingen : BiblioBazaar, 2012. – ISBN 978-1-249-12723-9
- [5] Mertens, K.: *Photovoltaik - Lehrbuch zu Grundlagen, Technologie und Praxis*. 2. Auflage. München : Hanser Fachbuchverlag, 2013
- [6] Green, Martin A. et al.: Solar cell efficiency tables (version 39). In: *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* 20 (2012), Nr. 1, S. 12-20
- [7] Online Referenz: <http://www.solarchoice.net.au/blog/wp-content/uploads/Silex-CS500-5-Disc-System-Datasheet.pdf>; Abgerufen am 28.11.2013
- [8] Siefer, Gerald: *Analyse des Leistungsverhaltens von Mehrfachsolarzellen unter realen Einsatzbedingungen*, Universität Konstanz, Diss., 2008
- [9] Online Referenz: <http://sustaintechs.com/?p=120>; Abgerufen am 19.11.2013
- [10] Online Referenz: <http://solarsystems.com.au/bridgewater-site/>; Abgerufen am 19.11.2013
- [11] Online Referenz: <http://www.ise.fraunhofer.de/bilder/gf3-solarzellen/06-gf3-066-en-flatcon/view>; Abgerufen am 19.11.2013
- [12] Frohberger, D.: *Technische und ökonomische Machbarkeitsstudie über photovoltaische Turmkraftwerke*, Karlsruher Institut für Technologie (KIT), Diplomarbeit, 2012
- [13] (IEA), International Energy Agency: *Technology Roadmap – Concentrating Solar Power*.

- Paris, France : OECD Publishing, 2010. – http://www.iaea.org/publications/freepublications/publication/csp_roadmap.pdf; Abgerufen am 18.11.2013
- [14] Heimsath, A.: *Technologievarianten zur Stromerzeugung aus Solarenergie mit konzentrierenden Systemen unterschiedlicher Konfigurationen*, Universität Bremen, Fachbereich Produktionstechnik, Diplomarbeit, 2004
- [15] Duffie, John A. und Beckman, William A.: *Solar engineering of thermal processes*. 2nd. New York : Wiley, 1991. – ISBN 978-0-471-51056-7
- [16] Online Referenz: <http://www.pvaustria.at/content/page.asp?id=62>; Abgerufen am 18.6.2013
- [17] Rabl, Ari: *Active Solar Collectors and Their Applications*. New York : Oxford University Press, 1985. – ISBN 978-0-195-36521-4
- [18] Buie, D., Monger, A., und Dey, C.: Sunshape distributions for terrestrial solar simulations. In: *Journal of Solar Energy* 74 (2003), Nr. 2, S. 113 – 122. – ISSN 0038-092X
- [19] Neumann, A., Witzke, A., Jones, S.A., und Schmitt, G.: Representative terrestrial solar brightness profiles. 124 (2002), Nr. 2, S. 198–204
- [20] Wilbert, S., Pitz-Paal, R., und Jaus, J.: Circumsolar Radiation and Beam Irradiance Measurements for Focusing Collectors. In: *Workshop COST WIRE, May 22-23, 2012*
- [21] Branke, R.: *Erstellung eines Modells zur optischen Auslegung von Heliostatenfeldern für solarthermische Turmkraftwerke*, Fakultät für Umweltwissenschaften und Verfahrenstechnik der Brandenburgischen Technischen Universität Cottbus (BTU), Diplomarbeit, 2010
- [22] Loeckenhoff, R. et al.: Development, characterisation and 1000 Suns outdoor tests of GaAs monolithic interconnected module (MIM) receivers. In: *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* 16 (2008), S. 101–112
- [23] Mohr, Markus, Svoboda, Petr, und Unger, Herrmann: *Praxis Solarthermischer Kraftwerke*. Berlin : Springer DE, 1999. – ISBN 978-3-642-58489-3
- [24] Falcone, P.K.: *A handbook for solar central receiver design*. SAND86-8009, Albuquerque, NM: Sandia National Laboratories, 1986 <http://www.osti.gov/scitech/servlets/purl/6545992>. – Abgerufen am 02.09.2013
- [25] Online Referenz: <http://www.torresolenergy.com/TORRESOL/gemasolar-plant/en>; Abgerufen am 19. September 2013.
- [26] Lasich, J.B. et al.: World's first demonstration of a 140kWp Heliostat Concentrator PV (HCPV) system. In: *Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), 2009 34th IEEE*, 2009, S. 002275–002280

- [27] Mancini, Thomas R.: Catalog of Solar Heliostats / Sandia National Laboratories. Albuquerque, N.M 87185, USA, 2000. – Forschungsbericht
- [28] Weinrebe, Gerhard: *Technische, ökologische und ökonomische Analyse von solarthermischen Turmkraftwerken*, Universität Stuttgart, Diss., 2000
- [29] Chen, Y.T., Lim B.H. und Lim, C.S.: General Sun Tracking Formula for Heliostats With Arbitrarily Oriented Axes. In: *Solar Energy* 128 (2005), S. 245 – 250
- [30] *Image of the Day : Gemasolar Plant, Spain.* 2013. – Abgerufen am 21.08.2013 von <http://www.satpalda.com/image-of-the-day-gemasolar-plant/>
- [31] Schell, Steve: Design and evaluation of esolar's heliostat fields. In: *Solar Energy* 85 (2011), Nr. 4, 614 - 619. <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X10000216>. – Abgerufen am 18.07.2013
- [32] *eSolar opens Sierra power plant – the first solar tower plant in the US.* 2009. – Abgerufen am 20.08.2013 von www.renewbl.com/2009/08/11/esolar-opens-sierra-power-plant-the-first-solar-tower-plant-in-the-us.html
- [33] Schramek, P.: *Mehrtürmige Solaranlage - MTSA*, Technische Universität München, Diss., 2001
- [34] Biggs, F. und Vittitoe, C.N.: The Helios Model for the Optical Behavior of Reflecting Solar Concentrators / Albuquerque, NM: Sandia National Laboratories. 1979. – Forschungsbericht
- [35] Pettit, Richard B.: Characterization of the reflected beam profile of solar mirror materials. In: *Solar Energy* 19 (1977), Nr. 6, 733 - 741. <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/0038092X77900366>. – Abgerufen am 18.6.2013
- [36] Mertins, M.: *Technische, ökologische und ökonomische Analyse von solarthermischen Turmkraftwerken*, Universität Stuttgart, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Diss., 2008
- [37] Leary, P.L. und Hankins, J.D.: A User's Guide for MIRVAL - a computer code for comparing designs of heliostat - receiver optics for central receiver solar power plants / Sandia National Laboratories. Albuquerque, NM, USA, 1979. – Forschungsbericht
- [38] Schmitz, M., Schwarzbözl, P., Buck, R., und Pitz-Paal, R.: Assessment of the potential improvement due to multiple apertures in central receiver systems with secondary concentrators. In: *Solar Energy* 80 (2006), Nr. 1, S. 111 – 120
- [39] Sanchez, M.: Thermodynamic Performance of Solar Central Receivers: Definitions. In: *Proceedings of the Third Workshop on Solar Thermal Receiver Systems* Bd. 3: Performance Evaluation Standards for Solar Central Receivers. 1986, S. 17–34

- [40] Wagner, Andreas: *Photovoltaik engineering - Handbuch für Planung, Entwicklung und Anwendung*. Berlin : Springer DE, 2010. – ISBN 978-3-642-05413-6
- [41] Online Referenz: <http://www.halbleiter.org/grundlagen/dotieren/>; Abgerufen am 18.07.2013.
- [42] Markvart, Tom und Castañer, Luis: Chapter IA-1 - Principles of Solar Cell Operation. Version: Second Edition, 2012. <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780123859341000015>. In: McEvoy, Augustin, Markvart, Tom, und Castaner, Luis: *Practical Handbook of Photovoltaics (Second Edition)*. Second Edition. Boston : Academic Press, 2012, 7 - 31. – Abgerufen am 18.07.2013
- [43] ISE interne Abbildung
- [44] Wiesenfarth, M., Helmers, H., Philipps, S.P., Steiner, M., und Bett, A.W.: Advanced concepts in concentrating photovoltaics. In: *27th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition 2012 Frankfurt, Germany, 2012*, S. 11–15
- [45] Loeckenhoff, R., Dibowski, G., Dimroth, F., Meusel, M., Riesen, S.v., und Bett, A.W.: 1000 sun, compact receiver based on monolithic interconnected modules, MIMS. In: *Proceedings of the 4th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, Waikoloa, Hawaii, USA, 2006*, S. 737–740
- [46] Siefer, G., Abbott, P., Baur, C., Schlegl, T., und Bett, A.W.: Determination of the temperature coefficients of various III-V solar cells. In: *European Photovoltaic Solar Energy Conference, 20th, Barcelona, 2005*
- [47] Glassner, Andrew S.: *An Introduction to Ray Tracing*. San Francisco, CA : Morgan Kaufmann Publishers, 2002
- [48] Branke, Raymond und Heimsath, Anna: RAYTRACE3D-POWER TOWER - A novel optical model for central receiver systems. In: *Proceedings of the 16th SolarPACES Conference, Perpignan, France, 2010*
- [49] Collado, F.J. und Turégano, J.A.: Calculation of the annual thermal energy supplied by a defined heliostat field. In: *Solar Energy* 42 (1989), Nr. 2, S. 149 – 165. [http://dx.doi.org/http://dx.doi.org/10.1016/0038-092X\(89\)90142-4](http://dx.doi.org/http://dx.doi.org/10.1016/0038-092X(89)90142-4). – DOI [http://dx.doi.org/10.1016/0038-092X\(89\)90142-4](http://dx.doi.org/10.1016/0038-092X(89)90142-4). – ISSN 0038-092X
- [50] Siala, F.M.F und Elayeb, M.E: Mathematical formulation of a graphical method for a non-blocking heliostat field layout. In: *Renewable Energy* 23 (2001), Nr. 1, S. 77 – 92. – ISSN 0960-1481
- [51] PACHECO, James E. et al.: *Final Test and Evaluation Results from the Solar Two Project*. SAND2002-0120, Albuquerque, NM: Sandia National Laboratories, 2002 <http://www.osti.gov/scitech/servlets/purl/793226>. – Abgerufen am 02.09.2013

- [52] *DESERTEC-UK - Clean power from deserts.* – Online Referenz: <http://www.trec-uk.org.uk/resources/pictures/stills3.html>; Abgerufen am 4.11.2013
- [53] Google Earth 2013; Abgerufen am 10.11.2013
- [54] Flesch, J.: *Development of a Simulation Model for a Solar Thermal Central Receiver System*, Technische Universität Berlin, Institut für Energietechnik und Umweltschutz, Diplomarbeit, 2013
- [55] Online Datenbank <http://www.esrl.noaa.gov/gmd/grad/solcalc/>; Abgerufen am 24.09.2013.
- [56] Peterson, G.L.: *How many rays do I need to trace? Applying the Rose model to computer analysis of illumination systems.* – Breault Research Organization, 6400 E. Grant Rd., Suite 350, Tucson, AZ USA 85715
- [57] Kolb, G.J., Jones S.A. Donnelly M.W. and others: *HelioStat Cost Reduction Study* / Sandia National Laboratories. Albuquerque, NM, USA, 2007. – Forschungsbericht
- [58] Abatut, J.L. und Achaibou, A.: Analysis and design of a field of heliostats for a solar power plant. In: *Solar Energy* 21 (1978), Nr. 6, 453 - 463. <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/0038092X78900683>. – Abgerufen am 18.07.2013
- [59] Guo, S., Liu, D. Y., Wang, F., und Zhang, Y. M.: Preliminary determination of heliostat field range and research of receiver depression angle in solar power tower. In: *APPEEC Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference, March 28-31, 2009*
- [60] Sánchez, Marcelino und Romero, Manuel: Methodology for generation of heliostat field layout in central receiver systems based on yearly normalized energy surfaces. In: *Solar Energy* 80 (2006), Nr. 7, S. 861 – 874
- [61] Garcia, Pierre, Ferriere, Alain, und BeZian, Jean-Jacques: Codes for solar flux calculation dedicated to central receiver system applications: A comparative review. In: *Solar Energy* 82 (2008), Nr. 3, 189 - 197. <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X07001727>
- [62] Collado, Francisco J. und Guallar, Jesús: Campo: Generation of regular heliostat fields. In: *Renewable Energy* 46 (2012), Nr. 0, S. 49 – 59. – ISSN 0960-1481