Universität Stuttgart
Institut für Energiewirtschaft und Rationelle

IER

Dissertation

Technische, ökologische und ökonomische Analyse von solarthermischen Turmkraftwerken

Gerhard Weinrebe

März 2000

Technische, ökologische und ökonomische Analyse von solarthermischen Turmkraftwerken

Von der Fakultät Energietechnik der Universität Stuttgart zur Erlangung der Würde eines Doktor-Ingenieurs (Dr.-Ing.) genehmigte Abhandlung

Vorgelegt von
Gerhard Weinrebe
geboren in Ludwigsburg

Hauptberichter:	Prof. Dr.-Ing. A. Voß
Mitberichter:	Prof. Dr.-Ing. H. Albrecht
Tag der Einreichung:	21. Mai 1999
Tag der mündlichen Prüfung:	2. Februar 2000

Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Stuttgart
Prof. Dr.-Ing. A. Voß
Abteilung Neue Energietechnologien und Technikanalyse (NET)
PD Dr.-Ing. M. Kaltschmitt

ISSN 0938-1228

"Sitting on the sidelines is no longer an option
for determining the kind of world our children will inherit.
Clean energy technologies are the
single most important tool for reconciling
economic prosperity with environmental quality.
But tomorrow's technologies will be there only
if we make the investments today."

Christine A. Erwin

Vorwort

Die vorliegende Arbeit entstand während meiner Arbeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter des Deutschen Forschungszentrums für Luft- und Raumfahrt (DLR) an der Plataforma Solar de Almería (PSA) in Spanien und am Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung der Universität Stuttgart.

Herrn Prof. Dr.-Ing. A. Voß danke ich für die Übernahme des Hauptberichts und für die hilfreichen Ratschläge bei der Fertigstellung dieser Arbeit. Herrn Prof. Dr. Albrecht danke ich für die Übernahme des Mitberichts. Ein herzliches Dankeschön geht auch an Herrn Priv.-Doz. Dr.-Ing. Martin Kaltschmitt für die Übernahme des Lektorats und die konstruktiven Diskussionen während des Entstehens der Arbeit.

Mein besonderer Dank gilt meinen Kollegen und Solarfreunden bei der PSA in Spanien, insbesondere meinem Vorgänger Matthias Haeger, den Direktoren Wilfried Grasse und Michael Geyer, "meinen" Studenten, sowie Antonio Valverde, Javier Léon, Rafael Monterreal, Paco Martín, Dieter Weyers, Jaime Aranda, Juan-Antonio Camacho, Rosario Domech, Andrés Egea, Deborah Fuldauer, Ginés García, Gabi Hofmann, Carmen Montesinos, Maria Eugenia Prior Rueda, Eduardo Zarza, dem ganzen "Operation & Maintenance" Team und nicht zuletzt Christoph Richter und Teresa Arnedo Garrigós.

Vielen Dank auch für die Unterstützung an die Solar-Kollegen vom DLR in Stuttgart und Köln, vom ZSW, dem Paul-Scherrer-Institut, an Hans Fricker, an die Kollegen von Sandia (insbesondere Scott Jones, Craig Tyner, Greg Kolb, Tom Mancini, James Grossmann, Jim Pacheco, Mike Prairie, Cheryl Ghanbari), NREL (Tom Williams, Mary-Jane Hale, Hank Price, Allan Lewandowski) und Prof. Lorin Vant-Hull (University of Houston), Dr. Vladimir Shechlov (IVTAN) und Prof. Aharon Roy (Ben-Gurion University of the Negev).

Von außerordentlichem Wert war auch die Unterstützung der L.&C. Steinmüller GmbH (Manfred Schmitz-Goeb, Ulrich Rottländer), von Schlaich Bergermann und Partner (Wolfgang Schiel, Axel Schweitzer, Thomas Keck), von Frank Rössler (aka Mr. Delphi), und nicht zuletzt meiner Familie.

Ebenso danke ich ganz besonders allen Kolleginnen und Kollegen am IER für die gute Arbeitsatmosphäre, insbesondere Sabine Deimling, Annette Freibauer, Marlies Härdtlein, Dirk Hartmann, Andreas Heinz, Martin Kayser, Rainer Lux, Torsten Marheineke, Jürgen Neubarth, Konrad Raab, Jette Sontow, Bettina Schneider; überhaupt allen "Bewohnern" des Vorderhauses sei hier gedankt. Zum Schluss, aber am allerwichtigsten: Danke, Sigi, für Kraftübertragungen immer genau dann, wenn sie erforderlich waren!

Stuttgart, im April 2000

Gerhard Weinrebe

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis III

Tabellenverzeichnis VII

Verzeichnis der Formelzeichen, Indices und Abkürzungen XI

Kurzfassung XIII

Abstract XV

1 Einleitung und Zielsetzung 1

2 Grundlagen von Turm-Solarkraftwerken 5

2.1 Komponenten 5
2.1.1 Heliostaten 6
2.1.2 Heliostatenfeld 10
2.1.3 Receiver 14
2.1.4 Sonstige Systemkomponenten 17

2.2 Realisierte Pilotanlagen 18

2.3 Referenzsystem 22
2.3.1 Heliostaten 23
2.3.2 Heliostatenfeld 25
2.3.3 Receiver 26
2.3.4 Sonstige Systemkomponenten 28

3 Technische Analyse 31

3.1 Physikalische Grundlagen der technischen Analyse 31
3.1.1 Analyse der Heliostaten 31
3.1.2 Modellierung des Heliostatenfeldes 46
3.1.3 Abbildung des Receiver 53
3.1.4 Vereinfachtes Modell der sonstigen Systemkomponenten 54

3.2 Heliostaten und Heliostatenfelder 55
3.2.1 ASM 150 55
3.2.2 GM 100 68
3.2.3 Abengoa 66 74
3.2.4 Vergleich 76

3.3 Gesamtsystem 80

4 Ökologische Analyse 83

4.1 Grundlagen 83
4.1.1 Ziel- und Systemdefinition 84
4.1.2 Sachbilanz 85

4.1.3 Wirkungsabschätzung ... 87
4.1.4 Auswertung ... 92
4.2 Sachbilanz ... 93
4.2.1 Heliostaten ... 93
4.2.2 Heliostatenfeld ... 101
4.2.3 Receiver und sonstige Komponenten ... 103
4.3 Wirkungsabschätzung ... 108
4.3.1 Verbrauch erschöpflicher energetischer Ressourcen ... 108
4.3.2 Verbrauch mineralischer Ressourcen ... 113
4.3.3 Anthropogener Treibhauseffekt ... 115
4.3.4 Versauerungspotenzial ... 118
4.4 Auswertung ... 120

5 Ökonomische Analyse ... 125
5.1 Grundlagen ... 125
5.1.1 Kostenrechnung ... 125
5.1.2 Rahmenbedingungen ... 127
5.2 Investitionskosten ... 127
5.2.1 Heliostaten und Heliostatenfeld ... 128
5.2.2 Sonstige Systemkomponenten ... 128
5.2.3 Gesamtsystem ... 131
5.3 Betriebskosten ... 131
5.3.1 Heliostatenfeld ... 131
5.3.2 Gesamtsystem ... 132
5.4 Stromgestehungskosten ... 135

6 Zusammenfassung und Ausblick ... 141

Literaturverzeichnis ... 147

Anhang ... 163

Abbildungsverzeichnis

Abb. 2-1: Energiewandlungskette bei der solarthermischen Stromerzeugung 5

Abb. 2-2: Funktionsprinzip eines Turm-Solarkraftwerkes 6

Abb. 2-3: Frontansicht des 105 m^2 Glas-Metall-Heliostaten GM 100 /Romero 1994/ (links) und rechts der ASM 150 (Advanced Stretched Membrane) Metallmembranheliostat mit 150 m^2 Spiegelfläche /Steinmüller 1995/ 8

Abb. 2-4: Prinzipieller Aufbau von Heliostatenfeldern: links Nordfeld, rechts Rundumfeld (jeweils Draufsicht; die Heliostatenfelder sind schraffiert dargestellt 10

Abb. 2-5: Optische Verlustmechanismen in Heliostatenfeldern 13

Abb. 2-6: Funktionsprinzip eines offenen volumetrischen Luftreceivers nach dem PHOEBUS-Prinzip (nach /Steinmüller 1995/). Der Receiver setzt sich wie eine Honigwabe aus einer Vielzahl von sechseckigen Elementen zusammen (Abb. 2-13) 16

Abb. 2-7: Schematische Darstellung des bei Solar Two verwendeten Prinzips eines Salz-Rohrreceivers 17

Abb. 2-8: Prinzipskizze eines Turm-Solarkraftwerkes mit einer Salzschmelze als Wärmeträger- und -speichermedium (die Temperaturen entsprechen den Betriebstemperaturen von Solar Two) 20

Abb. 2-9: Tagesverlauf von thermischer und elektrischer Leistung des Solar Two-Kraftwerks /Hale 1998/ 20

Abb. 2-10: Schaltung eines offenen volumetrischen Receivers nach dem PHOEBUS-Prinzip mit Kanalbrenner als fossile Zufeuerung /Steinmüller 1995/ 21

Abb. 2-11: Glas/Metall Heliostat (AB 66) der Firma ABENGOA mit 66 m^2 Spiegelfläche (links Frontansicht, rechts Rückansicht) 25

Abb. 2-12: Schematische Darstellung des Heliostatenfeldlayouts 26

Abb. 2-13: Schematische Darstellung des PHOEBUS-Receivers und eines einzelnen Absorberelements 27

Abb. 3-1: Für die Rechnungen verwendetes Modell einer am Rand abgeschwächten Sunshape /Walzel et al. 1977/ 34

Abb. 3-2: Statistische Optik am Oberflächenelement eines Solarkonzentrators: Sunshape, Fehlerkegel des Konzentrators und die sich ergebende resultierende Sunshape. Der Öffnungswinkel der Kegel entspricht der Standardabweichung der Fehler-Normalverteilung 34

Abb. 3-3: Reale Spiegelfehler verschiedener Größenordnung 36
Abb. 3-4: Abbildungsfehler von Heliostaten (nach /Köhne 1987/ und /Hecht 1992/). Der Brennpunkt ist mit F bezeichnet, 2 δ ist der Öffnungswinkel des einfallenden Strahlenbündels 36
Abb. 3-5: Funktionsskizze eines Radiometers (nach /HYCAL 1994/). Das Messgerät ist rotationssymmetrisch 38
Abb. 3-6: Prinzip der indirekten Strahlungsflussdichtemessung mit einem Lambert-Target..... 41
Abb. 3-7: Typische Dunkelstromverteilung der Theta Slow Scan Kamera..... 42
Abb. 3-8: Experimenteller Aufbau zur Bestimmung des Shadingbildes..... 43
Abb. 3-9: Intensitätsverteilung des mit Hilfe der Ulbrichtkugel aufgenommenen Shadingbildes nach Dunkelstromkorrektur. Ein ideales System würde ein absolut ebenes Plateau liefern 43
Abb. 3-10: Messaufbau des verwendeten HERMES Ib Strahlungsflussdichtemesssystem..... 44
Abb. 3-11: Räumliche Anordnung der untersuchten Heliostaten ASM 150 und GM 100 und der beiden Targets. Target I befindet sich am CESA-I Turm, das Target II südöstlich der Heliostaten. Für die hier dargestellten Messungen wurde ausschließlich Target I verwendet 45
Abb. 3-12: Schematische Darstellung der geometrischen Verhältnisse zwischen Sonne, Heliostat und der Lage der Bildebene (siehe /Walzel et al. 1977/, Abb. 1)..... 48
Abb. 3-13: Gemessene Reflektivität des ASM 150 Heliostaten (dargestellt ist jeweils der Mittelwert aus fünf Messwerten) 56
Abb. 3-14: Vergleich zwischen gemessener und simulierter Strahlungs-flussdichteverteilung (dargestellt ist die Verteilung des ASM 150 Heliostaten, wie sie auf dem Target I (12 m x 12 m) gemessen bzw. für dieselben Verhältnisse simuliert wurde /Weinrebe et al. 1996A/) 57
Abb. 3-15: Gemessener 90 % Radius als Funktion der Konzentratorkrümmung. Der ermittelte Bestwert wurde als Standardeinstellung für die weiteren Messungen herangezogen..... 59
Abb. 3-16: Gemessene und berechnete 90 % und 95 % Radien als Funktion der Zeit (Die simulierten Kurven stellen das theoretische Minimum unter Annahme einer "pillbox-verteilten" Sunshape dar)..... 60
Abb. 3-17: ASM 150 Heliostat: Strahlungsflussdichteverteilung auf dem 12 m x 12 m Target (links). Rechts ist sowohl ein Schnitt durch die gemessene Intensitätsverteilung 62

Abb. 3-18: Aufnahme des fokussierten Konzentrators (aufgenommen von der Stelle am Turm, auf die der Heliostat zielt (11.7.95, 870W/m^2 Direktstrahlung) /Weinrebe et al. 1996A/) 63
Abb. 3-19: Nachführgenauigkeit des ASM 150 Heliostaten vor der Überarbeitung der Drehgebereinheit. Neben der Kurve ist jeweils die Uhrzeit vermerkt, zu der die aufgetragene Abweichung registriert wurde 65
Abb. 3-20: Kurzfristige Bewegungen des Schwerpunkts infolge von Windeffekten. Der dargestellte Zeitraum umfasst 70 s, die maximale Abweichung ist 0,25 mrad 65
Abb. 3-21: Anzahl der erforderlichen Heliostaten vom Typ ASM 150 in Abhängigkeit der optischen Qualität des Konzentrators (Gesamtnachführfehler 0.6 mrad) 67
Abb. 3-22: Strahlungsflussdichteverteilung auf der Absorberoberfläche des Receivers am 21. Juni um 12:00 Solarzeit für die betrachtete ASM 150-Heliostatenfeldkonfiguration. Dargestellt ist die Verteilung auf der abgewickelten Oberfläche eines idealisierten zylindrischen Receivers 68
Abb. 3-23: GM 100 Heliostat: Strahlungsflussdichteverteilung auf dem 12 m x 12 m Target (links). Rechts ist sowohl ein Schnitt durch die gemessene Intensitätsverteilung (durch Schwerpunkt der Verteilung) als auch der Schnitt durch die "ideale" Verteilung dargestellt, die sich für einen fehlerlosen Spiegel ergäbe. Zur Berechnung der idealen Verteilung wurde die gemessene Sunshape auf das Target projiziert /SolarPACES 1998/ 70
Abb. 3-24: Doppelter Fokus des GM 100 Heliostaten infolge elastischer Verformung der Struktur durch Gravitationslasten. Die rechte Aufnahme wurde von einer Kamera im Zentrum des "östlichen" Fokus gemacht. Daher sind nur die Facetten hell zu sehen, die auf diesen Fokus gerichtet sind 71
Abb. 3-25: Anzahl der erforderlichen Heliostaten vom Typ GM 100 in Abhängigkeit der optischen Qualität des Konzentrators (Gesamtnachführfehler 0.6 mrad) 73
Abb. 3-26: Strahlungsflussdichteverteilung auf der Absorberoberfläche des Receivers am 21. Juni um 12:00 Solarzeit für die betrachtete GM 100-Heliostatenfeldkonfiguration. Dargestellt ist die Verteilung auf der abgewickelten Oberfläche eines idealisierten zylindrischen Receivers 74
Abb. 3-27: Anzahl der erforderlichen Heliostaten vom Typ AB 66 in Abhängigkeit der optischen Qualität des Konzentrators (Gesamtnachführfehler 0,6 mrad) 76

Abb. 3-28: Strahlungsflussdichteverteilung auf der Absorberoberfläche des Receivers am 21. Juni um 12:00 Solarzeit für die betrachtete AB 66-Heliostatenfeldkonfiguration. Dargestellt ist die Verteilung auf der abgewickelten Oberfläche eines idealisierten zylindrischen Receivers 77
Abb. 4-1: Struktur und typische Anwendungen der Ökobilanz (nach /EN14040 1997/) 83
Abb. 4-2: Aufbau einer Prozesskettenanalyse 86
Abb. 4-3: Unterteilung der Bilanz "Bau eines Heliostaten" in die Module Transport, Fundament, Konzentrator, Tragwerk, Antriebseinheit und Schaltschrank 93
Abb. 4-4: Auf die Spiegelfläche bezogene Materialbindung für den Bau der Heliostaten 99
Abb. 4-5: Bestimmung des Erdgasbedarfs anhand der Wirkungsgradkette 106
Abb. 4-6: Verbrauch erschöpflicher energetischer Ressourcen für den Bau der betrachteten Kraftwerkskonfigurationen 110
Abb. 4-7: Verbrauch erschöpflicher energetischer Ressourcen für Bau, Betrieb und Entsorgung der drei betrachteten Varianten des PHOEBUS Turm-Solarkraftwerks. Beim Betrieb wird zusätzlich zwischen 100 %, 75 % und 64 % Solaranteil unterschieden. Der Typ des Heliostatenfeldes ist durch die Abkürzungen ASM (ASM 150-Heliostatenfeld), GM (GM 100-Feld) und AB (AB 66-Feld) bezeichnet 111
Abb. 4-8: Spezifische (auf die bereitgestellte elektrische Energie bezogene) CO_2-Äquivalente für ausschließlichen Solarbetrieb und Hybridbetrieb mit 75 % bzw. 64 % Solaranteil. 117
Abb. 4-9: Spezifisches (auf die bereitgestellte elektrische Energie bezogenes) Versauerungspotenzial in SO_2-Äquivalenten für reinen Solarbetrieb und Hybridbetrieb mit 75 % bzw. 64 % Solaranteil 121
Abb. 4-10: Emission klimarelevanter Gase in CO_2-Äquivalenten je bereitgestellter Kilowattstunde für ausgewählte Optionen zur Stromerzeugung 122
Abb. 5-1: Variation der Finanzierungsparameter Zinsfuß und Abschreibungsdauer 136
Abb. 5-2: Einfluss ausgewählter Kostenblöcke auf die Stromgestehungskosten 137
Abb. 5-3: Einfluss des Erdgaspreises auf die Stromgestehungskosten im Hybridbetrieb 138
Abb. 5-4: Vergleich der Stromgestehungskosten verschiedener Stromerzeugungs-technologien 139
Abb. A-1: Schematische Darstellung der verwendeten Koordinatensysteme 164

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1-1: Wichtige Kennzahlen ausgewählter solarthermischer Stromerzeugungstechnologien ... 1
Tabelle 2-1: Versuchs- und Pilotanlagen von Turm-Solarkraftwerken ... 19
Tabelle 2-2: Allgemeine Festlegungen zum Referenzstandort ... 22
Tabelle 2-3: Daten der verschiedenen PHOEBUS-Varianten ... 23
Tabelle 2-4: Technische Daten des ASM 150 /Steinmüller 1995/ ... 24
Tabelle 2-5: Technische Daten des GM 100 /Romero 1994/ ... 24
Tabelle 2-6: Technische Daten des AB 66 /Blanco 1994/ ... 25
Tabelle 3-1: Ergebnisse der vereinfachten Heliostatenfehlerberechnung ... 61
Tabelle 3-2: Rechenwerte für optische Qualität und Nachführgenauigkeit des ASM 150 Heliostaten ... 66
Tabelle 3-3: Wesentliche allgemeine Auslegungsparameter für das untersuchte Heliostatenfeld ... 67
Tabelle 3-4: Rechenwerte für optische Qualität und Nachführgenauigkeit des GM 100 Heliostaten ... 72
Tabelle 3-5: Die drei Heliostatenfeldkonfigurationen im Vergleich ... 79
Tabelle 3-6: Wirkungsgrade ausgewählter Systemkomponenten ... 81
Tabelle 4-1: Relative Treibhauspotentiale (GWP-Werte) der betrachteten klimawirksamen Gase, bezogen auf ihre Masse und einen Zeithorizont von 100 Jahren ... 91
Tabelle 4-2: SO_2-Äquivalente zur Bestimmung des Versauerungspotentials, bezogen auf die Masse der jeweiligen Emissionen ... 92
Tabelle 4-3: Transportentfernungen für Baumaterial ... 94
Tabelle 4-4: Verwendete Lkw für Transport von Erdaushub, Beton bzw. Komponenten eines Heliostaten ... 94
Tabelle 4-5: Dem Bau der Heliostaten zuzurechnende Transportprozesse ... 95
Tabelle 4-6: Kenngrößen der berücksichtigten Baumaschinen ... 95
Tabelle 4-7: Aufwendungen für den Bau jeweils eines Fundaments ... 96
Tabelle 4-8: Inputs für den Bau der Konzentratoren ... 97
Tabelle 4-9: Aufwendungen für die Tragwerke ... 97
Tabelle 4-10: Inputs für den Bau der Antriebe ... 98
Tabelle 4-11: Inputs für den Bau der Schaltschränke ... 99
Tabelle 4-12: Inputs für den Betrieb der Heliostaten ... 100
Tabelle 4-13: Inputs für die Entsorgung der Heliostaten ... 101
Tabelle 4-14: Materialbilanz für die betrachteten PHOEBUS-Heliostatenfelder ... 102

Tabelle 4-15: In 30 Jahren zu ersetzende Spiegel und erforderliches Wasser zur Reinigung der bilanzierten Heliostatenfelder 103
Tabelle 4-16: Aufwendungen für den Receiver und das Gebläse 104
Tabelle 4-17: Materialaufwendungen für den Dampferzeuger 104
Tabelle 4-18: Aufwendungen für die Maschinentechnik 104
Tabelle 4-19: Aufwendungen für die Elektro- und Leittechnik 105
Tabelle 4-20: Aufwendungen für die Bautechnik 105
Tabelle 4-21: Speisewasser- und Erdgasbedarf für den Betrieb der betrachteten PHOEBUS-Kraftwerke 106
Tabelle 4-22: Aufwendungen für die Entsorgung des PHOEBUS-Kraftwerks 108
Tabelle 4-23: Verzehr erschöpflicher energetischer Ressourcen zur Bereitstellung eines Heliostaten 109
Tabelle 4-24: Verbrauch erschöpflicher energetischer Ressourcen für Bau, Betrieb und Entsorgung der bilanzierten Heliostatenfelder 109
Tabelle 4-25: Verbrauch erschöpflicher energetischer Ressourcen für Bau, Betrieb und Entsorgung der drei untersuchten PHOEBUS-Varianten 112
Tabelle 4-26: Bindung mineralischer Ressourcen für die Bereitstellung der betrachteten Heliostaten (bezogen auf die Spiegelfläche) 113
Tabelle 4-27: Verbrauch mineralischer Ressourcen für Bau, Betrieb und Entsorgung der betrachteten Heliostatenfelder 114
Tabelle 4-28: Verbrauch mineralischer Ressourcen für Bau, Betrieb und Entsorgung des PHOEBUS-Kraftwerks mit ASM 150-Heliostatenfeld in Abhängigkeit der Betriebsweise 115
Tabelle 4-29: Dem Bau der Heliostaten anzurechnende Treibhausgasemissionen in CO_2-Äquivalenten (GWP100) 115
Tabelle 4-30: Dem Transport, Bau, Betrieb und der Entsorgung der Heliostatenfelder anzurechnende Treibhausgasemissionen in CO_2-Äquivalenten (GWP100) 116
Tabelle 4-31: CO_2-Äquivalente für Bau, Betrieb und Entsorgung der drei untersuchten PHOEBUS-Varianten 117
Tabelle 4-32: Dem Bau der Heliostaten anzurechnendes Versauerungspotential in SO_2-Äquivalenten 118
Tabelle 4-33: Den bilanzierten Heliostatenfelder anzurechnende Versauerung in SO_2-Äquivalenten 119
Tabelle 4-34: Versauerung in SO_2-Äquivalenten für Bau, Betrieb und Entsorgung der drei untersuchten PHOEBUS-Varianten 120
Tabelle 4-35: Verbrauch erschöpflicher energetischer und mineralischer Ressourcen für ausgewählte Optionen zur Stromerzeugung 121

Tabelle 5-1: Heliostatenkosten 128
Tabelle 5-2: Investitionskosten für den Bau der Heliostatenfelder 128
Tabelle 5-3: Abschätzung der Investitionskosten für ein 30 MW PHOEBUS-Kraftwerk 131
Tabelle 5-4: Betriebskosten der Heliostatenfelder 132
Tabelle 5-5: Überblick über die veranschlagten Personalkosten für den Betrieb des Turm-Solarkraftwerks 133
Tabelle 5-6: Übersicht über die Wartungs- und Reparaturkosten 134
Tabelle 5-7: Abschätzung der Betriebskosten für ein 30 MW PHOEBUS-Kraftwerk 135
Tabelle 5-8: Stromgestehungskosten für ausschließlichen Solarbetrieb und Hybridbetrieb mit 75 % bzw. 64 % Solaranteil 135
Tabelle A-1: Inputs und Outputs zur Bereitstellung von Stahlmix 171
Tabelle A-2: Inputs und Outputs zur Bereitstellung von legiertem Stahl 172
Tabelle A-3: Inputs und Outputs zur Bereitstellung von Gusseisen 172
Tabelle A-4: Inputs und Outputs zur Bereitstellung von 1 t Getriebe 173
Tabelle A-5: Inputs und Outputs zur Bereitstellung von Aluminium mit 50 % Recyclinganteil 174
Tabelle A-6: Inputs und Outputs zur Bereitstellung von Kupfer 174
Tabelle A-7: Inputs und Outputs zur Bereitstellung von Zink 175
Tabelle A-8: Inputs und Outputs zur Bereitstellung von Beton B25 176
Tabelle A-9: Inputs und Outputs zur Bereitstellung von PVC 177
Tabelle A-10: Inputs und Outputs zur Bereitstellung von Organischen Chemikalien 178
Tabelle A-11: Inputs und Outputs zur Bereitstellung von beschichtetem Flachglas 178
Tabelle A-12: Inputs und Outputs bei der thermischen Nutzung von 1 TJ Erdgas in einer Industriefeuerung (Low-NO_x) 179
Tabelle A-13: Inputs und Outputs zur Bereitstellung von entkarbonisiertem Wasser 179

Verzeichnis der Formelzeichen, Indices und Abkürzungen

Formelzeichen	physikalische Größe	Einheit
Griechische Buchstaben		
α	Normierungskoeffizient	
α	Wärmeübergangskoeffizient	W/m²K
β	Azimutwinkel	
η	Wirkungsgrad	
σ	Heliostatenfehler	mrad
ϑ	Temperatur	K
γ	Gammawert (einer Videokamera)	
ρ	Dichte	kg/m^3
ρ	Reflexionskoeffizient	
ε	Emissionskoeffizient	
ρ_s	Reflexionskoeffizient im Bereich des sichtbaren Lichts	
λ	Wellenlänge	m
λ	Wärmeleitfähigkeit	W/mK
Θ	Elevationswinkel	Grad
Lateinische Buchstaben		
a	Annuitätsfaktor	
A	Fläche	m²
AM	Air Mass	km
B	Breite	m
B	Betriebskosten	DM
c	spezifische Wärmekapazität	J/kg K
C	Expansionskoeffizient	
F	Verteilungsfunktion (welche die von einem einzelnen Heliostaten resultierende Strahlungsflussdichte beschreibt)	
$\overline{F}$	Verteilungsfunktion (welche die vom gesamten Heliostatenfeld resultierende Strahlungsflussdichte beschreibt)	
G	Verteilungsfunktion (welche die Heliostatenfehler beschreibt)	
G_b	solare Direktstrahlung	W/m²
h	Wärmeübergangszahl	W/m²K
H	Höhe	m
H	Hermite-Polynom	
H	zweidimensionale Verteilungsfunktion	
i	Zeilenindex	
I	Investitionskosten	DM
j	Spaltenindex	
k	Laufvariable	
K	Kalibrierfaktor	
K	Stromgestehungskosten	DM/kWh
l	Laufvariable	
m	Masse	kg
M	Verteilungsfunktion, welche die Heliostatenform beschreibt	
n	Abschreibungsdauer	a
N	Dunkelstrom	
N	Anzahl (von Heliostaten)	
p	Zinssatz	%
P	Leistung	W
q	Wärmestromdichte	W/m²
r, R	Radius	m
s	Dicke	m
s	Shadingkoeffizient, normalisiert	

Formelzeichen	physikalische Größe	Einheit
S	*Sunshape (Verteilungsfunktion, welche die Intensitätsverteilung der Solarstrahlung über der Sonnenscheibe beschreibt)*	
SD	Spiegeldichte	1/m²
T	Temperatur	K
T	Umgebungstemperatur	K
tkm	Tonnenkilometer (Transport 1 Tonne über 1 km)	10^6 kg m
V	Videomesssignal	
v	Volumen	
VL	Lkw-Fahrt, wobei die Hälfte der Strecke mit voller Zuladung und die andere Hälfte ohne Zuladung angesetzt wird	
W	Arbeit	J (kWh)
x	Raumkoordinate, kartesisch	
y	Raumkoordinate, kartesisch	
z	Raumkoordinate, kartesisch	
Indizes-tiefgestellt		
Abb	Abbildung (z. B. Abbildungsfehler)	
amb	Umgebung (ambient)	
außen	außen (z. B. Außendurchmesser)	
b	Strahl (beam)	
C	Oberfläche (contour)	
fluxmap	gemessene Strahlungsflussdichteverteilung	
gesamt	gesamt	
H	Heliostat	
hs	Wärmesenke (heat sink)	
inc	incident (eintreffende Strahlung)	
Kamera	Kamera	
max	maximal	
mess	Messung	
min	minimal	
refl	reflektiert (Strahlung)	
shade	Shadingbild	
sp	Oberflächenrauhigkeit (specularity)	
spez	spezifisch	
sunshape	Sunshape (Verteilungsfunktion, welche die Intensitätsverteilung der Solarstrahlung über der Sonnenscheibe beschreibt)	
w	Welligkeit (waviness)	
T	Nachführung (tracking)	
x	in x-Richtung	
y	in y-Richtung	
z	in z-Richtung	
Konstanten		
AE	Astronomische Einheit	$150 \cdot 10^9$ m
σ	Boltzmannkonstante	$5{,}6697 \cdot 10^{-8}$ W/m^{2}K^4
Abkürzungen		
ASM	Advanced Stretched Membrane (Heliostat)	
CCD	Charge Coupled Device	
CIEMAT	Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnólogicas	
DLR	Deutsches Forschungszentrum für Luft- und Raumfahrt	
FORTRAN	Formula Translator (Technische Programmiersprache)	
HERMES	Heliostat and Receiver Measurement System	
IEA	International Energy Agency	
TSA	Technology Program Solar Air Receiver	

Kurzfassung

Ziel dieser Arbeit ist es, ein Verfahren zur technischen, ökologischen und ökonomischen Analyse von Turm-Solarkraftwerken zu entwickeln, um damit ein Werkzeug für die Weiterentwicklung dieses Kraftwerktyps zur Verfügung zu stellen. Der Schwerpunkt der Untersuchung liegt dabei auf dem Heliostatenfeld, da diesem ein Großteil der Investitions- und Betriebskosten eines Turm-Solarkraftwerks zuzurechnen ist.

Um das Kraftwerk modellhaft abzubilden, werden zunächst die wesentlichen Kenngrößen (Reflektivität, optische Qualität, Nachführgenauigkeit) der Heliostaten experimentell ermittelt. Dazu wird ein indirektes Strahlungsflussdichtemesssystem verwendet. Basierend auf den Kenngrößen der einzelnen Heliostaten erfolgt dann die Modellierung des gesamten Heliostatenfeldes mittels eines Simulationsprogramms, welches alle wesentlichen Verlustmechanismen berücksichtigt. Das Simulationsprogramm beruht im wesentlichen auf Verfahren der statistischen Optik und der Fourier-Analyse. Die weitere Abbildung der Energiewandlungskette vom Strahlungsempfänger bis zum Generator erfolgt vereinfacht über die einzelnen Wirkungsgrade.

Den Berechnungen wird ein Turm-Solarkraftwerk vom PHOEBUS-Typ zu Grunde gelegt. PHOEBUS kann ausschließlich mit Solarenergie oder - z. B. wenn das Solarstrahlungsangebot nicht ausreicht - zusätzlich mit Erdgas betrieben werden. Diese Betriebsweise unter Nutzung zweier Energieträger wird Hybridbetrieb genannt. Da derzeit verschiedene Heliostatentechnologien im Einsatz bzw. in Entwicklung und Erprobung sind, werden für die Analysen drei moderne Heliostaten unterschiedlicher Größe und Konzeption betrachtet. Zum direkten Vergleich erfolgt die Auslegung der Heliostatenfelder für ein 30 MW PHOEBUS-Kraftwerk basierend auf den zuvor ermittelten technischen Kenngrößen. Im Rahmen der technischen Analyse wird damit letztlich für das Referenzkraftwerk die bereitgestellte elektrische Energie während der Lebensdauer des Kraftwerks berechnet.

Die anschließende ökologische Analyse mittels einer Ökobilanz erfolgt ebenfalls für die drei untersuchten Heliostaten und für die entsprechenden Heliostatenfelder, sowie für die resultierenden Varianten des Gesamtsystems. Bei deren Analyse wird insbesondere der Einfluss der fossilen Zufeuerung im Hybridbetrieb auf ausgewählte ökologische Kenngrößen untersucht. Es wird der gesamte Lebensweg des Kraftwerks untersucht, von der Produktion der Basismaterialien wie Beton, Stahl und Aluminium über den Bau und Betrieb der Anlage bis zur Entsorgung. Betrachtet werden die Wirkungskategorien "Verbrauch energetischer und mineralischer Ressourcen" sowie "Anthropogener Treibhauseffekt" und "Versauerung". Die ermittelten Kennzahlen werden auch als auf die bereitgestellte Energie bezogene Größen ausgewiesen. Damit ist ein Vergleich mit anderen Strombereitstellungstechnologien möglich.

Im Rahmen der ökonomischen Analyse erfolgt die Bestimmung der Stromgestehungskosten. Dazu werden die Kosten für Bau, Betrieb und Entsorgung ermittelt und annuitätisch über die technische Lebensdauer des Kraftwerks verteilt. Aus diesen jährlich zu tragenden Kosten und der bereitgestellten elektrischen Energie werden dann die Kosten (Levelized Electricity Costs) je Kilowattstunde berechnet. Damit ist auch hier ein Vergleich mit anderen Optionen zur Stromerzeugung möglich.

Abstract

It is the objective of this thesis to develop a methodology for the technical, ecological and economic analysis of solar thermal power towers, in order to supply a tool for the further development of this type of power plant. The investigation focuses on the heliostat field, as a large portion of the investment and operational costs of a power tower are related to it.

To model the power plant, first the main characteristics of the heliostats (reflectivity, optical quality, tracking accuracy) are experimentally determined. For this task an indirect flux measurement system is used. Based on the characteristics of the single heliostats, the complete heliostat field is modelled using a simulation software which allows for all major loss mechanisms. The software tool is based on methods of statistical optics and Fourier analysis. The remainder of the energy conversion chain from the receiver to the generator is modelled in a simplified way using the respective efficiencies.

For the application of the methodology a PHOEBUS-type power tower is assumed. The PHOEBUS plant can be operated in solar-only mode and -e.g. at times when there is not enough solar irradiation- with natural gas co-firing. This operation mode using two energy carriers is called hybrid mode. As different heliostat technologies are in use or under development at present, three modern heliostats of different size and type are investigated in the analysis. Based on the technical characteristics determined before, the respective heliostat fields for a 30 MW PHOEBUS power tower are designed for a direct comparison. In the frame of the technical analysis, ultimately the electric energy supplied during the life of the power plant is calculated.

Subsequently, the ecological analysis using the Life Cycle Assessment (LCA) methodology is accomplished for the three heliostats, the respective heliostat fields and the resulting variants of the power plant. Analysing the latter, special focus is on the influence of natural gas co-firing in hybrid mode on selected ecological parameters. The complete life cycle of the power plant, from the provision of basic materials like concrete, steel and aluminium, to the construction, operation and dismantling of the plant is considered.

The categories "usage of energetic and mineral resources", "anthropogenic greenhouse effect" and "acidification" are examined. The results are also given as specific values related to the supplied electricity, i. e. per kilowatt-hour. By doing so, a direct comparison with other electricity generation technologies is possible.

In the scope of the economic analysis the levelized electricity costs are calculated. To this end, the costs for construction, operation and dismantling are determined and mathematically distributed over the technical life time of the power plant. From this annuity and the annually produced electricity, the LEC per kilowatt-hour are calculated. Hence, concerning electricity costs, a comparison with other options for power generation is also possible.

1 Einleitung und Zielsetzung

Die umweltverträgliche und zugleich ökonomische Energiebereitstellung ist heute und in Zukunft eine der wesentlichen Aufgaben der Energietechnik und -politik. Die Nutzung erneuerbarer Energien ist dabei eine wichtige Option, wobei die Nutzung der Solarenergie wegen des großen Strahlungsangebots eine herausragende Stellung einnimmt.

Für die solare Stromerzeugung im großtechnischen Maßstab (≥10 MW) werden bislang ausschließlich solarthermische Anlagen eingesetzt, und zwar Parabolrinnenkraftwerke und Turm-Solarkraftwerke. Die ausgeführten Anlagen haben Leistungen zwischen 10 und 80 MW. Für den niedrigeren Leistungsbereich von rund 10 bis 50 kW können - neben Photovoltaikanlagen - Dish/Stirling-Systeme eingesetzt werden. Ausgewählte Kennzahlen der genannten solarthermischen Technologien sind in Tabelle 1-1 aufgeführt. In diese Tabelle wurde ergänzend noch das Aufwindkraftwerk als Beispiel für ein Konzept zur großtechnischen, nicht-konzentrierenden solarthermischen Stromerzeugung aufgenommen. Von diesem Anlagentyp wurde bislang allerdings erst ein Prototyp im Technikummaßstab gebaut.

Die Parabolrinnentechnologie ist betriebssicher verfügbar. Neun Anlagen mit einer Leistung von insgesamt rund 360 MW speisen ins kalifornische Netz. Turm-Solarkraftwerke wurden bisher ausschließlich als Pilotanlagen ausgeführt. Lediglich die amerikanische 10 MW-Anlage Solar Two arbeitet derzeit im Routinebetrieb. Der eigentliche Schritt der Markteinführung steht noch aus. Aufgrund der mit Turm-Solarkraftwerken prinzipiell erreichbaren hohen Temperaturen bieten diese Anlagen jedoch ein deutlich höheres Potenzial als die Parabolrinnenanlagen, den hohen Exergiegehalt der Solarstrahlung effizient zur Stromerzeugung zu nutzen; mittlere Jahressystemwirkungsgrade von etwa 20 % scheinen durchaus erreichbar.

Tabelle 1-1: Wichtige Kennzahlen ausgewählter solarthermischer Stromerzeugungstechnologien (nach /Kaltschmitt, Wiese 1997/)

	Turm-Solarkraftwerk	Dish/Stirling Dish/Brayton	Parabolrinnen-kraftwerk	Aufwindkraft-werk
Typische Leistung [MW_{el}]	30 - 200[a]	0,01 - 1[b]	30 - 100[c]	30 - 200[d]
Konzentrationsfaktor [-]	600 - 1000	1500 - 3000	50 - 90	1
Typischer Jahresnutzungsgrad[e] [-]	0,13 - 0,15	0,15 - 0,17	0,13 - 0,15	0,007 -0,011
Typische Betriebsart	netzgekoppelt	Inselbetrieb (netzgekoppelt)	netzgekoppelt	netzgekoppelt
Typischer Flächenbedarf [m^2/kW_{el}][f]	25	20	17	76
Entwicklungsstand[g]	+	+	++	+

[a] Größte bisher realisierte Anlage: 10 MW [b] Durch Zusammenschalten vieler Einzelsysteme zur Farm [c] Größte bisher realisierte Anlage: 80 MW [d] Bisher nur Versuchsanlage mit 50 kW [e] Umwandlung von Strahlungsenergie in elektrische Energie, Jahresmittelwert, u. a. vom Standort abhängig [f] Stark von Volllaststundenzahl bzw. solarem Vielfachen (hier 1) abhängig, nur als Richtwert zu betrachten [g] + Erfolgreicher Betrieb von Demonstrationsanlagen, ++ kommerzielle Anlagen in Betrieb

Mit Pilotanlagen von Turm-Solarkraftwerken wurde gezeigt, dass diese Technologie technisch beherrschbar ist. Eine Markteinführung auf breiter Basis ist jedoch noch nicht

gegeben, da die solarthermische Stromerzeugung gegenwärtig im Vergleich zu konventionellen Kraftwerken durch höhere Stromgestehungskosten gekennzeichnet ist. Dies liegt zum Teil auch daran, dass derzeit externe Kosten nicht berücksichtigt werden.

Der Großteil der Investitionskosten, etwa 30 % der Gesamtkosten bzw. rund 60 % der Kosten für die "solaren" Komponenten, ist dabei dem Heliostatenfeld zuzurechnen. Hier ist deshalb ein entscheidender Ansatzpunkt für die Kostenreduktion von Turm-Solarkraftwerken zu finden, um eine Markteinführung zu ermöglichen.

Ziel der vorliegenden Arbeit ist es daher, ein Verfahren zur technischen, ökonomischen und ökologischen Analyse von Turm-Solarkraftwerken zu entwickeln und anzuwenden, um damit ein Werkzeug für die Weiterentwicklung dieses Kraftwerkstyps zur Verfügung zu stellen. Für die Anwendung der Methodik wird ein Kraftwerk vom PHOEBUS-Typ ausgewählt, da sich dieses Konzept bereits im Technikummaßstab bewährt hat und das Kraftwerk auf dem Markt schlüsselfertig angeboten wird.

Der Schwerpunkt der Untersuchung liegt auf der Analyse des Heliostatenfeldes. Da derzeit verschiedene Heliostatentechnologien im Einsatz bzw. in Entwicklung und Erprobung sind, wurden für die durchgeführten Analysen drei moderne Heliostaten unterschiedlicher Größe und Konzeption ausgewählt. Im Rahmen der Arbeit werden diese Heliostaten zunächst technisch analysiert. Die technische Analyse erfolgt experimentell mit einem indirekten Videokameramesssystem sowie mit einem Simulationsprogramm zur Abbildung der optischen Verhältnisse von Heliostaten und Turm-Solarkraftwerken. Bestimmt werden die Reflektivität, die optische Qualität sowie die Nachführgenauigkeit der Heliostaten.

Zum direkten Vergleich erfolgt die Auslegung der Heliostatenfelder für ein 30 MW Kraftwerk basierend auf den zuvor ermittelten technischen Kenngrößen mit einem Simulationsprogramm, das im wesentlichen auf Verfahren der statistischen Optik und der Fourier-Analyse beruht. Auslegungskriterium ist dabei, dass die Felder am Auslegungstag die Nenn-Strahlungsleistung auf den Receiver konzentrieren. Die Abbildung der restlichen Systemkomponenten erfolgt vereinfacht über ihre Wirkungsgrade.

Die anschließende ökologische Analyse mittels einer Ökobilanz erfolgt ebenfalls für die drei untersuchten Heliostaten und für die entsprechenden Heliostatenfelder, sowie für das Gesamtsystem.

Die Dampfturbine des PHOEBUS-Kraftwerks kann ausschließlich mit Solarenergie betrieben werden. Wenn das solare Strahlungsangebot nicht ausreicht, ist es aber auch möglich, mittels eines z. B. mit Erdgas betriebenen Kanalbrenners den erforderlichen Dampf zu erzeugen. Diese Betriebsweise unter Nutzung zweier Energieträger (Solarstrahlung und Erdgas) wird Hybridbetrieb genannt. Damit können Stromlieferverpflichtungen auch bei ungenügendem Strahlungsangebot eingehalten werden, und durch verstärkte fossile Zufeuerung lässt sich PHOEBUS wie ein konventionelles Mittellastkraftwerk betreiben. Bei

der Analyse des Gesamtsystems wird insbesondere der Einfluss dieser fossilen Zufeuerung auf ausgewählte ökologische Kenngrößen untersucht.

Schließlich erfolgt eine ökonomische Analyse des Kraftwerks. Dazu werden die Stromgestehungskosten in Abhängigkeit ausgewählter Parameter ermittelt. Insbesondere werden die Auswirkungen des Hybridbetriebs untersucht. Aus ökonomischer Sicht liegt der Vorteil des Hybridbetriebs darin, dass die vergleichsweise großen Investitionskosten des Kraftwerks auf eine größere erzeugte elektrische Energiemenge verteilt werden.

Mit den Resultaten der drei Teilanalysen stehen damit die relevanten Kenngrößen zur Verfügung, welche erforderlich sind, um einerseits ein Turm-Solarkraftwerk vom PHOEBUS-Typ aus technischer, ökologischer und ökonomischer Sicht optimieren zu können und andererseits die solarthermische Stromerzeugung mit diesem Kraftwerk unter den genannten Gesichtspunkten mit anderen Stromerzeugungstechnologien - insbesondere auch auf Basis erneuerbarer Energieträger - vergleichen zu können.

Der Aufbau der Arbeit lässt sich aus der dargestellten Reihenfolge der Teilanalysen ableiten: Zunächst erfolgt in Kapitel 2 die Darstellung der wesentlichen Grundlagen, die zum Verständnis der Funktion eines Turm-Solarkraftwerks erforderlich sind. Nach der Darstellung dieser Grundlagen erfolgt in Kapitel 2.3 die Definition der zu untersuchenden Referenzanlage. Das Referenzkraftwerk ist dabei durch verschiedene technische Parameter wie Verfügbarkeit und Jahreswirkungsgrad sowie durch den Standort, d. h. insbesondere die verfügbare Solarstrahlung, charakterisiert.

In Kapitel 3 erfolgt die technische Analyse. Dazu werden zunächst in Kapitel 3.1 die physikalischen Grundlagen der verwendeten Mess- und Simulationsverfahren erläutert. Insbesondere wird die verwendete Methodik zur Bestimmung der für die Bewertung des Heliostatenfeldes wesentlichen technischen Kenngrößen der Heliostaten dargestellt. Die messtechnische Erfassung von mittlerem Spiegelfehler und Nachführgenauigkeit wird am Beispiel der Bewertung des Metallmembranheliostaten ASM 150 und des Glas/Metallheliostaten GM 100 erläutert.

In Kapitel 4 erfolgt dann die ökologische Analyse. Zunächst werden kurz die methodischen Grundlagen erläutert. Dann erfolgt die Analyse der einzelnen Heliostaten, der in Kapitel 3.2 ausgelegten Heliostatenfelder sowie der sich daraus ergebenden Varianten des Gesamtsystems. Eine ganzheitliche Bilanzierung, deren Sachbilanz mittels einer Prozesskettenanalyse ermittelt wird, dient dazu, die Material-, Energie- und Emissionsbilanzen sowie die resultierenden potentiellen Umweltwirkungen für Bau, Betrieb und Entsorgung des Referenzkraftwerkes bzw. der einzelnen Komponenten zu bestimmen. Diese Bilanzen werden der mit dem Referenzkraftwerk produzierten Elektrizität gegenübergestellt. Damit ist ein Vergleich mit anderen Strombereitstellungsoptionen möglich.

Die ökonomische Analyse erfolgt in Kapitel 5. Auf der Basis von Literaturwerten und Preisangaben der Hersteller von Komponenten solarthermischer Anlagen werden in diesem Kapitel die Kosten für den Bau und Betrieb des PHOEBUS-Kraftwerks abgeschätzt und die Stromgestehungskosten berechnet. Mit einer Parametervariation werden die Einflüsse der Finanzierungskennwerte, des Anteils der fossilen Zufeuerung und der Kosten ausgewählter Komponenten ermittelt und diskutiert. Den Abschluss bildet eine kurze Zusammenfassung in Kapitel 6.

In der Summe ergibt sich damit ein umfassendes Werkzeug zur Analyse und Optimierung von Heliostatenkonzepten und -mit kleinen Einschränkungen- auch kompletter Turm-Solarkraftwerke, das sowohl technische als auch ökologische und ökonomische Parameter berücksichtigt.

2 Grundlagen von Turm-Solarkraftwerken

Turm-Solarkraftwerke gehören ebenso wie die Parabolrinnensysteme und die Dish/Stirling bzw. Dish/Brayton Anlagen zu den konzentrierenden solarthermischen Systemen /Becker et al. 1992/, /Winter et al. 1991/, /IEA SolarPACES 1994/. In Abb. 2-1 ist die prinzipielle Energiewandlungskette bei der solarthermischen Stromerzeugung in einem Turm-Solarkraftwerk dargestellt. Demnach wird die direkte Solarstrahlung mit Hilfe des Heliostatenfeldes gesammelt und konzentriert. Am Absorber des Strahlungsempfängers (Receiver) wird die Strahlungsenergie in Wärme umgewandelt, welche wiederum mittels einer Turbine in mechanische Energie gewandelt wird. Ein nachgeschalteter Generator wandelt dann die mechanische Energie in elektrische Energie um.

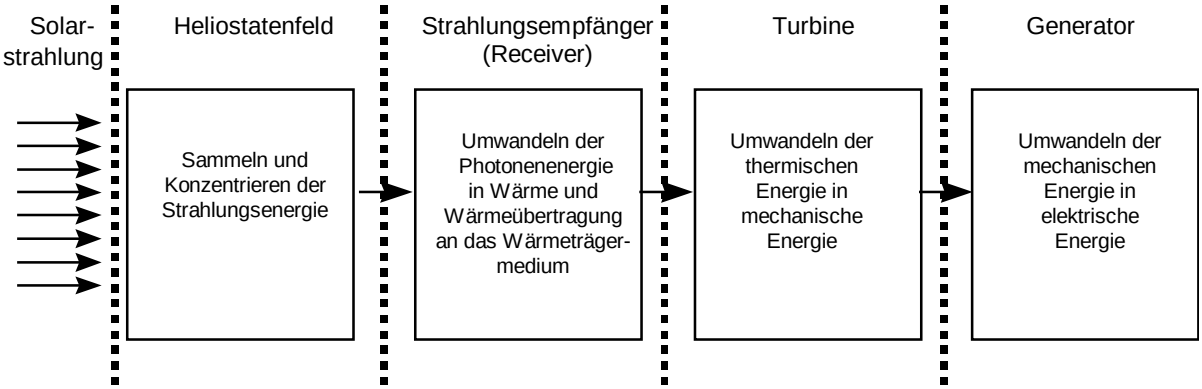

Abb. 2-1: Energiewandlungskette bei der solarthermischen Stromerzeugung

2.1 Komponenten

Bei Turm-Solarkraftwerken (Abb. 2-2) reflektieren zweiachsig der Sonne nachgeführte Spiegel, sogenannte Heliostaten, die direkte Solarstrahlung auf einen zentral auf einem Turm angebrachten Strahlungsempfänger (Receiver). Dort wird die Strahlungsenergie in Wärme umgewandelt. Mit dieser Wärme wird entweder direkt im Receiver Dampf erzeugt, oder in einem nachgeschalteten Dampferzeuger, dem die Wärme vom Receiver über ein Wärmetransportfluid (Luft, flüssiges Salz) zugeführt wird. Dieser Dampf treibt eine Turbine und damit einen Generator an.

Ein Turm-Solarkraftwerk besteht demnach grundsätzlich aus den folgenden Komponenten:

- Heliostatenfeld mit mehreren hundert bis einigen tausend einzelnen Heliostaten,
- Strahlungsempfänger auf einem meist zentral im Heliostatenfeld angeordneten Turm,
- Wärmeträgerkreislauf mit Dampferzeuger, Turbine und Generator,
- Steuerung und Regelung, und ggf. ein Energiespeicher und/oder eine fossile Zusatzfeuerung.

Um konstante Dampfzustände und einen konstanten Dampfmassenstrom auch bei schwankender solarer Einstrahlung zu gewährleisten, bieten sich zwei Verfahren an:

- Verwendung eines Wärmespeichers als Puffer oder
- Realisierung einer fossilen Zusatzfeuerung.

Die für die vorliegende Untersuchung relevanten Komponenten werden im Folgenden beschrieben.

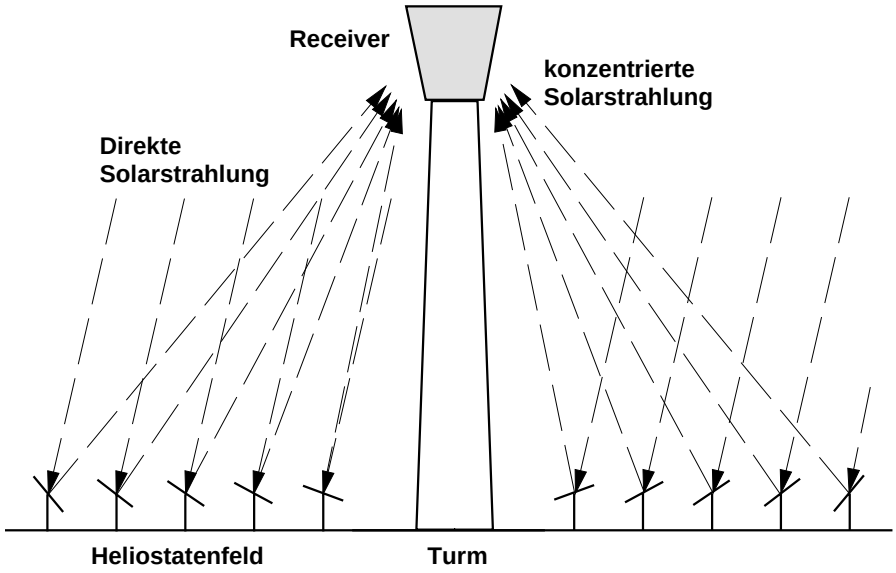

Abb. 2-2: Funktionsprinzip eines Turm-Solarkraftwerkes

2.1.1 Heliostaten

Heliostaten bestehen aus einem Konzentrator, der das Sonnenlicht reflektiert und konzentriert, einer Nachführeinheit mit Antriebsmotoren, dem Fundament und einer Steuerelektronik. Die Berechnung der jeweiligen Sollwinkel für Azimut und Elevation wird üblicherweise von einem zentralen Rechner ausgeführt. Sie basiert auf dem aktuellen Sonnenstand und der räumlichen Position der Heliostaten und des Zielpunktes. Über eine Kommunikationsleitung werden die berechneten Daten dann an die einzelnen Heliostaten des Feldes übermittelt. Die Aktualisierung erfolgt im Abstand von jeweils einigen Sekunden. Übliche Heliostaten haben Konzentratorflächen zwischen 40 und 150 m² /Alpert et al. 1990/, /Cordes 1994/, /Falcone 1986/, /Interatom 1988/, /Weinrebe et al. 1996A/; maximal wurden 200 m² realisiert /Strachan, Houser 1992/. Zwei Haupttypen können unterschieden werden: Facettierte Glas-Metall Heliostaten und Membranheliostaten.

2.1.1.1 Facettierte Glas-Metallheliostaten

Der Konzentrator facettierter Heliostaten besteht aus einer Vielzahl von üblicherweise etwa 2 bis 3 m² großen, rechteckigen oder runden Einzelspiegeln, den Facetten. Sie sind auf einer Tragstruktur, bestehend aus Torsionsrohr und Auslegern, montiert. Die Nachführeinheit besteht aus einem am Fundament angeschraubten Stahlrohrfuß (Pylon) mit darauf montiertem Azimut/Elevationsgetriebe, an welchem wiederum das Torsionsrohr befestigt ist (Abb. 2-3, links). Die Form der Tragstruktur aus Heliostatenfuß und Torsionsrohr erinnert an ein "T"; diese Heliostaten werden deshalb oft auch T-Typ Heliostaten genannt (vgl. Abb. 2-11, rechts).

Die Einzelfacetten sind entsprechend der Brennweite gekrümmt. Dabei entspricht die ideale Brennweite der Facetten dem Abstand zwischen dem Heliostaten und dem Receiver. Da dieser Abstand sich für jeden Heliostaten unterscheidet, müsste idealerweise auch die Krümmung der Facetten für jeden Heliostaten individuell gewählt werden. Um den damit verbundenen großen Fertigungsaufwand zu reduzieren und dennoch einen möglichst kleinen Brennfleck der einzelnen Heliostaten zu erzielen, behilft man sich in der Praxis meist mit einem Kompromiss: Das Heliostatenfeld wird in mehrere Bereiche eingeteilt, für die dann Facetten gefertigt werden, deren Krümmung an den mittleren Abstand der Heliostaten in diesem Bereich angepasst ist.

Ein wichtiger Parameter zur Charakterisierung insbesondere von facettierten Heliostaten ist die Spiegeldichte *SD*. Sie ist nach Gleichung (2-1) definiert als Quotient aus der Spiegelfläche des Konzentrators $A_{Spiegel}$ und der durch die äußeren Abmessungen des Konzentrators definierten Bruttofläche. Diese Bruttofläche beinhaltet dabei auch die Tragstruktur und Aussparungen. Für rechteckige Heliostaten ist die Bezugsfläche für die Berechnung der Spiegeldichte daher eine Rechteckfläche, nämlich das Produkt aus der Höhe $H_{außen}$ und der Breite $B_{außen}$ (jeweils Außenmaße) und für runde Heliostaten die Kreisfläche $\pi \cdot R_{außen}^2$; zur Berechnung wird analog der Außenradius herangezogen.

$$SD_{rund} = \frac{A_{Spiegel}}{\pi R_{außen}^{\ 2}} \qquad SD_{rechteckig} = \frac{A_{Spiegel}}{H_{außen} B_{außen}} \tag{2-1}$$

Zusätzlich werden die äußeren Konzentratorabmessungen bei der Heliostatenfeldauslegung benötigt, um gewährleisten zu können, dass sich die Heliostaten im Betrieb nicht berühren.

Besteht die Konzentratorfläche eines Heliostaten aus mehreren Einzelfacetten, dann müssen diese bei der Montage so ausgerichtet werden, dass sich die Einzelbilder auf dem Receiver zu einem gemeinsamen Brennpunkt überlagern. Unter "Canting"[1] versteht man

[1] Englisch "to cant" = "give a slant to" (neigen, abwinkeln)

dieses Ausrichten der einzelnen Spiegelfacetten auf einen gemeinsamen Ziel- bzw. Brennpunkt.

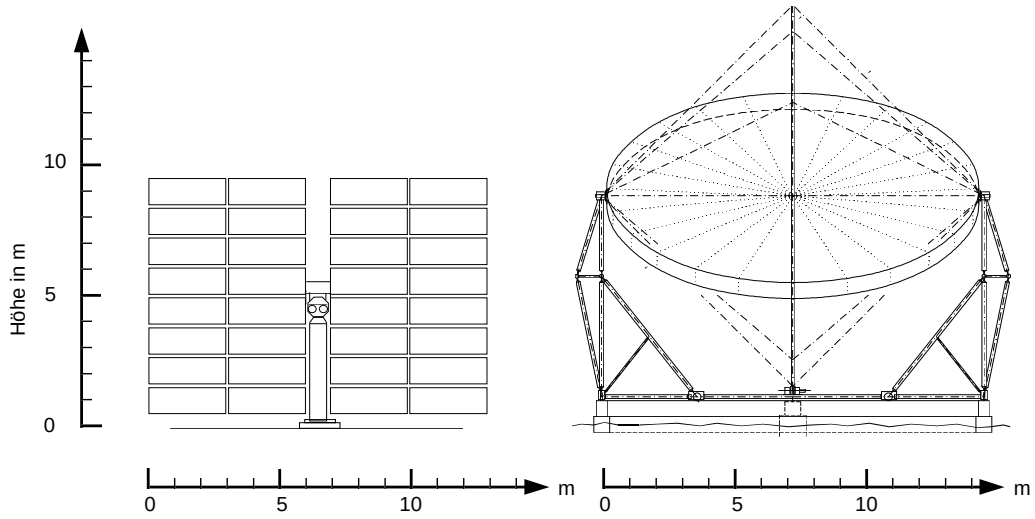

Abb. 2-3: Frontansicht des 105 m^2 Glas-Metall-Heliostaten GM 100 /Romero 1994/ (links) und rechts der ASM 150 (Advanced Stretched Membrane) Metallmembranheliostat mit 150 m² Spiegelfläche /Steinmüller 1995/

Dessen Entfernung ist im Idealfall gleich der Entfernung zum Receiver; sie wird auch "slant range" genannt. Durch das Canting wird die Brennweite des Heliostaten festgelegt. Es gibt zwei grundsätzlich verschiedene Cantingmethoden: On-Axis und Off-Axis Canting.

On-Axis Canting. Beim On-Axis Canting liegen im ausgerichteten Zustand Sonne, Heliostat und Ziel auf einer Geraden. Direktes On-Axis Canting mit Hilfe des Sonnenlichtes ist also nur bei sehr speziellen geometrischen Verhältnissen (Position Heliostat, Ziel und Sonnenstand) möglich.

In der Praxis wird deshalb nicht direkt mit dem Sonnenlicht gecantet, sondern anders verfahren. Die Spiegelfacetten werden als Segmente einer Kugelschale betrachtet. Diese Segmente müssen der Anforderung genügen, dass die Orthogonale bezüglich der durch die Facettenkanten definierten Ebene und die optische Achse der Facette zusammenfallen. Unter dieser Voraussetzung besteht nun die Aufgabe des "Cantings" darin, die Facetten als Segmente einer Kugelschale[2] auszurichten. Dabei entspricht der Krümmungsradius dieser Kugelschale der doppelten Brennweite ("slant range"). Die Einzelfacetten sind also so auszurichten, dass sich die optischen Achsen aller Facetten im selben Punkt schneiden, nämlich auf

[2] Streng mathematisch müssten die Facetten als Segmente eines Paraboloid angeordnet werden. Bei den betrachteten Brennweiten und damit Krümmungsradien liegt der Unterschied aber im Bereich der Messgenauigkeit; aufgrund der einfacheren rechnerischen Behandlung wird daher von einer Kugelschale ausgegangen.

der optischen Achse des Heliostaten in der durch die gewünschte Brennweite festgelegten Entfernung. Basierend auf der bekannten Facettengeometrie und der gewünschten Brennweite können nun leicht die Sollkoordinaten der Facettenecken berechnet werden. Mit Hilfe bekannter vermessungstechnischer Verfahren (z. B. mit digitalen Inklinometern) werden nun die Facetteneckpunkte im Raum ausgerichtet und an der Tragestruktur justiert. Dies geschieht, während der Heliostat stillsteht /Monterreal 1996/.

Off-Axis Canting. Beim Off-Axis Canting liegen im ausgerichteten Zustand Sonne, Heliostat und Ziel nicht zwangsläufig auf einer Achse. Direktes Off-Axis Canting mit Hilfe des Sonnenlichtes ist also möglich, Voraussetzung ist lediglich, dass die Sonne scheint und der Heliostat "trackt", d. h. dem Lauf der Sonne nachgeführt wird. Ein mögliches Verfahren besteht darin, die Spiegelfacetten zuerst abzudecken, und dann eine nach der anderen aufzudecken und auszurichten. Dabei dient das sichtbare Abbild der Sonne auf einer Zielfläche zur direkten Kontrolle. Als Zielfläche (engl. Target) werden diffus weiß lackierte ebene Bleche verwendet, die am Turm in Receivernähe montiert sind. Eine Kühlung ist nicht erforderlich, solange nur einzelne Heliostaten auf das Target gerichtet werden und die weiße Lackierung ausreichend reflektiert (übliche Reflektivität >80 %).

2.1.1.2 Metallmembranheliostaten

Um den mit der Verwendung von Einzelfacetten verbundenen Fertigungs- und Montageaufwand zu vermindern und gleichzeitig eine hohe optische Qualität zu erreichen, wurden Heliostaten mit vorgespannten Membranen ("stretched membrane" Heliostaten) entwickelt. Bei Membranheliostaten besteht der Konzentrator aus einer oder mehreren "Trommeln", welche wiederum aus einem metallischen Druckring und gespannten Membranen auf der Vorder- und Rückseite bestehen (vgl. Abb. 2-3 rechts). Die Membranen können aus Kunststoff oder Metall bestehen. Bei Verwendung von Metallmembranen, die eine wesentlich höhere Dauerhaltbarkeit aufweisen, werden die Vorderseitenmembranen mit Dünnglasspiegeln beklebt, um die gewünschte hohe Reflektivität zu erzielen. Im Konzentratorinneren wird durch ein Gebläse oder eine Vakuumpumpe ein Unterdruck von wenigen Millibar eingestellt. Dadurch verformt sich die Membran; aus dem ebenen Spiegel wird ein Konzentrator. Andere Konstruktionen verwenden einen zentral angebrachten mechanischen oder hydraulischen Stempel, um die Membran zu verformen.

Die mit großen Metallmembranheliostaten erzielte optische Güte ist deutlich höher als die, die bei Glas-Metall Heliostaten vergleichbarer Größe mit vertretbarem Aufwand zu erreichen ist. Ein weiterer Vorteil liegt darin begründet, dass mit dem Unterdruck im Konzentrator auch die Brennweite leicht variiert werden kann. Es müssen also nicht, wie bei konventionellen Glas-Metall Heliostaten, verschiedene Facetten für unterschiedlich weit vom Receiver

entfernte Heliostaten gebaut werden. Es reicht aus, nur den Unterdrucksollwert bzw. die Sollkrümmung entsprechend einzustellen. Bei Heliostaten mit einem einzelnen Membrankonzentrator entfällt auch das Canting.

2.1.2 Heliostatenfeld

Das Heliostatenfeld besteht aus einer Vielzahl (mehrere hundert bis einige tausend) von einzelnen Heliostaten. Abhängig von der geografischen Breite des Standorts sowie der gewünschten thermischen Leistung des Heliostatenfeldes werden die Heliostaten entweder alle im Norden des Turmes[3] (Nordfeld) oder um den Turm herum (Rundumfeld) angeordnet. Bei den bisher realisierten Anlagen (zwischen rund 30° und 40° nördlicher Breite) wurden für kleinere Leistungen bis zu etwa 10 MW_{th} Nordfelder verwendet. Für größere Leistungen (Solar Two, rund 30 MW_{th}) werden Rundumfelder bevorzugt, da dann bei Nordfeldern gleicher Leistung die Abstände der nördlichsten Heliostaten und die damit verbundenen optischen Verluste durch atmosphärische Abschwächung der reflektierten Solarstrahlung zu groß würden.

Ein Nordfeld ist schematisch in Abb. 2-4 (links) dargestellt. Auf der Südhalbkugel befände sich das Heliostatenfeld entsprechend im Süden des Turms. Abb. 2-4 (rechts) zeigt den schematischen Aufbau eines Rundumfeldes. Bei ausgeführten Anlagen auf der Nordhalbkugel ist der Turm in der Regel exzentrisch nach Süden versetzt, da der jahresmittlere optische Wirkungsgrad der Heliostaten nördlich des Turms höher ist.

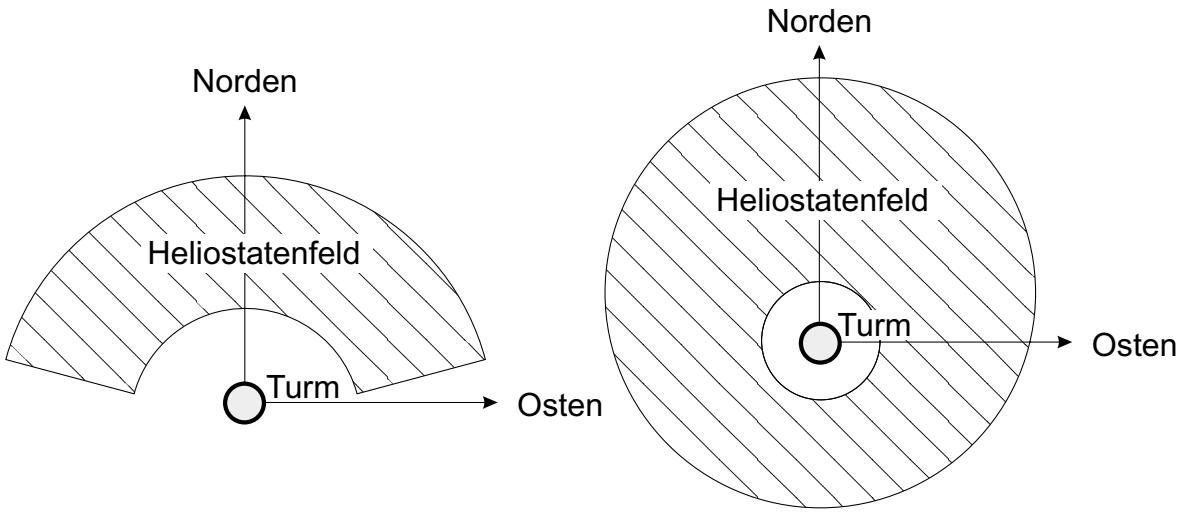

Abb. 2-4: Prinzipieller Aufbau von Heliostatenfeldern: links Nordfeld, rechts Rundumfeld (jeweils Draufsicht; die Heliostatenfelder sind schraffiert dargestellt

[3] Gilt für die nördliche Erdhalbkugel; auf der südlichen Halbkugel Anordnung der Heliostaten entsprechend im Süden des Turms.

Die Geometrie der Heliostatenfelder kann mittels zweier Radien beschrieben werden: Der Innenradius R_{min} gibt an, in welchem Abstand vom Turmmittelpunkt sich die erste Heliostatenreihe befindet und mit R_{max} wird der Abstand der vom Turm am weitesten Heliostaten bezeichnet. Für die Charakterisierung eines Nordfeldes ist zusätzlich der Öffnungswinkel des Feldes erforderlich.

Der Wirkungsgrad eines Heliostatenfeldes ist nach Gleichung (2-2) definiert als der Quotient aus der auf den Receiver gestrahlten Energie $P_{inc,\ Receiver}$ und dem Produkt aus der gesamten Spiegelfläche $A_{Spiegel}$ und der Direktstrahlung G_b.

$$\eta_{Heliostatenfeld} = \frac{P_{inc,Receiver}}{A_{Spiegel} \cdot G_b} \tag{2-2}$$

Der Feldwirkungsgrad wird aus der gemittelten Spiegelreflektivität und dem optischen Wirkungsgrad berechnet. Zusammengenommen werden folgende Verlustmechanismen berücksichtigt (vgl. /Biggs, Vittitoe 1979/, /Kistler 1986/, /Falcone 1986/)

- Spiegelreflektivität,
- atmosphärische Abschwächung,
- Kosinusverluste,
- Abschatten und Blocken sowie
- Spillage,

die im Folgenden erläutert werden.

Spiegelreflektivität. Die auf die Heliostaten treffende Direktstrahlung wird von den Spiegeln nicht vollständig reflektiert. Die Reflektivität ρ der Spiegel ist nach Gleichung (2-3) als Quotient aus reflektierter Strahlung $G_{b_{refl}}$ und einfallender Strahlung $G_{b_{inc}}$ definiert.

$$\text{allgemein: } \rho = \frac{G_{b_{refl}}}{G_{b\,inc}} \qquad \text{mit Solarspektrum gewichtet: } \rho_s = \frac{\int_{Solarspektrum} G_{b\,refl}(\lambda)\,d\lambda}{\int_{Solarspektrum} G_{b\,inc}(\lambda)\,d\lambda} \tag{2-3}$$

Für die Charakterisierung und Simulation des Heliostatenfeldes wird mit der zeitlich gemittelten, mit dem Solarspektrum gewichteten Reflektivität ρ_s gerechnet. Typische Werte liegen bei 0,88 bis 0,94. Je nach Spiegeltyp, Umwelteinwirkungen (Regen, Tau, Staub) sowie Spiegelreinigungsverfahren und -häufigkeit können die tatsächlichen Werte auch deutlich davon abweichen.

Atmosphärische Abschwächung. Mit atmosphärischer Abschwächung werden die Verluste bezeichnet, welche dadurch entstehen, dass ein Teil der reflektierten Solarstrahlung auf dem Weg zum Receiver in der Atmosphäre gestreut und absorbiert wird. Die atmosphärische Ab-

schwächung ist abhängig von der Sicht (d. h. dem Trübungsfaktor der Atmosphäre) und der Länge des optischen Pfades in der Erdatmosphäre. Der optische Pfad in der Erdatmosphäre kann in zwei Teilstrecken aufgeteilt werden:

- Die Strecke von dem Punkt, an dem das Sonnenlicht in die Erdatmosphäre eindringt, bis zum Heliostaten. Sie ist abhängig vom Sonnenelevationswinkel, d. h. von der Tages- und Jahreszeit.
- Die Strecke zwischen Heliostat und Receiver. Diese hängt von der Position des Heliostaten im Heliostatenfeld und der Höhe des Receivers bezüglich des Heliostaten ab.

Die Berechnung der atmosphärischen Abschwächung erfolgt deshalb für jede Heliostatengruppe als Funktion der Sonnenposition und der relativen Position der Heliostaten bezüglich des Receivers.

Kosinusverluste. Im Betrieb sind die Heliostaten so ausgerichtet, dass die einfallende Solarstrahlung auf den Receiver reflektiert wird (d. h. im allgemeinen treffen die Sonnenstrahlen nicht orthogonal auf die Spiegel). Dadurch reflektiert effektiv nur die in die Ebene senkrecht zur Einfallsrichtung der Solarstrahlung projizierte Spiegelfläche; die vom Heliostaten reflektierte Solarstrahlung ist also proportional zum Kosinus des Winkels zwischen der Spiegelnormalen und der Richtung der einfallenden Direktstrahlung ("Kosinuseffekt").

Steht beispielsweise bei einem Rundumfeld auf der Nordhalbkugel die Sonne im Winter um die Mittagszeit im Süden (tief) am Horizont, sind die Heliostaten im Norden des Heliostatenfeldes nahezu orthogonal zur einfallenden direkten Solarstrahlung ausgerichtet; sie haben einen Kosinuswirkungsgrad von nahezu eins. Im Gegensatz dazu sind die Spiegel der Heliostaten im Süden des Feldes nahezu parallel zum Erdboden ausgerichtet und haben deshalb einen sehr niedrigen Kosinuswirkungsgrad.

Da der Großteil der jährlichen solaren Einstrahlung erfolgt, wenn die Sonne (hoch) im Süden steht, ist der mittlere Kosinuswirkungsgrad für den nördlichen Teil des Heliostatenfeldes am höchsten. Deshalb werden normalerweise Heliostatenfelder auf der Nordhalbkugel so ausgelegt, dass im Norden des Turmes mehr Heliostaten stehen als im Süden.

Abschatten und Blocken. Die mit Abschatten und Blocken bezeichneten Effekte treten dann auf, wenn sich ein Heliostat im optischen Pfad eines anderen Heliostaten befindet. Abschatten bedeutet, dass auf einen Teil der Spiegelfläche eines Heliostaten keine direkte Solarstrahlung trifft, weil ein benachbarter Heliostat einen Schatten auf die Spiegelfläche wirft. Blocken bedeutet, dass Solarstrahlung, die bereits von einem Heliostaten in Richtung Receiver reflektiert wurde, durch einen zweiten Heliostaten blockiert wird und deshalb den Receiver nicht erreicht (Abb. 2-5).

Spillage. Ein Teil der reflektierten Solarstrahlung verfehlt den Receiver aufgrund von optischen Spiegel- und Nachführfehlern. Diese Verluste werden als Spillage[4] bezeichnet. Sie sind vor allem abhängig von der Nachführgenauigkeit und der optischen Güte der Heliostaten, sowie von der scheinbaren Größe der Sonnenscheibe (Sunshape) und der verwendeten Zielpunkt-Strategie (vgl. Kapitel 2.1.4). In Abhängigkeit vom Sonnenstand (Elevationswinkel) und der atmosphärischen Trübung (z. B. durch Staub und Wolken) erscheint die Sonnenscheibe vom Erdboden aus betrachtet unterschiedlich groß. Auch die Strahldichteverteilung der Solarstrahlung über dem Durchmesser der Sonnenscheibe variiert (vgl. Abb. 3-1). Je größer nun die Sonnenscheibe erscheint, umso größer ist auch das von den Heliostaten reflektierte Abbild der Sonne am Receiver und damit auch die Spillageverluste.

Um die gewünschte gleichmäßige Intensitätsverteilung auf der Receiveroberfläche zu gewährleisten, zielen die Heliostaten normalerweise nicht alle auf den selben Punkt (z. B. die Mitte) des Receivers, sondern auf mehrere, auf der Receiveroberfläche verteilte Zielpunkte. Das Verfahren, nachdem diese Zielpunkte ausgewählt und den einzelnen Heliostaten bzw. Heliostatengruppen zugeteilt werden, wird Zielpunkt-Strategie genannt.

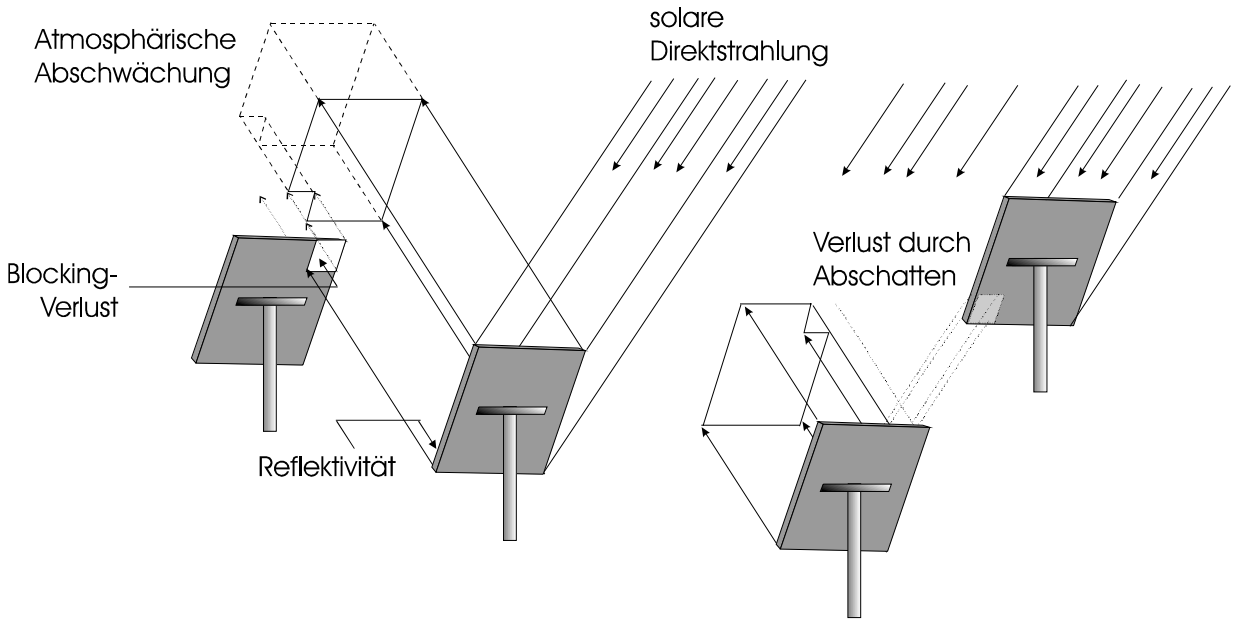

Abb. 2-5: Optische Verlustmechanismen in Heliostatenfeldern

Um die Spillage zu minimieren, ist ein gemeinsamer zentraler Zielpunkt günstig. Dies bedeutet aber an diesem Punkt eine vergleichsweise hohe Strahlungskonzentration, was wiederum eine hohe thermische Belastung des Receivers darstellt und auch die Verluste durch thermische Strahlung vergrößert. Soll die Belastung des Receivers durch ein gleichmäßiges Verteilen der Zielpunkte und damit der konzentrierten Strahlung reduziert werden, steigen damit auch zwangsläufig die Verluste durch Strahlung, die den Receiver verfehlt. Die

4 Englisch: Verschütten, verschüttete Menge

Zielpunktstrategie beeinflusst also sowohl die Verluste durch Spillage als auch die thermische Belastung und damit die Lebensdauer des Receivers.

2.1.3 Receiver

Receiver (Strahlungsempfänger) von Turm-Solarkraftwerken dienen dazu, die vom Heliostatenfeld umgelenkte und konzentrierte Strahlungsenergie in Wärme umzuwandeln und dem Wärmeträgermedium zuzuführen. Die heute üblichen Strahlungsflussdichten auf der Absorberoberfläche liegen im Bereich von 600 bis 1 000 kW/m²; d. h. die Solarstrahlung wird etwa um den Faktor 600 bis 1 000 konzentriert. Receiver lassen sich nach dem verwendeten Wärmeträgerfluid (Luft, Salz, Wasser/Dampf, Flüssigmetall) und der Receivergeometrie (eben, Hohlraum ("cavity"), zylindrische oder kegelförmige Rundumreceiver) unterscheiden /Winter et al. 1991/. Die in den letzten Jahren aufgrund verschiedener Studien und Experimente favorisierten Wärmeträger sind Luft und Salzschmelzen (vgl. /TSA 1994/, /Litwin 1996/, /Pacheco 1995/). Ein derzeit in der Planungsphase befindliches Projekt für Südspanien setzt auf die Wasser/Dampf-Rohrreceivertechnologie /Blanco 1994/. Im Folgenden werden die grundsätzlichen Eigenschaften dieser Receiver dargestellt.

Natrium-Rohrreceiver. Die ersten ausgeführten Turm-Solarkraftwerke (z.B. Solar One in Kalifornien, CESA-I und IEA-SSPS in Spanien) wurden mit Rohrreceivern ausgeführt. Im Rahmen des SSPS-Projektes wurden zwei Natrium-Rohrreceiver erprobt /Grasse 1985/. Probleme mit diesem Medium, u. a. ein Natriumbrand durch unsachgemäß durchgeführte Reparaturarbeiten, führten aber dazu, dass diese Technologie im Turm-Solarkraftwerkbereich wegen der dort erforderlichen großen Natriummengen trotz der sehr guten thermodynamischen Eigenschaften heute nicht mehr verfolgt wird.

Wasser-Dampf-Receiver. Ihr Aufbau entspricht weitgehend dem in Abb. 2-7 gezeigten Salz-Rohrreceiver. Anstelle des Erhitzens einer Salzschmelze wird Wasser verdampft und gegebenenfalls überhitzt. Aufgrund der Probleme, die im Zusammenhang mit der Zweiphasenströmung Wasser-Dampf und den damit verbundenen Schwierigkeiten beim Wärmeübergang und der Materialermüdung durch solare Transienten auftraten, und wegen des ungünstigen Teillast- und Anfahrverhaltens der Anlagen, wird diese Technik heute kaum noch verfolgt.

Offene volumetrische Luftreceiver. Bei offenen volumetrischen Receivern wird Umgebungsluft durch einen von der konzentrierten Solarstrahlung erhitzten Absorber aus Stahldrahtgestrick oder poröser Keramik gesaugt. Die konzentrierte Solarstrahlung dringt in das Absorbermaterial ein und wird größtenteils erst in der Tiefe absorbiert und in Wärme um-

gewandelt. Ein Gebläse saugt Umgebungsluft von außen durch das bestrahlte Absorbermaterial /Steinmüller 1995/. Der Luftstrom nimmt die Wärme auf, wobei die dem Heliostatenfeld zugewandten und damit am stärksten bestrahlten Absorberregionen durch die einströmende kalte Luft gekühlt werden. Da die Oberfläche des Absorbers durch diese Luftkühlung kälter ist als die innenliegenden Bereiche des Absorbers, und damit auch kälter als die Luft, die das Gestrick wieder verlässt und zum Dampferzeuger strömt, hat diese Bauart geringe thermische Rückstrahlverluste. Der beschriebene Temperaturverlauf ist beispielhaft in Abb. 2-6 links unten dargestellt. Als offene Receiver arbeiten diese Anlagen bei Umgebungsdruck.

Die auf Temperaturen von 700 °C und darüber erhitzte Luft wird in einen als Abhitzekessel ausgeführten Dampferzeuger – wie beim Gas- und Dampfturbinen (GuD) Prozess üblich ist –geleitet. Mit dem dort erzeugten Dampf wird eine Turbine und damit letztendlich ein Generator angetrieben. Die Luft verlässt den Abhitzekessel mit etwa 200 °C und wird über Luftkanäle dem Receiver wieder zugeführt. Da es sich um einen offenen Receiver handelt, ist die Luftrückführung nicht vollständig, typische Werte liegen bei 60 % /Haeger, Romero 1994/. Der Rest der Rückluft kann infolge von Konvektion und insbesondere Wind dem Kreislauf nicht wieder zugeführt werden.

Der Luftreceiver hat den Vorteil, dass das Wärmeträgermedium Luft ungiftig, nicht korrosiv, unbrennbar, überall verfügbar sowie leicht zu handhaben ist. Von Nachteil ist die vergleichsweise niedrige Wärmekapazität. Deshalb sind große Wärmeübertragerflächen erforderlich, wie sie bei volumetrischen Receivern vorhanden sind. Diese bieten gleichzeitig den Vorteil geringerer thermischer Verluste, da die Absorberoberfläche vergleichsweise kühl ist. Durch die geringen thermischen Massen bieten sie auch ein günstiges Anfahrverhalten der Anlage. Hinzu kommt, dass sich die Regelung durch das vergleichsweise einfache Einstellen des Luftmassenstroms mittels eines drehzahlgeregelten Gebläses einfach gestaltet /Schmitz-Goeb, Finker 1996/.

Geschlossene (druckbeaufschlagte) Luftreceiver. Die Apertur (d. h. die dem Feld zugewandte, bestrahlte Öffnung des Receivers) druckbeaufschlagter Luftreceiver ist durch ein Quarzglasfenster geschlossen. Die Luft wird unter Druck erhitzt. Damit kann sie direkt in eine Gasturbine eingespeist werden, womit im Vergleich zum Dampfturbinenprozess der Wärmetauscher entfällt. Durch die Kombination von Gas- und Dampfturbine (GuD-Prozess) kann ein höherer Wirkungsgrad erreicht werden. Bisher wurden geschlossene Luftreceiver nur im Bereich unter 100 kW (und damit in erster Linie für Dish/Brayton-Systeme) erprobt /Buck 1996/, /Stine, Diver 1994/. Aufgrund der Festigkeitsprobleme des temperatur- und druckbeaufschlagten Fensters werden voraussichtlich auch zukünftige Receiver nach diesem Konzept aus Einzelmodulen mit Leistungen von je 100 kW_{th} bis maximal etwa 1 MW_{th} bestehen. Dies entspricht bei der Verwendung von Sekundärkonzentratoren Durchmessern

der einzelnen Receiveraperturen im Bereich von wenigen Dezimetern bis maximal ein Meter. Für Solarturm-Anwendungen befindet sich dieser Receivertyp in der Erprobungsphase /REFOS 1998/.

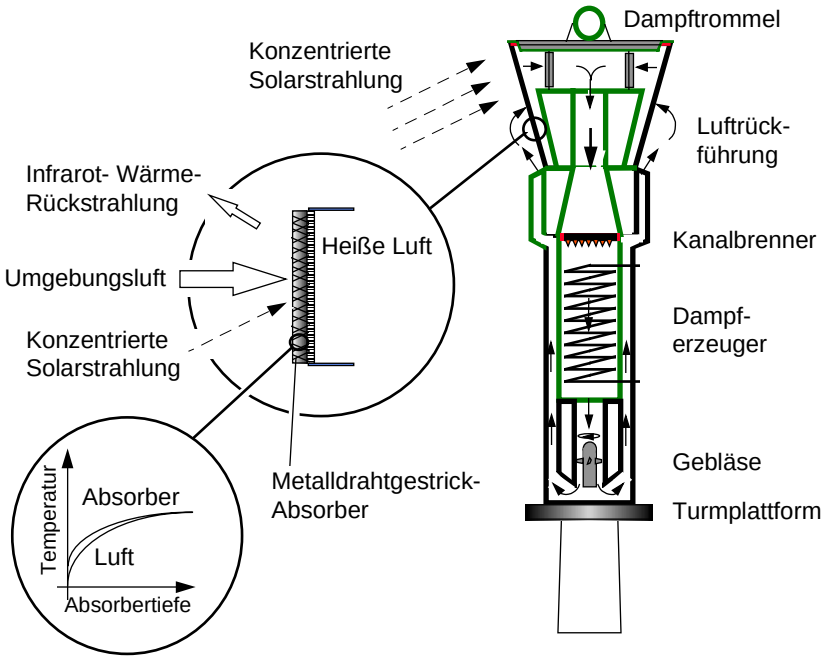

Abb. 2-6: Funktionsprinzip eines offenen volumetrischen Luftreceivers nach dem PHOEBUS-Prinzip (nach /Steinmüller 1995/). Der Receiver setzt sich wie eine Honigwabe aus einer Vielzahl von sechseckigen Elementen zusammen (Abb. 2-13)

Salzreceiver. Bei Salzreceivern kann zwischen offenen und geschlossenen Systemen unterschieden werden. Beiden gemein ist die Tatsache, dass die Salzschmelze infolge ihrer hohen Wärmekapazität im Gegensatz zu Luft direkt als Wärmespeichermedium verwendet werden kann. Damit entfallen die Wärmetauscher zwischen Wärmeträgermedium und Wärmespeichermedium. Es werden (eutektische) Salzschmelzen aus Natrium- und Kaliumnitrat ($NaNO_3$, KNO_3) eingesetzt. Wie auch bei den Luftreceivern, und im Gegensatz zu den Wasser-Dampf-Anlagen, besteht ein Vorteil darin, dass der Wärmeträger im gesamten Temperaturbereich in einer Phase vorliegt. Bei den Salz-Rohrreceivern wird flüssiges Salz durch die bestrahlten, zur Maximierung der Absorption schwarz gefärbten Wärmetauscherrohre gepumpt. Abb. 2-7 zeigt einen solchen Rohrreceiver, wie er für die 10 MW Solar Two Anlage ausgelegt und gebaut wurde /Litwin 1996/.

Ein zu den Rohrreceivern alternatives Konzept sind die Salzfilmreceiver. Bei ihnen wird ein dünner Salzfilm entweder direkt (externer Filmreceiver, Direktabsorptionsreceiver "DAR") oder durch eine Edelstahlplatte hindurch (interner Film) von der konzentrierten Solarstrahlung erhitzt /PSA 1995/, /Falcone 1986/. Man verspricht sich davon einfach aufgebaute und kostengünstige Receiver.

Ein Nachteil aller Salzreceiver ist die Notwendigkeit, das Salz auch nachts und während anderer Betriebspausen flüssig zu halten. Dafür ist die Beheizung des gesamten salzbefüllten Anlagenteils (Tanks, Rohre, Ventile) erforderlich. Dies geschieht mit Hilfe von elektrischen Widerstandsheizungen, welche sehr hohe Anforderungen an Montage und Regelung stellen. Zusätzlich erhöhen sie den Eigenenergieverbrauch der Anlage. Ein weiterer Nachteil ist die hohe Korrosivität der Gasphase der verwendeten Salze.

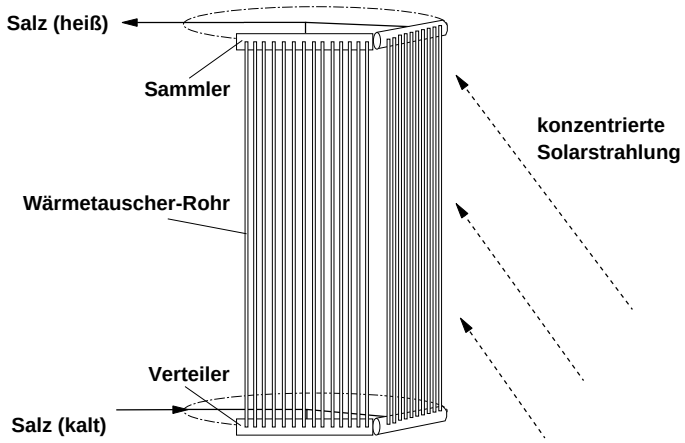

Abb. 2-7: Schematische Darstellung des bei Solar Two verwendeten Prinzips eines Salz-Rohrreceivers

2.1.4 Sonstige Systemkomponenten

Weitere Systemkomponenten eines Turm-Solarkraftwerks, neben dem Heliostatenfeld und dem Receiver, sind der Turm, der Turbosatz mit Hilfseinrichtungen und umfangreiche Steuer- und Regeleinrichtungen.

Turm. In Turm-Solarkraftwerken werden Stahlbetontürme und Türme in Stahlgitterbauweise eingesetzt. Beide Konstruktionsweisen haben sich im Hochbau bereits vielfach bewährt (z. B. Funk- und Fernsehtürme).

Turbosatz. Dabei handelt es sich weitgehend um eine Technik, die auch in konventionellen Anlagen eingesetzt wird. Den für Turm-Solarkraftwerke relevanten Leistungsbereich (10...200 MW) decken Industrieturbinen ab. An Hilfseinrichtungen wird bei Anlagen mit Dampfturbinen insbesondere eine Speisewasseraufbereitungsanlage benötigt.

Steuerung und Regelung. Die Heliostaten werden durch einen zentralen oder mehrere verteilte lokale Computer gesteuert. Die Heliostatenfeld-Steuerungstechnik mit zentralem Rechner und über serielle Leitungen angebundenen Heliostaten stammt noch aus den 80er

Jahren, als Rechenleistung teuer war. Heutige Entwicklungen verwenden Bussysteme bzw. intelligente, lokale Controller, die gleichzeitig die Aufgabe der Fehlerdiagnose übernehmen und das Kommunikationsaufkommen so weit reduzieren, dass Funkfernsteuerung möglich ist /PSA 1995/.

Während des Betriebs zielen nicht alle Heliostaten auf dieselbe Stelle des Receivers (Zielpunkt). Um die gewünschte Bestrahlungsintensitätsverteilung auf der Absorberoberfläche des Receivers zu erzielen, ist es erforderlich, das Heliostatenfeld in Gruppen einzuteilen, welche jeweils auf eigene, relativ zueinander versetzte, Zielpunkte gerichtet sind. Während des Startvorgangs und auch im Betrieb müssen die Anzahl der Heliostaten pro Zielpunkt und die Koordinaten der Punkte ständig nachgeregelt werden, um die gewünschte Verteilung aufrechtzuerhalten. Dies geschieht mittlerweile automatisch /Valverde, Weinrebe 1996/ /Vant-Hull et al. 1996/.

Weitere Regelsysteme sind für das An- und Abfahren und den Betrieb des Dampferzeugers, des Energiespeichers bzw. der fossilen Zusatzfeuerung und des Turbosatzes erforderlich.

2.2 Realisierte Pilotanlagen

In Tabelle 2-1 sind ausgewählte bisher realisierte Versuchs- und Pilotanlagen aufgelistet. Auf einige wird exemplarisch im Folgenden näher eingegangen.

Solar One. Solar One, ein 10 MW_{el} Turm-Solarkraftwerk in der kalifornischen Mojavewüste, das von 1982 bis 1988 betrieben wurde, demonstrierte die grundsätzliche Machbarkeit der solarthermischen Stromerzeugung mit Turmanlagen im Megawatt-Maßstab. Als Wärmeträgermedium im Receiver wurde Wasser eingesetzt. Es zeigten sich Probleme, den Betrieb bei Wolkendurchgängen aufrecht zu erhalten. Die hierdurch verursachten Verluste führten dazu, dass Solar One hinter den Erwartungen zurückblieb /Pitz-Paal et al. 1997/.

Solar Two. Mit dem Ziel, die bei Solar One aufgetretenen Probleme zu lösen, wurde das Kraftwerk zu Solar Two umgebaut. Als Wärmeträger- und Wärmespeichermedium wird jetzt eine Salzschmelze aus 40 % Kalium- und 60 % Natriumnitrat verwendet /Tyner et al. 1996/. Durch die Verwendung dieses thermischen Energiespeichers kann die Energienachfrage gedeckt werden, auch wenn kein Strahlungsangebot vorliegt.

Das grundsätzliche Prinzip des umgebauten Kraftwerks ist in Abb. 2-8 dargestellt. Salz wird aus einem "kalten" Salzspeicher auf den Turm und durch den Receiver gepumpt, wo es sich erwärmt. Es gelangt dann in den "heißen" Tank. Von dort aus wird bei Bedarf Salz entnommen, und durch einen Dampferzeuger geleitet, der Frischdampf für einen konventionellen Dampfturbinen-Kreislauf erzeugt. Das im Dampferzeuger abgekühlte Salz gelangt in

den kalten Salzspeicher /Kelly 1995/. Grundsätzlich lässt sich mit diesem Konzept nicht nur tagsüber, sondern bei entsprechender Größe von Energiespeicher und Solarfeld auch 24 h/Tag Strom produzieren. Solar Two produziert eine elektrische Leistung von 10 MW_{el}, die durch den vorhandenen Energiespeicher bis zu 3 h nach Sonnenuntergang aufrecht erhalten werden kann /Tyner et al. 1996/.

Tabelle 2-1: Versuchs- und Pilotanlagen von Turm-Solarkraftwerken (nach /DFVLR 1987/, /Winter et al. 1991/, /Haeger et al. 1994A/, /Weinrebe 1995/)

Anlage	Prinzip	Leistung	Standort	Status
CESA-I	Wasser/Dampf Rohrreceiver	1 MW_{el} (9 MW_{th})	Almería (Spanien)	1983-84 in Betrieb, seitdem Versuchsanlage für verschiedene Experimente (z.B. GAST, TSA)
Eurelios	Wasser/Dampf	1 MW_{el}	Adrano (Italien)	Betrieb von 1981-1984
GAST	Luft-Rohrreceiver	-	Almería (Spanien)	demontiert
PHOEBUS	Offener volumetrischer Luftreceiver	30 MW_{el}		wird schlüsselfertig angeboten
REFOS	Geschlossener volumetrischer Luftreceiver	1 MW_{th}	Almería (Spanien), CESA-I Turm	seit 1998 Versuchsbetrieb
Sandia National Solar Thermal Test Facility	Teststand für diverse Receiver	5 MW_{th}	Albuquerque, NM (USA)	Versuchsanlage
Solar One	Wasser/Dampf Rohrreceiver	10 MW_{el}	Barstow, CA (USA)	1982-88 in Betrieb umgebaut zu Solar Two
Solar Two	Salz / Rohrreceier	10 MW_{el}	Barstow, CA (USA)	seit 1996 in Betrieb
SPP-5	Wasser/Dampf-Receiver	5 MW_{el}	Ukraine	Inbetriebnahme 1985
Sunshine	Wasser/Dampf-Receiver	1 MW_{el}	Japan	Inbetriebnahme 1981, inzwischen demontiert
Themis	Salzreceiver	2,4 MW_{el}	Targassone (Frankreich)	Betrieb von 1983-1986, Versuchsanlage
TSA	Offener volumetrischer Luftreceiver	3 MW_{th}	Almería (Spanien), CESA-I -Turm	seit 1993 in Betrieb
Weizmann Institut	Testanlage für Solarthermie und -chemie	3 MW_{th}	Rehovot (Israel)	Versuchsanlage

Bei entsprechend günstigen Betriebsergebnissen soll nach Ende der Demonstrationsphase (voraussichtlich 1999) in der nächsten Stufe ein Kraftwerk in einer Einheitsgröße von 100 bis 200 MW_{el} gebaut werden, um die Kosten weiter zu senken.

Abb. 2-9 zeigt einen typischen Tagesverlauf von thermischer Leistung des Receivers und elektrischer Leistung des Solar Two-Kraftwerks. Die vom Receiver abgegebene Leistung folgt dem sinusähnlichen Verlauf der solaren Direktstrahlung. Die maximale solare Direktstrahlung zur Mittagszeit beträgt rund 970 W/m^2.

Früh am Morgen (ab ca. 5:00 Uhr) wird bereits elektrische Energie bereitgestellt, obwohl der Receiver erst ab etwa 6:00 Uhr thermische Leistung abgibt. Die zum Betrieb des Turbinenkreislaufs erforderliche thermische Energie wird dazu vor 6:00 dem Salzspeicher entnommen. Ab etwa 11:00 Uhr bis ca. 17:00 Uhr beträgt die elektrische Leistung nahezu konstant 10,3 MW, obwohl die solare Einstrahlung nicht konstant ist. Auch dies wird durch

die Verwendung des Speichers ermöglicht. Vormittags von etwa 6:20 Uhr bis rund 12:00 wird der Speicher geladen. Dies zeigt sich daran, dass trotz steigender thermischer Leistung die elektrische Leistung sinkt, um dann wieder auf den Nennwert anzusteigen.

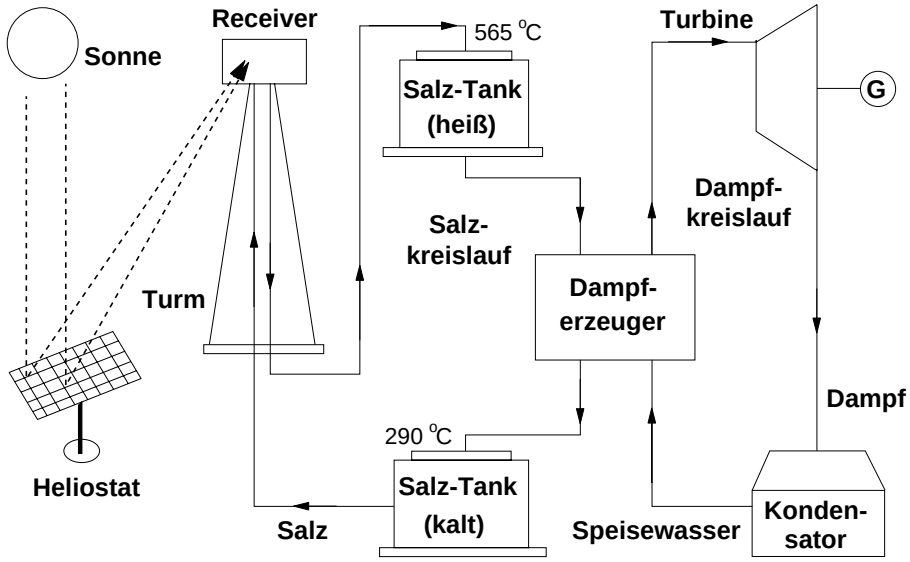

Abb. 2-8: Prinzipskizze eines Turm-Solarkraftwerkes mit einer Salzschmelze als Wärmeträger- und -speichermedium (die Temperaturen entsprechen den Betriebstemperaturen von Solar Two)

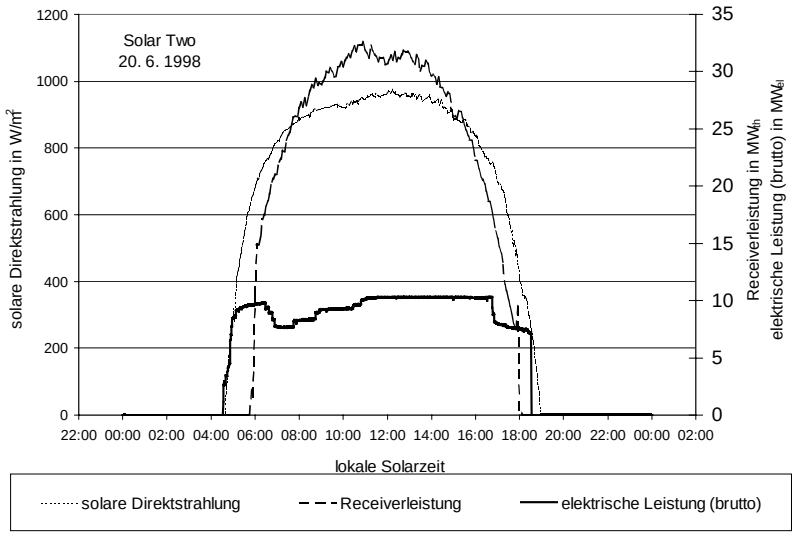

Abb. 2-9: Tagesverlauf von thermischer und elektrischer Leistung des Solar Two-Kraftwerks /Hale 1998/

Die im Speicher enthaltene thermische Energie wird nach 17:00 Uhr genutzt, um auch bei geringer Einstrahlung Strom zu erzeugen. Ein Teil der gespeicherten Wärme wird dann am

folgenden Morgen genutzt, um nachfragegerecht Strom zu erzeugen. Um die Möglichkeit der kontinuierlichen Stromerzeugung mit Turm-Solarkraftwerken auch ohne fossile Zufeuerung zu demonstrieren, wurde Solar Two z. B. vom 13.6.98 bis zum 16.6.98 bei verminderter Leistung knapp vier Tage ohne Unterbrechung betrieben /Hale 1998/.

PHOEBUS/TSA. PHOEBUS ist ein Kraftwerkskonzept mit offenem volumetrischen Luftreceiver. Der solare Anlagenteil wird beim PHOEBUS-Kraftwerk mit einem Dampfkraftwerk gekoppelt. Die Heißluft strömt durch einen Dampferzeuger, in dem der hochgespannte Dampf zum Antrieb der Turbine hergestellt wird /TSA 1994/. Dies ist in Abb. 2-10 schematisch dargestellt.

Ein erdgasbefeuerter Kanalbrenner zwischen Receiver und Dampferzeuger führt der Luft zusätzliche Wärme zu, wenn die Sonnenstrahlung zur Erzeugung der gewünschten Dampfmenge nicht ausreicht. PHOEBUS kann auf diese Weise nicht nur dann Strom erzeugen, wenn ein Strahlungsangebot vorliegt, sondern auch während Schlechtwetterperioden oder ggf. in der Nacht /Steinmüller 1995/. Das Kraftwerk kann somit durch erhöhte fossile Zufeuerung als Mittellast- oder Grundlastkraftwerk betrieben werden. Damit ist der Betrieb nicht ausschließlich vom solaren Strahlungsangebot abhängig. Stromlieferverpflichtungen können folglich auch zu Zeiten unzureichenden Solarstrahlungsangebots eingehalten werden.

PHOEBUS ist vom Aufbau her im wesentlichen ein konventionelles Kraftwerk, bei dem ein Großteil des Dampfes durch Solarenergie erzeugt wird. Durch die Integration eines thermischen Energiespeichers in das System kann die Menge des benötigten fossilen Brennstoffs weiter reduziert werden, wenn gleichzeitig das Heliostatenfeld entsprechend vergrößert wird.

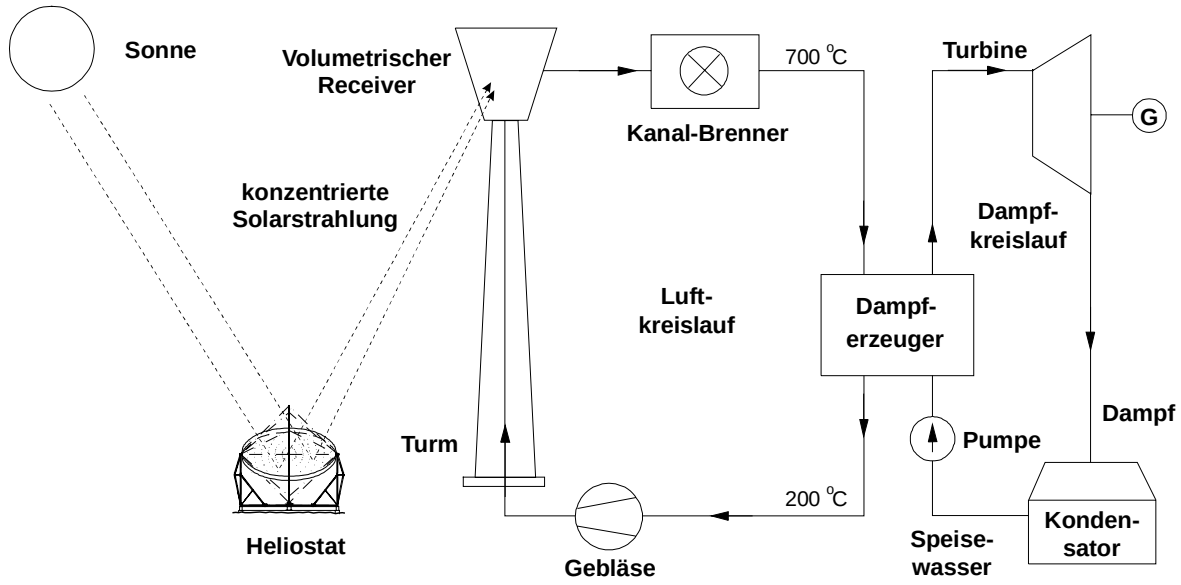

Abb. 2-10: Schaltung eines offenen volumetrischen Receivers nach dem PHOEBUS-Prinzip mit Kanalbrenner als fossile Zufeuerung /Steinmüller 1995/

Seit 1993 wird im europäischen Solarforschungszentrum in Almería (PSA) ein Versuchskreislauf, das TSA-System (Technology Program Solar Air Receiver), mit einem Luftreceiver der thermischen Leistung von 3 MW betrieben, der mit Ausnahme des Kanalbrenners (aber mit Speicher) alle Komponenten eines zukünftigen PHOEBUS-Kraftwerkes beinhaltet. Die Versuchsergebnisse zeigen, dass das Zusammenspiel der Komponenten sehr gut funktioniert und die geringe thermische Trägheit des Systems ein schnelles Anfahren ermöglicht. Der einfache Aufbau und der unproblematische Wärmeträger Luft zeichnen diese Technik aus /Haeger, Romero 1994/.

2.3 Referenzsystem

Als Referenzsystem für die Analyse im Rahmen dieser Arbeit wird das PHOEBUS-Turm-Solarkraftwerk ausgewählt, da es für eine Realisierung innerhalb der nächsten Jahre am geeignetsten erscheint. PHOEBUS bietet den für die Markteinführung wesentlichen Vorteil, als Hybridsystem Strom unabhängig von der Einstrahlung anbieten zu können. Durch die mit der fossilen Zufeuerung verbundene Erhöhung der Volllaststundenzahl wird das Kraftwerk über eine größere Energiemenge abgeschrieben; wodurch sich wiederum die Stromgestehungskosten reduzieren. Weiterhin erscheint das einfache, zuverlässige Konzept besonders geeignet für die Märkte im Sonnengürtel der Erde, die noch nicht als "High-Tech"-Staaten zu bezeichnen sind.

PHOEBUS ist ein 30 MW Kraftwerk, das von der Firma L.&C. Steinmüller GmbH schlüsselfertig angeboten wird. Es ist ausgelegt für eine normale Direktstrahlung von 960 W/m^2 zur Mittagszeit (solar noon) am Auslegungstag, der Sommersonnenwende (21. Juni). Weitere allgemeine Festlegungen zum Referenzstandort sind in Tabelle 2-2 dargestellt.

Tabelle 2-2: Allgemeine Festlegungen zum Referenzstandort

Meteorologische Daten	Direktstrahlungssumme	2 450 kWh/m²a
Infrastruktur	Entfernung Hafen-Kraftwerk [a]	200 km
	Transportentfernung Baumaterial, Inland	50 km
	Entfernung für Transport mit Seeschiff [a]	2 750 km
	Netzanbindung 220 kV-Leitung	20 km
	Netzanbindung 66 kV-Leitung	5 km
	Verbindungsstraße	3 km
Lokaler Lieferanteil[a]	Hoch- und Tiefbau	100 %
	Solarturm Einbauten	50 %
	Heliostaten (Struktur)	100 %
	Dampferzeuger	50 %
	Wasseraufbereitungsanlage	50 %

[a] Wird zur Berechnung der Transportaufwendungen verwendet

Das Referenzkraftwerk wird für die folgende technische Beschreibung entsprechend den Analyseschritten in die Kategorien Heliostat, Heliostatenfeld und Gesamtsystem eingeteilt.

Drei Varianten des Kraftwerks werden untersucht, welche sich durch die verwendeten Heliostatentypen unterscheiden (vgl. Tabelle 2-3).

Aufgrund der unterschiedlichen Heliostatentypen ergeben sich drei verschiedene Heliostatenfelder. Diese unterscheiden sich hinsichtlich der Anzahl und der Position der Heliostaten. Die Heliostatenfelder werden so ausgelegt, dass die gleiche Strahlungsenergie am Receiver bereitgestellt werden kann. Die Auslegung erfolgt mit dem Solarturm-Simulationsprogramm PowerTower /Weinrebe 1998A/ bzw. mit DELSOL3 /Kistler 1986/ (vgl. auch Kapitel 3.1.2).

In Tabelle 2-3 sind zur Übersicht die wichtigsten Kenndaten der betrachteten Kraftwerksvarianten zusammengefasst. Die Angabe der Anzahl der Heliostaten und der resultierenden Spiegelfläche stellt dabei einen Vorgriff auf die Ergebnisse von Kapitel 3 dar.

Tabelle 2-3: Daten der verschiedenen PHOEBUS-Varianten

		Variante 1	Variante 2	Variante 3
elektrische Nettoleistung	MW	30	30	30
Heliostatentyp	-	ASM 150	GM 100	AB 66
Anzahl Heliostaten	Stk	1 077	1 602	2 658
Spiegelfläche	m^2	161 550	168 210	175 428
Jährl. Volllaststunden	h	2 562	2 562	2 562
Solaranteil (Jahresmittel)	%		← 100, 75, 64 →	

2.3.1 Heliostaten

In diesem Kapitel werden die drei Heliostaten beschrieben, die den Varianten 1, 2 und 3 zugrunde liegen. Es handelt sich um zwei facettierte Glas-Metallheliostaten und einen Metallmembranheliostaten. Alle drei Typen entsprechen dem aktuellen Stand der Technik.

Variante 1: ASM 150-Heliostat. Der ASM 150 (siehe Abb. 2-3 rechts) ist ein Metallmembranheliostat, der von dem Firmenkonsortium L.&C. Steinmüller (LCS), Schlaich Bergermann & Partner (SBP) und Fichtner Development Engineering (FDE) entwickelt und zu Test- und Bewertungszwecken auf der Plataforma Solar de Almería (PSA) errichtet wurde. Der Konzentratordurchmesser beträgt 14 m. Das Tragwerk ist als Stahlfachwerk ausgeführt. Bei dieser Art der Nachführung werden die Kräfte weit entfernt von der Drehachse (beim gezeigten Heliostaten ca. 7 m) in den stabilen Druckring eingeleitet. Durch diese natürliche Untersetzung können die Getriebeeinheiten klein gehalten werden. Die technischen Daten des ASM 150 sind in Tabelle 2-4 dargestellt.

Der Konzentrator ist als flache Trommel ausgeführt, deren Ring ca. 75 cm tief ist. Vorgespannte und aufgeschweißte Metallmembranen aus Edelstahlblechen (Dicke t = 0,4 mm) bilden die Vorder- und Rückseite. Die Vorderseite ist mit 0,9 mm dünnen Glasspiegelsegmenten beklebt. Im Konzentratorinneren wird durch ein Gebläse ein Unterdruck von wenigen Millibar eingestellt. Dadurch verformt sich die Membran annähernd sphärisch; aus

dem ebenen Spiegel wird ein Konzentrator. Die Brennweite kann stufenlos zwischen ca. 100 m und "unendlich" eingestellt werden.

Tabelle 2-4: Technische Daten des ASM 150 /Steinmüller 1995/

Spiegelfläche	150 m^2
Optische Qualität (Auslegungswert)	≤ 2,6 mrad[a]
Nachführgenauigkeit (Auslegungswert)	≤ 0,6 mrad
Reflektivität, neu	0,94
Spiegeldichte[b]	1,0
Konzentratordurchmesser	14 m
Anzahl der Cyclogetriebe	2
Anzahl der Servomotoren	3
Leistung der Servomotoren	2 x 0,46 kW (Achsen) und 1 x 0,9 kW (Gebläse)

[a] für Windgeschwindigkeiten < 10 m/s [b] vgl. Gleichung (2-1) für runde Heliostaten

Variante 2: GM 100-Heliostat. Der Glas/Metall Heliostat GM 100 (vgl. Abb. 2-3 links) wurde von dem spanischen Forschungsinstitut CIEMAT gemeinsam mit den Firmen JUPASA und PUJOL MONTALA entwic??kelt. Ein Prototyp dieses Heliostaten steht ebenso wie der ASM 150 zu Test- und Bewertungszwec??ken auf der PSA.

Tabelle 2-5: Technische Daten des GM 100 /Romero 1994/

Spiegelfläche	105 m^2
Optische Qualität (Auslegungswert)	≤ 2,6 mrad
Nachführgenauigkeit (Auslegungswert)	≤ 0,6 mrad
Reflektivität, neu	0,92
Spiegeldichte	0,9228
Konzentrator	32 Glas/Metall Facetten à 3 m x 1,1 m
Anzahl der Getriebe	1
Anzahl der Asynchron-Drehstrommotoren	2
Leistung der Drehstrommotoren	0,37 kW

Das Tragwerk besteht aus einem zentralen Fuß mit darauf montierter Azimut- und Elevationsgetriebeeinheit. Das Getriebe wurde von der Firma Pujol Montala entwickelt. Es arbeitet mit einer Untersetzung von 17820:1. Die Getriebeeinheit wird von zwei Asynchron-Drehstrommotoren mit jeweils 0,37 kW angetrieben. An ihr ist ein Torsionsrohr mit Auslegern zur Befestigung der einzelnen Spiegelfacetten befestigt. Der Konzentrator besteht aus 32 rechteckigen Spiegelfacetten mit einer Gesamtspiegelfläche von 105 m^2. Die technischen Daten des GM 100 sind in Tabelle 2-5 dargestellt.

Variante 3: Abengoa 66-Heliostat. Der AB 66 wurde im Rahmen des SOLGAS-Projekts /Blanco 1994/ von der Firma ABENGOA, SA entwickelt. Abb. 2-11 zeigt seinen grundsätzlichen Aufbau. Das Tragwerk, die Position der Antriebseinheit und die

Facettenhalterungen lassen große Ähnlichkeiten mit dem GM 100-Heliostaten erkennen (siehe Abb. 2-3 links).

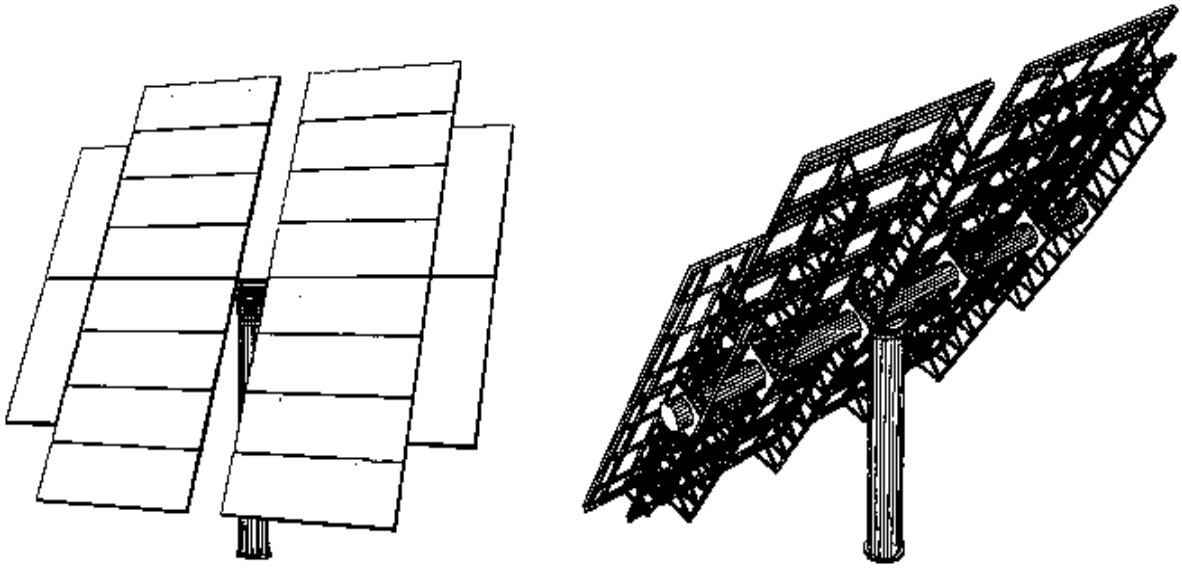

Abb. 2-11: Glas/Metall Heliostat (AB 66) der Firma ABENGOA mit 66 m^2 Spiegelfläche (links Frontansicht, rechts Rückansicht)

Der Konzentrator besteht aus 20 Spiegelfacetten à 3 m x 1,1 m. Damit ergibt sich eine Gesamtspiegelfläche von 66 m^2. Tabelle 2-6 gibt die wichtigsten Daten des AB 66 wieder.

Tabelle 2-6: Technische Daten des AB 66 /Blanco 1994/

Spiegelfläche	66 m^2
Optische Qualität (Auslegungswert)	2,6 mrad
Nachführgenauigkeit (Auslegungswert)	0,6 mrad
Reflektivität, neu	0,92
Spiegeldichte	0,8455
Konzentrator	20 Facetten à 3 m x 1,1 m
Anzahl der Getriebe	1
Anzahl der Asynchron-Drehstrommotoren	2
Leistung der Drehstrommotoren	0,16 kW

Der größte Unterschied zum GM 100 besteht, neben der Größe, in der Kontur der Spiegeloberfläche, die durch die seitlichen Spiegelelemente nicht rechteckig, sondern zwölfeckig ist. Für den Elevations- und Azimutantrieb sorgt eine zentrale Getriebeeinheit, die von zwei Asynchron-Drehstrommotoren angetrieben wird und auf dem Tragwerksfuß befestigt ist.

2.3.2 Heliostatenfeld

Das Solarfeld der Anlage besteht aus 1 077 auf Kreisen um den Turm angeordneten Heliostaten des Typs ASM 150 (Variante 1), 1 602 Heliostaten vom Typ GM 100, oder 2 658 Heliostaten vom Typ AB 66 (vgl. Kapitel 3.1.2.). Im Zentrum des Spiegelfeldes

befinden sich zusätzlich zum Turm noch das Turbinenhaus, die Wartungshalle, das Verwaltungsgebäude und der Transformator. Die Wassertanks sind aus Platzgründen außerhalb des Feldes untergebracht. Die für diese Anlage benötigte Fläche beläuft sich auf ein Gebiet von ca. 0,9 km^2. Der Untergrund besteht aus troc??kenem Wüstenboden. In Abb. 2-12 ist die Anordnung der Spiegel um den Turm schematisch dargestellt. Der Durchmesser des Heliostatenfeldes beträgt ca. einen Kilometer.

Bei einer Einstrahlung von 395,8 GWh/a und einem jahresmittleren Feldwirkungsgrad von 60,7 % ergibt sich eine thermische Energie am Receiver von 240,3 GWh/a.

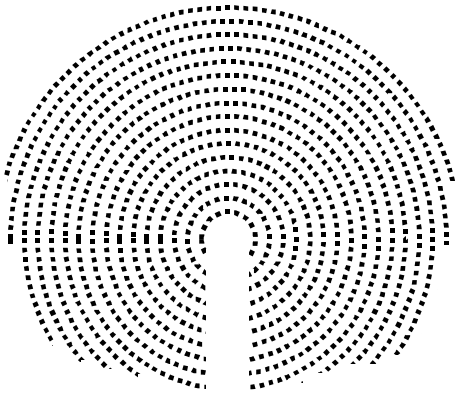

Abb. 2-12: Schematische Darstellung des Heliostatenfeldlayouts

Zum Heliostatenfeld gehören neben den Spiegeln mit Aufständerungen und den Einrichtungen zur Nachführung der Heliostaten auch die Messgeräte und die Leitungen für Stromversorgung und Messeinrichtungen. Für die Stromversorgung ist ein System von Schalteinrichtungen, Transformatoren und Kabeln installiert, welches sich in einem Schaltschrank am Heliostat befindet. Der Schaltschrank besteht aus einem Stahlgehäuse. Die kunststoffummantelten Kupferkabel zwischen den einzelnen Heliostaten und der Leitwarte sind direkt im Boden verlegt. Die Signalübertragung zur Steuerung der Heliostaten geschieht über redundante Datenbussysteme, die in den gleichen Gräben verlaufen wie die leistungsführenden Kabel.

2.3.3 Receiver

Das Charakteristische an PHOEBUS ist die Schaltung und Ausführung des Receivers. Dieser wird im offenen Kreislauf mit atmosphärischer Luft gekühlt. Er ist aus einem dünnen Drahtgestrick aufgebaut, während bisher realisierte Receiver von Anlagen zur Stromerzeugung als Röhrenwärmetauscher ausgeführt wurden.

Der PHOEBUS-Receiver hat die Form eines senkrechten Kegelstumpfs mit nach unten abnehmendem Durchmesser, so dass die Außenflächen um 19,5° gegen die Senkrechte zum Heliostatenfeld geneigt sind /TSA 1994/. Dies ist ein günstigerer Winkel für die Einstrahlung

aus dem Heliostatenfeld als bei zylindrischer Form des Receivers. Der Absorber besteht aus rund 4 000 sechsec??kigen Absorbermodulen (vgl. Abb. 2-13), die zusammen eine der Strahlung ausgesetzte Fläche von 240 m^2 ergeben. Die einzelnen Module sind vergleichbar einer Bienenwabe montiert, um die ganze Oberfläche des Absorbers lückenlos zu bedecken. An den Modulen ist ein Lochblech angebracht, um einen bestimmten Druckabfall im Receiver und damit den gewünschten Strömungszustand zu erreichen (vgl. /Hoffschmidt 1997/).

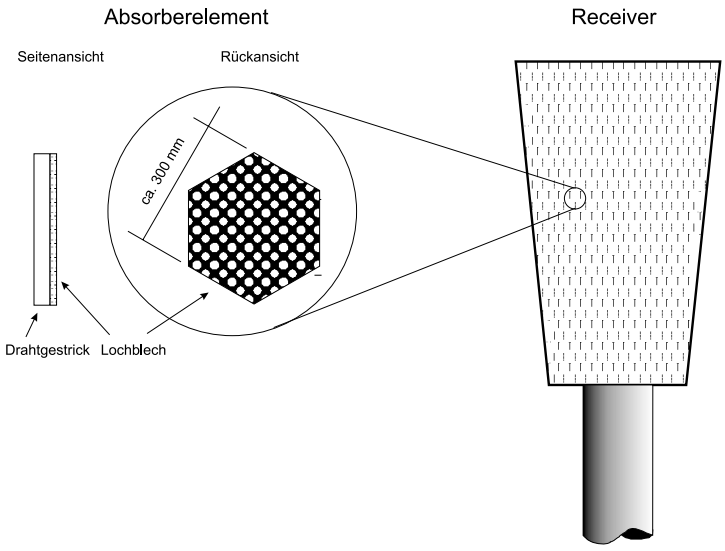

Abb. 2-13: Schematische Darstellung des PHOEBUS-Receivers und eines einzelnen Absorberelements

Die Tragestruktur, in die die Module eingebracht sind, besteht aus Edelstahl, dessen Temperatur sich mit der Absorbertemperatur ändert. Deshalb ist der Receiver so aufgehängt, dass er sich bei Temperaturänderungen ausdehnen kann, ohne nennenswert thermomechanisch belastet zu werden. Der Receiver ist durch vertikal angebrachte, verstellbare Platten in acht Segmente geteilt, durch die je nach Sonnenstand die Luft durch Kanäle in die zentrale Heißluftleitung gesaugt werden kann. Auf diese Art und Weise kann gewährleistet werden, dass die Luft beim Austritt aus einem Segment immer die gleiche Temperatur besitzt (vgl. Abb. 2-6).

Die den Dampferzeuger verlassende, ca. 210 °C heiße Luft wird über ein Heißluftrückführsystem wieder vor die Absorbermodule geblasen, so dass sie aufströmend die gesamte Absorberfläche bedeckt und wieder eingesaugt wird. Dadurch wird ein Teil der thermischen Energie der aus dem Wärmetauscher austretenden Luft zurückgewonnen. Die Nenn-Rückführrate beträgt 60 %.

Der Receiver ist mit umfangreichen Temperatur- und Druckmesseinrichtungen versehen, um eine ständige Überwachung zu ermöglichen. Geregelt wird der Receiver mit dem Receivergebläse. Mit diesem wird Umgebungsluft durch den Receiver gesogen. Durch die

Variation der Drehzahl wird die Ausgangstemperatur am Receiver konstant gehalten. Durch stufenlose Regelung des Gebläses kann jede beliebige Leistung zwischen Volllast und minimaler Teillast eingestellt werden. Der Antrieb des Gebläses erfolgt über einen 1 100 kW Asynchronmotor mit einem Regelbereich von 15 bis 115 % und einem Nenn-Massenstrom von 159,8 kg/s. Die Ventilatorblätter sind verstellbar. Ein zentraler Heißluftkanal leitet die Luft zum Dampferzeuger oder zum optionalen Speicher. Alle Rohrleitungen bestehen aus rostfreiem Stahl, die Heißluftkanäle sind mit einer Isolierschicht versehen.

2.3.4 Sonstige Systemkomponenten

Dampferzeuger und Kanalbrenner. Der PHOEBUS-Dampferzeuger ist ein Abhitzekessel mit Zwischenüberhitzung; er arbeitet nach dem Gegenstromprinzip und hat eine Wärmeübertragungskapazität von 85 MW. Der Dampferzeuger befindet sich bei der betrachteten Konfiguration, ebenso wie Receiver, Kanalbrenner, Gebläse und Heißluftrohrleitungen, auf dem 130 m hohen Turm.

Dampferzeuger und Kanalbrenner bilden eine Einheit /TSA 1994/. Die Heißluft vom Receiver tritt mit einer Temperatur von 700 °C und einem Massenstrom von 159,8 kg/s in den Dampferzeuger ein und wird dort auf eine Temperatur von 210 °C abgekühlt, während das Speisewasser von 120 °C/146 bar auf 540 °C/140 bar erhitzt wird. Durch die Minimierung der Wege für die Heißluft werden die erforderliche Gebläsekapazität und die Wärmeverluste gering gehalten. Die gesamte Wärmetauscherkolonne besteht aus zwei Rippenrohrbündeln als Vorwärmer, einem Rohrbündel als Zwischenüberhitzer und zwei Rohrbündeln als Überhitzer. Der Frischdampf (540 °C/ 140 bar) wird durch den Turm nach unten zur Turbine geleitet. Der Wärmetauscher ist als gesamte Einheit mit Stahlwänden umgeben und zur Verringerung der Wärmeverluste innen mit einer 20 mm dicken Isolierschicht umgeben.

Der Kanalbrenner dient zur Verkürzung der morgendlichen Anfahrzeiten und stellt sicher, dass die in den Wärmetauscher einströmende Heißluft auch in Perioden verringerter Sonneneinstrahlung eine Temperatur von 700 °C hat. Der Kanalbrenner kann weiterhin dazu benutzt werden, die Anzahl der Volllaststunden zu vergrößern. Er wird mit Erdgas betrieben. Die Lufteintrittstemperatur kann zwischen 100 und 800 °C liegen. Die minimale Leistung des Brenners liegt bei 2 MW, die maximale bei 85 MW /TSA 1994/.

Maschinentechnik. Unter Maschinentechnik werden alle Anlagenteile zusammengefasst, die mit dem Rankine-Prozess in Verbindung stehen. Dies ist hier der Turbosatz mit Turbine und Generator, der Luftkondensator (als Trockenkühlturm ausgeführt), die Wasseraufbereitung, die Rohrleitungen für die Frischdampfzufuhr, die Kondensatrückführung und die Pipeline zur Erdgasversorgung des Kanalbrenners.

Die Turbine ist mit einfacher Zwischenüberhitzung und einer Leistung von 33 MW ausgeführt. Der Frischdampf tritt mit 540 °C/140 bar und einem Massenstrom von 26,4 kg/s in den Hochdruckteil der Turbine ein und entspannt sich dort auf 359 °C/39 bar. In der Zwischenüberhitzung wird der Dampf auf 480 °C/35 bar aufgeheizt und tritt so in den Niederdruckteil ein. Zur Turbine gehören zudem verschiedene Pumpen, Speicherbehälter, Leitungen für die Schmierölzufuhr und Steuer- und Messeinrichtungen.

Der Generator ist eine Dreiphasen-Synchronmaschine und hat eine Nennleistung von 41 250 kVA. Die erzeugte elektrische Drehstromleistung wird bei einer Spannung von 13,8 kV und 50 Hz zur Verfügung gestellt; sie wird dem Haupttransformator zur Umspannung zugeführt.

Als Kühlsystem wird in der untersuchten Konfiguration ein Trockenkühlturm mit einer Leistung von 57 MW verwendet, der das Wasser tagsüber in großen Tanks speichert und nachts bei niedrigereren Außentemperaturen mit höherem Wirkungsgrad kühlt. Die Gesamtkapazität der Tanks beträgt 66 200 m^3. Aufgrund des hohen Flächenbedarfs der Blasentanks sind diese außerhalb des Solarfeldes untergebracht. Für die Umwälzung des Kühlwassers sorgen 4 Kreiselpumpen mit einer Förderleistung von je 1,15 m^3/s und einer Förderhöhe von 20 m /TSA 1994/. Die Wasseraufbereitungsanlage stellt 2 m^3/h entmineralisiertes Wasser zur Verfügung, das für die Kompensation des Speisewasserverlustes und zur Spiegelreinigung benötigt wird.

Außer den oben genannten Einrichtungen werden verschiedene chemische Stoffe, Druckluft sowie die Rohrleitung für das gesamte Kreislaufsystem benötigt.

3 Technische Analyse

3.1 Physikalische Grundlagen der technischen Analyse

Die technische Analyse unterteilt sich in folgende drei Teilanalysen: die Analyse der einzelnen Heliostaten, eine Untersuchung des aus dem jeweiligen Heliostatentyp aufgebauten Heliostatenfelds, und die Untersuchung des Gesamtsystems unter Berücksichtigung der Receiver-, Dampferzeuger-, Turbinen- und Generatorverluste. Der Schwerpunkt liegt in dieser Arbeit auf dem Heliostatenfeld, weshalb dessen Analyse auch den höchsten Detaillierungsgrad aufweist.

Der erste Schritt der Analyse besteht in der Bestimmung der wesentlichen Eigenschaften der Heliostaten, d. h. der optischen Qualität und der Nachführgenauigkeit. Diese dienen zusammen mit den Werten für die Spiegelfläche und die Spiegelreflektivität als Eingabeparameter für das Programm zur Modellierung des Heliostatenfeldes. Mit diesem Simulationswerkzeug erfolgt dann die Auslegung des Heliostatenfeldes so, dass es die für das Referenzkraftwerk geforderte Strahlungsleistung am Receiver zur Verfügung stellt. Ergebnis dieses Schrittes ist daher die Aussage, wie viele Heliostaten des untersuchten Typs in welcher Aufstellung erforderlich sind.

Zur Modellierung des Gesamtsystems (d. h. insbesondere zur Berechnung der produzierbaren elektrischen Energie) werden dann die verschiedenen Verlustmechanismen der Energiewandlungskette vom Receiver bis zum Generator nachgebildet. Da die drei untersuchten Heliostatenfeld-Varianten so ausgelegt werden, dass sie jeweils die(selbe) geforderte Strahlungsleistung bereitstellen, muss die Energiewandlungskette nur einmal modelliert werden. Das Ergebnis gilt dann für alle drei Varianten.

Zur Messung der Strahlungsverteilung wird das HERMES Ib Messsystem (Heliostat and Receiver Measurement System) der DLR eingesetzt /Kleih 1989/, als Simulationsprogramm zur Modellierung der einzelnen Heliostaten der HELIOS-Code der Sandia National Laboratories /Ghanbari 1997/, /Biggs, Vittitoe 1979/. Zur rechnerischen Abbildung des gesamten Heliostatenfeldes und des Receivers wird hauptsächlich ein eigens entwickeltes Simulationsprogramm "PowerTower" verwendet /Weinrebe et al. 1997/, das auf DELSOL3 /Kistler 1986/ basiert; zum Teil wird auch DELSOL3 verwendet.

3.1.1 Analyse der Heliostaten

In diesem Kapitel werden die berücksichtigten Verlustmechanismen und ihre messtechnische Erfassung diskutiert. Wo erforderlich, wird auf die zugrunde liegenden Modellvorstellungen bzw. Vereinfachungen eingegangen.

3.1.1.1 Optische Heliostatenfehler

Ein Heliostat soll ein Abbild der Sonne an eine definierte Stelle im Raum projizieren. Aufgrund der unvollständigen Reflexion, der geometrischen Verhältnisse infolge des Sonnenlaufes und der räumlichen Ausdehnung des Heliostatenfeldes, sowie wegen der Fertigungstoleranzen und Umwelteinflüsse gelingt dies nur eingeschränkt: Ein Teil der auf den Reflektor auftreffenden Solarstrahlung wird absorbiert und als nicht nutzbare Wärme an die Umgebung abgegeben. Bei der reflektierten Strahlung werden sowohl die (ursprünglich näherungsweise runde) Form der Sonnenscheibe als auch die Strahlungs-Intensitätsverteilung verändert. Die im Brennfleck vorliegende Verteilung ist gegenüber der Sonne aufgeweitet und deformiert. Dies liegt an den Spiegelfehlern, wobei zwischen optischen Abbildungsfehlern und fertigungsbedingten Oberflächenfehlern unterschieden werden kann.

Für die folgende Untersuchung wird davon ausgegangen, dass die Heliostatenfehler ohne wesentliche Genauigkeitseinbuße als Gauß'sche Wahrscheinlichkeitsdichteverteilungen aufgefasst und mathematisch behandelt werden können. Folglich können statistische Verfahren zur Modellierung und Analyse der untersuchten Systeme herangezogen werden. Da sich die modellierten Heliostatenfelder aus sehr vielen (über tausend bis mehrere tausend) einzelnen Heliostaten zusammensetzen, deren Spiegel-Konzentratoren selbst z. T. wiederum aus mehreren Einzelfacetten bestehen, ist diese Annahme plausibel. Vergleiche zwischen Simulationsergebnissen und an realisierten Anlagen gemessenen Werten bestätigen dies. Im Folgenden werden daher die Heliostatenfehler als Normalverteilungen beschrieben.

Sunshape[5]. Dieser englische Begriff hat sich auch in der deutschen Fachsprache eingebürgert. Man versteht darunter die Strahldichteverteilung der Sonnenscheibe: Ein beliebiges Photon von der Sonne kann als aus einer Verteilung von Richtungen stammend beschrieben werden, je nachdem, von welchem Ort der Sonnenoberfläche es zu kommen scheint. Die Wahrscheinlichkeitsdichteverteilung, die diese Verteilung bezüglich der Ursprungsrichtung beschreibt, wird "Sunshape" genannt. Der (mittlere) theoretische Wert für den Winkel (aber nicht für die Intensitätsverteilung selbst) ergibt sich mit Hilfe einer einfachen geometrischen Betrachtung aus dem (mittleren) Abstand Erde - Sonne (1 AE = 150 Mio. km) und dem Sonnendurchmesser (1,392 Mio. km) zu rund 9 mrad (Öffnungswinkel des Kegels, der durch einen Punkt auf der Erdoberfläche und die Sonnenscheibe definiert wird). Diese Richtungsverteilung wird durch atmosphärische Brechung im Vergleich zum theoretischen Wert aufgeweitet. Auch Wolken, z. B. hohe Cirren, können die Sunshape signifikant verändern. Je näher der Sonnenelevationwinkel bei 90° liegt und je klarer der Himmel ist, desto mehr entspricht die tatsächliche Sunshape dem theoretischen Wert, der sich aus Sonnendurchmesser und -abstand ergibt.

[5] von Englisch sun = Sonne und shape = Form

In Gleichung 3-1 ist eine experimentell ermittelte, einfache Näherungsgleichung dargestellt, die den Verlauf der Sunshape *S* als Funktion des Öffnungswinkels *r* für einen klaren Tag in einer ariden Gegend (z. B: Südspanien, Nordafrika) gut wiedergibt /Walzel et al. 1977/. Der Graph dieser Funktion ist in Abb. 3-1 dargestellt. Dabei ist $r_0 = 4{,}65$ mrad.

$$S(r) = 1 - 0{,}5138\left(\frac{r}{r_0}\right)^4 \text{ für } r \le r_0; \text{ und } S(r) = 0 \text{ für } r > r_0 \qquad (3\text{-}1)$$

Reflektivität. Die Aufgabe der Heliostaten besteht darin, die solare Direktstrahlung zum Receiver zu reflektieren. Für diese Aufgabe werden bewegliche reflektierende Flächen verwendet. Dabei kann es sich um Glasspiegel oder beschichtete Kunststofffolien handeln. Diese Flächen reflektieren nur einen Teil der auftreffenden Strahlung, der Rest wird absorbiert bzw. gestreut. Der Quotient aus auftreffender solarer Direktstrahlung und gerichtet reflektierter Strahlung heißt Reflektivität /Hecht 1992/. Für solare Anwendungen ist die mit dem Sonnenspektrum gewichtete Reflektivität (vgl. Gleichung (2-3), rechts) relevant.

Die Spiegelreflektivität ist vor allem abhängig von der reflektierenden Beschichtung, der Glasdicke - da es sich um rückseitenversilberte Spiegel handelt - und der Oberflächengüte des Glases. Für solarthermische Anwendungen verwendete Spiegel haben üblicherweise im sauberen Neuzustand eine Reflektivität zwischen etwa 0,88 und 0,95.

Die Spiegelreflektivität wird mit Reflektometern bestimmt. Für solare Anwendungen existieren Geräte, die direkt die mit dem Sonnenspektrum gewichtete Reflektivität bestimmen. Die Reflektivität der untersuchten Konzentratoren wird mit einem von der Fachhochschule Wedel entwickelten Radiometer /FH Wedel 1981/ und einem Gerät der Marke Device&Services (D&S) /Device & Services 1992/ gemessen. Beide werden vor jeder Messung jeweils mit dem integrierten Referenzspiegel kalibriert /Weinrebe 1994/.

Fehlerkegel. Wenn ein Lichtstrahl an einer Konzentratoroberfläche reflektiert wird, ist der Ausfallwinkel gleich dem Einfallwinkel (Snells Gesetz, vgl. /Hecht 1992/). Dabei werden diese Winkel bezüglich der Normalen auf der Konzentratoroberfläche am Punkt der Reflexion angegeben. Bei ausgeführten konzentrierenden solarthermischen Systemen ist allerdings die Richtung der Oberflächennormalen nicht immer exakt bekannt. Der Sollwert der Oberflächennormalen an einer bestimmten Stelle des Konzentrators entspricht dabei den entsprechenden Werten eines perfekt ausgerichteten idealen Konzentrators. Der reale Konzentrator ist aus verschiedenen Gründen Fehlern unterworfen. An einer bestimmten Stelle des Konzentrators kann die Oberflächennormale wegen Fertigungsfehlern, durch Nachführungenauigkeiten des Heliostaten, aufgrund thermischer oder schwerkraftbedingter Verformungen, durch Windlasten, Ausrichtungsfehler der Einzelfacette, etc. vom Sollwert

abweichen. Unter Umständen kann auch ein diffuser Anteil der Reflexion zur nicht-deterministischen Natur des reflektierten Lichtes beitragen.

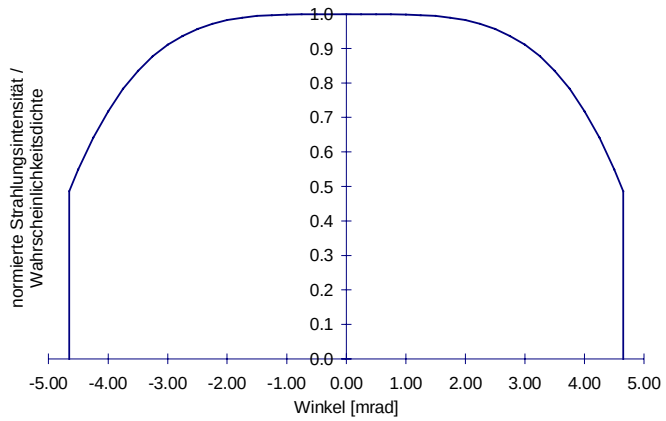

Abb. 3-1: Für die Rechnungen verwendetes Modell einer am Rand abgeschwächten Sunshape /Walzel et al. 1977/

All diese Effekte werden zusammengefasst und entsprechend ihrem Einfluss auf die Unsicherheit bezüglich der Richtung des reflektierten Lichtstrahls, der einem aus einer bestimmten, bekannten Richtung kommenden Lichtstrahl entspricht, gewichtet. Daraus resultiert eine Richtungs*verteilung* für den reflektierten Strahl, obwohl die Richtung des einfallenden Strahls eindeutig bekannt ist. Die Wahrscheinlichkeitsdichteverteilung, die diese Verteilung der Richtungen des reflektierten Strahls beschreibt, wird "Fehlerkegel" genannt (vgl. Abb. 3-2) /Biggs, Vittitoe 1979/.

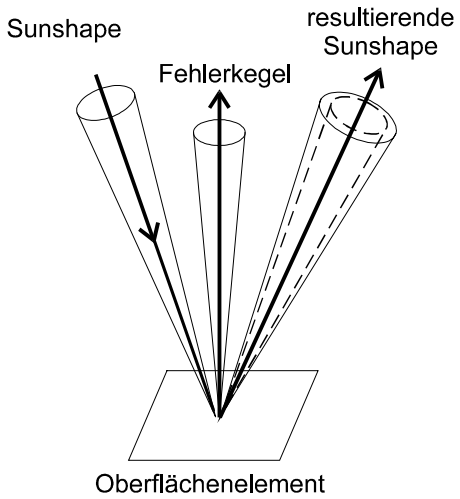

Abb. 3-2: Statistische Optik am Oberflächenelement eines Solarkonzentrators: Sunshape, Fehlerkegel des Konzentrators und die sich ergebende resultierende Sunshape. Der Öffnungswinkel der Kegel entspricht der Standardabweichung der Fehler-Normalverteilung

Der Fehlerkegel setzt sich zusammen aus

- Konzentrator- und Abbildungsfehlern sowie
- Nachführfehlern.

Resultierende Sunshape. Der Fehlerkegel entspricht der Richtungsverteilung, die aus einem aus einer definierten Richtung kommenden Lichtstrahl resultiert. Um die Richtungsverteilung zu erhalten, die sich für reflektiertes Sonnenlicht ergibt, ist es daher erforderlich, den Fehlerkegel mit der Sunshape zu kombinieren. Die Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion, die diese Verteilung beschreibt, wird "Resultierende Sunshape" genannt. Dieser Zusammenhang ist schematisch in Abb. 3-2 dargestellt. Mathematisch ergibt sich die resultierende Sunshape durch die Faltung der Sunshape mit dem Fehlerkegel.

Optische Konzentratorfehler / Beam Quality. Der gesamte Heliostatenfehler, in Abb. 3-2 als Fehlerkegel dargestellt, kann entsprechend seiner Ursachen in zwei Hauptkomponenten aufgeteilt werden: in die optischen Spiegel- bzw. Konzentratorfehler σ_B (beam quality) und in den Nachführfehler σ_T (tracking). Beschreibt man diese Fehler als normalverteilte Wahrscheinlichkeitsdichtefunktionen, so kann der Heliostatengesamtfehler σ_H nach Gleichung (3-2) mathematisch mit Hilfe der jeweiligen Standardabweichungen der Verteilungen als aus dem optischen Konzentratorfehler σ_B (Beam) und dem Nachführfehler σ_T (Tracking) zusammengesetzt dargestellt werden. Der Nachführfehler wirkt sich wegen der Reflexion doppelt aus /Köhne 1987/.

$$\sigma_H{}^2 = \sigma_B{}^2 + \left(2\sigma_T\right)^2 \tag{3-2}$$

Der Spiegel- oder Konzentratorfehler beschreibt die sich aus der Abweichung des Konzentrators von der Idealform ergebenden Fehler. Der Nachführfehler beschreibt die Abweichungen der Position des reflektierten Bildes vom Sollwert, welche sich durch Ungenauigkeiten bei der Positionierung des Konzentrators ergeben. Auf diese Fehler und ihre messtechnische Bestimmung wird im Folgenden näher eingegangen.

Oberfächenfehler. Der optische Konzentratorfehler σ_B setzt sich fertigungsbedingten Oberflächenfehlern und den optischen Abbildungsfehlern und zusammen. Die Oberflächenfehler sind in Abb. 3-3 dargestellt:

- Konturfehler σ_C (contour): Abweichungen von der Sollform im Bereich einiger Zentimeter oder größer
- Oberflächenwelligkeit σ_W (waviness): Fehler durch Oberflächenwelligkeit im Bereich von Millimetern bis Zentimetern.
- Oberflächenrauhigkeit σ_{SP} (specularity): Mikroskopische Rauhigkeit, Größenordnung <1 mm

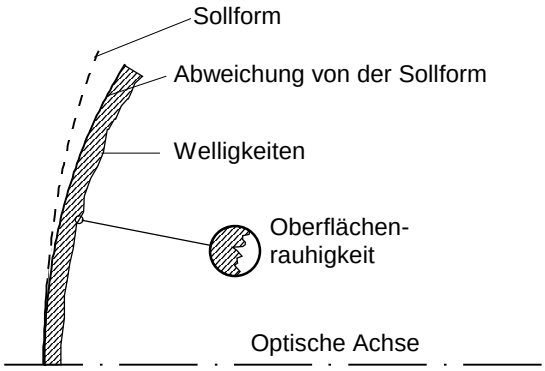

Abb. 3-3: Reale Spiegelfehler verschiedener Größenordnung

Abbildungsfehler. Bei den verschiedenen Abbildungsfehlern σ_{Abb} sind für konzentrierende Heliostaten insbesondere drei zu nennen, nämlich Öffnungsfehler (sphärische Aberration), Asymmetriefehler (Koma) und der Astigmatismus. Diese Spiegelfehler sind in Abb. 3-4 dargestellt. Sie beruhen auf der Anwendung der Näherung $\sin\varphi = \varphi$ in der "Optik für achsennahe Strahlen" auf optische Probleme, bei denen diese Näherung nicht mehr hinreichend gerechtfertigt ist.

Durch Reihenentwicklung der Sinusfunktion und die Berücksichtigung der Glieder bis zur dritten Ordnung könnten die genannten Abbildungsfehler dritter Ordnung erfasst werden /Hecht 1992/. Zu diesen zählen weiterhin die Bildfeldkrümmung und die Verzerrung; sie werden aufgrund ihrer untergeordneten Bedeutung für Heliostaten hier nicht dargestellt.

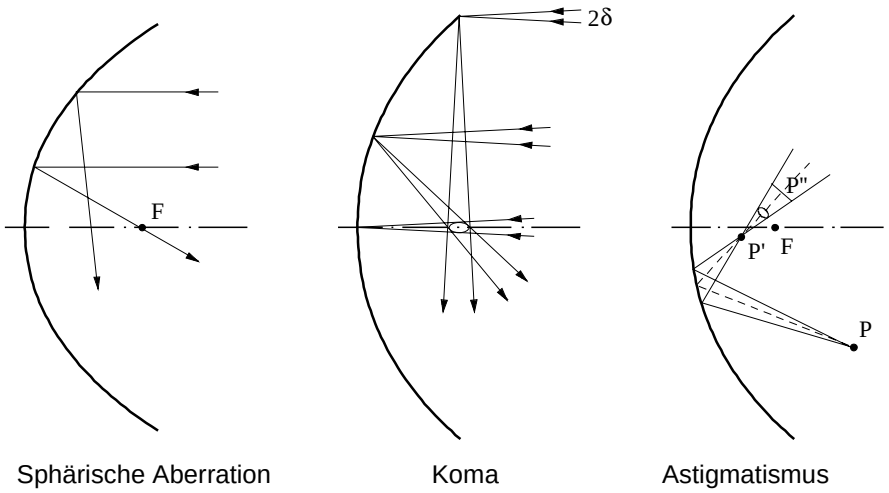

Abb. 3-4: Abbildungsfehler von Heliostaten (nach /Köhne 1987/ und /Hecht 1992/). Der Brennpunkt ist mit F bezeichnet, 2 δ ist der Öffnungswinkel des einfallenden Strahlenbündels

Die optische Qualität von Heliostaten wird üblicherweise als Standardabweichung der Normalverteilung aller Strahlaufweitungsfehler angegeben, d. h. als Heliostatengesamtfehler

σ_H. Dieser resultierende Konzentrator-Gesamtfehler setzt sich nach Gleichung 3-3 aus den Einzelfehlern zusammen. Konturfehler und Oberflächenwelligkeit gehen aufgrund der Reflexion mit dem Faktor 2 ein (vgl. /Kleih 1989/).

$$\sigma_B = \sqrt{\left(2\sigma_C\right)^2 + \left(2\sigma_W\right)^2 + {\sigma_{sp}}^2 + {\sigma_{Abb}}^2} \tag{3-3}$$

Mit dem im folgenden Abschnitt dargestellten Messverfahren kann dieser optische Gesamtfehler bestimmt werden. Er ist abhängig von der optischen Qualität des Konzentrators und den Abbildungsfehlern. Diese wiederum hängen von der Position des Heliostaten im Heliostatenfeld und von der Jahres- und Tageszeit ab (d. h. von den geometrischen Verhältnissen Sonne-Heliostat-Receiver/Target).

3.1.1.2 Messverfahren zur Bestimmung der optischen Heliostatenfehler

Zur Bestimmung der optischen Qualität der Heliostaten wird ein Abbild der Sonne in einer für den späteren Einsatz in einem Kraftwerk typischen Entfernung auf eine Messfläche projiziert und mit einem Strahlungsmesssystem vermessen. Nach der statistischen Auswertung der Strahlungsdichteverteilung dieses "Brennflecks" werden die zu bestimmenden Größen in einem Strahlverfolgungsprogramm (Ray-Tracing-Programm) so angepasst, dass bei der Simulation eine maximale Übereinstimmung mit der gemessenen Verteilung erreicht wird. Diese "Best-Fit"-Parameter können dann zur modellhaften Beschreibung der Heliostatenfehler und damit auch zur Abbildung des Heliostaten bei der Modellierung des gesamten Heliostatenfeldes herangezogen werden.

Zur Vermessung des Bildes der Sonne können prinzipiell direkte und indirekte Verfahren verwendet werden /Kleih 1989/. Aufgrund der Vorzüge in der Praxis wird für diese Arbeit die Bestimmung der Strahlqualität mit einem indirekten Verfahren unter Verwendung eines Lambert-Targets durchgeführt. Da zur Kalibrierung des Signals auch bei indirekten Messverfahren zumindest ein direktes Strahlungsflussmessgerät (Radiometer) erforderlich ist, wird die Funktionsweise des verwendeten Radiometers kurz erläutert. Danach werden die Grundzüge der indirekten Messmethode und der bei den Messungen an den Referenzheliostaten verwendete Messaufbau dargestellt.

Direkte Strahlungsflussdichtemessung mit Radiometern. Radiometer sind Geräte zur Messung der Strahlungsleistung. Aufgrund ihrer Funktionsweise und ihres Aufbaus messen sie die Flussdichte nur an einem einzelnen Punkt. Bei praktisch allen relevanten Messaufgaben für konzentrierende Spiegelsysteme der Solarthermie sind allerdings flächige Strahlungsverteilungen zu bestimmen. Daraus folgt, dass entweder eine Vielzahl von Radiometern eingesetzt werden muss, oder ein einzelnes bzw. einige wenige Radiometer in der Ebene von Messpunkt zu Messpunkt bewegt werden müssen ("Scannen"). Die erste

Variante ist teuer, und die zweite hat den Nachteil, dass die einzelnen Messungen nicht gleichzeitig ausgeführt werden können. Dennoch überwiegen bei den direkten Verfahren aus ökonomischen Gründen die Scan-Systeme.

Die Zeitkonstanten üblicher Radiometer liegen, je nach Typ, zwischen Zehntelsekunden und einigen Sekunden, so dass für die Vermessung einer Verteilung von einigen hundert Messpunkten Zeiten im Minuten- bis Stundenbereich zu veranschlagen sind. Da die Messzeit nicht größer als etwa eine Minute sein sollte, um Verfälschungen der Messergebnisse durch sich ändernde Randbedingungen (z. B. solare Einstrahlung) zu vermeiden, haben sich die im nächsten Unterkapitel beschriebenen indirekten Messverfahren durchgesetzt.

Weil Radiometer zum Kalibrieren der indirekten Messsysteme eingesetzt werden, wird im Folgenden die Funktionsweise der Radiometer (z. T. auch Kalorimeter genannt) vom Gardon-Typ /Neumann, Groer 1997/ beschrieben. Bei der optischen Charakterisierung der Heliostaten wurden Radiometer dieses Typs der Firma HY-CAL eingesetzt.

Abb. 3-5 zeigt das Konstruktionsprinzip eines HY-CAL Radiometer /HYCAL 1994/. Demnach besteht es aus einer dünnen Metallfolie, die über dem Hohlraum einer Wärmesenke (oft an externen Wasserkühlkreislauf angeschlossen) angebracht ist.

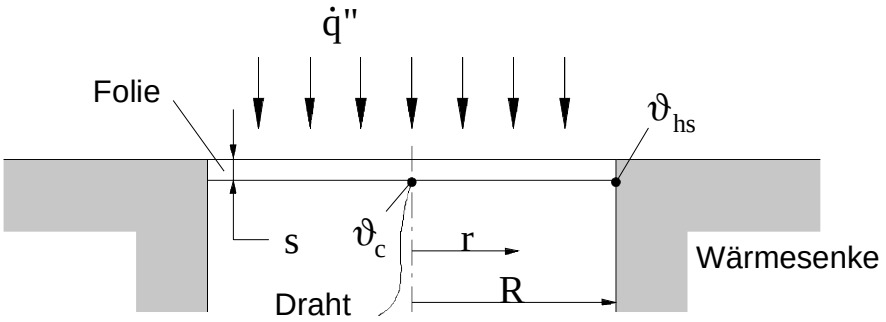

Abb. 3-5: Funktionsskizze eines Radiometers (nach /HYCAL 1994/). Das Messgerät ist rotationssymmetrisch

Diese Folie ist durch Schweißen thermisch und elektrisch mit dem Metallgehäuse verbunden. Die Folie besteht aus Konstantan, die Wärmesenke aus Kupfer. Ein dünner Kupferdraht, d. h. er besteht aus demselben Material wie die Wärmesenke, ist in der Mitte der Konstantanfolie angeschweißt. So entsteht ein Thermoelement zwischen der heißen und der kalten Verbindung in der Folienmitte und am Rand.

Die Temperaturdifferenz zwischen Folienmitte und Rand ist direkt proportional zum Wärmefluss über die Folienoberfläche. Dies lässt sich aus der Wärmebilanz für einen differentiellen Folienring und der entsprechenden Fourier-Differentialgleichung für die Wärmeleitfähigkeit in Polarkoordinaten ableiten /Renz 1990/.

$$\rho c \frac{\partial \vartheta}{\partial t} = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r\lambda \frac{\partial \vartheta}{\partial r} \right) + \dot{\Phi}''' \qquad (3\text{-}4)$$

Mit $$\dot{\Phi}''' = \frac{\dot{q}''}{s} \quad \textit{(Wärmequelle)} \tag{3-5}$$

c - spezifische Wärmekapazität der Folie

λ - Wärmeleitfähigkeit der Folie $\neq f(r)$

ρ - Dichte der Folie

folgt $$\frac{\rho c}{\lambda}\frac{\partial \vartheta}{\partial t} = \frac{1}{r}\frac{\partial \vartheta}{\partial r} + \frac{\partial^2 \vartheta}{\partial r^2} + \frac{\dot{q}''}{\lambda s} \tag{3-6}$$

Unter Berücksichtigung der folgenden Randbedingungen

1. Randbedingung: $\vartheta = \vartheta_{hs}$ für $t = 0$ und $0 < r < R$ (3-7)

2. Randbedingung: $\vartheta = \vartheta_{hs}$ für $0 < t < \infty$ und $r = R$ (3-8)

ist die stationäre Lösung von Gleichung (3-6) in Gleichung (3-9) wiedergegeben:

$$\vartheta = \vartheta_{hs} + \dot{q}'' \frac{R^2 - r^2}{4\lambda s} \tag{3-9}$$

Setzt man in Gleichung (3-9) r = 0 für den Mittelpunkt der Folie, dann ergibt sich für den Wärmestrom durch die Folie die Gleichung (3-10).

$$\dot{q}'' = \left(\vartheta_c - \vartheta_{hs}\right) \frac{4\lambda s}{R^2} = \frac{4\lambda s}{R^2} \Delta\vartheta \tag{3-10}$$

In (3-10) ist der proportionale Zusammenhang zwischen dem Wärmefluss über die Radiometeroberfläche und der Temperaturdifferenz zwischen dem Mittelpunkt der Folie und dem Rand zu sehen. Unter Berücksichtigung der thermoelektrischen Eigenschaften des Kupfer-Konstantan-Thermoelements ergibt sich daher ein linearer Zusammenhang zwischen dem Wärmestrom (und damit der absorbierten Strahlungsleistung) und dem elektrischen Ausgangssignal. Um den gesuchten Zusammenhang zwischen Strahlungsflussdichte und elektrischem Messsignal zu finden, ist noch die Kenntnis der Strahlungsabsorptionseigenschaften der Folienoberfläche erforderlich. Üblicherweise werden die Radiometer mit hochabsorbierenden, mattschwarzen Beschichtungen versehen, deren Eigenschaften im Neuzustand im relevanten Wellenlängenbereich gut bekannt sind. Als einschränkende Annahme für die Gültigkeit der oben hergeleiteten Beziehung ist zu nennen, dass die konvektive Wärmeleitung an die Umgebungsluft als vernachlässigbar gegenüber der betrachteten Wärmeleitung in der Folie angesehen wird. Dies ist bei allen relevanten solarthermischen Anwendungen zulässig. Dennoch zeigt sich beim direkten Vergleich von verschiedenen Radiometern (auch gleicher Bauart), dass die Messwerte bis zu etwa ±10 % streuen /Neumann, Groer 1997/. Eine Kali-

brierung und insbesondere auch weitere Verbesserung dieser Messinstrumente ist daher erforderlich.

Indirekte Strahlungsflussdichtemessung. Indirekte Strahlungsflussdichtemesssysteme bestehen aus einem Videokamerasystem, einer diffus reflektierenden Messfläche (im Folgenden gemäß dem internationalen Sprachgebrauch als "Lambert-Target" oder nur als "Target" bezeichnet), und einem Strahlungsmessgerät (Radiometer). "Lambertianisch" ist der in der Thermodynamik gebrauchte Fachausdruck für ideal diffus reflektierende Flächen; dies bedeutet, dass die Reflektivität dem Lambertschen Kosinusgesetz folgt /Lambert 1776/. Wie in Abb. 3-6 dargestellt, befindet sich das Target im Strahlengang in der zu untersuchenden Ebene.

In der Abbildung sind Videokamera und Target orthogonal in der optischen Achse des Konzentrators angeordnet. Dies ist der messtechnisch günstigste Fall, lässt sich in der Praxis aber nur selten realisieren. Bei einer abweichenden geometrischen Anordnung muss das Videobild entsprechend umgerechnet ("entzerrt") werden.

Die konzentrierte Solarstrahlung trifft auf die Targetoberfläche auf und wird dort diffus reflektiert. Die diffus reflektierte Strahlung innerhalb eines bestimmten Raumwinkels ist direkt proportional zur einfallenden Strahlung. Deshalb ist die diffus reflektierte Strahlung ein Maß für die Strahldichte der einfallenden Strahlung. Die reflektierte Strahlung wird mit einer Videokamera aufgenommen, deren Videosignal digitalisiert und auf einen Rechner übertragen wird. Dort erfolgt mit einer speziellen Software die Bildanalyse. Da die Videokamera nur ein relatives (Helligkeits-) Signal liefert, wird ein Kalibrierungsmaßstab für den Zusammenhang zwischen der gemessenen Helligkeitsverteilung und einer absoluten Strahlungsflussdichte benötigt. Zu diesem Zweck wird an einer definierten Targetkoordinate die Strahlungsflussdichte mit einem Radiometer gemessen und mit dem Helligkeitssignal der Videokamera für den korrespondierenden Bildpunkt verglichen.

Bei der indirekten Flussdichtemessmethode wird das digitale Messsignal $V(i,j)$ des Pixel $P(i,j)$, entsprechend der Zeile i und der Spalte j des CCD Bildsensors in Bezug gesetzt zur Strahlungsflussdichte $E_{mess}(x.y)$, die an der zugehörigen Koordinate $P_{target}(x,y)$ auf der Targetoberfläche zur Messzeit geherrscht hat /Kleih 1989/:

$$V(i,j) = K_{Kamera} \cdot E_{mess}(x,y)^{\gamma} \cdot s(i,j) + N(i,j) \qquad (3\text{-}11)$$

Der Dunkelstrom $N(i,j)$ wird durch Abdecken des Objektivs bestimmt. Dabei ist zu beachten, dass er im allgemeinen nicht konstant ist, sondern von der Sensor-Temperatur, der Integrationszeit und elektronischem Rauschen abhängt.

Der Shadingkoeffizient s(i,j) ist ein Korrekturfaktor. Da die einzelnen Pixel des Sensors durch eine unterschiedliche Empfindlichkeit gekennzeichnet sind, muss das Messsignal $V(i,j)$ normalisiert werden. Schließlich ist noch der Kamera- Kalibrierfaktor K_{Kamera} zu bestimmen.

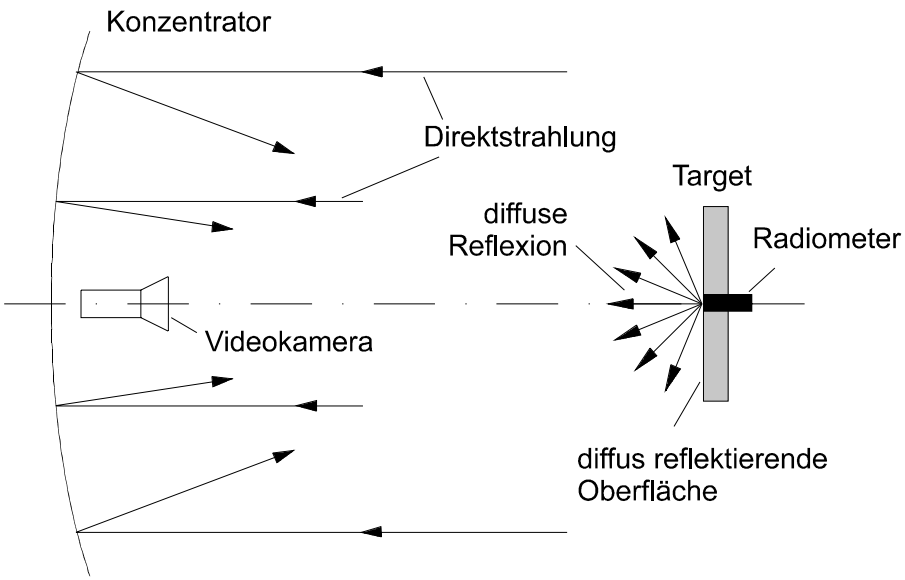

Abb. 3-6: Prinzip der indirekten Strahlungsflussdichtemessung mit einem Lambert-Target

Üblicherweise ist die Kalibrierkurve, d. h. der Zusammenhang zwischen ausgegebenem Grauwert und der Strahlungsflussdichte, linear, γalso gleich eins. Die folgenden vier Größen charakterisieren also ein CCD- basiertes Strahlungsflussmesssystem:

- Dunkelstrom
- Shading
- Auflösung
- Linearität

Weiterhin spielt der Radiometerdurchmesser eine Rolle, denn nur solange die Messfläche des Radiometers kleiner als die Kameraauflösung ist und die Strahlungsflussdichte während der Messung näherungsweise konstant ist, kann eine ausreichende Genauigkeit erzielt werden. Weitere optische und elektro-optische Größen beeinflussen das Systemverhalten, wie z. B. das A/D-Wandler-Rauschen, Verstärkerrauschen, der CCD Ladungstransfer-Wirkungsgrad und die CCD-Sättigungsspannung /Ohman 1993/, /Mullikin et al. 1994/, /Photometrics 1992/. Auf deren Darstellung wird im Folgenden verzichtet, da der Einfluss beim verwendeten System vergleichsweise gering ist.

Dunkelstrom. Dunkelstrom wird im Silizium durch thermisches Rauschen verursacht, welches einige Elektronen ins Leitungsband anhebt. Diese Elektronen werden in den "Ladungsbrunnen / potential wells" gefangen und mit dem Signal vermischt. Diese thermische Ladung ist proportional zur Integrationszeit und eine starke Funktion der Temperatur. Als Faustregel gilt, dass der Dunkelstrom sich bei einem Temperaturanstieg von 8 bis 10 K jeweils verdoppelt (über -25°C) /Mullikin et al. 1994/. Aus diesem Grund ist es wichtig, die Betriebstemperatur des Sensors niedrig zu halten, denn je mehr thermische Ladung vorhanden ist, umso weniger Bandbreite bleibt für das Nutzsignal. Die thermische

Ladung entsteht nicht nur in den lichtempfindlichen Photoelementen des Sensors, sondern auch in den für den Auslesevorgang erforderlichen Übertragungsstufen (transfer stages). Es ist deshalb ein signifikanter Anstieg des Dunkelstroms zwischen den zuerst und den zuletzt ausgelesenen Pixeln festzustellen (vgl. Abb. 3-7).

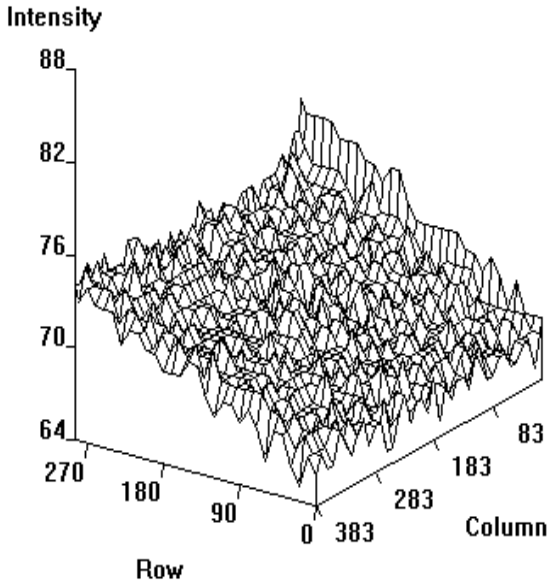

Abb. 3-7: Typische Dunkelstromverteilung der Theta Slow Scan Kamera

Um zufällige Schwankungen des Dunkelstroms zu kompensieren, werden für die Bestimmung jeweils mehrere Dunkelstrombilder aufgenommen und gemittelt. Dunkelstrombilder werden an jedem Messtag und bei längeren Messkampagnen mit entsprechend großen Temperaturdifferenzen auch mehrmals täglich aufgenommen.

Shading. Die Shadingaufnahme ist erforderlich, um Nichtlinearitäten der Gesamtsystem-Übertragungsfunktion zu korrigieren. Da der CCD-Sensor selbst extrem linear reagiert, reicht ein einzelnes Shadingbild aus, um eine Messung zu korrigieren, solange die optischen Komponenten bzw. ihre Einstellung (z. B. Blende und Zoomfaktor des verwendeten Objektivs) nicht verändert werden.

Das für die Shadingkorrektur erforderliche exakt gleichmäßig weiß beleuchtete Feld (flat field) wird mit Hilfe einer Ulbrichtschen Kugel (integrating sphere) erzeugt (Abb. 3-8) /Ulbricht 1900/. Eine Ulbrichtkugel besteht aus einer innen diffus reflektierenden Hohlkugel, in deren Inneren eine konstant helle Strahlungsquelle montiert ist. Diese Strahlungsquelle ist so angebracht, dass das emittierte Licht nur indirekt nach mehrfacher Reflexion eine im Vergleich zum Kugeldurchmesser kleine Austrittsöffnung erreicht.

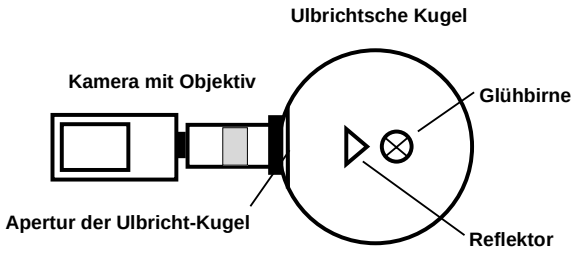

Abb. 3-8: Experimenteller Aufbau zur Bestimmung des Shadingbildes

Die Strahlungsflussdichte an dieser Öffnung ist dann konstant über der Fläche und kann deshalb als Referenzgröße für die Shadingkorrektur herangezogen werden. Eine in die Kugel blic??kende Kamera "sieht" also eine konstante Helligkeit. Der experimentelle Aufbau zur Aufnahme des Shadingbildes ist in Abb. 3-8 schematisch dargestellt.

Nach dem Digitalisieren des von der Ulbrichtkugel erzeugten Bildes können daraus die Shadingkoeffizienten *s(i,j)* für jedes Pixel entsprechend Gleichung (3-12) bestimmt werden.

$$s(i,j) = \frac{V_{shade}(i,j)}{\overline{V_{shade}}} \tag{3-12}$$

Dabei ist $\overline{V_{shade}}$ *(i,j)* der mittlere Grauwert aller Pixel des Shadingbildes, *s(i,j)* der Shadingkoeffizient des Pixel *P(i,j)* und $V_{shade}(i,j)$ der gemessene Grauwert des Pixel *P(i,j).* Abb. 3-9 zeigt exemplarisch eine mit der Ulbrichtkugel gemachte Aufnahme, wie sie zur Bestimmung der Shadingkoeffizienten verwendet wird.

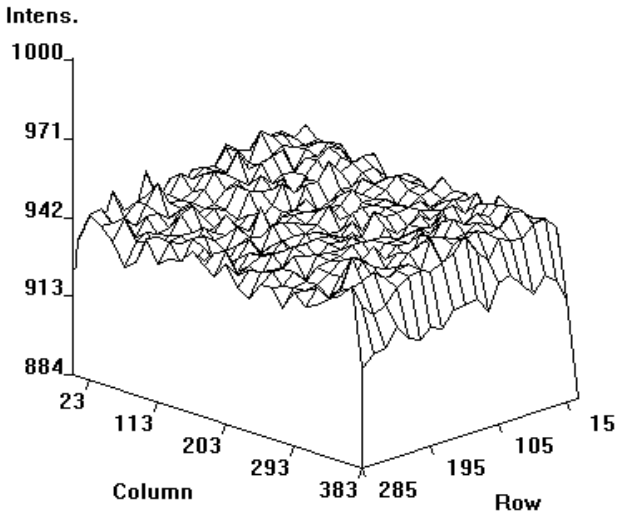

Abb. 3-9: Intensitätsverteilung des mit Hilfe der Ulbrichtkugel aufgenommenen Shadingbildes nach Dunkelstromkorrektur. Ein ideales System würde ein absolut ebenes Plateau liefern

Durch die Shadingkorrektur werden die Effekte der unterschiedlichen Detektorelement-Empfindlichkeiten, die räumliche Abschwächung durch Staubpartikel und der Einfluss des

unterschiedlichen optischen Pfades für die verschiedenen Detektorelemente ausgeglichen. Nach der Shadingkorrektur kann jedes einzelne Detektorpixel idealisiert als unabhängiges, lineares Photometer betrachtet werden.

Auflösung. Das verwendete Messsystem HERMES Ib verfügt über eine Kamera mit einer Auflösung von 256 x 256 Pixeln. Die Fläche des am Turm montierten Haupttarget ist 12 m x 12 m. Während der Messungen wurde der Bildausschnitt durch Einstellung des Zoomobjektivs an der Kamera so gewählt, dass das Target und ein Rand von etwa 1 m Breite (rechts und links) abgebildet wurde. Daraus ergibt sich eine einem einzelnen Pixel entsprechende Fläche von rund 5,5 cm x 5,5 cm. Die Anforderung, dass die Messfläche des Radiometers (kreisförmig, ∅ rund 3 mm) klein sein sollte im Vergleich zu einem einzelnen Pixel, ist also erfüllt.

Linearität. CCD-Sensoren sind lineare Messinstrumente. In der Praxis kommt es also vor allem darauf an, den nachgeschalteten A/D-Wandler und Signalverstärker linear zu gestalten. Beim verwendeten Messsystem wurde die Linearität im Rahmen einer Messserie mit einer Reihe von Filtern sehr genau bekannter optischer Dichte überprüft und bestätigt.

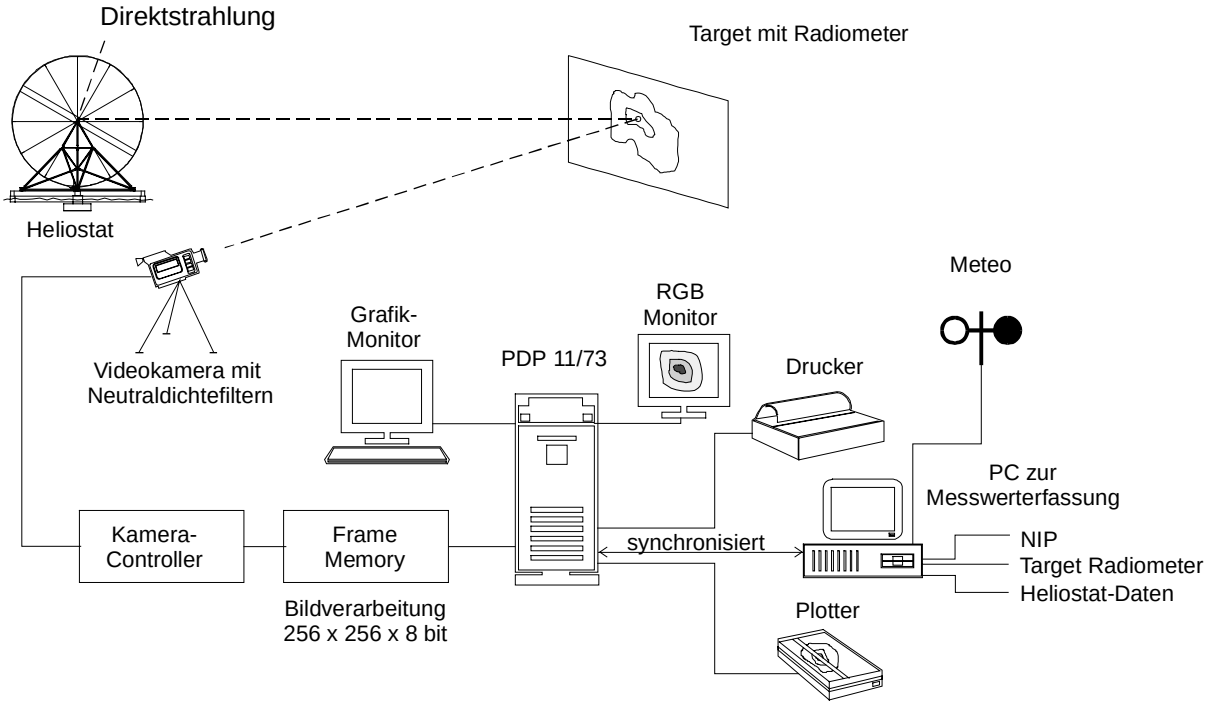

Abb. 3-10: Messaufbau des verwendeten HERMES Ib Strahlungsflussdichtemesssystem

Sobald das Verhältnis zwischen Strahlungsflussdichte und Kamerasignal bestimmt ist, kann die gemessene Grauwertverteilung in eine Strahlungsflussdichteverteilung umgerechnet werden. Mit Hilfe der Bildverarbeitungssoftware werden dann verschiedene statistische Werte, wie die Lage des Schwerpunktes und die Standardabweichung einer "gefitteten"

Normalverteilung, und insbesondere die gesamte Strahlungsleistung für diese Verteilung bestimmt.

Das Hauptwerkzeug zur Bestimmung der optischen Qualität der Heliostaten ist das HERMES Ib Messsystem. HERMES (Heliostat and Receiver Measurement System) ist ein indirektes Strahlungsflussdichtemesssystem, dass aus einer Videokamera mit angeschlossenem Bildverarbeitungssystem und Messtargets besteht (vgl. Abb. 3-10). Für die Heliostatentests wurden zwei Targets verwendet: Ein 12 m x 12 m Target, das in einer Höhe von 36 m (Targetmitte) am CESA-I Turm befestigt ist, und ein umklappbares Target von 9 m x 9 m, das in einer Entfernung von rund 270 m südöstlich der Heliostaten am Boden montiert ist. Das umklappbare Target wird für Messungen bei kurzer Brennweite eingesetzt, auf die hier nicht eingegangen wird. Beide Targets sind mit weißer, diffus reflektierender Amercoat-Farbe (AMERCOAT-741) /Amercoat 1996/ beschichtet. Zur Kalibrierung befindet sich ein HyCal-Radiometer im Zentrum der Targets (Abb. 3-11).

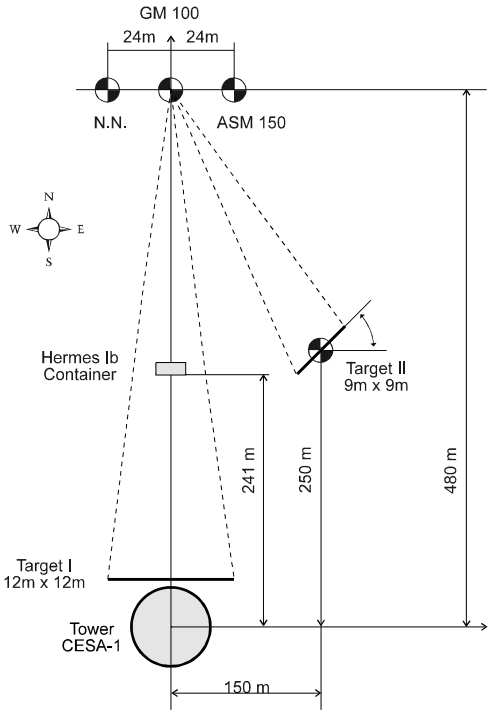

Abb. 3-11: Räumliche Anordnung der untersuchten Heliostaten ASM 150 und GM 100 und der beiden Targets. Target I befindet sich am CESA-I Turm, das Target II südöstlich der Heliostaten. Für die hier dargestellten Messungen wurde ausschließlich Target I verwendet

Die Hermes Ib Video-Hardware besteht aus einer Hamamatsu CCD-Kamera, einem DEC PDP 11/73-Computer mit 8bit Framegrabber, einer Massenspeichereinheit (Bandmaschine), einem Standard PC zur VT320-Grafik-Terminal-Emulation und einem Farb-Videomonitor. Weitere Ausgabegeräte sind ein Farbplotter und ein Laserdrucker. In der Software sind u. a. Routinen für den Abzug des Dunkelstrombildes, zur Shadingkorrektur und zur Bildent-

zerrung (falls die Kamera nicht orthogonal zum Target steht) enthalten /Weinrebe et al. 1996A/. Zur weiteren Bildverarbeitung kann das proprietäre HERMES - Bilddatenformat per KERMIT-Kommunikationsprogramm /Gianone 1995/ auf einen PC übertragen und dort in Standardbildformate umgewandelt werden /Reinig 1995/. Für zusätzliche Messungen wird das modernere PC-basierte Theta Slow Scan System verwendet /Theta 1994/, dessen grundsätzlicher Aufbau dem Hermes-System entspricht.

3.1.1.3 Verfahren zur Bestimmung der Nachführgenauigkeit

Um die Abweichung der Ist-Position des reflektierten Sonnenbildes von der Sollposition im normalen Trackingmodus zu bestimmen, wird in regelmäßigen Abständen der Mittelpunkt des reflektierten Bildes, d. h. der Schwerpunkt der Strahlungsflussdichteverteilung, bestimmt.

Schwerpunkt der Flussdichteverteilung. Die Auflösung des HERMES Ib -Systems beträgt je 256 Pixel in x und y-Richtung. Die Dynamik ist 8 bit, d. h. für jedes Pixel liegt eine Helligkeitsinformation (Grauwert/Greylevel) zwischen 0 und 255 vor. Die Flussdichteverteilung kann also als diskrete, zweidimensionale Verteilung $grau(x_i y_j)$ aufgefasst werden.

Damit lassen sich die Koordinaten *x* und *y* des Schwerpunkts der Verteilung nach Gleichung (3-13) bestimmen. Dabei ist *v* das Volumen zwischen der *x*-*y*-Ebene und der durch die Verteilung definierten Fläche.

$$x = \frac{1}{v}\sum_{i=1}^{256}\sum_{j=1}^{256} grau(x_i y_j)\cdot x_i;\; y = \frac{1}{v}\sum_{j=1}^{256}\sum_{i=1}^{256} grau(x_i y_j)\cdot y_j;\; v = \sum_{i=1}^{256}\sum_{j=1}^{256} grau(x_i, y_j) \quad (3\text{-}13)$$

Reproduzierbarkeit. Um die Reproduzierbarkeit beim Anfahren einer Sollposition zu ermitteln, wird am Konzentrator ein Laser montiert und auf einer Zielfläche der Punkt markiert, den der Laserstrahl trifft. Dann wird der Heliostat zuerst per Rechnerbefehl auf eine um etwa 15° in Azimut und Elevation veränderte Position und dann wieder auf den Ausgangspunkt zurückgefahren. Aus dem Abstand zwischen Ausgangspunkt und neuem Zielpunkt des Laserstrahls wird dann die Positionsreproduzierbarkeit bestimmt.

3.1.2 Modellierung des Heliostatenfeldes

Aufgabe des Heliostatenfeldes ist es, den größtmöglichen Anteil der auf die Spiegel treffenden Solarstrahlung dem Receiver zuzuführen. Aufgrund des großen technischen Aufwandes für ein Heliostatenfeld und der damit verbundenen Kosten kann die Auslegung und Bewertung des Gesamtfeldes nicht experimentell erfolgen; sie muss durch eine detaillierte Simulation mit Hilfe eines Rechners geschehen. Zur technischen Analyse erfolgt daher eine Simulation des gesamten Heliostatenfeldes bis zur Receiverapertur.

Die modellhafte Abbildung des Heliostatenfeldes erfolgt durch ein Verfahren der statistischen Optik, eine zweidimensionale Hermite-Funktions-Expansion. Das hierzu verwendete Simulationsprogramm "PowerTower" basiert auf dem an der Universität Houston in Texas entwickelten Algorithmus /Walzel et al. 1977/, der von den Sandia National Laboratories zum DELSOL3-Code weiterentwickelt wurde /Dellin 1979/, /Kistler 1986/. Für einige Vergleichs- und Optimierungsrechnungen wird der ursprüngliche DELSOL3-FORTRAN-Code verwendet.

Grundgedanke. Ausgangspunkt ist die Überlegung, dass alle relevanten physikalischen Größen zur Modellierung der optischen Eigenschaften eines Heliostatenfeldes als Verteilungsfunktionen dargestellt werden können (vgl. Kapitel 3.1.1):

- Die Intensitätsverteilung *S* der Sonne (Sunshape) ist eine Verteilung.
- Die Heliostatenform *M* (Mirror) kann mathematisch als Verteilung beschrieben werden.
- Die Heliostatenfehler *G* können ebenfalls als (Wahrscheinlichkeitsdichte-) Verteilung beschrieben werden. Dies ist insbesondere gerechtfertigt, da es sich um viele hundert bis tausend Heliostaten handelt, deren Konzentratoren zum Teil wiederum aus vielen Einzelfacetten aufgebaut sind.
- Damit kann die resultierende Flussdichteverteilung $\overline{F}$ ebenfalls als Verteilung dargestellt werden. Sie lässt sich mittels der Faltung der Verteilungen von Sonne, Heliostatenform und Heliostatenfehler als $S * M * G$ berechnen.

Zur mathematischen Vereinfachung, d. h. um Rechenzeit und Speicheranforderungen des Simulationsprogramms gering zu halten, werden nicht die Verteilungen direkt miteinander gefaltet, sondern es werden die Momente jeder Verteilung bis zu einer gewissen Ordnung bestimmt. Durch (vergleichsweise einfache) mathematische Verfahren können dann aus diesen die Momente der resultierenden Verteilung *F* bestimmt werden. Mit den so bestimmten Momenten wird dann eine Näherung der resultierenden Verteilung *F* durch Expansion in orthonormale Hermite-Polynome bestimmt.

Zur weiteren Vereinfachung wird der skizzierte Vorgang nicht für jeden einzelnen Heliostaten durchgeführt, sondern es wird das Gesamtfeld in einzelne Heliostatenfeldsegmente aufgeteilt; für jedes Segment werden die optischen Verhältnisse eines repräsentativen Heliostaten in der Segmentmitte modelliert. Durch rechnerische Überlagerung der für die einzelnen Segmente berechneten Strahlungsdichteverteilungen und anschließende Integration der Verteilung über die Absorberoberfläche wird dann die auf den Strahlungsempfänger treffende Strahlungsleistung bestimmt. Im Folgenden werden die wesentlichen mathematischen Grundlagen des Verfahrens und die Grundzüge des verwendeten Algorithmus erläutert (vgl. /Dellin 1979/, /Walzel et al. 1977/, /Bronstein 1985/).

Überblick. Für die Berechnungen ist es sinnvoll, eine Bildebene einzuführen, die sich im Zentrum des Receivers befindet und orthogonal auf der Geraden durch den Receivermittelpunkt und den betrachteten Heliostaten ist. Diese Gerade heißt optische Achse (vgl. Abb. 3-12).

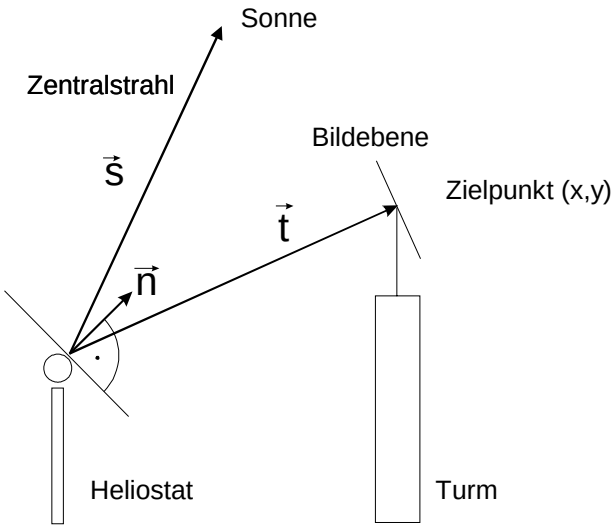

Abb. 3-12: Schematische Darstellung der geometrischen Verhältnisse zwischen Sonne, Heliostat und der Lage der Bildebene (siehe /Walzel et al. 1977/, Abb. 1)

Die Strahlungsflussdichte der reflektierten Solarstrahlung in der Bildebene aufgrund eines einzelnen repräsentativen Heliostaten sei $F(x,y)$. Dann lässt sich F durch die Faltung von M und S bestimmen. Dabei ist M die Strahlungsflussdichteverteilung in der Bildebene, die sich durch den Heliostaten ergäbe, wenn die Sonne eine Punktstrahlungsquelle wäre. Beispielsweise ergibt sich M für einen ebenen Spiegel, indem man die zurückstrahlende Fläche des Spiegels in die Bildebene projiziert. S ist die normierte Strahlungsflussdichteverteilung, die sich durch ein infinitesimales Spiegelelement des Heliostaten in der Bildebene ergibt. S stellt also ein Abbild der Sonnenscheibe (d. h. der Sunshape) dar. Um die Strahlungsflussdichteverteilung zu bestimmen, die sich durch die Gesamtheit der Heliostaten im betrachteten Element des Heliostatenfeldes an einem bestimmten Tag zu einer bestimmten Zeit ergibt, muss F noch mit einer weiteren Verteilung G gefaltet werden. G bildet die statistische Verteilung der Heliostatenfehler ab, d. h. G steht für die Abweichung der Reflexionswinkel vom Sollwert aufgrund optischer Fehler und Nachführfehler. Das Ergebnis dieser Faltung wird mit $\overline{F}$ bezeichnet /Dellin 1979/.

$$\overline{F} = F * G = S * M * G \tag{3-14}$$

Diese durch die Fehlerverteilung "aufgeweitete" Strahlungsflussdichteverteilung kann dann auf eine beliebige Receiveroberfläche projiziert werden.

Das skizzierte Verfahren stellt insofern einen statistischen Ansatz dar, als die drei Funktionen S, M und G als Wahrscheinlichkeitsdichtefunktionen in der Bildebene behandelt wer-

den, und für die mathematische Behandlung statistische Funktionen angewandt werden: *S*, *M* und *G* werden mathematisch durch die äquivalenten Matrizen ihrer Momente repräsentiert. Diese Momente werden analytisch bestimmt. Die Faltung der Verteilungsfunktionen kann dann durch mathematische Operationen mit den jeweiligen Momenten erfolgen. Anschließend wird die gesuchte Verteilung $\overline{F}$ durch Expansion zu einer Summe orthogonaler Funktionen bestimmt, wobei die Koeffizienten dieser orthogonalen Funktionen durch die Momente von $\overline{F}$ bestimmt sind. Wenn also die Momente der Verteilungen *S*, *M* und *G* bis zu einer bestimmten Ordnung bekannt sind, so kann eine Näherung von $\overline{F}$ derselben Ordnung bestimmt werden. Die Güte dieses Verfahrens hängt also wesentlich von der Genauigkeit der Näherung ab, weshalb die Wahl der geeigneten Funktionen für $\overline{F}$ wesentlich ist. Es werden deshalb Hermite-Polynome gewählt, da sie die zur Gauß-Verteilung gehörenden orthonormalen Polynome sind, und die Gauß'sche Normalverteilung erfahrungsgemäß eine gute Näherung für gemessene Flussdichteverteilungen ist.

Für die Berechnung werden die Verluste durch Abschatten und Blocken berücksichtigt, die resultierende, abgeschwächte räumliche Verteilung der Flussdichte wird als proportional zu der eines nicht abgeschatteten oder blockierten Heliostats angenommen. Diese Annahme ist normalerweise gerechtfertigt, da die Verluste durch Abschatten und Blocken in der Regel gering sind, und der Einfluss auf die Form der Verteilung durch die Faltung mit der Sunshape und den Heliostatenfehlern weiter reduziert wird[6]. Bei dieser vereinfachenden entkoppelten Betrachtung wird etwa die Hälfte der Expansionskoeffizienten durch die Symmetrie, die bei den untersuchten und praktisch auch allen bisher realisierten Konzentratoren gegeben ist, Null. Dadurch reduzieren sich Rechenzeit und Speicherbedarf des Simulationsprogramms weiter. Zusätzlich wird die Modellierung fokussierender und "gecanteter" Heliostaten dadurch erleichtert /Dellin 1979/.

Geometrie. Die den Berechnungen zugrunde gelegten geometrischen Verhältnisse sind in Abb. 3-12 dargestellt. Die drei Basisvektoren sind dabei

- $\vec{s}$, von der Mitte des Konzentrators zur Sonne,
- $\vec{n}$, der Normalenvektor auf dem Konzentrator, und
- $\vec{t}$, der reflektierte Strahl vom Konzentrator zum Zielpunkt auf dem Receiver.

Alle drei Vektoren sind Einheitsvektoren. Die grundlegende Beziehung zwischen diesen Vektoren ist das Gesetz von Snell (vgl. Gleichung 3-15) /Hecht 1992/. Demnach ist der Einfallswinkel gleich dem Ausfallswinkel.

$$\vec{n} \cdot \vec{s} = \vec{n} \cdot \vec{t} \tag{3-15}$$

[6] Je mehr Verteilungen miteinander gefaltet werden, desto mehr ähnelt das Ergebnis einer Normalverteilung. Dies ist ein Ergebnis des Zentralen-Grenzwert-Theorems (vgl. /Biggs, Vittitoe 1979/, /Papoulis 1962/).

Löst man diese Gleichung nach $\vec{n}$ und $\vec{t}$ auf, so ergeben sich die Gleichungen 3-16 und 3-17. Fehler $d\vec{n}$ von $\vec{n}$ resultieren aus Oberflächenfehlern des Konzentrators und Nachführfehlern. Sie werden in einer Ebene parallel zur Ebene der Spiegeloberfläche beschrieben, es gilt also $d\vec{n} \perp \vec{n}$.

$$\vec{n} = \frac{\vec{s} + \vec{t}}{|\vec{s} + \vec{t}|} \tag{3-16}$$

$$\vec{t} = 2(\vec{n} \cdot \vec{t})\vec{n} - \vec{s} \tag{3-17}$$

Die sich ergebende Abweichung des reflektierten Strahls ergibt sich bei Annahme einer konstanten Sonnenposition nach Gleichung 3-18.

$$d\vec{t} = 2(\vec{n} \cdot \vec{t})\, d\vec{n} - 2(d\vec{n} \cdot \vec{t})\, \vec{n} \tag{3-18}$$

Daraus erkennt man insbesondere, dass, wenn $d\vec{n}$ sich in der gleichen Ebene wie $\vec{s}$, $\vec{n}$ und $\vec{t}$ befindet, für den Betrag $|d\vec{t}| = 2|d\vec{n}|$ gilt, während, wenn $d\vec{n}$ orthogonal zu dieser Ebene ist, $|d\vec{t}| = 2|\vec{n} \cdot \vec{t}||d\vec{n}| \le 2|d\vec{n}|$ gilt /Dellin 1979/. Für den Betrag der Abweichung des reflektierten Strahls ist folglich die Ebene der die Abweichung verursachenden Fehler wesentlich. Zur gemeinsamen mathematischen Behandlung der Fehler ist daher eine Transformation aller Fehler in eine gemeinsame Ebene, die Bildebene, erforderlich. Die Grundlagen hierzu sind im Anhang (Kapitel 0) gegeben.

Auswertung der Hermite Polynome als Momente der Flussdichteverteilung. Im Folgenden wird eine kurze Zusammenfassung der Ergebnisse von Walzel et. al gegeben /Walzel et al. 1977/: In der Bildebene kann die durchschnittliche Strahlungsflussdichteverteilung F(x,y), die von einer Heliostatengruppe in einem bestimmten Heliostatenfeldsegment zu einer bestimmten Zeit erzeugt wird, nach Gleichung 3-19 bestimmt werden.

$$F(x,y) = \int_{-\infty}^{+\infty}\int\int\int M(x_1,y_1)\, G(x_2 - x_1, y_2 - y_1)\, S(x - x_2, y - y_2)\, dx_1 dy_1 dx_2 dy_2 \tag{3-19}$$

Dabei sind alle Koordinaten in der Bildebene angegeben, der Ursprung liegt im Zielpunkt. $M(x_1,y_1)$ ist dabei die Flussdichte, die am Punkt (x_1,y_1) von einem eine punktförmige Sonne reflektierenden, perfekten Heliostaten (d. h. ohne optische und ohne Nachführfehler) erzeugt würde. $G(x_2 - x_1, y_2 - y_1)$ ist die normierte Wahrscheinlichkeit, dass durch die Heliostatenfehler das Bild von einem infinitesimalen Spiegelelement (x_1,y_1) nach (x_2,y_2) in der Bildebene verschoben wird. $S(x - x_2, y - y_2)$ ist die normierte Intensität der Solarstrahlung an der Stelle (x,y), die sich durch das "Lochkamera"-Bild der Sonne mit dem

Mittelpunkt (x_2, y_2) ergäbe, d. h. $S(x-x_2, y-y_2)$ stellt die in (x_2, y_2) zentrierte Sunshape dar.

In /Walzel et al. 1977/ wird gezeigt, dass sich, wenn die Momente der Verteilung *F* nach Gleichung 3-20 definiert sind, diese als Kombination der ähnlichen Momente von G, M und S ausdrücken lassen (vgl. Gleichung 3-21)

$$F_{\mu_{kl}} = \int_{-\infty}^{+\infty}\int x^k y^l \, F(x,y)\, dx\, dy \tag{3-20}$$

$$F_{\mu_{mn}} = \sum_{k=0}^{m}\sum_{l=0}^{n}\sum_{i=0}^{k}\sum_{j=0}^{l} \begin{bmatrix} m \\ k \end{bmatrix}\begin{bmatrix} n \\ l \end{bmatrix}\begin{bmatrix} k \\ i \end{bmatrix}\begin{bmatrix} l \\ j \end{bmatrix} M_{\mu_{m-k,n-l}}\, G_{\mu_{k-i,l-j}}\, S_{\mu_{i,j}} \tag{3-21}$$

Dabei steht [] für den Binominalkoeffizienten. Dieser ist nach 3-22 definiert /v. Mangoldt, Knopp 1971/.

$$\begin{bmatrix} n \\ k \end{bmatrix} = \frac{n(n-1)\ldots(n-k+1)}{1\cdot 2\ldots k} \tag{3-22}$$

Prinzipiell wird *F* durch eine unendliche Anzahl seiner Momente vollständig beschrieben. In den verwendeten Simulationsprogrammen wird eine Näherung von *F* verwendet, indem nur eine kleine Anzahl der Momente niederer Ordnung berücksichtigt wird. Um *F* aus seinen in Gleichung 3-21 gegebenen Momenten zu rekonstruieren, erfolgt eine Expansion von *F* in eine zweidimensionale Reihe von Hermite-Polynomen nach Gleichung 3-23 /Dellin 1979/.

$$F(x_t, y_t) = \frac{1}{2\pi\alpha_x\alpha_y} e^{-\frac{1}{2}\left(\left(\frac{x}{\alpha_x}\right)^2+\left(\frac{y}{\alpha y}\right)^2\right)} \frac{\sum_{i=0}^{N}\sum_{j=0}^{N-i} C_{ij}\, H_i\left(\frac{x}{\alpha_x}\right) H_j\left(\frac{y}{\alpha_y}\right)}{i!\, j!} \tag{3-23}$$

N ist dabei die Ordnung der Expansion, und die Koeffizienten C_{ij} sind nach Gleichung 3-24 definiert, wobei α_x und α_y Konstanten zur Normierung sind.

$$C_{ij} = \int_{-\infty}^{+\infty}\int F(x,y)\, H_i\left(\frac{x}{\alpha_x}\right) H_j\left(\frac{y}{\alpha_y}\right) dxdy \tag{3-24}$$

Die Hermite Polynome H sind Potenzreihen in x und y. Ihre Werte werden im Folgenden exemplarisch bis zur vierten Ordnung angegeben: $H_0(x) = 1$; $H_1(x) = x$; $H_2(x) = x^2-1$; $H_3(x) = x^3-3x$; $H_4(x) = x^4-6x^2+3$. Eine Kurznotierung für Hermite Polynome, die im Folgenden verwendet wird, ist in Gleichung 3-25 gegeben /Dellin 1979/.

$$H_n(x) = \sum_{p=0}^{n} h_p^n\, x^n \tag{3-25}$$

Dabei gilt, dass h_p^n nur dann ungleich Null ist, wenn die Summe aus p und n eine gerade Zahl ist. Setzt man Gleichung 3-25 in Gleichung 3-24 ein, so ergibt sich die folgende Gleichung 3-26 /Dellin 1979/.

$$C_{ij} = \int_{-\infty}^{+\infty}\int F(x,y)\left[\sum_{p=0}^{i}\sum_{q=0}^{j} h_p^i h_q^j \left(\frac{x}{\alpha_x}\right)^p \left(\frac{y}{\alpha_y}\right)^q\right] dx\,dy = \sum_{p=0}^{i}\sum_{q=0}^{j} h_p^i h_q^j\, \mu_{pq}^F \frac{1}{\alpha_x}\frac{1}{\alpha_y} \qquad (3\text{-}26)$$

Die Konstanten zur Normierung werden so gewählt, dass die Koeffizienten C_{02} und C_{20} verschwinden (vgl. Gleichung 3-27)

$$\alpha_x = \sqrt{\mu_{20}} \qquad \alpha_y = \sqrt{\mu_{02}} \qquad (3\text{-}27)$$

Mit Gleichung 3-26 sind damit die Expansionskoeffizienten durch die Momente von *F* gegeben. Diese wiederum sind durch die Momente von *M*, *S* und *G* nach Gleichung 3-21 bestimmt. Die mathematischen Grundlagen und die Vorgehensweise zur Bestimmung dieser Momente wird im Folgenden kurz dargestellt.

Momente von S. Die verwendete Näherungsfunktion zur Beschreibung der Sunshape ist in Gleichung 3-1 wiedergegeben, der zugehörige Graph in Abb. 3-1. Zur Beschreibung der Verteilung in der Bildebene muss r_0 in Gleichung 3-1 mit dem Abstand zwischen Heliostat und Bildebene (Receiver) multipliziert werden. Die Momente von S, die ungleich Null sind, ergeben sich damit wie in Gleichung (3-28) angegeben /Dellin 1979/.

$$\mu_{ij}^s = \frac{\dfrac{1}{i+j+2} - \dfrac{0{,}5138}{i+j+6}}{\dfrac{1}{2} - \dfrac{0{,}5138}{6}} \cdot \frac{i!!\; j!!}{\left(\dfrac{i+j}{2}\right)!} 2^{-\left(\frac{i+j}{2}\right)}\; r_0^{i+j} \qquad (3\text{-}28)$$

Momente von M. M beschreibt den Strahlungsfluss, den ein perfekter Heliostat erzeugt, welcher eine punktförmige Sonne reflektiert. Für einen ebenen Heliostaten ist M gegeben durch die geometrische Projektion aller Punkte auf der Oberfläche des Heliostaten, die weder abgeschattet noch geblockt sind. Die Verfahren zur analytischen Bestimmung von M (einschließlich der Momente) für ebene, rechteckige Heliostaten sind in /Walzel et al. 1977/ gegeben. Eine Erweiterung für runde und für rechteckige Heliostaten, die sowohl eben als auch fokussiert oder gecantet[7] sein dürfen, nennt /Dellin 1979/. Für die verwendeten

[7] Fokussieren erfordert einen stetig gekrümmten Konzentrator. Dies ist bei Membrankonzentratoren möglich. Canting stellt die "Fresnel-Näherung" des Fokussierens dar: Die Spiegelfläche wird dazu in einzelne Facetten aufgeteilt, welche eben oder selbst gekrümmt sein können. Dabei ist das Zentrum der Facetten so ausgerichtet wie die entsprechende Stelle eines fokussierten Heliostaten.

Simulationsprogramme DELSOL3 und PowerTower wird der Ansatz von /Dellin 1979/ verwendet. Er ist im Anhang dargestellt.

Momente der Heliostatenfehlerverteilung G. G stellt die normierte Wahrscheinlichkeitsverteilung dafür dar, dass der reflektierte Vektor $\vec{t}$ in der Bildebene durch die nachfolgend genannten Fehler um $d\vec{t}$ verschoben wird. Diese Verschiebung ist das Resultat des gemeinsamen Wirkens verschiedener Fehlerquellen. Die einzelnen Fehlerquellen können in drei Gruppen eingeteilt werden, für die die Fehlerverteilung jeweils gemeinsam modelliert wird. Jede Gruppe verursacht beim Strahlungsflussdichteprofil qualitativ und quantitativ andere Effekte. Im Folgenden werden die drei Fehlergruppen dargestellt:

- Abweichung des Azimut- (β_n) und Elevationswinkels (Θ_n) der Normalen auf dem Konzentrator vom Sollwert werden als Fehler vom Typ I bezeichnet. Die Ursache für diese Fehler liegen in Ungenauigkeiten bei der Berechnung der Sollposition im Steuerprogramm und in der begrenzten Auflösung der in den Heliostaten verwendeten Winkelgeber begründet.
- Abweichungen vom Sollwert der Oberflächennormalen, die parallel zur Spiegelebene liegen und nicht von Fehlern des Typ I verursacht werden, werden Fehler vom Typ II genannt. Ihre Ursachen sind Oberflächenfehler und Fehler beim Ausrichten der Panels.
- Abweichungen vom Sollwert des den reflektierten Strahl beschreibenden Vektor $\vec{t}$ in der Bildebene, die nicht von Fehlern vom Typ I oder II verursacht werden, heißen Typ III-Fehler. Ursachen hierfür sind vor allem die atmosphärische Brechung und Relativbewegungen des Turms.

Um die Wahrscheinlichkeitsverteilung *G* zu bestimmen, die alle diese Fehler in der Bildebene beschreibt, müssen die Fehler vom Typ I und II in die Bildebene transformiert werden (vgl. Anhang). Dann kann die Verteilung *G* als Linearkombination der drei Verteilungen notiert werden, welche die einzelnen Fehlergruppen beschreiben, womit dann auch die Momente von *G* bestimmt sind.

3.1.3 Abbildung des Receiver

Für den Receiver wurden nach Gleichung (3-29) drei verschiedene Verlustmechanismen modelliert: Verluste infolge Reflexion an der Absorberoberfläche, Verluste infolge natürlicher und erzwungener Konvektion, und Verluste aufgrund der Wärmestrahlung des Receivers.

$$P_{Verlustc,\mathrm{Re}ceiver} = P_{Verlust,Reflexion} + P_{Verlust,Konvektion} + P_{Verlust,Strahlung} \tag{3-29}$$

Reflexionsverluste. Ein Teil der auf den Receiver treffenden Strahlung wird reflektiert. Diese Reflexionsverluste ergeben sich nach Gleichung (3-30) aus der eingestrahlten Leistung und dem über das Sonnenspektrum gemittelten Reflexionskoeffizienten.

$$P_{Verlust,Reflexion} = P_{inc,\mathrm{Re}ceiver} \cdot \rho_{\mathrm{Re}ceiver} \tag{3-30}$$

Konvektion. Konvektionsverluste treten infolge natürlicher Konvektion und aufgrund erzwungener Konvektion auf. Sie berechnen sich nach Gleichung (3-31) als Produkt aus der mittleren Wärmeübergangszahl, der Receiveroberfläche und der Temperaturdifferenz zwischen Receiveroberfläche und Umgebung /Renz 1990/.

$$P_{Verlust,Konvektion} = \alpha_{mix} \cdot A_{\mathrm{Re}ceiver} \cdot \left(T_{\mathrm{Re}ceiver} - T_{Ambient}\right) \tag{3-31}$$

Nach /Siebers, Kraabel 1984/ lässt sich die mittlere Wärmeübergangszahl für einen senkrechten Zylinder wie in Gleichung (3-32) angegeben berechnen.

$$\alpha_{mix} = \left(\alpha_{erzwungen}{}^{3,2} + \alpha_{natürlich}{}^{3.2}\right)^{\frac{1}{3,2}} \tag{3-32}$$

Strahlungsverluste. Jeder Körper mit einer Temperatur oberhalb des absoluten Nullpunkts (0 K) strahlt thermisch. Die Strahlungsleistung lässt sich nach dem Gesetz von Stefan-Boltzmann /Dobrinski et al. 1984/ berechnen. Für die Berechnungen wurde der Receiver als grauer Strahler abgebildet. Damit lassen sich die Strahlungsverluste nach Gleichung (3-33) berechnen.

$$P_{Verlust,Strahlung} = A \cdot \varepsilon \cdot \sigma \cdot T^4 \tag{3-33}$$

Demnach ist die Strahlungsleistung proportional zur Receiveroberfläche und der vierten Potenz der Oberflächentemperatur; ε ist dabei der Emissionskoeffizient, σ die Boltzmann-Konstante.

3.1.4 Vereinfachtes Modell der sonstigen Systemkomponenten

Anfahrverluste. Verluste beim Anfahren der Anlage werden berücksichtigt, indem eine Netto-Stromerzeugung für die betrachteten Anlagen erst ab einem Winkel der Sonne von 5° über der Horizontalen angenommen wurde.

Dampferzeuger mit Kanalbrenner. Dampferzeuger und Kanalbrenner werden anhand ihrer Wirkungsgrade modelliert, wobei für Teillastbetrieb ein Abschlag angenommen wird.

Turbosatz. Der Turbosatz (Dampfturbine und Generator) wird ebenfalls statisch mittels seines jahresmittleren Wirkungsgrades modelliert. Eine dynamische Modellierung der Anfahr- und Abfahrvorgänge sowie des Teillastverhaltens findet nicht statt. Die damit

verbundenen Verluste werden pauschal über einen Abschlag auf den Wirkungsgrad im Auslegungspunkt erfasst.

3.2 Heliostaten und Heliostatenfelder

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse der technischen Analyse der untersuchten Heliostaten diskutiert. Dazu werden die Reflektivität, die optische Qualität und die Nachführgenauigkeit gemessen. Exemplarisch erfolgt eine detaillierte Darstellung der mit dem ASM 150 durchgeführten Messkampagne, da diese zuerst und auch besonders ausführlich durchgeführt wurde. Mit dem GM 100 wurden dieselben Messungen durchgeführt, hier beschränkt sich die Darstellung, um Wiederholungen zu vermeiden, auf die wesentlichen Ergebnisse und ggf. vorhandene Unterschiede. Der AB 66-Prototyp wurde bisher noch nicht gebaut und vermessen, es werden daher lediglich die vom Hersteller angegebenen Auslegungswerte diskutiert.

3.2.1 ASM 150

Im Rahmen des Deutsch-Spanischen Heliostaten Technologieprogramms /Haeger, Romero 1994/ wird 1995 der 150 m² Metallmembranheliostat ASM 150 ("Advanced Stretched Membrane Heliostat") von deutschen Industriefirmen auf dem Gelände des europäischen Solarforschungszentrum Plataforma Solar de Almería (PSA) errichtet und nach seiner Inbetriebnahme in einem etwa zweijährigen Langzeitprogramm getestet /Weinrebe 1994/.

3.2.1.1 Fertigung und Montage

Die Montage beginnt im Januar 1995. Nach 7 Wochen, am 25. Februar, ist der Prototyp bereit für die gemeinsame Inbetriebnahme durch die beteiligten Industriefirmen und das PSA-Testteam. In acht Montagephasen werden

- der Konzentratorring mit einer vierstufigen Biegemaschine auf der Baustelle geformt,
- die Membranen vorgereckt mit einem Reckring, der ursprünglich für den Bau von 17 m Dish/Stirling-Systemen in Saudi-Arabien verwendet worden war /Schlaich 1987/,
- beide Membranen an den Konzentratorring laser-geschweißt,
- Dünnglasspiegel auf die Vordermembran geklebt,
- die vorgefertigte Fachwerk-Nachführeinheit auf dem ASM 150 Ringfundament montiert,
- der Konzentrator in die Nachführeinheit eingehängt,
- Azimut- und Elevationsring einschließlich der zugehörigen Antriebsketten montiert,
- die elektrische Installation, bestehend aus Gebläse, Servomotoren, Endschaltern, Drehwinkelgebern und lokaler Steuereinheit, komplettiert.

All diese Fertigungs- und Montageschritte werden vor Ort - direkt beim endgültigen Standort des Heliostaten - durchgeführt, um die problemlose Vor-Ort-Fertigung unter realistischen Bedingungen zu demonstrieren.

Die letzte Reihe eines PHOEBUS-Heliostatenfeld befindet sich etwa 600 m vom Turm entfernt. Deshalb wird für den ASM 150 Prototypen ein Standort rund 480 m nördlich des CESA-I Turmes gewählt, um repräsentative Ergebnisse zu erhalten. Unmittelbar östlich davon werden zwei Standorte für weitere Heliostaten, einer davon vom Typ GM 100, vorgesehen. Die Anordnung der Heliostaten ist in Abb. 3-11 dargestellt.

3.2.1.2 Reflektivität

Die Spiegelreflektivität wird wöchentlich an mehreren Messpunkten bestimmt und gemittelt. Zusätzlich erfolgen Messungen nach dem Reinigen, nach natürlichem Reinigen bei Regen und nach Sand- bzw. Staubstürmen. Die gemessene Reflektivität ist in Abb. 3-13 dargestellt.

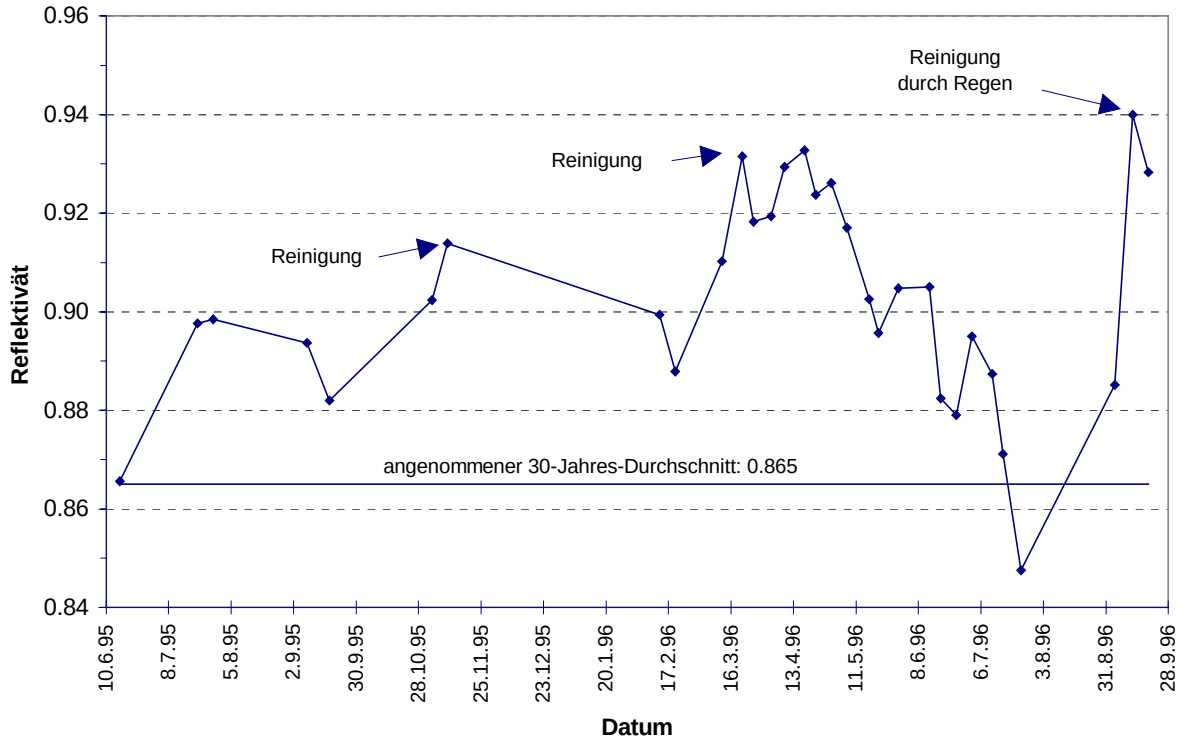

Abb. 3-13: Gemessene Reflektivität des ASM 150 Heliostaten (dargestellt ist jeweils der Mittelwert aus fünf Messwerten)

Die horizontale Ruheposition des Konzentrators (stow position) in einer Höhe von rund 7,5 m über dem Erdboden verhindert eine schnelle Degradation der Reflektivität. Allerdings führen Bauarbeiten im Zusammenhang mit der Montage des GM 100 in einer Entfernung von rund 50 m zu überdurchschnittlichen Staubkonzentrationen in der Luft. Für die Berechnungen wird in Anlehnung an /TSA 1994/ als Standardwert eine jahresmittlere Reflektivität von

0,865 verwendet (vgl. Abb. 3-13). Dieser Wert lässt sich auch unter sehr ungünstigen meteorologischen Bedingungen bei längeren Reinigungsintervallen von mehreren Monaten realisieren. Er erscheint als Mittelwert während der angenommenen Lebensdauer von 30 Jahren realistisch.

3.2.1.3 Optische Qualität

Erste Testphase. In der ersten Testphase nach der Inbetriebnahme werden Flussdichteverteilungen mit dem HERMES Ib System gemessen. In dieser zuerst verwendeten Konfiguration wird eine BTS-Videokamera mit Nuvicon-Bildröhre verwendet /BTS 1988/. Durch Vergleich der gemessenen Flussdichteverteilungen mit den Ergebnissen von Simulationsrechnungen, die mit dem HELIOS Programm durchgeführt wurden, kann eine optische Qualität von rund 1,5 mrad ermittelt werden.

Zur Berechnung werden die Parameter der Simulationsrechnungen solange variiert, bis größtmögliche Übereinstimmung zwischen Simulation und Messung erzielt ist (vgl. Kapitel 3.1.1.2). In Abb. 3-14 sind die gemessene und die simulierte Strahlungsflussdichteverteilung im selben Koordinatensystem zu finden: Die linke Abbildung zeigt den horizontalen Schnitt durch den Schwerpunkt der rechts in der "Draufsicht" dargestellten Verteilung. Die maximal gemessene Strahlungsflussdichte beträgt rund 9 kW/m² (0,9 W/cm²). Dies bedeutet rund 9 fache Konzentration, da die solare Direktstrahlung zum Messzeitpunkt 977 W/m² betrug.

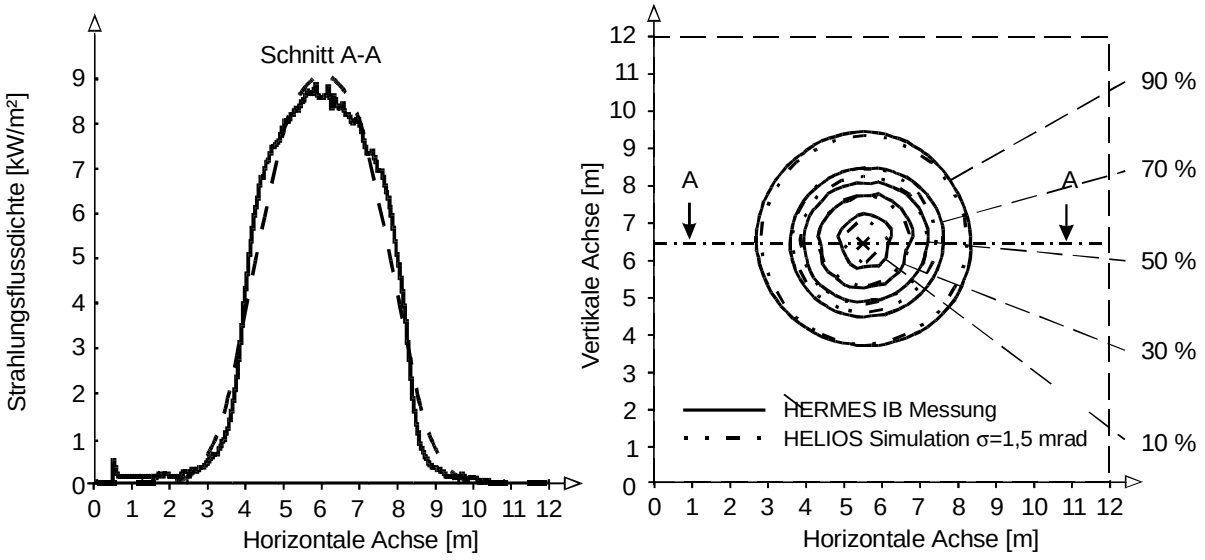

Abb. 3-14: Vergleich zwischen gemessener und simulierter Strahlungsflussdichteverteilung (dargestellt ist die Verteilung des ASM 150 Heliostaten, wie sie auf dem Target I (12 m x 12 m) gemessen bzw. für dieselben Verhältnisse simuliert wurde /Weinrebe et al. 1996A/)

Der rechte Teil der Abb. 3-14 zeigt zusätzlich die Isofluxlinien. Die Prozentwerte geben an, welcher Anteil der gesamten auf das Messtarget treffenden Strahlungsleistung innerhalb

der bezeichneten Linie registriert wurde. Beispielsweise fallen 90 % der Gesamtleistung in einen Kreis mit einem Radius von rund 2,7 m; man spricht deshalb auch von einem "90 %-Radius" von 2,7 m.

Zweite Testphase. In der zweiten Testphase werden eine neue CCD-Kamera installiert sowie das Messverfahren optimiert, um den Einfluss von Dunkelstrom und Rauschen auf das Videosignal weiter zu reduzieren.

Die ersten Tests mit diesem verbesserten Messsystem zielten darauf ab, die optimale Einstellung für die Membrankrümmung zu finden. Das theoretische Optimum des Radius der Krümmung entspricht dem doppelten Abstand zwischen Konzentrator und Target, hier also rund 960 m (vgl. Abb. 3-11). In der Praxis wird die Membrankrümmung durch einen Drehwinkelgeber bestimmt, der als Positionsgeber verwendet wird. Dieser Geber befindet sich im Inneren des Konzentrators in einer Entfernung von 5 837 mm vom Mittelpunkt. Mit seiner Hilfe wird während des Betriebes ständig die aktuelle Membranposition ermittelt und als Stellgröße für den Konzentratorgebläse-Regler verwendet. Durch die Variation der Gebläsegeschwindigkeit (und Drehrichtung) wird der vorgegebene Sollwert beibehalten. Der Geber liefert allerdings nur einen digitalen, relativen Messwert ("Inkremente") bzgl. seiner Nullposition; das Signal kann daher nicht unmittelbar zur Bestimmung der Membrankrümmung herangezogen werden. Der günstigste Wert war für die ersten Tests visuell ermittelt worden (d. h. er wurde solange variiert, bis der Durchmesser des Brennflecks auf dem Target dem Beobachter minimal erschien).

Für die zweite Phase wird diese mit dem Auge ermittelte Einstellung durch einen exakteren Wert ersetzt, der mit Hilfe einer für Messzwecke wesentlich besser geeigneten CCD-Kamera (vgl. Kapitel 3.1.1) bestimmt wurde. Dazu wird der Sollwert systematisch variiert. Sobald die Anzeigen ergeben, dass der Sollwert stabil erreicht ist (nach wenigen Sekunden), erfolgt eine Aufnahme mit der CCD-Kamera. Für die gemessenen Verteilungen wird dann mit Hilfe der in HERMES Ib integrierten Bildverarbeitungssoftware der 90 %-Radius als charakteristischer Wert für die Größe des Brennflecks berechnet. Abb. 3-15 zeigt die gemessenen 90 %-Radien in Meter als Funktion der zugehörigen Membrankrümmung; diese ist in der Einheit "Drehgeber-Inkremente" aufgetragen.

Das gefundene Optimum von 975±10 Inkrementen wird durch mehrere Messserien bestätigt. Der Wert wird seitdem als neuer Standardwert verwendet. Der zuvor benutzte Wert betrug 950 Inkremente. Die in Phase I verwendete visuelle Einstellung und die daraus resultierende optische Qualität entspricht also nicht dem möglichen Bestwert.

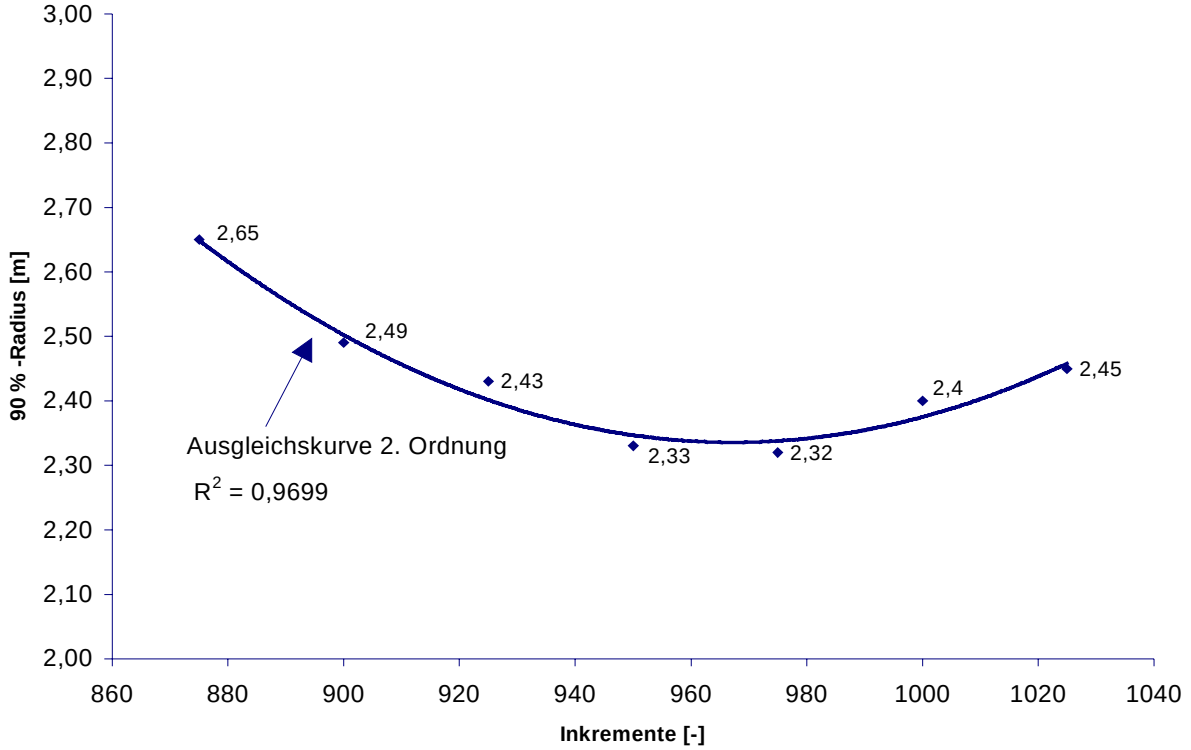

Abb. 3-15: Gemessener 90 % Radius als Funktion der Konzentratorkrümmung. Der ermittelte Bestwert wurde als Standardeinstellung für die weiteren Messungen herangezogen

Fehlerabschätzung. Zur Absicherung des verwendeten Verfahrens zur Bestimmung der optischen Qualität und zur Einordnung der ermittelten Werte wurden zwei Kontrollrechnungen durchgeführt: Zunächst ein Vergleich mit den theoretischen Idealwerten, und dann eine vereinfachte Berechnung ohne das HELIOS-Programm.

Vergleich mit theoretischen Idealwerten. Zur weiteren Absicherung des ermittelten Wertes erfolgt ein Vergleich der 90 %- und 95 %-Messwerte mit den entsprechenden Werten, die sich durch die Simulation eines idealen Konzentrators (d. h. ohne Spiegelfehler) unter Annahme einer pillbox-verteilten Sunshape ergeben. Eine Pillbox-Verteilung ist dadurch charakterisiert, dass innerhalb des definierten Bereichs die Wahrscheinlichkeit einen konstanten Wert annimmt, und außerhalb Null ist. Die so festgelegte Kurve hat die Form eines Rechtecks (d. h. einer "Pillbox"). Die auf diese Weise berechneten Werte stellen das absolute theoretische Minimum dar. Dies ist in Abb. 3-16 dargestellt.

Die Abbildung zeigt, dass die gemessenen Werte insofern realistisch sind, dass sie größer als die theoretischen Minimalwerte sind. Es wird auch deutlich, dass es sich um einen sehr guten Konzentrator handelt, der gemessene 90 %-Radius ist nur rund 17 cm größer als das theoretische Minimum. Gut zu erkennen ist auch die Abhängigkeit des Brennfleck-durchmessers von der Zeit: Die Radien sind zur solaren Mittagszeit minimal (d. h. wenn die Sonne genau im Süden steht). Nur dann befinden sich Sonne, Konzentrator und Target näherungsweise auf der optischen Achse (vgl. Abb. 3-11). Zu allen anderen Zeitpunkten führt

der Astigmatismus (vgl. Kapitel 3.1.1) zu einer Aufweitung des Brennflecks. Die Sonne wird dann elliptisch verzerrt auf dem Target abgebildet. Die in Abb. 3-16 dargestellten Verhältnisse gelten sinngemäß für alle Heliostaten vom diskutierten Typ, die sich näherungsweise auf der Nord-Süd-Symmetrieachse eines Heliostatenfeldes befinden. Für Heliostaten, die sich deutlich westlich bzw. östlich dieser Achse befinden, gelten entsprechend andere Zeiten, zu denen sie eine optimale Abbildung der Sonne erzielen können.

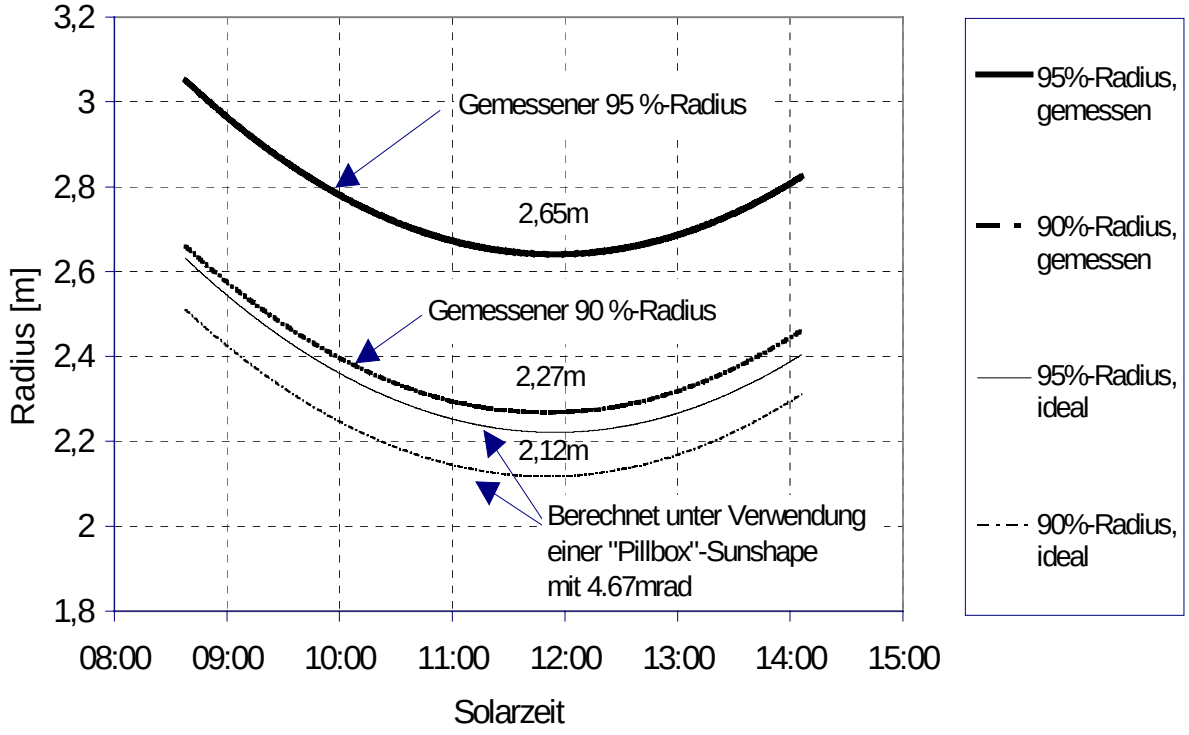

Abb. 3-16: Gemessene und berechnete 90 % und 95 % Radien als Funktion der Zeit (Die simulierten Kurven stellen das theoretische Minimum unter Annahme einer "pillbox-verteilten" Sunshape dar)

Vereinfachte Vergleichsrechnung ohne Helios. Das normalerweise für die Strahlungsflussdichte-Simulationsrechnungen verwendete HELIOS-Programm /Biggs, Vittitoe 1979/ basiert auf einem statistischen Ansatz. Es verwendet FFT (Fast Fourier Transformation) Verfahren für die Faltung der Sunshape mit dem Fehlerkegel des optischen Systems (Heliostat). Im Folgenden wird ein vereinfachtes Verfahren beschrieben und angewandt, welches es gestattet, aus den gemessenen Strahlungsflussdichteverteilungen mit einfachen mathematischen Mitteln die optische Qualität des Konzentrators näherungsweise zu bestimmen.

Zunächst werden die gemessenen Intensitätsverteilungen des Sonnenbildes mit hierfür entwickelten MATLAB™-Routinen /Biran, Breiner 1996/ statistisch analysiert /Alarcon 1996/. Dann werden durch Vergleich mit der Sunshape der Fehlerkegel des Heliostaten und die zugehörigen σ-Werte bestimmt.

Für die Faltung zweier beliebiger zwei-dimensionaler Verteilungen *F* und *G* gilt Gleichung (3-34) /Biggs, Vittitoe 1979/ (Definition des Faltungsintegrals):

$$H(r,s) = \int_{-\infty}^{+\infty}\int_{-\infty}^{+\infty} F(r-\eta, s-\xi)\, G(\eta,\xi)\, d\eta\, d\xi = F * G \tag{3-34}$$

Im vorliegenden Fall gilt für die Standardabweichungen $<r>_F$ der Verteilung *F* und $<r>_G$ von G, da mindestens einer der Durchschnittswerte $<r>_F$ bzw. $<r>_G$ Null ist, für *r* bezüglich der Verteilung $F*G$ Gleichung (3-35). Dabei sind *F* und *G* normierte zweidimensionale Normalverteilungen. Die Durchschnittswerte entsprechen hier den Koordinaten des Schwerpunkts der Verteilung. Da das Koordinatensystem in den Schwerpunkt der Verteilung gelegt wird, verschwindet bei einer elliptischen Verteilung ein Durchschnittswert, bei einer rotationssymmetrischen Verteilung sind beide Durchschnittswerte gleich Null.

$$< r^2 >_{F*G} = < r^2 >_F + < r^2 >_G \tag{3-35}$$

Für den speziellen Fall der Heliostatbewertung wird die vereinfachende Annahme getroffen, dass sowohl die Sunshape als auch die auf dem Target gemessene Strahlungsflussdichteverteilung rotationssymmetrisch sind. Die gemessenen Elliptizitäten betragen zwischen 1,01 und 1,037; die Annahme ist also zumindest im Rahmen dieser vereinfachten Berechnung gerechtfertigt. Für die vereinfachte Berechnung wird daher Gleichung (3-36), die streng nur für die Faltung rotationssymmetrischer Verteilungen gilt, verwendet.

$$\sigma_{F*G}^2 = \sigma_F^2 + \sigma_G^2 \tag{3-36}$$

Der Fehlerkegel des Heliostaten $\sigma_{Konzentrator}$ kann folglich aus der Standardabweichung der auf dem Target gemessenen Verteilungen $\sigma_{Messung}$ und der Sunshape $\sigma_{Sunshape}$ nach Gleichung (3-37) bestimmt werden. Diese gilt unter der Voraussetzung, dass die optischen Heliostatenfehler als Normalverteilung beschrieben werden können.

$$\sigma_{Konzentrator} = \sqrt{\sigma_{Messung}^2 - \sigma_{Sunshape}^2} \tag{3-37}$$

Die Ergebnisse dreier repräsentativer Messungen sind in Tabelle 3-1 dargestellt. Alle Messungen wurden an einem klaren, trockenen Tag ausgeführt. Besonders deutlich wird die Abhängigkeit der Ergebnisse von der zugrunde gelegten Sunshape.

Tabelle 3-1: Ergebnisse der vereinfachten Heliostatenfehlerberechnung /Weinrebe et al. 1996B/

Datum	σ -Messung	Elliptizität der Verteilung	Direktstrahlung [W/m²]	Windgeschwindigkeit [m/s]	σ-Sunshape [mrad]	σ-Konzentrator [mrad]
23.2.96	2,67	1,003	910	7,5	2,2…2,3	1,51…1,36
23.2.96	2,65	1,007	910	7,5	2,2…2,3	1,48…1,32
26.9.96	2,65	1,037	875	4,7	2,3	1,48…1,32

Die Werte für $\sigma_{Sunshape}$ stammen von früheren Messungen /Kiera 1985/ bzw. wurden mit dem HERMES Ib System bestimmt und mit einer Funktion verglichen, die in /Biggs, Vittitoe 1979/ beschrieben ist und die Standardabweichung der Sunshape als Funktion der solaren Diektstrahlung beschreibt. Zwischen /Kiera 1985/, /Biggs, Vittitoe 1979/ und den hier durchgeführten Sunshape-Messungen wurde eine gute Übereinstimmung gefunden, alle Werte liegen zwischen 2,1 und 2,5 mrad. Als Rechenwert werden 2,2 bzw. 2,3 mrad verwendet.

Die mit dem HERMES-System gemessenen Sunshapes werden mit derselben Systemeinstellung (Blende, Brennweite, Belichtungszeit, Shadingkorrektur etc.) ermittelt, die auch für die Messung der Strahlungsflussdichteverteilung auf dem Target verwendet wird. Es werden lediglich zusätzliche Neutraldichtefilter verwendet, um die höhere Strahlungsintensität bei direkter Sonnenbeobachtung zu kompensieren. Für die Auswertung werden jeweils die kleineren Wert für $\sigma_{Sunshape}$ verwendet.

Aufgrund der begrenzten räumlichen und dynamischen Auflösung des HERMES-Systems sollten diese Messungen lediglich als Zusatzinformation herangezogen werden. In späteren Tests wurde ein höherauflösendes System verwendet, um die möglichen Fehler, die sich Ungenauigkeiten bei den verwendeten Werten für die Sunshape ergeben, zu minimieren. Die Ergebnisse einer derartigen Messung sind in Abb. 3-17 dargestellt. Die optische Qualität wurde damit zu 1,7 mrad bestimmt.

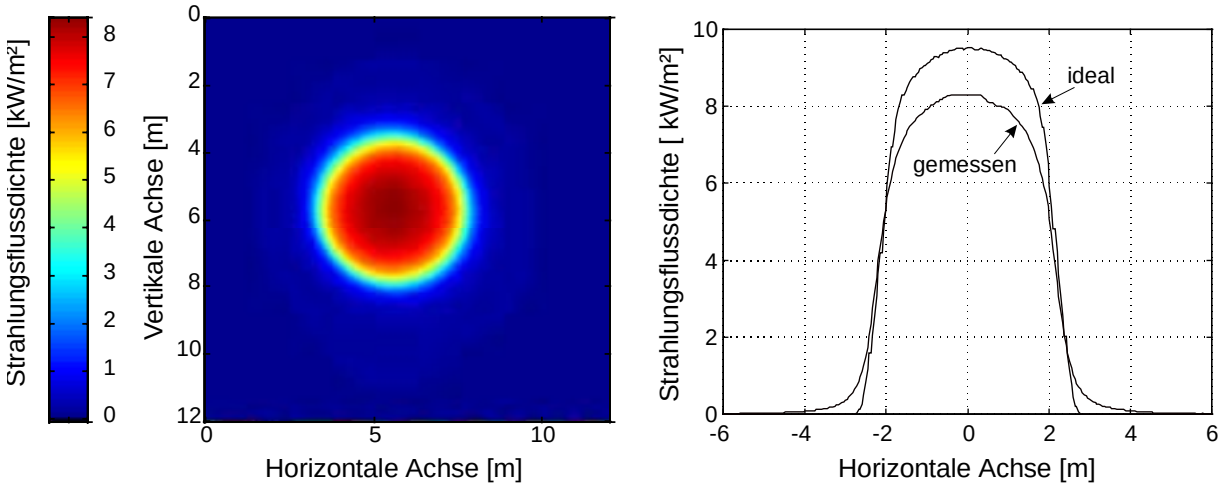

Abb. 3-17: ASM 150 Heliostat: Strahlungsflussdichteverteilung auf dem 12 m x 12 m Target (links). Rechts ist sowohl ein Schnitt durch die gemessene Intensitätsverteilung (durch Schwerpunkt der Verteilung) als auch der Schnitt durch die "ideale" Verteilung dargestellt, die sich für einen fehlerlosen Spiegel ergäbe. Zur Berechnung der idealen Verteilung wurde die gemessene Sunshape auf das Target projiziert /SolarPACES 1998/

Für die weiteren Berechnungen wird deshalb mit dem Wert von 1,7 mrad für den Konzentrator des ASM 150 Heliostaten gerechnet; dies entspricht dem "worst case". Aufgrund des steifen Fachwerkdrehstandes ergeben sich keine optischen Fehler infolge von Strukturdeformationen. Im Tages- und Jahresverlauf macht sich lediglich der wechselnde Einfluss des Astigmatismus bemerkbar (vgl. Abb. 3-4).

Membranform. Um einen qualitativen Eindruck von der Membranform und etwaigen Deformationen, die einen Einfluss auf die optische Qualität und die Größe der tatsächlich reflektierenden Nettospiegelfläche haben könnten, zu erhalten, wird die im Folgenden beschriebene Versuchsanordnung nach /Cordes 1994/ verwendet.

Ein PC basiertes Bildverarbeitungssystem (Hamamatsu CCD-Kamera mit Neutraldichtefiltersatz, 8bit Framegrabber, PC mit Bildverarbeitungssoftware) wird auf der 60 m Testplattform des CESA-1 Turms installiert, während der Heliostat die Kameraposition "trackt" (d. h. er wird so gesteuert, dass er das Sonnenlicht in Richtung Kamera reflektiert). Dann werden Aufnahmen vom Konzentrator bei flacher und bei fokussierter Membran gemacht. Eine derartige Aufnahme bei fokussierter Membran ist in Abb. 3-18 dargestellt. Sie zeigt, dass nahezu die gesamte Konzentratorfläche, mit Ausnahme kleiner Zonen am Rand, das Sonnenlicht auf den Zielpunkt reflektiert.

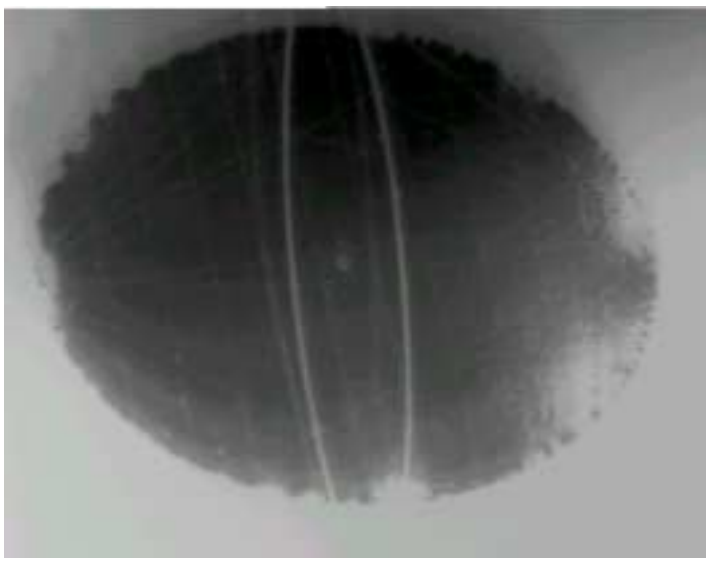

Abb. 3-18: Aufnahme des fokussierten Konzentrators (aufgenommen von der Stelle am Turm, auf die der Heliostat zielt (11.7.95, 870W/m^2 Direktstrahlung) /Weinrebe et al. 1996A/)

3.2.1.4 Nachführgenauigkeit

Bei der Nachführgenauigkeit kann zwischen zwei unterschiedlichen Fehlerursachen unterschieden werden:

Aufgrund der nicht perfekten Ausrichtung der Heliostatdrehachsen, des mechanischen Spiels im Antriebstrang, der begrenzten Genauigkeit der Berechnungen von Sonnenstand und Heliostatsollwinkeln und der begrenzten Auflösung der Drehwinkelgeber an Azimut- und Elevationsachse kommt es zu einer fehlerbehafteten räumlichen Ausrichtung des Konzentrators. Hinzu kommen Abweichungen der Konzentratoroberfläche von der Sollform durch Schwerkrafteinwirkung. So hängt beispielsweise die Membran bei nahezu vertikaler Konzentratorstellung (kurz nach Sonnenaufgang und kurz vor Sonnenuntergang) ohne schwerkraftbedingte Krümmung, während bei näherungsweise horizontaler Ausrichtung (z. B. zeitweise für Heliostaten im Süden des Heliostatenfeldes) allein durch die Schwerkraft ein symmetrischer Durchhang der Membran gegeben ist. Für beliebige Positionen ergeben sich Überlagerungen der Krümmung durch die Schwerkraft und den Unterdruck im Konzentratorinneren. Diese Effekte können unter dem Begriff "mittelfristige Nachführfehler" zusammengefasst werden.

Weiterhin treten Windeffekte auf. Bei diesen spielt neben der Windgeschwindigkeit und -böigkeit auch die relative Anströmrichtung eine Rolle. Diese Effekte werden unter dem Begriff "kurzfristige Nachführfehler" zusammengefasst.

Mittelfristige Nachführfehler. Für die Bestimmung der mittelfristigen Nachführfehler werden die Koordinaten der Targetmitte in das Nachführprogramm (Tracking Program) des Heliostaten eingegeben. Im Idealfall wird dann während des gesamten Versuchs (z. B. von Sonnenaufgang bis Sonnenuntergang) ein Abbild der Sonne auf die Targetmitte projiziert. In der Praxis wandert jedoch der "Brennfleck" auf dem Target. Mit dem Strahlungsflussdichtemesssystem werden dann regelmäßig (z. B. einmal pro Stunde) Flussdichteverteilungen aufgenommen und statistisch analysiert. Aus der Wanderung des Schwerpunkts der Verteilung können dann Rückschlüsse auf die Nachführgenauigkeit gezogen werden.

In Abb. 3-19 ist ein derartiger Verlauf abgebildet. Es ist zu erkennen, dass zwischen 11:00 Uhr und 15:30 Uhr die Wanderung der Schwerpunktkoordinate im Azimut etwa 5 mrad beträgt. Dies ist ein unzulässig hoher Fehler, da dies bei einem Abstand des Heliostaten vom Zielpunkt von rund 500 m einer Abweichung von rund 2,5 m entspricht. Damit kann die erforderliche Strahlungsflussdichteverteilung auf dem Receiver nicht gewährleistet werden.

Der Auslegungswert beträgt 0,6 mrad Gesamtfehler für Azimut und Elevation. Zunächst wurde daher eine empirische Korrekturfunktion in das Programm zur Heliostatensteuerung implementiert. Dies führte zu einer deutlichen Verbesserung der Nachführgenauigkeit. Nach einer konstruktiven Änderung der Drehgeberhalter konnte der Fehler weiter reduziert werden. Die gesammelten Erfahrungen und Verbesserungen flossen bei Konstruktion und Bau dreier Dish/Stirling-Systeme, welche über einen Drehstand nach demselben Konstruktionsprinzip verfügen, mit ein /PSA 1995/. Bei diesen wurden die Spezifikationen (Fehler ≤ 0,5 mrad) auf Anhieb eingehalten. Im Folgenden wird daher auch für den ASM 150 ein Nachführfehler

gemäß der Spezifikation von ≤ 0,6 mrad angesetzt. Messungen am modifizierten System bestätigen das Einhalten der Spezifikationen /SolarPACES 1998/.

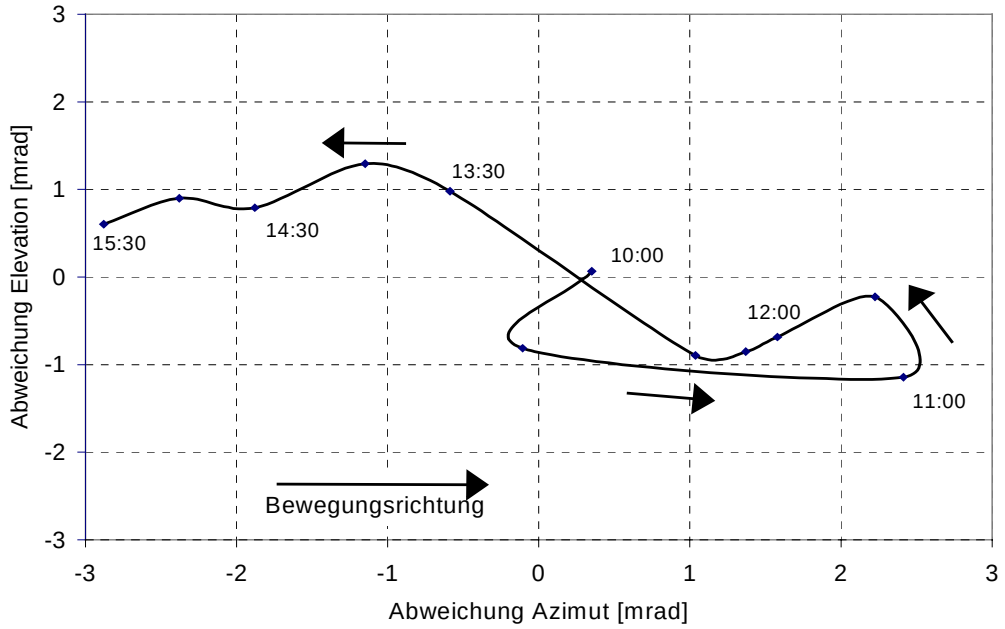

Abb. 3-19: Nachführgenauigkeit des ASM 150 Heliostaten vor der Überarbeitung der Drehgebereinheit. Neben der Kurve ist jeweils die Uhrzeit vermerkt, zu der die aufgetragene Abweichung registriert wurde

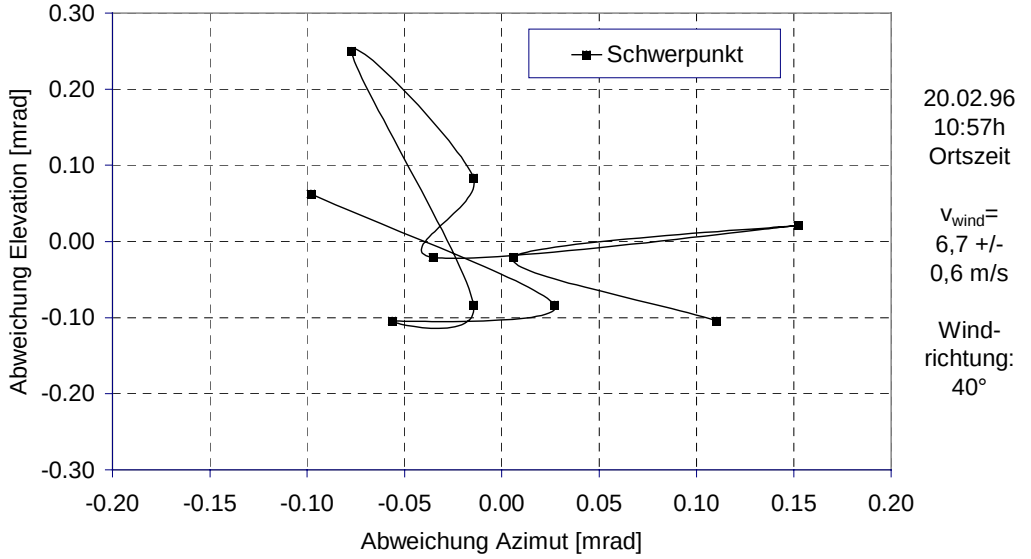

Abb. 3-20: Kurzfristige Bewegungen des Schwerpunkts infolge von Windeffekten. Der dargestellte Zeitraum umfasst 70 s, die maximale Abweichung ist 0,25 mrad

Kurzfristige Nachführfehler. Die prinzipielle Vorgehensweise zur Bestimmung der kurzfristigen Nachführfehler entspricht dem oben geschilderten Verfahren. Allerdings liegt die Messfrequenz nicht im Stundenbereich. Die Messungen werden in Intervallen von

wenigen Sekunden durchgeführt, so schnell das System das Videobild digitalisieren und speichern kann.

3.2.1.5 Zusammenfassung der Messergebnisse

Die Bestimmung des Konzentratorfehlers mit Hilfe indirekter Strahlungsflussdichte-messsysteme ergibt für die optische Qualität des Konzentrators Werte zwischen 1,5 und 1,7 mrad. Die weiteren Berechnungen werden mit 1,7 mrad durchgeführt (vgl. Tabelle 3-2).

Tabelle 3-2: Rechenwerte für optische Qualität und Nachführgenauigkeit des ASM 150 Heliostaten

ASM 150	
optische Qualität	1,7 mrad
Nachführgenauigkeit	0,6 mrad

Die Messkampagnen zur Bestimmung der Nachführgenauigkeit ergaben zunächst eine ungenügende Nachführgenauigkeit des Heliostaten. Durch konstruktive Verbesserungen im Zusammenspiel mit in das Steuerprogramm implementierten Korrekturroutinen gelingt es jedoch, den Auslegungswert zu erreichen und zu übertreffen. Die steife Fachwerkstruktur der Fachwerkdrehstand-Nachführeinheit bewährt sich auch bei hohen Windgeschwindigkeiten, es zeigen sich keine Nachführfehler durch Strukturschwächen. Im Folgenden wird daher für den ASM 150 von einem Nachführfehler (Tracking Error) von 0,6 mrad ausgegangen (vgl. Tabelle 3-2).

3.2.1.6 Heliostatenfeld

Ziel dieses Kapitels ist es, basierend auf den im vorangegangenen Kapitel ermittelten Kennwerten für den ASM 150 ein Heliostatenfeld für das in Kapitel 2.3 definierte Kraftwerk entsprechend den Spezifikationen in Tabelle 3-3 auszulegen. In den Kapiteln 3.2.2.6 und 3.2.3.5 erfolgt die entsprechende Auslegung der Heliostatenfelder für Heliostaten vom Typ GM 100 bzw. Abengoa 66.

Erforderliche Spiegelfläche. Für die Auslegung wird bei zunächst konstanten Eigenschaften (Reflektivität, Nachführgenauigkeit, optische Qualität) des einzelnen Heliostaten die Anzahl der Heliostaten und die Konfiguration des Feldes solange systematisch variiert, bis die geforderte Nennleistung auf der Receiverapertur ohne Überschreiten der maximal zulässigen Strahlungsflussdichte erreicht wird.

Dies wird dann für verschiedene Werte der optischen Qualität durchgeführt, um die Abhängigkeit der Anzahl der erforderlichen Heliostaten von der optischen Qualität zu ermitteln. Die Auslegung erfolgt mit den Simulationsprogrammen DELSOL3 und PowerTower.

Tabelle 3-3: Wesentliche allgemeine Auslegungsparameter für das untersuchte Heliostatenfeld (vgl. auch /TSA 1994/)

Größe	Wert
Geographische Breite des Standorts	35°
solare Direktstrahlung am Auslegungstag um 12:00 Uhr Solarzeit	960 W/m²
Auslegungstag	21. Juni (Sommersonnenwende)
Auslegungszeitpunkt	12:00 Solarzeit (Sonne im Zenith)
Feldtyp	Rundumfeld
Nennleistung auf Receiverapertur	108,1 MW
optische Turmhöhe	130 m
Receiverhöhe	8,06 m
Receiverdurchmesser	6,79 m (unten) / 12,15 m (oben)
Entfernung der ersten Heliostatenreihe vom Turmmittelpunkt	90 m
Entfernung der letzten Heliostatenreihe vom Turmmittelpunkt	maximal 520 m
maximal zulässige Strahlungsflussdichte auf Absorber	950 kW/m²

In Abb. 3-21 sind die Ergebnisse der Auslegung für ein Feld mit Heliostaten vom Typ ASM 150 dargestellt. Man erkennt, dass bei einer (experimentell bestimmten) optischen Qualität von 1,7 mrad 1 077 Heliostaten erforderlich sind. Weiter ist zu erkennen, dass sich - ausgehend vom dargestellten Maximalwert von 3,4 mrad - eine Verbesserung der optischen Qualität bis zum Bereich von etwa 1,8 bis 2,0 mrad durch eine deutlich abnehmende Anzahl der erforderlichen Heliostaten bemerkbar macht.

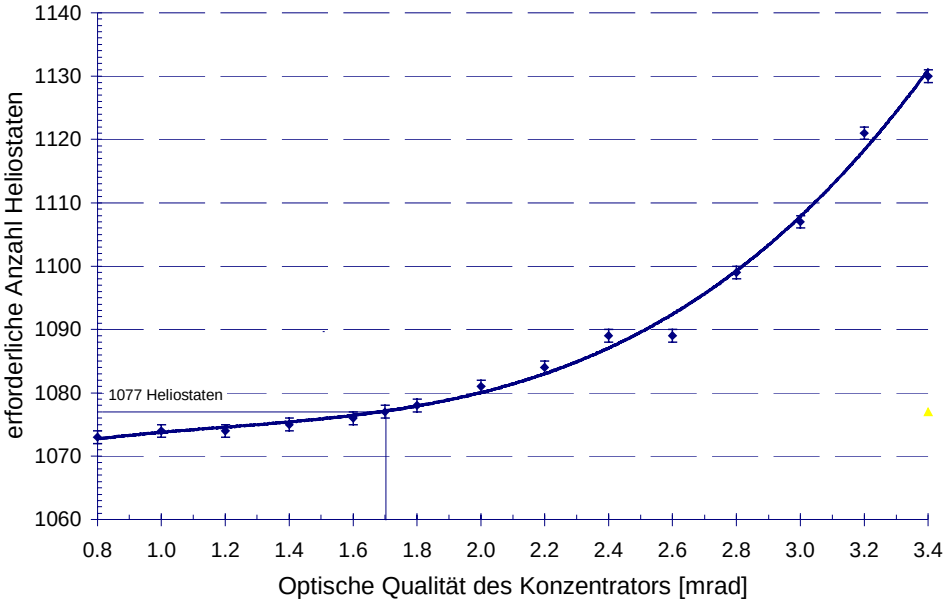

Abb. 3-21: Anzahl der erforderlichen Heliostaten vom Typ ASM 150 in Abhängigkeit der optischen Qualität des Konzentrators (Gesamtnachführfehler 0.6 mrad)

Eine weitere Verbesserung über rund 1,8 mrad hinaus bringt nur noch eine vergleichsweise geringe Reduktion der Anzahl der erforderlichen Heliostaten mit sich; die Kurve verläuft im

Bereich von etwa 0,6 bis 1,8 mrad deutlich flacher. Dieses Verhalten lässt sich damit erklären, dass in diesem Bereich die Spillage-Verluste bereits sehr gering sind. Eine weitere Verbesserung der optischen Qualität bewirkt bei konstanter Heliostatenzahl nur eine marginale Erhöhung der auf den Receiver treffenden Strahlungsleistung.

Strahlungsflussdichteverteilung auf der Absorberoberfläche. In Abb. 3-22 sind die mit DELSOL3 berechneten Strahlungsflussdichteverteilungen auf der Absorberoberfläche des Receivers am 21. Juni um 12:00 Solarzeit für die drei betrachteten Heliostatenfeldkonfigurationen dargestellt.

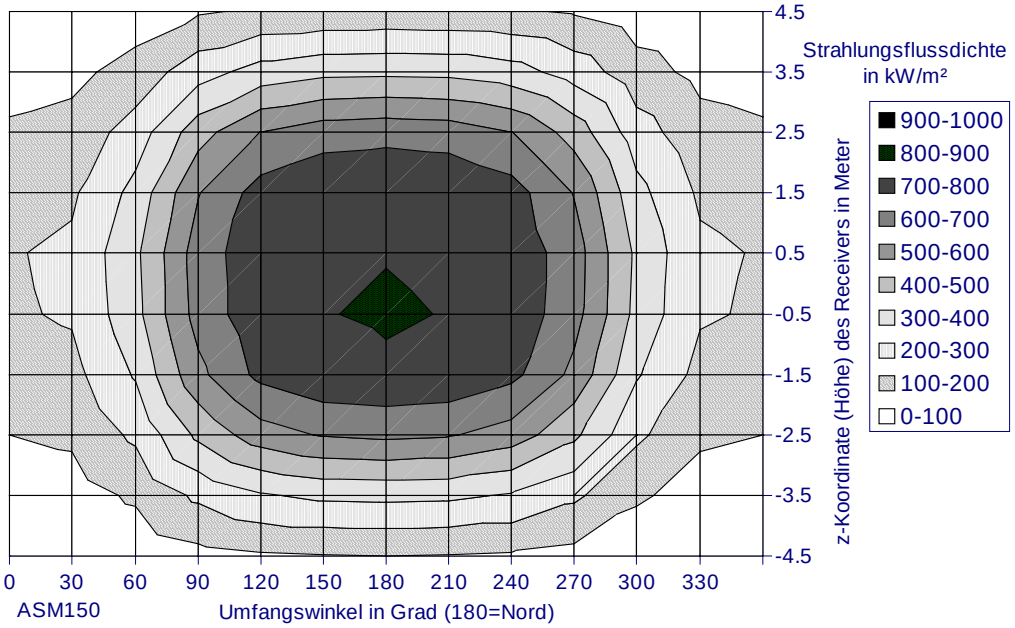

Abb. 3-22: Strahlungsflussdichteverteilung auf der Absorberoberfläche des Receivers am 21. Juni um 12:00 Solarzeit für die betrachtete ASM 150-Heliostatenfeldkonfiguration. Dargestellt ist die Verteilung auf der abgewickelten Oberfläche eines idealisierten zylindrischen Receivers

Demnach ist beim ASM 150-Feld nur ein relativ kleiner Bereich von rund einem Hundertstel der Receiveroberfläche mit einer hohen Flussdichte zwischen 800 und 900 kW/m² beaufschlagt. Mit diesem Feld gelingt es gut, die Leistung entlang der Receiverhöhe zu verteilen

3.2.2 GM 100

Der facettierte Glas/Metall-Heliostat GM 100 wird, wie der ASM 150, im Rahmen des Deutsch-Spanischen Heliostaten Technologieprogrammes /Haeger, Romero 1994/ auf dem Gelände der PSA im Jahr 1996 errichtet und nach seiner Inbetriebnahme im Juni 1996 in einem Langzeitprogramm /Weinrebe 1994/ getestet.

3.2.2.1 Fertigung und Montage

Die vorgefertigten Fachwerkträger werden von einer Montagemannschaft der Firma Inabensa[8] vor Ort auf dem Gelände der PSA an das ebenfalls fertig angelieferte Torsionsrohr geschraubt und ausgerichtet. Die Vorfertigung der Facetten erfolgte bei CIEMAT in Madrid. Wesentlicher Fertigungsschritt ist hierbei das Einstellen der gewünschten Krümmung unter Verwendung einer Lehre. Die fertigen Facetten werden nach einer ersten groben Überprüfung der optischen Eigenschaften per Lkw nach Südspanien transportiert[9].

Nach der Montage und Grobjustierung der Facetten einschließlich der Montagerahmen wird der komplette Konzentrator mit einem Autokran auf die zuvor montierte Pylon-Getriebeeinheit gehoben und verschraubt. Dann wird das eigentliche Canting nach dem "HOTL" Laserverfahren durchgeführt /Monterreal 1996/.

Direkt nach dem Canting wird die optische Qualität des Konzentrators mit dem HERMES-System zu rund 2,5 mrad bestimmt. Nach wenigen Tagen ist – selbst mit bloßem Auge – eine deutliche Verschlechterung festzustellen. Eine eingehende Untersuchung des Prototypen ergibt zunächst folgende wahrscheinliche Ursache: Die Verschraubung der die Facetten haltenden Kragträger mit dem zentralen Torsionsrohr war nicht sachgemäß berechnet bzw. durchgeführt worden. Dadurch hatten sich durch Gravitations- und Windlasten die einzelnen Träger und das Torsionsrohr relativ zueinander bewegt. Die Montagefirma verschweißt daraufhin die entsprechenden Verbindungen. Anschließend muss der Heliostat erneut "gecantet" werden, was ein drei Mann-Team einschließlich kleinem Montagekran mit Mannkorb etwa zwei Tage beschäftigte. Eine weitere mögliche Fehlerursache stellt die unzureichende Dimensionierung des Torsionsrohres selbst dar.

3.2.2.2 Reflektivität

Die Reflektivität der beim GM 100 verwendeten Facetten beträgt im neuen Zustand etwa 0,92. Dieser Wert liegt im Vergleich zu den Dünnglasspiegeln des ASM 150 um etwa zwei Prozentpunkte niedriger. Ursache ist vor allem die Glasdicke von 4 mm im Vergleich zu rund 1 mm der Dünnglasspiegel. Bei beiden Typen handelt es sich um rückseitenversilberte Spiegel; das Glas wird also zweimal vom reflektierten Lichtstrahl durchquert. Dadurch steigen die Absorptionsverluste mit der Glasdicke deutlich an. Für die Berechnungen wird als Standardwert eine jahresmittlere Reflektivität von 0,855 verwendet. Dieser Wert liegt nur einen Prozentpunkt niedriger als der für den ASM 150 verwendete, da sich in der Praxis in diesem Bereich eine gewisse Stabilisierung zeigt. Dies kann damit erklärt werden, dass sich

[8] Teil der Firmengruppe Abengoa, SA, Madrid, welche neben CIEMAT, Madrid, für die Konstruktion mit verantwortlich zeichnet.

[9] Da es zu großen Verlusten infolge unsachgemäßen Transportes kam, musste eine zweite Kleinserie gefertigt und ausgeliefert werden.

ein Gleichgewicht einstellt zwischen Schmutzpartikeln, die sich neu an der Spiegeloberfläche anlagern, und der Selbstreinigung durch Wind und Regen.

3.2.2.3 Optische Qualität

In einer weiteren Messkampagne kann danach die optische Qualität zu 2,3 mrad bestimmt werden /Monterreal 1997/. Bei dieser Messkampagne wird erstmals ein höherauflösendes Messsystem mit 14bit CCD-Kamera eingesetzt. Gleichzeitig wird auch die bei der Durchführung der ASM 150-Messkampagne erarbeitete Empfehlung umgesetzt, bei der Auswertung zum Zeitpunkt der Messung aufgenommene Aufnahmen der Sunshape zu berücksichtigen (vgl. S.60). In Abb. 3-23 ist eine im Juli gemessene Strahlungsverteilung dargestellt.

Beim GM 100 ergibt sich infolge von Gravitationslasten, auch nach dem Verschweißen der Ausleger, eine sich deutlich ändernde optische Qualität über den Tagesverlauf bzw. über das Jahr. Durch elastische Verformung des Torsionsrohres sind unter bestimmten Bedingungen der östliche und der westliche Arm des Torsionsrohres gebogen, so dass ein doppelter Fokus entsteht. Dies ist in Abb. 3-24 dargestellt /Monterreal 1997/. Dann wird die Spezifikation des Heliostaten nicht mehr eingehalten, die optische Qualität sinkt unter 2,6 mrad.

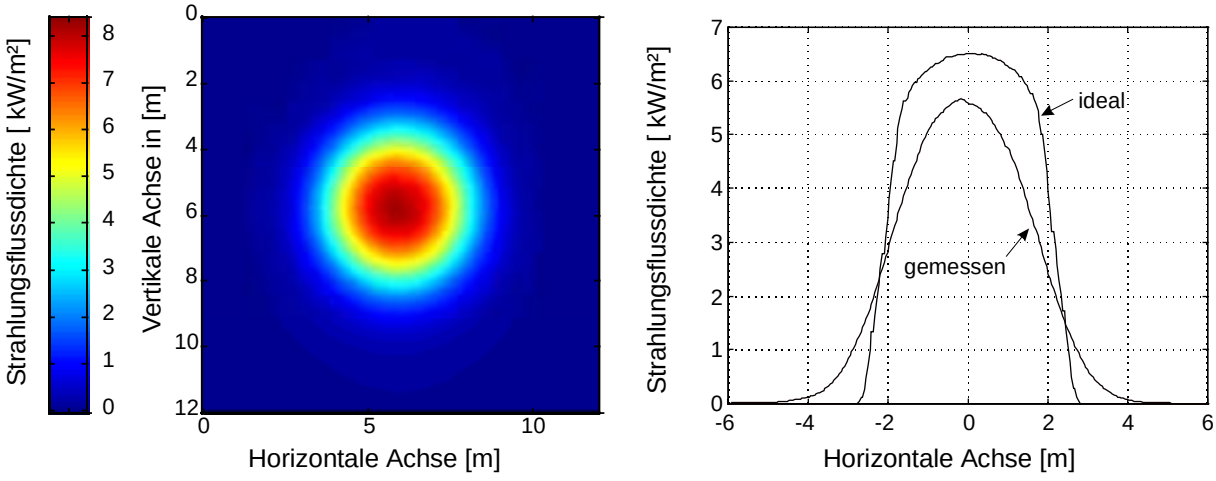

Abb. 3-23: GM 100 Heliostat: Strahlungsflussdichteverteilung auf dem 12 m x 12 m Target (links). Rechts ist sowohl ein Schnitt durch die gemessene Intensitätsverteilung (durch Schwerpunkt der Verteilung) als auch der Schnitt durch die "ideale" Verteilung dargestellt, die sich für einen fehlerlosen Spiegel ergäbe. Zur Berechnung der idealen Verteilung wurde die gemessene Sunshape auf das Target projiziert /SolarPACES 1998/

Weiterhin ist zu erkennen, dass das Canting des hellen östlichen Armes korrekt durchgeführt wurde, da praktisch alle Facetten hell erscheinen, das heißt das Sonnenlicht auf einen

gemeinsamen Fokus reflektieren. Bei einem ausreichend steif ausgelegten Heliostaten würden beide Hälften des Konzentrators (Ost und West) das Sonnenlicht zu einem gemeinsamen Punkt reflektieren.

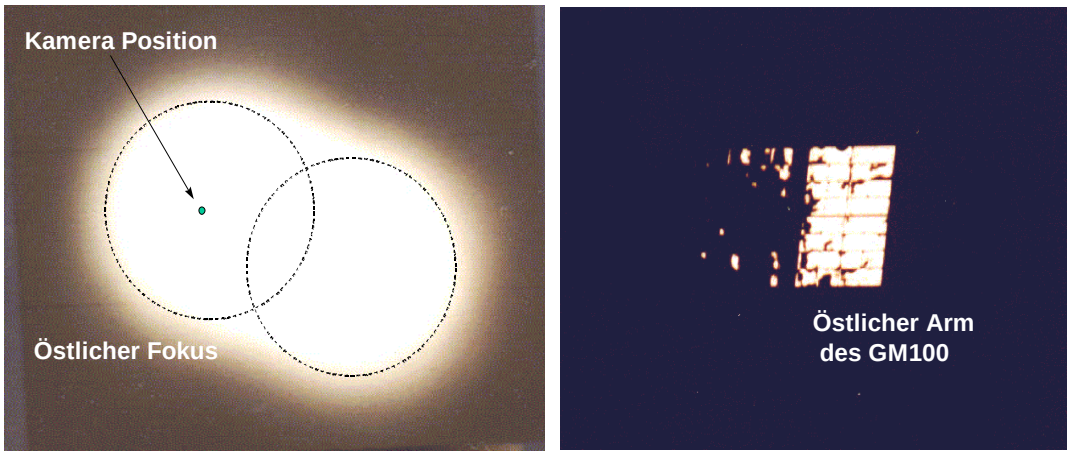

Abb. 3-24: Doppelter Fokus des GM 100 Heliostaten infolge elastischer Verformung der Struktur durch Gravitationslasten. Die rechte Aufnahme wurde von einer Kamera im Zentrum des "östlichen" Fokus gemacht. Daher sind nur die Facetten hell zu sehen, die auf diesen Fokus gerichtet sind

Das heißt, dass in Abb. 3-24 links nur ein gemeinsamer runder Fokus zu sehen sein müßte, und dass in Abb. 3-24 rechts beide Konzentratorhälften (Ost und West) hell erscheinen würden. Nach dem Beheben von Montagefehlern kann eine optische Qualität von 2,3 mrad erreicht werden. Dies gilt allerdings nur, wenn die geometrischen Verhältnisse und damit die herrschenden Gravitationslasten annähernd den Verhältnissen zum Zeitpunkt des Cantings entsprechen.

Im Jahresverlauf ergibt sich hingegen durch elastische Verformung der Struktur des Heliostaten ein periodisches Sinken auf etwa 2,7 mrad und anschließendes Wiederansteigen der optischen Qualität auf den Anfangswert von 2,3 mrad. Im Folgenden wird deshalb für diesen Heliostaten eine mittlere optische Qualität von 2,5 mrad angesetzt.

3.2.2.4 Nachführgenauigkeit.

Die Nachführgenauigkeit des GM 100 wird besonders ausführlich überprüft, da bei diesem Heliostaten zum ersten Mal ein neu entwickelter, dem Stand der Elektronik und Elektrotechnik entsprechender, intelligenter Heliostatencontroller /García 1995/ zum Einsatz kommt.

In einer ersten Testphase wird die Position des Brennflecks auf dem 12 m x 12 m Target halbstündlich vom Kraftwerks-Betriebspersonal im Kontrollraum des CESA-I Turm-Solarkraftwerks notiert. Im Kontrollraum befindet sich ein Monitor, der mit einer im Heliostatenfeld montierten, ferngesteuerten Videokamera verbunden ist. Die Kamera wird so

eingestellt, dass sie das 12 m x 12 m Target komplett zeigt. Auf dem Kontrollmonitor wurde ein Koordinatengitter (Meterraster) eingezeichnet, so dass es möglich ist, die jeweilige Position des Brennflecks in ein entsprechendes Formular einzutragen. Die geschätzte Genauigkeit dieses Verfahrens liegt bei $\pm$ 0,5 m. Dies entspricht bei einer Entfernung Heliostat - Target von 480 m rund 1 mrad.

Diese ersten gröberen Tests dienten zur Überprüfung der prinzipiellen Eignung des verwendeten Algorithmus und der verwendeten Parameter (geographische Daten, Geometrie des Heliostaten, Position des Heliostaten relativ zum Turm bzw. Target etc.). Es zeigte sich, dass der Heliostatencontroller einschließlich des Steueralgorithmus erwartungsgemäß funktioniert; es sind keine über die Ablesegenauigkeit hinausgehenden Abweichungen festzustellen.

In der zweiten Testphase erfolgt dann die Bestimmung der Nachführgenauigkeit mit dem beim ASM 150 (vgl. S. 64) beschriebenen Verfahren unter Verwendung des indirekten Strahlungsflussdichtemesssystems HERMES Ib bzw. mit dem hochauflösenden Theta-Nachfolgesystem /Weinrebe 1994A/, /Weinrebe et al. 1997/. Es ergibt sich ein Mittelwert von etwa 0,6 mrad.

3.2.2.5 Zusammenfassung der Messergebnisse

Die Bestimmung des Konzentratorfehlers mit Hilfe indirekter Strahlungsflussdichtemesssysteme ergibt für die optische Qualität des Konzentrators im Jahresverlauf infolge von wechselnden Gravitationslasten periodisch schwankende Werte zwischen 2,3 und 2,7 mrad. Die weiteren Berechnungen werden mit dem Mittelwert von 2,5 mrad durchgeführt (vgl. Tabelle 3-4).

Der Nachführfehler (Tracking Error) wird zu rund 0,6 mrad bestimmt (vgl. Tabelle 3-4). Dies entspricht dem Auslegungwert.

Tabelle 3-4: Rechenwerte für optische Qualität und Nachführgenauigkeit des GM 100 Heliostaten

GM 100	
optische Qualität	2,5 mrad
Nachführgenauigkeit	0,6 mrad

3.2.2.6 Heliostatenfeld

Bei der Diskussion der Ergebnisse wird wieder zwischen der erforderlichen Anzahl der Heliostaten und der Strahlungsflussdichteverteilung auf dem Absorber unterschieden.

Erforderliche Spiegelfläche. In Abb. 3-25 sind die Ergebnisse der Auslegung für ein Feld mit Heliostaten vom Typ GM 100 dargestellt. Der Darstellung ist zu entnehmen, dass für das in Kapitel 2.3 definierte Referenzsystem 1 602 Heliostaten dieses Typs mit der experimentell bestimmten mittleren optischen Qualität von 2,5 mrad erforderlich sind.

Der Kurvenverlauf entspricht der in Abb. 3-25 dargestellten Kurve. Durch eine Verbesserung der optischen Qualität von 2,5 mrad auf beispielsweise 2,0 mrad könnten 23 Heliostaten eingespart werden (1 579 Heliostaten anstatt 1 602 Heliostaten). Eine Erhöhung um weitere 0,5 mrad auf 1,5 mrad würde nur noch neun Heliostaten (1 570 anstatt 1 579) einsparen. Es ist zu erwarten, dass der konstruktive und bauliche Aufwand für eine derartige Verbesserung den Nutzen übersteigt.

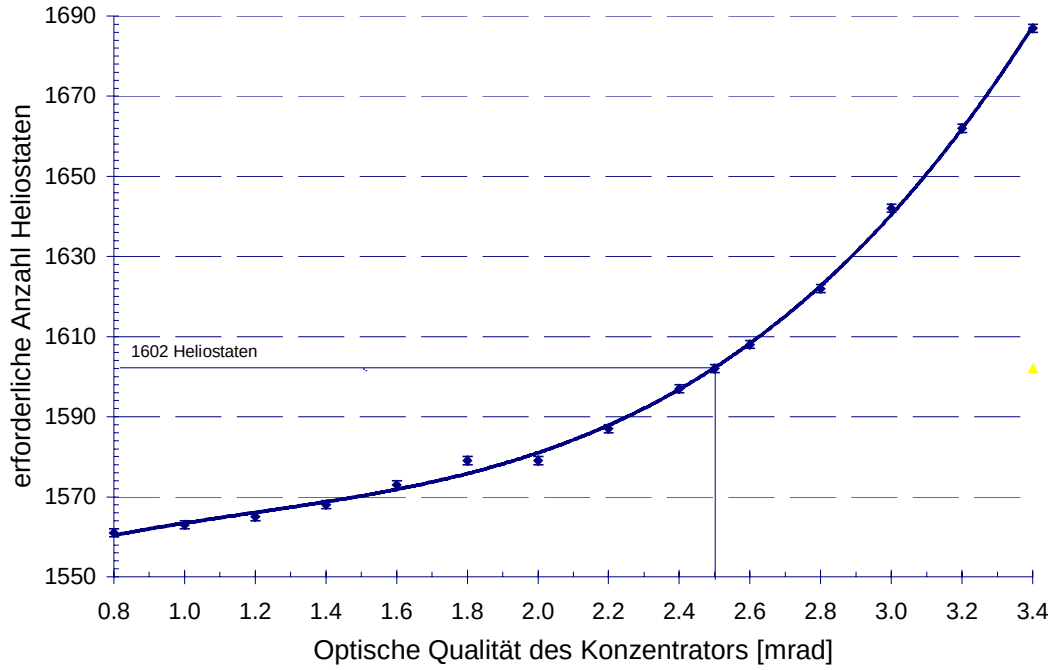

Abb. 3-25: Anzahl der erforderlichen Heliostaten vom Typ GM 100 in Abhängigkeit der optischen Qualität des Konzentrators (Gesamtnachführfehler 0.6 mrad)

Strahlungsflussdichteverteilung auf der Absorberoberfläche. In Abb. 3-26 ist die Strahlungsflussdichteverteilung auf der Absorberoberfläche des Receivers am 21. Juni um 12:00 Solarzeit für die GM 100-Heliostatenfeldkonfiguration dargestellt. Demnach ist beim GM 100-Feld ein vergleichsweise größerer Bereich (rund ein Zwölftel der Fläche) mit hohen Flussdichten zwischen 800 und 900 kW/m² beaufschlagt. Eine Vergleichmäßigung der Verteilung könnte durch eine geeignete Aimpoint-Strategie erreicht werden. Dabei müssten aber größere Spillage-Verluste in Kauf genommen werden.

3.2.3 Abengoa 66

Der Abengoa 66 Heliostat wurde bisher noch nicht realisiert. Es handelt sich um eine modifizierte und etwas vergrößerte Variante der bekannten (kleinen) Glas-Metall-Heliostaten, wie sie als Serienmodelle von den Firmen CASA, McDonnell-Douglas, Martin Marietta, MBB oder SENER bereits in vielen hundert Exemplaren gebaut wurden und in den verschiedenen Testzentren und Versuchsanlagen (vgl. Kapitel 2.2) im Einsatz sind (vgl. /Winter et al. 1991/, /Weinrebe 1995/).

3.2.3.1 Fertigung und Montage

Aufgrund der vorhandenen Erfahrungen mit diesem Heliostatentyp, insbesondere auch in Spanien, kann davon ausgegangen werden, dass es keine größeren technischen Schwierigkeiten beim Bau eines Prototypen oder bei der angestrebten Serie von einigen hundert bis tausend Heliostaten geben wird.

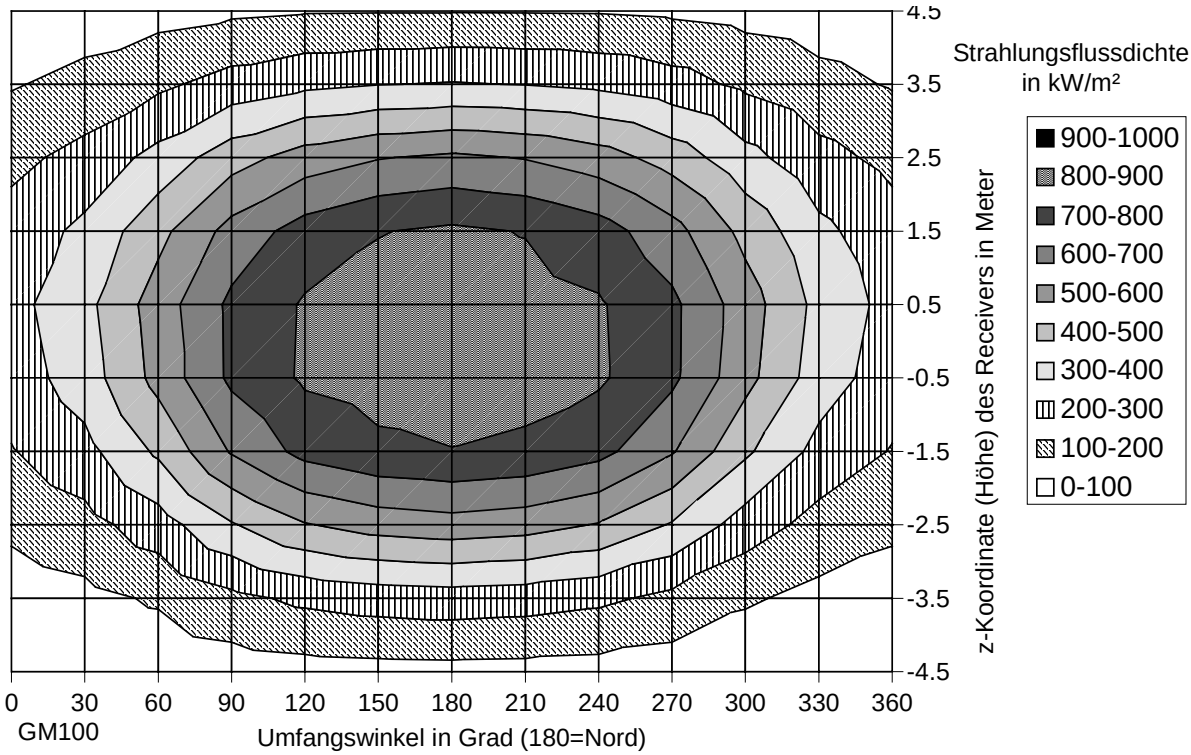

Abb. 3-26: Strahlungsflussdichteverteilung auf der Absorberoberfläche des Receivers am 21. Juni um 12:00 Solarzeit für die betrachtete GM 100-Heliostatenfeldkonfiguration. Dargestellt ist die Verteilung auf der abgewickelten Oberfläche eines idealisierten zylindrischen Receivers

3.2.3.2 Reflektivität

Da derselbe Facettentyp wie beim GM 100 verwendet werden soll, gelten näherungsweise die gleichen Bedingungen. Für die Berechnungen wird als Standardwert ebenfalls eine jahresmittlere Reflektivität von 0,855 verwendet.

3.2.3.3 Optische Qualität

Die Konstruktion der Einzelfacetten sowie des Torsionsrohres und der Kragarme des Abengoa 66 entspricht der Bauweise der entsprechenden Elemente des GM 100. Auch das HOTL-Canting Verfahren kann verwendet werden, da durch die enge Zusammenarbeit zwischen PSA/CIEMAT und dem Colón Solar-Konsortium das erforderliche Know-how zur Verfügung steht. Es kann also davon ausgegangen werden, dass die angestrebte optische Qualität von 2,6 mrad erreicht und wahrscheinlich übertroffen wird, wenn Facetten mit der selben Qualität wie beim GM 100 verwendet werden. Aufgrund der kleineren Abmessungen ist nicht mit den beim GM 100 aufgetretenen mechanischen Deformationen zu rechnen. Für die weitere technische Analyse wird daher von 2,4 mrad ausgegangen.

3.2.3.4 Nachführgenauigkeit

Auch die für die Nachführqualität wesentlichen mechanischen Komponenten wie Pylon, Motor-Getriebeeinheit und Konzentrator-Tragstruktur (vgl. Kapitel 2.1.1.1) entsprechen den bekannten und bewährten Heliostatenmodellen. Bei ausreichend steifer Auslegung und Verwendung eines spielfreien Getriebes kann davon ausgegangen werden, dass die Auslegungs-Nachführgenauigkeit von 0,6 mrad erreicht wird. Mit diesem Wert wird daher auch in der folgenden Heliostatenfeldauslegung gerechnet.

3.2.3.5 Heliostatenfeld

Wieder werden für das Heliostatenfeld die erforderliche Spiegelfläche und die Strahlungsflussdichteverteilung auf der Absorberoberfläche dargestellt.

Erforderliche Spiegelfläche . In Abb. 3-27 ist dargestellt, welche Anzahl von Heliostaten des Typ AB 66 in Abhängigkeit der optischen Qualität des Konzentrators für das Referenzheliostatenfeld erforderlich ist. Bei Annahme der vom Hersteller angegebenen geplanten optischen Qualität von 2,5 mrad sind 2 658 Heliostaten erforderlich. Bei einer Verbesserung auf den für Heliostaten dieser Größe und Bauart erreichbar erscheinenden Wert von 2,0 mrad könnten 36 Heliostaten eingespart werden.

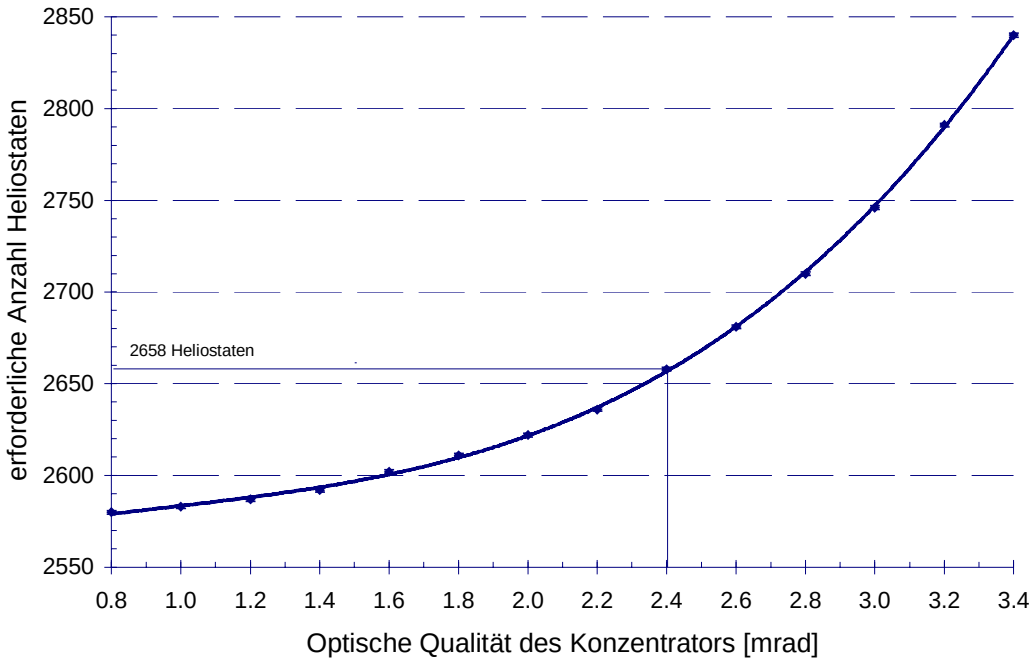

Abb. 3-27: Anzahl der erforderlichen Heliostaten vom Typ AB 66 in Abhängigkeit der optischen Qualität des Konzentrators (Gesamtnachführfehler 0,6 mrad)

Strahlungsflussdichteverteilung auf der Absorberoberfläche. In Abb. 3-28 ist die Strahlungsflussdichteverteilung zum Auslegungszeitpunkt für die betrachtete AB 66-Heliostatenfeldkonfiguration dargestellt. Demnach ist ähnlich wie bei der entsprechenden Verteilung für das GM 100-Feld ein größerer Bereich von rund einem Elftel mit Flussdichten zwischen 800 und 900 kW/m² beaufschlagt. Die Leistung ist ungünstiger als beim ASM 150-Feld über die Höhe des Receivers verteilt, sie ähnelt in der gewählten Darstellung eher einer liegenden Ellipse.

3.2.4 Vergleich

Ziel dieses Kapitels ist es zunächst, anhand der zuvor dargestellten technischen Daten sowie weiterer Messergebnisse (vgl. /Monterreal 1997/) eine vergleichende Bewertung der Heliostatentypen vorzunehmen. Ergänzend werden weitere Gesichtspunkte diskutiert. Darauf basierend werden dann zum einen Empfehlungen bezüglich möglicher Verbesserungen der einzelnen Heliostaten ausgesprochen und zum anderen der aus technischer Sicht für ein PHOEBUS-Kraftwerk am günstigsten erscheinende Typ bestimmt.

3.2.4.1 Heliostaten

Reflektivität. Die Reflektivität aller Heliostaten im sauberen Neuzustand ist als sehr gut einzustufen. Aufgrund der deutlich geringeren Materialstärke der Dünnglasspiegel des ASM 150 - rund 1 mm im Vergleich zu 4 mm bei den beiden facettierten Heliostaten GM 100 und

AB 66 - liegt absolut betrachtet der Wert beim ASM 150 mit 0,94 rund einen Prozentpunkt höher. Entsprechend wird die jahresmittlere Reflektivität für den ASM 150 mit 0,865 angesetzt, bei GM 100 und AB 66 mit 0,855. Diese Werte entsprechen sehr konservativen Abschätzungen für ungünstige Umweltbedingungen (viel Staub) bei großen Reinigungsintervallen.

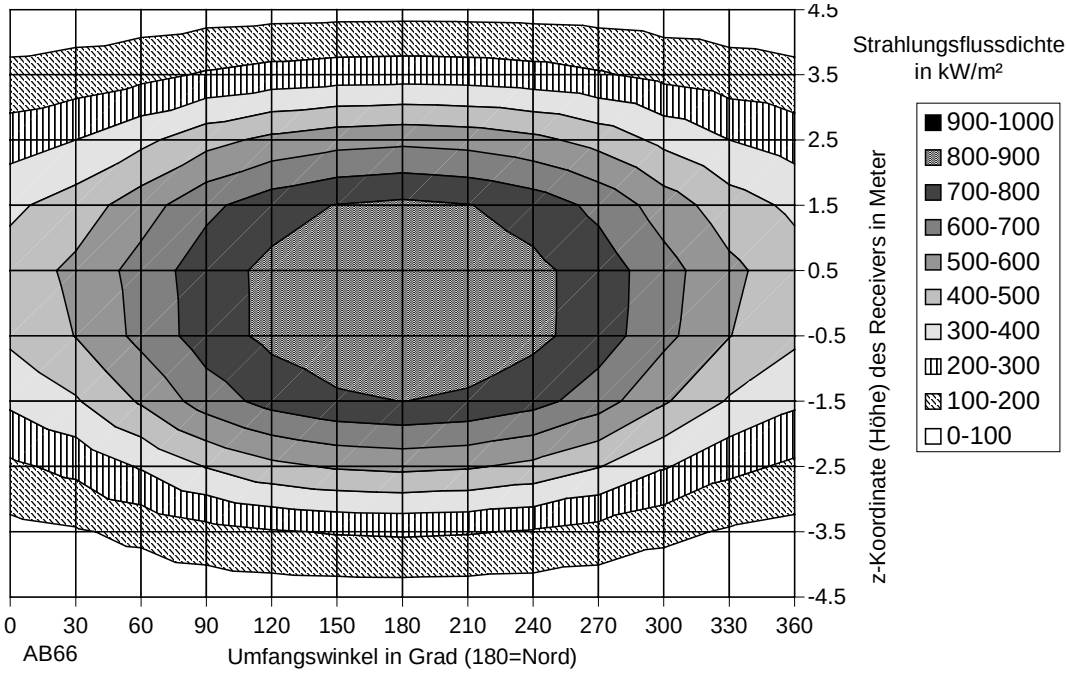

Abb. 3-28: Strahlungsflussdichteverteilung auf der Absorberoberfläche des Receivers am 21. Juni um 12:00 Solarzeit für die betrachtete AB 66-Heliostatenfeldkonfiguration. Dargestellt ist die Verteilung auf der abgewickelten Oberfläche eines idealisierten zylindrischen Receivers

Optische Qualität. Die optische Qualität des ASM 150 ist signifikant größer als die des GM 100. Vom AB 66 ist zu erwarten, dass die optische Qualität dazwischen liegt, allerdings näher beim GM 100. Der Einfluss wechselnder Gravitationslasten führt beim GM 100 zu mechanischen Verformungen, welche die optische Qualität merklich beeinträchtigen, wenn sich die Elevationsposition des Konzentrators deutlich gegenüber der Position beim Canten geändert hat. Dies ist zwangsläufig durch die periodisch im Lauf des Jahres wechselnde Mittagshöhe der Sonne der Fall. Daraus lässt sich der Schluss ziehen, dass für große Konzentratorflächen das Konzept der gespannten Metallmembran in Kombination mit einer steifen, vergleichsweise leichten Fachwerknachführeinheit besser geeignet ist als die Bauform der facettierten Glas/Metall T-Heliostaten.

Für kleinere Konzentratorgrößen mag letzteres Konzept aber durchaus weiterhin eine Berechtigung haben, insbesondere dann, wenn die Möglichkeit zum Vorfertigen der Facetten und der Verzicht auf den bei Metallmembranheliostaten erforderlichen Reckvorgang von Vorteil ist. Dies ist aber jeweils kritisch zu hinterfragen, da je nach Infrastruktur und Entfer-

nung zwischen Facetten-Fabrikationsstelle und Kraftwerksbaustelle mit Transportverlusten gerechnet werden muss. Weiterhin muss bei facettierten Heliostaten die Tatsache, dass ein Canting erforderlich ist, als Nachteil betrachtet werden, da dies immer eine Fehlerquelle darstellt und zusätzliche Kosten bedeutet.

Nach gegenwärtigem Kenntnisstand ist aus technischer Sicht daher ein Metallmembranheliostat für ein Kraftwerk der betrachteten Leistung vorzuziehen..

Nachführgenauigkeit. Die Messung der Nachführgenauigkeit für ASM 150 und GM 100 ergibt, dass die Anforderungen erfüllt werden. Über einen ganzen Tag betrachtet, sind die Abwiechungen beim ASM 150 geringer als beim GM 100; letzterer zeigt jedoch um die Mittagszeit das bessere Verhalten. Beim AB 66 kann aufgrund der Erfahrungen mit ähnlichen Heliostaten ebenfalls davon ausgegangen werden, dass die Spezifikationen eingehalten werden.

Beim ASM 150 ergibt die exakte Vermessung der Heliostaten- und Fundamentgeometrie mit geodätischen Verfahren, dass die räumliche Lage der Achsen nicht exakt den Sollwerten entspricht. Dadurch entsprechen die tatsächlich vorliegenden geometrischen Verhältnisse nicht denen, die für die Berechnung der Sollwinkel von Azimut und Elevation verwendet werden; beispielsweise stehen beide Achsen nicht exakt orthogonal zueinander. Damit lassen sich die beobachteten kleinen Nachführfehler erklären. Für eine zukünftige Heliostatenserie empfiehlt sich die Implementation einer Korrekturfunktion in den Steueralgorithmus, um nach einer Vermessung der Ebenheit des Fundaments und der räumlichen Lage der Konzentratorachsen Abweichungen per Software zu korrigieren. Dies erscheint preisgünstiger durchführbar als eine Heliostatenfertigung mit noch geringeren Toleranzvorgaben. Ein derartiges Verfahren aus automatisierter Vermessung mit Inklinometern und direkter Übernahme der Messwerte in das Steuerprogramm wird bereits erfolgreich bei drei Dish/Stirling Systemen (nach dem selben Konstruktionsprinzip aus Fachwerkdrehstand und gespanntem Metallmembrankonzentrator) angewandt /Schweizer 1997/.

Beim GM 100 sollte ebenfalls die Position des Heliostaten bzgl. des Turms und insbesondere der zum ersten Mal verwendete Steueralgorithmus zur Berechnung von Sonnenstand und Konzentratorsollwinkeln /Monterreal 1997/ gründlich überprüft werden, um die Nachführgenauigkeit weiter zu verbessern.

Alle Heliostaten entsprechen den Spezifikationen, weitere Verbesserungen erscheinen jedoch sowohl angebracht als auch möglich.

Sonstiges. Gewisse Unterschiede sind bezüglich der Reinigung festzustellen: Von Vorteil für die Reinigungsfreundlichkeit ist beim ASM 150 Membranheliostaten das Konzept der einzelnen großen Konzentratorfläche; nachteilig wirken sich allerdings z. T. der Elevationsring und seine Abspannungen aus, wenn mit Reinigungsfahrzeugen dicht an den Heliostaten

gefahren werden soll. Der Einsatz einer längeren Drucklanze wird erforderlich. Bei den facettierten Heliostaten ist es genau umgekehrt: Nachteilig ist die in viele kleine Elemente aufgelöste Konzentratorfläche, dafür kann zu Reinigungszwecken problemlos sehr nah an den vertikal gestellten Konzentrator gefahren werden. Für den AB 66 gelten die gleichen Aussagen wie für den GM 100. Des Weiteren genügen durch die kleineren Dimensionen - insbesondere durch die geringere Höhe - auch kleinere Reinigungsfahrzeuge, u. U. ohne Ausleger bzw. Hubplattform, für die Reinigung. Hier ergeben sich also für die einzelnen Konzepte je nach vorhandener Infrastruktur verschiedene Vor- und Nachteile, bzw. bei Neuanschaffung der Reinigungsgeräte ist darauf zu achten, dass sie an den jeweiligen Heliostatentypen angepasst sind.

3.2.4.2 Heliostatenfeld

Betrachtet man die Heliostatenfelder, die sich bei der zuvor durchgeführten Auslegung ergeben haben, so können insbesondere hinsichtlich der insgesamt erforderlichen Spiegelfläche und der sich im Betrieb einstellenden Strahlungsflussdichteverteilung auf dem Absorber vergleichende Aussagen getroffen werden.

In Tabelle 3-5 sind die wesentlichen Ergebnisse der Heliostatenfeldauslegung und -simulation einander direkt gegenübergestellt. Demnach ist das ASM 150-Feld durch die geringste zu installierende Spiegelfläche von 161 550 m² gekennzeichnet.

Tabelle 3-5: Die drei Heliostatenfeldkonfigurationen im Vergleich

	ASM 150-Feld	GM 100-Feld	AB 66-Feld
erforderliche Anzahl Heliostaten	1077	1602	2658
Spiegelfläche je Heliostat	150 m²	105,6 m²	66 m²
Gesamtspiegelffläche	161 550 m²	169 171 m²	175 428 m²
Feldkennzahlen am Auslegungstag 12:00 Uhr			
Kosinusfaktor	0,873	0,854	0,833
Abschatten	1,0	1,0	1,0
Blocken	0,995	0,998	0,988
Atmosphärische Abschwächung	0,963	0,962	0,961
Spillage	0,974	0,960	0,960
mittlere Reflektivität	0,865	0,855	0,855
Gesamtfeldwirkungsgrad [a]	0,705	0,672	0,649

[a] einschließlich Reflektivität

Die erforderliche Spiegelfläche bei Verwendung von Heliostaten des Typ GM 100 beträgt rund 4,7 % mehr (169 171,2 m²). Bei Verwendung von Heliostaten des Typ AB 66 sind im Vergleich zum ASM 150-Feld 8,6 % mehr Spiegelfläche (175 428 m²) notwendig. Dies liegt zum einen in der höheren Reflektivität der Dünnglasspiegel des ASM 150 begründet, zum anderen ist das ASM 150-Feld durch den günstigsten Kosinusfaktor (vgl. S.12) von 0,873 gekennzeichnet. Weiterhin reduzieren sich durch die höhere optische Qualität der ASM 150-Heliostaten die Spillageverluste. Ein weiterer Faktor, der sich für den ASM 150 günstig

auswirkt, ist die Spiegeldichte: sie beträgt bei diesem Heliostaten eins, da der Konzentrator vollständig mit Dünnglasspiegeln beklebt ist; beim GM 100 ist die Spiegeldichte 0,9228, beim AB 66 0,8455. Dementsprechend verhält es sich auch mit der Möglichkeit, kompakte Heliostatenfelder zu bauen; sie ist beim AB 66 am geringsten.

Bei einer angenommenen identischen optischen Qualität von 1,8 mrad sind für das ASM 150-Feld 1 080 Heliostaten erforderlich, für das GM 100-Feld 1 580 und für das AB 66-Feld 2 622 Heliostaten. Auf das ASM 150-Feld bezogen bedeutet dies, dass bei Verwendung von GM 100 Heliostaten 2,4 % zusätzliche Spiegelfläche erforderlich sind, bei Verwendung von AB 66 Heliostaten sogar 6,8 % mehr.

Zusätzlich zu dem Ergebnis, dass bei Verwendung der Heliostaten vom Typ ASM 150 die absolut geringste Spiegelfläche erforderlich ist, sprechen auch die Resultate der Strahlungsflussdichtesimulation für die Auswahl dieses Heliostatentyps für ein zukünftiges Kraftwerk.

3.3 Gesamtsystem

In diesem Kapitel wird die technische Analyse in einer wesentlich vereinfachteren Form entlang der Energiewandlungskette des Turm-Solarkraftwerks weitergeführt. Es erfolgt daher die Darstellung der Nennwirkungsgrade und der jahresmittleren Wirkungsgrade von Receiver, Dampferzeuger mit Kanalbrenner, Turbine und Generator. Darauf basierend wird dann für eine Volllaststundenzahl von 2 562 bzw. 3 000 h/a (bei einem Solaranteil an der zugeführten Energie von 75 bzw. 64 %) die korrespondierende Nettostromerzeugung bestimmt.

Wirkungsgrade. Alle drei Heliostatenfelder wurden so ausgelegt, dass sie am Auslegungstag die gewünschte Leistung von 108,1 MW_{th} auf den Receiver einstrahlen. In weiteren Simulationsrechnungen wird dann das Verhalten des Gesamtsystems im Lauf eines Jahres mit den in Tabelle 3-6 aufgeführten Wirkungsgraden simuliert. Der Dampferzeuger ist für einen Lastbereich von 25 % bis 110 % ausgelegt. Sein Wirkungsgrad im Auslegungspunkt beträgt 97,1 %. Der Wirkungsgrad von Turbine und Generator im Auslegungspunkt beträgt 39,3 % /TSA 1994/. Für den jahresmittleren Wirkungsgrad wurde ein Wert von 34 % für die Wirkungsgradkette "Dampferzeuger, Turbine, Generator" zugrunde gelegt (vgl. /TSA 1994/, /Trieb 1995/), um den Betrieb unter Teillast zu berücksichtigen. Dies entspricht einem Abschlag von rund vier Prozentpunkten gegenüber dem Nennwirkungsgrad unter Auslegungsbedingungen.

Unterschiede bestehen bei den Wirkungsgraden lediglich bei den Heliostatenfeldern und dadurch auch beim solar-elektrischen Wirkungsgrad. Dieser ist definiert als Quotient aus elektrischer Nutzleistung und dem Produkt aus solarer Direktstrahlung und Ge-

samtspiegelfläche /Winter et al. 1991/. Im Auslegungspunkt beträgt der Wirkungsgrad zwischen 18 % (mit AB 66-Feld) und 19,6 % (mit ASM 150-Feld); im Jahresmittel bewegen sich die ermittelten Werte zwischen 13 % (AB 66) und 14,1 %.

Tabelle 3-6: Wirkungsgrade ausgewählter Systemkomponenten

	ASM 150-Feld	GM 100-Feld	AB 66-Feld
Wirkungsgrade im Auslegungspunkt			
Heliostatenfeld	0,705	0,672	0,649
Receiver und Dampferzeuger		← 0,781 →	
Turbine und Generator		← 0,393 →	
Faktor für Eigenverbrauch		← 0,904 →	
Wirkungsgrad (solar-elektrisch)	0,196	0,186	0,180
Jahresmittelwerte			
Heliostatenfeld[a]	0,607	0,579	0,559
Receiver und Dampferzeuger[b]		← 0,695 →	
Turbine und Generator[b]		← 0,382 →	
Faktor für Eigenverbrauch		← 0,873 →	
Wirkungsgrad (solar-elektrisch)	0,141	0,134	0,130

[a] Der Faktor zur Umrechnung des Heliostatenfeldwirkungsgrades am Auslegungspunkt in den Jahresmittelwert wurde mit 0,861 angenommen (nach /TSA 1994/)
[b] nach Solergy -Rechnungen (vgl. /Stoddard et al. 1987/) in /TSA 1994/.

Nettostromerzeugung. Da die nachgeschalteten Komponenten identisch sind und damit auch durch dieselben Wirkungsgrade charakterisiert werden können, ist die jährliche Nettostromerzeugung für alle betrachteten Anlagen identisch. Dies stellt sicherlich eine Vereinfachung dar. Betrachtet man beispielsweise die Strahlungsflussdichteverteilungen auf dem Receiver (Abb. 3-22, Abb. 3-26, Abb. 3-28), so wird klar, dass diese sehr unterschiedlichen Verteilungen auch unterschiedliche Receiveroberflächentemperaturen und damit unterschiedliche thermische Receiververluste bedeuten. Im Rahmen der Zielsetzung dieser Arbeit und der Schwerpunktsetzung auf das Heliostatenfeld wird die Vernachlässigung der Fehler, die durch diese vereinfachende Annahme entstehen, als zulässig erachtet.

Mit den angegebenen Vereinfachungen und bei einer angenommenen Volllaststundenzahl von beispielsweise 2562 h/a, einschließlich des Betriebs mit fossiler Zufeuerung, werden damit von allen drei Anlagenkonfigurationen jährlich netto 76,86 GWh an elektrischer Energie bereitgestellt.

4 Ökologische Analyse

In diesem Kapitel werden mit Hilfe einer Ökobilanz ausgewählte ökologische Auswirkungen bilanziert, die mit dem Errichten, dem Betrieb und der Entsorgung eines solarthermischen Kraftwerks zur Stromerzeugung vom Typ PHOEBUS verbunden sind. Dabei wird insbesondere auf Unterschiede durch verschiedene Heliostatenfeld-Konfigurationen eingegangen.

4.1 Grundlagen

Die Ökobilanz (engl. Life Cycle Assessment / LCA) ist eine methodische Vorgehensweise, mit deren Hilfe ausgewählte Auswirkungen unterschiedlichster Objekte (Produkte oder Dienstleistungen) möglichst vollständig bilanziert und letztendlich auch bewertet werden können. Sie beinhaltet die Definition des durch das Bilanzierungsobjekt bereitgestellten Nutzens (Bilanzeinheit oder funktionelle Einheit), die modellhafte Abbildung und Beschreibung der mit der Bereitstellung dieses Nutzens in Zusammenhang stehenden Energie- und Stoffströme sowie die Abschätzung der Auswirkungen dieser Größen auf Mensch und Umwelt. Nach /EN14040 1997/ besteht eine Ökobilanz aus vier Schritten (vgl. Abb. 4-1):

- Festlegung des Ziels und des Untersuchungsrahmens,
- Sachbilanz,
- Wirkungsabschätzung und
- Auswertung.

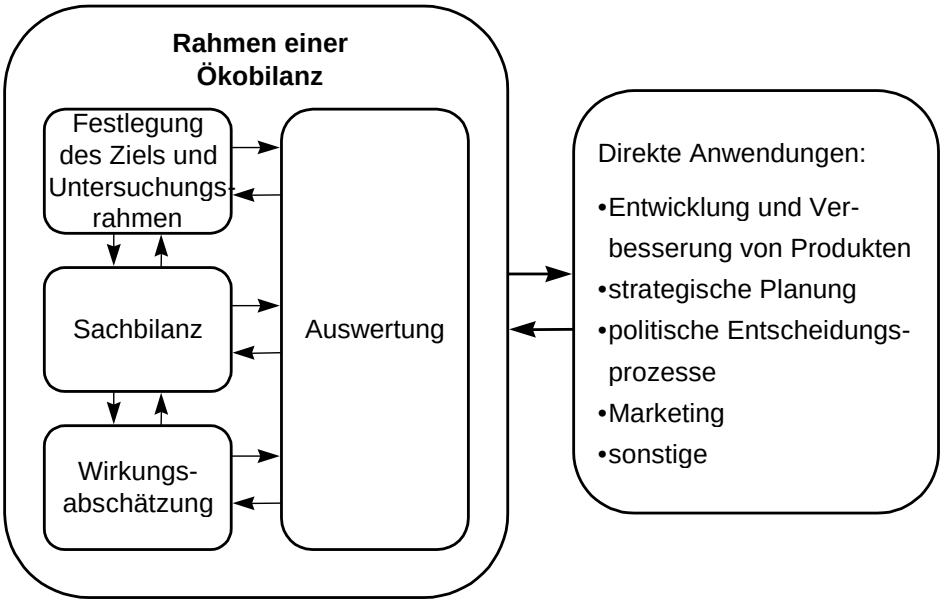

Abb. 4-1: Struktur und typische Anwendungen der Ökobilanz (nach /EN14040 1997/)

Im Folgenden werden die methodischen Grundlagen der einzelnen Komponenten einer Ökobilanz und die praktische Umsetzung im vorliegenden Fall dargestellt.

4.1.1 Ziel- und Systemdefinition

Methodische Grundlagen. In Rahmen der Ziel- und Systemdefinition erfolgt eine exakte Festlegung der zu untersuchenden Fragestellung, der Systemgrenzen, der Analysetiefe und die Wahl der Bilanzierungsmethode.

Der Untersuchungsrahmen muss ausreichend definiert werden, um sicherzustellen, dass die Ergebnisse widerspruchsfrei und für das vorgegebene Ziel hinreichend sind. /DIN 33926 1996/ definiert das Bilanzobjekt als Stoff, Prozess oder Produkt, das in einer produktbezogenen Ökobilanz untersucht wird (hier: elektrische Energie). Die Bilanzeinheit ist die festzulegende Untersuchungseinheit, auf die sich die zu bilanzierenden Umweltbeeinflussungen beziehen (hier: 1 kWh).

Weiterhin ist festzulegen, welche Schritte des Produktlebenszyklus in die Betrachtungen einbezogen werden. Normalerweise soll sich die Bilanzierung von der Rohstofferschließung und -gewinnung über die Produktion und Nutzung bis hin zur Entsorgung und Wiederverwertung erstrecken ("von der Wiege bis zur Bahre"), um alle mit diesem Produkt verbundenen Belastungen zu erfassen. Mit diesen einzelnen Phasen des Lebenszyklus sind wiederum andere Stoffströme verbunden, die zumindest anteilig dem Produktlebenszyklus des primären Produktes anzurechnen sind.

Für eine vollständige Bilanzierung eines Produktes müssten also sämtliche Substrukturen in die Untersuchung einbezogen werden, beispielsweise der anteilmäßig in Anspruch genommene Verkehrsraum, das Stromerzeugungs- und -verteilsystem, der PC im Büro der Verwaltungsangestellten einschließlich der zugehörigen Chipfertigung sowie der Softwareindustrie - und wegen der internationalen Verflechtungen letztlich wohl die gesamte Weltwirtschaft. Um überhaupt eine Bilanzierung durchführen zu können, sind daher Abbruch-/Abschneidekriterien notwendig, durch die die Analysetiefe der Bilanzierung festgelegt wird.

Umsetzung. Im Folgenden werden die wesentlichen für die Umsetzung relevanten Aspekte der Ziel- und Systemdefinition dargestellt.

Ziel. In der vorliegenden Bilanz sollen drei Varianten eines solarthermischen Kraftwerkes zur Stromerzeugung verglichen werden. Beim Kraftwerk handelt es sich um ein 30 MW_{el}-Turm-Solarkraftwerk vom PHOEBUS-Typ. Der Zeithorizont für Bau und Betrieb des Kraftwerks sind die späten 90er Jahre bis etwa zum Jahr 2030. Bezüglich der Abschätzung des Treibhauseffektes beträgt der Zeithorizont 100 Jahre. Die potentiellen, mit dem Bau und Betrieb der Kraftwerksvarianten verbundenen Umwelteinwirkungen werden sowohl untereinander als auch mit denen anderer Kraftwerkstypen verglichen.

Rahmenannahmen und Systemgrenzen. Die zu untersuchenden solarthermischen Kraftwerke werden an einem fiktiven Standort im Mittelmeerraum errichtet. Es werden grundsätzlich alle vor Ort benötigten Materialien und Energieträger bilanziert. Betrachtet werden die Lebenswege der Kraftwerke, wobei sich die Varianten nur hinsichtlich der verwendeten Heliostatentypen und -felder unterscheiden. Bei der Bilanzierung wird zwischen den Abschnitten "Bau", "Betrieb" und "Entsorgung" im Lebensweg der Kraftwerke unterschieden. Für alle Abschnitte werden die Aufwendungen für die Produktion der Basismaterialien (z. B. Stahl oder Beton) sowie die Transportaufwendungen berücksichtigt.

Die Herstellung der benötigten Transportfahrzeuge und Baumaschinen wird nicht berücksichtigt, da der Anteil der für die Installation eines Turm-Solarkraftwerks geleisteten Arbeit im Vergleich zur während der gesamten Lebensdauer geleisteten Arbeit sehr gering ist. Die bei der Nutzung der Materialien und Energieträger in Anspruch genommenen infrastrukturellen Komponenten (z. B. Straßen und Schienen) werden - wenn nicht explizit anders genannt - nicht erfasst.

Als Bezugsraum für die Produktion der Kraftwerkskomponenten sowie eingesetzten erschöpflichen Energieträger und Materialien gilt die Bundesrepublik Deutschland; für Standardkomponenten (z. B. Beton, Baustahl) wird angenommen, dass sie aus dem Standortland selbst kommen. Als Bezugszeitraum gilt "Mitte bis Ende der 90er Jahre". Zum Teil stehen die erforderlichen Kenngrößen oder Daten nicht für den gewählten Zeitraum zur Verfügung. In solchen Fällen wird auf die Gegebenheiten vorangegangener Jahre zurückgegriffen. Diese werden dann - falls notwendig - dem Bezugszeitraum entsprechend angeglichen.

4.1.2 Sachbilanz

Die Sachbilanz umfasst die Zusammenstellung und Quantifizierung von Inputs und Outputs eines gegebenen Produkts bzw. Produktsystems. Damit ist u. a. der Verbrauch an Ressourcen und die Nutzung der Natur als Aufnahmemedium für Schadstoffe zu quantifizieren, also z. B. die Luft-, Wasser- und Bodenbelastungen durch Stoffströme oder der Verbrauch an Rohstoffen bzw. an Energieträgern. Die Sachbilanz bezieht sich auf das Produktsystem (das Kraftwerk) bzw. eine Kilowattstunde Strom aus dem Kraftwerk.

Methodische Grundlagen. Zunächst ist festzulegen, welche Eingangs- und Ausgangsgrößen in der Sachbilanz quantifiziert werden. Diese Festlegung sollte bereits im Hinblick auf die Erstellung von Wirkungsbilanz und Bewertung erfolgen, damit alle dafür benötigten Größen erfasst werden. Umgekehrt sollten aber auch keine schließlich nicht verwertbaren Daten (d. h. kein "Datenfriedhof") erhoben werden.

Letztlich besteht die Sachbilanz aus der Auflistung der in der Ziel- und Systemdefinition festgelegten Eingangs- und Ausgangsgrößen, differenziert nach den Lebenswegabschnitten.

Um diese Größen zu erhalten, muss die Realität so weit in ein Modell überführt werden, dass die zu bilanzierenden Größen quantifizierbar werden. Dies kann mittels einer Input/Output-Analyse (Makroanalyse), einer Prozesskettenanalyse (PKA) oder unter Verwendung einer Kombination aus beiden (Hybrid-Analyse) erfolgen.

Die vorliegende Bilanzierung wird mittels einer Prozesskettenanalyse durchgeführt. Dabei handelt es sich um eine Mikroanalyse, in der ein komplexes System in einzelne Prozessschritte aufgeteilt wird. Da der Input eines Prozesses meist aus dem Output eines anderen Prozesses gebildet wird, und der Input dieses Prozesses üblicherweise wiederum Output eines anderen Prozesses ist, kann eine Prozesskette gebildet werden, indem man die Prozesse, welche den Lebensweg eines Produktes darstellen, entsprechend miteinander verbindet. Der geschilderte Aufbau einer Prozesskettenanalyse ist schematisch in Abb. 4-2 dargestellt /Hartmann et al. 1996/. Jeder Prozess ist durch Produktflüsse, d. h. Inputs (z. B. Stahl, Beton) und Outputs (z. B. ein Heliostat) sowie Elementarflüsse gekennzeichnet. Elementarflüsse sind dabei definiert als Stoff- oder Energieströme, die aus der Umgebung in das untersuchte System eintreten (z. B. Luft und Wasser) bzw. vom untersuchten System an die Umgebung abgegeben werden (z. B. Staub oder CO_2), ohne danach bzw. zuvor durch menschlichen Einfluss verändert zu werden /EN14040 1997/. Elementarflüsse sind in in Abb. 4-2 durch Pfeile unterhalb und oberhalb der rechteckigen Prozesssymbole dargestellt.

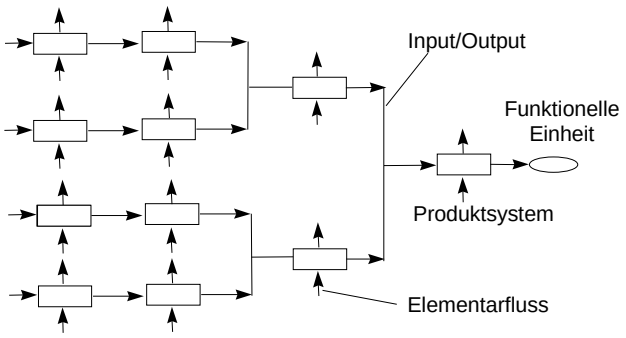

Abb. 4-2: Aufbau einer Prozesskettenanalyse

Umsetzung. Es werden die Material- und Stoffströme während des gesamten Herstellungsprozesses, des Baus, des Betriebes und des Abrisses der Anlage erfasst. Für die gesamte Lebensdauer werden die Ströme ausgewählter Materialien und die Stoffströme klimarelevanter luftgetragener Emissionen bilanziert. Es wird für alle Varianten ermittelt, in welchem Umfang die Wahl des Heliostatentypen und damit auch die Heliostatenfeldauslegung die betrachteten Umweltwirkungen beeinflusst.

Als mineralische Ressourcen werden Bauxit, Kupfererz, Eisenerz und Kalkstein sowie als energetische Ressourcen Rohsteinkohle, Rohbraunkohle, Rohöl, Erdgas, und Uranerz erhoben. Es werden die folgenden beim Bau und Betrieb solarthermischer Anlagen relevanten Stoffe ausgewiesen: stahlarmierter Beton, Glas, Edelstahl, Stahl, Gusseisen, Elektroblech,

Aluminium, Kupfer, Zink, Keramik, Lack, Kunststoffe und Erdgas. Anteile an recycliertem Material (z. B. bei Aluminium und Stahl) werden ebenfalls berücksichtigt.

Von den freigesetzten luftgetragenen Emissionen werden

- Kohlenstoffdioxid (CO_2),
- Distickstoffoxid (N_2O),
- Methan (CH_4),
- Schwefeldioxid (SO_2),
- Stickstoffoxide (NO_X),
- Ammoniak (NH_3) und
- Chlorwasserstoff (HCl) bilanziert.

Die energiebedingten und verfahrenstechnischen Emissionen werden aus entsprechenden Literaturdaten abgeleitet. Weiterhin werden Aufwendungen und Emissionen aufgrund notwendiger Transportfahrten für den An- und Abtransport von Materialien berücksichtigt.

4.1.3 Wirkungsabschätzung

In der Wirkungsabschätzung werden die potentiellen Umweltauswirkungen mit Hilfe der Sachbilanzdaten abgeschätzt. Jeder analysierte Stoff (z. B. Kohlenstoffdioxidfreisetzungen) muss durch entsprechende messbare und operationalisierbare Größen (z. B. Stofffreisetzungen in t/a, in mg/Nm^3) einer Bilanzierung zugänglich und damit quantifizierbar gemacht werden. Durch die Auswahl bestimmter Größen werden aber zugleich andere Informationen vernachlässigt. Ziel ist es hier, sachgerechte und zielführende Indikatoren auszuwählen, da es in der bilanztechnischen Praxis aufgrund mangelnder Daten oft nicht möglich ist, alle einen Prozess beschreibenden Größen zu erfassen.

4.1.3.1 Methodische Grundlagen

Wirkungen entstehen nicht durch die Stoffströme innerhalb eines Produktlebensweges (bzw. Systems), sondern durch die Stoffströme, die "in den Lebensweg einfließen" bzw. aus diesem austreten und in den entsprechenden Quellen bzw. Senken Veränderungen hervorrufen. Beispielsweise wird bei der Stromerzeugung aus Kohle infolge der CO_2-Einträge in die Senke Atmosphäre eine Wirkung hervorgerufen, die als anthropogener Treibhauseffekt bezeichnet wird. Ebenso stellt eine Veränderung der Quellen eines Systems, beispielsweise der Verbrauch an Rohstoffen wie Mineralien oder fossilen Energieträgern (Ressourcenverbrauch) eine Wirkung dar.

Ressourcenverbrauch. Der Begriff "Ressource" stammt aus der Volkswirtschaftslehre. Er bezeichnet die Gesamtheit der Produktionsfaktoren, die man zur Herstellung von Gütern bzw.

Dienstleistungen benötigt. Traditionell wird bei Ressourcen zwischen den Oberbegriffen Arbeit, Kapital und Boden unterschieden. Der Oberbegriff Boden schließt dabei Rohstoffe und Energie, wie sie in der Natur vorkommen, ein. In den Naturwissenschaften werden als Ressourcen Rohstoffe, Energie und Information unterschieden. Ressourcen sind materiell (Stoffe) oder immateriell (Energie, Information). Im weiteren Sinn zählen zu den immateriellen Ressourcen auch ethische Werte wie Schönheit und Eigenart einer Landschaft, Sicherheit, Erlebnis- und Erholungswert.

In Ökonomie und Ökologie unterscheidet man zwischen erneuerbaren und nicht erneuerbaren (erschöpflichen) Ressourcen. Zu den erneuerbaren Ressourcen gehören dabei biogene Substanzen wie Biomasse; auch die regenerativen Energieträger werden hierzu gerechnet. Als erschöpfliche Ressourcen gelten fossile Energieträger und mineralische Rohstoffe wie Salze, Erze und mineralische Baustoffe, die aus Lagerstätten gewonnen werden. Bei vielen erschöpflichen Ressourcen besteht jedoch die Möglichkeit, Stoffkreisläufe zu schließen, d. h. viele Materialien können wiederverwendet werden (vgl. /Römpp 1997/). Im Folgenden werden ausschließlich erschöpfliche energetische und mineralische Ressourcen betrachtet.

Der energetische Aufwand für die Energiebereitstellung ist eine wichtige Kenngröße für die Charakterisierung von Strombereitstellungstechnologien. Im Rahmen dieser Arbeit werden Energie- und Stoffbilanzen "von der Wiege bis zur Bahre" durchgeführt. Das Ergebnis dieser Bilanzen lässt sich als "Verbrauch mineralischer bzw. energetischer Ressourcen" darstellen.

Die Bestimmung des primärenergetisch bewerteten Aufwands erfolgt, je nach Primärenergieträger, auf unterschiedliche Weise. Zur energetischen Bewertung fossiler Primärenergieträger wird mit dem unteren Heizwert gerechnet. Zur primärenergetischen Bewertung von Kernkraft und regenerativen Energien gibt es verschiedene Ansätze. Man unterscheidet hier Substitutionsprinzip, Äquivalenzprinzip und Ressourcenmethode.

- Beim Substitutionsprinzip wird Strom aus Kernkraftwerken oder regenerativen Stromerzeugungsanlagen mit einem gemittelten Wirkungsgrad der Wärmekraftwerke bewertet.
- Bei der Äqivalenzmethode wird für regenerative Stromerzeugungsanlagen der der Umwelt entnommenen Energiestrom (z. B. Solarstrahlung) herangezogen.
- Bei der Ressourcenmethode wird allein die Ausbeutung der Ressourcen durch die Sekundärenergiebereitstellung bewertet. Bei dieser Methode werden dementsprechend bei der primärenergetischen Bewertung von elektrischer Energie regenerative Energien wie Biomasse, Wind und Solarstrahlung mit Null, und nukleare Brennstoffe mit einem Bruttonutzungsgrad des Kernkraftwerks von 33 % bewertet /Hoffmann 1995/.

Wirkungen auf Ökosysteme. Die von einem Produkt/System verursachten Wirkungen können sehr unterschiedlicher Art sein; hier werden von den möglichen Wirkungen die

umweltbezogenen Wirkungen näher diskutiert (z. B. die Versauerung von Ökosystemen durch Luftschadstoffe).

Eine Analyse von Wirkungen kann entweder durch die Abschätzung des Gefährdungspotenzials eines Stoffes oder aber durch eine Schadensabschätzung erfolgen. Die methodischen Arbeiten innerhalb von Ökobilanzen konzentrieren sich dabei derzeit im Wesentlichen auf den Ansatz der Abschätzung eines Gefährdungspotenzials /UBA 1995/. Bei der Abschätzung des Gefährdungspotenzials wird gezielt eine bestimmte potentielle Wirkung in einem System betrachtet, beispielsweise die Zunahme der Versauerung von Gewässern und Böden durch Gasfreisetzungen. Diese (potentielle) Wirkung wird in Beziehung zu den verursachenden Stoffströmen aus der Sachbilanz gesetzt. Hier werden damit letztlich keine Wirkungen, sondern vielmehr Gefährdungen betrachtet, da die Schädigung zum Zeitpunkt der Bilanzierung meistens (noch) nicht real ist.

4.1.3.2 Umsetzung

Als wichtiger Kennwert wird der Verbrauch erschöpflicher energetischer und mineralischer Ressourcen angegeben. Weiterhin werden die Emissionen absolut und als spezifische Werte (bezogen auf eine Kilowattstunde) erfasst und zu den Kenngrößen anthropogener Treibhauseffekt und Versauerung aggregiert. In den nachfolgenden Unterkapiteln werden diese Wirkungskategorien beschrieben und die jeweils relevanten Bilanzierungsparameter abgeleitet.

Mineralischer Ressourcenverbrauch. Als Indikatoren für den mineralischen Ressourcenverbrauch wird der Verbrauch an Bauxit, Kupfererz, Eisenerz sowie Kalkstein ausgewertet[10].

Energetischer Ressourcenverbrauch. Für diese Arbeit wird das Ressourcenprinzip gewählt, da es sich durch das Primärenergie-Bewertungsverfahren besonders für die Darstellung der Unterschiede zwischen erneuerbaren und nichterneuerbaren Stromerzeugungstechnologien beim Verbrauch von erschöpflichen Ressourcen eignet /Hoffmann 1995/. Der Energieaufwand wird also aus den Primärenergieaufwendungen der fossilen Energieträger berechnet und im Folgenden als "Verbrauch (erschöpflicher) energetischer Ressourcen" bezeichnet. Er ergibt sich aus der Summe der Energieaufwendungen für die Herstellung, den Betrieb und die Entsorgung des Kraftwerks.

[10] Hier handelt es sich strenggenommen nicht (unbedingt) um einen Ressourcen*verbrauch*, sondern zunächst um eine Ressourcen*bindung*. Da für die Ermittlung der angegebenen Werte die derzeitigen Recyclingraten berücksichtigt werden, kann dennoch näherungsweise von einem Ressourcenverbrauch gesprochen werden. Dieser hängt jedoch stark von den zu Grunde gelegten Recyclingraten ab und kann sich deshalb in Zukunft signifikant ändern.

Es wird der Verbrauch an Rohsteinkohle, Rohbraunkohle, Rohöl, Erdgas, und Uranerz als energetischer Ressourcenverbrauch dargestellt. Bei der aggregierten Darstellung wird Uran mit einem "Heizwert" von 0,46 TJ/kg bewertet /Ökoinventare 1996/[11].

Treibhauseffekt. Unter dem anthropogenen Treibhauseffekt wird hier die vom Menschen zusätzlich verursachte Erwärmung der Erdatmosphäre verstanden. Dieser anthropogene Treibhauseffekt wird durch klimawirksame Spurengasemissionen verursacht. Nach ihrer Wirksamkeit werden direkt und indirekt klimawirksame Emissionen unterschieden.

Bilanzierungsgrößen. Von den direkt klimawirksamen Emissionen treten insbesondere Kohlenstoffdioxid (CO_2), Methan (CH_4) und Distickstoffoxid bzw. Lachgas (N_2O) in nennenswertem Umfang auf. Andere direkt klimawirksame Emissionen werden nicht bilanziert, da sie hier entweder nicht in nennenswertem Maß auftreten oder ihre Klimawirksamkeit derzeit nicht quantifizierbar sind.

Die indirekt wirkenden Emissionen sind entgegen den direkten klimawirksamen Emissionen erst nach chemischen Umwandlungsprozessen innerhalb der Troposphäre klimawirksam. Zu diesen zählen kohlenstoffhaltige Substanzen wie z. B. Kohlenstoffmonoxid (CO) oder Kohlenwasserstoffe, die letztendlich zum klimawirksamen CO_2 reagieren. Andere indirekt wirksame Emissionen (z. B. Stickstoffoxide) bilden unter bestimmten Voraussetzungen in photochemischen Reaktionsmechanismen troposphärisches Ozon, das ebenfalls sehr klimawirksam ist.

Die indirekte Klimawirkung von CO und der Kohlenwasserstoffe durch deren Oxidation zu CO_2 ist bereits bei der Erfassung von CO_2 enthalten (vgl. nachfolgender Abschnitt). Das Treibhauspotenzial der anderen indirekt klimawirksamen Emissionen (z. B. NO_X) ist derzeit noch wissenschaftlich umstritten und wird daher hier nicht berücksichtigt.

Erfassung und Aggregation. Die CO_2-Emissionen der Verbrennung von Energieträgern errechnen sich aus dem Kohlenstoffgehalt des Energieträgers unter der Annahme einer vollständigen Oxidation.

---

[11] Dem Rechenwert von 0,46 TJ/kg liegt folgende Überlegung zu Grunde: Um eine Umrechnung des natürlichen Uranerzes mit einem mittleren Gehalt von 0,7 % U 235 in Primärenergie zu ermöglichen, wird die theoretische Spaltungswärme zu 127 TJ je kg U 235 angenommen. Bei der Anreicherung des natürlichen Uranerzes entsteht angereichertes Uran mit einem Anteil von 3,4 % U 235 und abgereichertes Uran mit einem Gehalt von 0,0229 kg U 235. Diese Zahlen beziehen sich auf die Herstellung von 1 kg angereichertem Uran. Das den Reaktor verlassende Uran 235 (Rest-Uran) ist nicht verloren und kann mit dem abgereicherten Uran zur weiteren Nutzung dem natürlichen Uran theoretisch wieder zugeführt werden. Damit ergibt sich ein tatsächlicher Bedarf von 0,026 kg Uran 235; dieser Wert entspricht einer theoretischen Spaltungswärme von 3,328 TJ. Bezogen auf die Masse des der Anreicherung zugeführten natürlichen Urans von 7,27 kg ergibt sich damit ein rechnerischer "Heizwert" von 0,46 TJ/kg.

Die über die gesamten Lebenswege auftretenden klimarelevanten Emissionen CO_2, CH_4 und N_2O werden zunächst jeweils nach Stoffen getrennt, jedoch unabhängig vom Emissionsort und der Emissionszeit, aggregiert. Dies ist bei den global wirksamen Emissionen zulässig, da durch die langen mittleren atmosphärischen Verweilzeiten der Gase eine globale Durchmischung stattfindet /Houghton et al. 1996/ /UBA 1995/.

Die Klimawirksamkeit dieser Stoffe wird mit sogenannten GWP-Werten (Global Warming Potential) beschrieben, die die massenspezifischen relativen Wirksamkeiten bezogen auf CO_2 als Referenzsubstanz darstellen. Durch Multiplikation der freigesetzten Masse eines klimarelevanten Stoffes mit seinem GWP-Wert ergibt sich der Treibhauseffekt dieses Stoffes. Bei der Bestimmung des GWP-Wertes werden z. B. die Absorptionskoeffizienten für infrarote Wärmestrahlung und die mittleren atmosphärischen Verweildauern der Gase relativ zu CO_2 berücksichtigt. Daher muss ein Zeithorizont gewählt werden, für den der Vergleich mit CO_2 gelten soll. Hier finden sich GWP-Werte vornehmlich für einen Zeithorizont von 20, 50 und 100 Jahren. In Übereinstimmung mit der derzeit gängigen Praxis bei zahlreichen Klimabilanzen werden für die Berechnungen der CO_2-Äquivalente hier die für den Integrationszeitraum von 100 Jahren ermittelten GWP-Werte herangezogen (Tabelle 4-1).

Tabelle 4-1: Relative Treibhauspotenziale (GWP-Werte) der betrachteten klimawirksamen Gase, bezogen auf ihre Masse und einen Zeithorizont von 100 Jahren (vgl. /Heijungs et al. 1992/, /UBA 1995/, /Houghton et al. 1996/)

	Chemische Formel	GWP- Faktor
Kohlenstoffdioxid	CO_2	1[a]
Distickstoffoxid	N_2O	310
Methan	CH_4	21

[a] Referenzsubstanz

Versauerung. Durch Säureeintrag und damit eine pH-Wert-Absenkung können sowohl terrestrische als auch aquatische Systeme verändert und damit ggf. geschädigt werden. Verantwortlich sind die Emissionen säurebildender Gase, die in Form trockener oder nasser Deposition (d. h. Saurer Regen) auf die entsprechenden Systeme einwirken.

Bilanzierungsgrößen. Auf der Basis einer vorgeschlagenen Liste für zu bilanzierende säurebildende Gase (nach /Heijungs et al. 1992/) werden im folgenden Schwefeldioxid (SO_2), Stickstoffmonoxid bzw. -dioxid (NO_X), Ammoniak (NH_3) und Chlorwasserstoff (HCl) erhoben und bilanziert.

Erfassung und Aggregation. Der bisher bei Produkt-Ökobilanzen eingeschlagene Weg, die Versauerung über den Vergleich mit SO_2 als Referenzsubstanz zu bilanzieren, hat sich bewährt und wird auch in jüngsten Ökobilanzen angewandt (z. B. /UBA 1995/). Demnach er-

gibt sich - analog zur Vorgehensweise bei der Bilanzierung des Beitrags zum anthropogenen Treibhauseffekt - der Beitrag eines säurebildenden Gases zur Versauerung durch Multiplikation der Schadstofffracht mit dem dazugehörigen SO_2-Äquivalent. Die SO_2-Äquivalente für die hier berücksichtigten Substanzen sind in Tabelle 4-2 angegeben.

Tabelle 4-2: SO_2-Äquivalente zur Bestimmung des Versauerungspotenzials, bezogen auf die Masse der jeweiligen Emissionen (vgl. /Heijungs et al. 1992/, /UBA 1995/, /Houghton et al. 1996/)

	Chemische Formel	Versauerungs-Faktor
Schwefeldioxid	SO_2	1,00 [a]
Stickstoffmonoxid	NO	1,07
Stickstoffoxide	NO_X	0,70
Ammoniak	NH_3	1,88
Chlorwasserstoff	HCl	0,88

[a] Referenzsubstanz

4.1.4 Auswertung

Methodische Grundlagen. Die Auswertung ist die Phase der Ökobilanz, bei der die Ergebnisse der Sachbilanz und der Wirkungsabschätzung entsprechend dem festgelegten Ziel und dem Untersuchungsrahmen der Ökobilanz zusammengefasst werden, um Schlussfolgerungen zu ziehen und Empfehlungen zu geben.

Schneidet eine der untersuchten Varianten im Hinblick auf alle betrachteten Wirkungskategorien am besten ab, so ist keine zusätzliche Auswertung mehr erforderlich. Sobald jedoch unterschiedliche Varianten verschiedene Vor- und Nachteile haben (und das ist üblicherweise der Fall), entsteht ein Zielkonflikt bei der Bestimmung der optimalen Variante, der durch eine Bewertung gelöst werden muss. Bei der Bewertung entsteht letztlich durch die Verknüpfung der zugänglichen Informationen eines Sachverhaltes mit einem bestimmten Wertesystem ein Urteil über den entsprechenden Sachverhalt /UBA 1995/. Als Ausgangspunkte dienen dabei die Informationen aus der Wirkungsabschätzung und das entsprechende Wertesystem.

In der Vergangenheit wurden für die Auswertung eine Reihe unterschiedlicher Bewertungsverfahren entwickelt, in denen im Extremfall die gesamten Wirkungen in einer einzigen Kennzahl zusammengefasst sind (z. B. Ökopunktmodell). Insbesondere sind dabei die Ansätze zur Monetarisierung externer Effekte zu nennen /Friedrich, Krewitt 1997/. Damit soll es gelingen, die externen Effekte als monetäre Werte darzustellen und so die sozialen Kosten als Summe aus betriebswirtschaftlichen und externen Kosten zu bestimmen. Damit wäre dann ein direkter Vergleich z. B. verschiedener Stromerzeugungssysteme anhand der sozialen Kosten möglich. Dieses Ziel scheint aber aufgrund methodischer Schwierigkeiten erst mittel- bis langfristig erreichbar zu sein.

Umsetzung. In der vorliegenden Arbeit erfolgt die Auswertung anhand eines exemplarischen Vergleichs ausgewählter Wirkungsgrößen mit den entsprechenden Werten, die anderen Stromerzeugungstechnologien zuzurechnen sind. Aufgrund der bislang noch nicht vollständig gelösten methodischen Schwierigkeiten bei der Monetarisierung wird dabei eine "verbal-argumentative" Diskussion der Ergebnisse durchgeführt /UBA 1995/.

4.2 Sachbilanz

Im Folgenden werden die Ergebnisse der Sachbilanz für die einzelnen Heliostaten, die Heliostatenfelder sowie das gesamte Turm-Solarkraftwerk dargestellt.

4.2.1 Heliostaten

Zunächst werden die Ergebnisse der Sachbilanz für die drei betrachteten Heliostatentypen beschrieben. Ausgewiesen werden die Materialbilanzen. Für die Bilanzierung der Heliostaten werden alle Aufwendungen berücksichtigt, um einen kompletten Heliostaten betriebsfertig am Aufstellungsort zu errichten, 30 Jahre zu betreiben und anschließend zu entsorgen. Die Gesamtbilanz der Heliostaten wird in die Abschnitte "Bau", "Betrieb" und "Entsorgung" aufgeteilt. Dabei werden die anzurechnenden Transporte ebenfalls ausgewiesen.

Bau. Da die Heliostaten prinzipiell aus gleichen Grundelementen bestehen, kann auch die Bilanz "Bau" einheitlich in die Module (in der üblichen Montagereihenfolge) Transport, Fundament, Konzentrator, Tragwerk, Antriebseinheit und Schaltschrank unterteilt werden (vgl. Abb. 4-3). Die genannten Module unterscheiden sich bei den betrachteten Heliostatentypen nur durch die jeweiligen Inputs. Im Folgenden werden die wesentlichen Annahmen bezüglich dieser Module diskutiert.

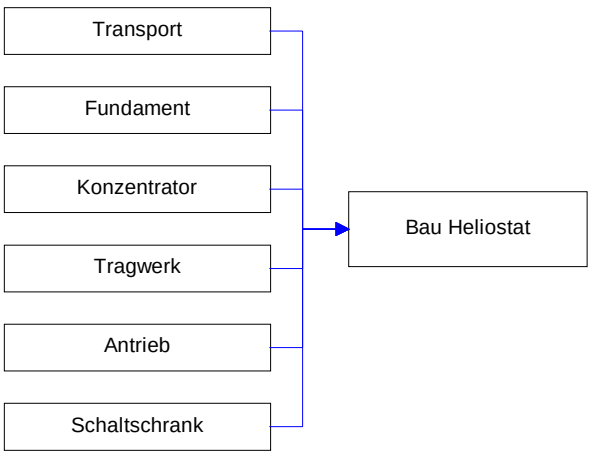

Abb. 4-3: Unterteilung der Bilanz "Bau eines Heliostaten" in die Module Transport, Fundament, Konzentrator, Tragwerk, Antriebseinheit und Schaltschrank

Transport. Zur möglichst vollständigen Bilanzierung eines Produkts sind auch die mit der Bereitstellung und Nutzung verbundenen Transportaufwendungen heranzuziehen. Im vorliegenden Fall unterliegen diese jedoch je nach Standort des Turm-Solarkraftwerks und insbesondere in Abhängigkeit vom lokalen Lieferanteil einer großen Schwankungsbreite. Um die Ergebnisse der Bilanz dennoch zumindest für das Heliostatenfeld, welches einen Großteil der Gesamtaufwendungen verursacht, möglichst leicht auf unterschiedliche Randbedingungen übertragen zu können, wurden die Annahmen für die erforderlichen Transporte so gewählt, dass sie nur zu einer möglichst geringen Einschränkung der Allgemeingültigkeit führen. Es werden deshalb folgende vereinfachende Annahmen getroffen:

- Es werden nur Transporte mit dem Lkw innerhalb des Aufstellungslandes berücksichtigt.
- Transporte außerhalb des Landes für importierte Heliostatenkomponenten (z.B. mit dem Schiff) werden bei den Bilanzen für die einzelnen Heliostaten nicht berücksichtigt. Sie werden erst bei der Bilanzierung des gesamten Heliostatenfeldes mit ausgewiesen und bilanziert.
- Der Aufstellungsort des geplanten Kraftwerks wird für die Bilanzierung so gewählt, dass die Entfernung zur nächsten Großstadt, in der eventuell Heliostatenteile gefertigt werden könnten, und zum nächsten Großhandelshafen, von dem gegebenenfalls importierte Teile transportiert werden müssten, gleich groß ist. Damit ist es für die betrachteten Transportaufwendungen im Land unerheblich, ob es sich um importierte oder inländische Teile handelt.

Die zugrunde gelegte Transportentfernung von Baumaterialien wie z.B. Beton und Baustahl beträgt 50 km. In Tabelle 4-3 sind die Transportentfernungen für Baumaterial zusammengefasst.

Tabelle 4-3: Transportentfernungen für Baumaterial

	Entfernung
Aufstellungsort - Großstadt	200 km
Aufstellungsort - Gewinnung/Lager Baumaterialien	50 km

Für die Transporte werden die in Tabelle 4-4 aufgelisteten Lkw verwendet. Es wird das Gesamtgewicht der Lkw sowie die Art des Transports angegeben. Die Sachbilanzgrößen für die unterschiedlichen Lkw sind /Ökoinventare 1996/ entnommen.

Tabelle 4-4: Verwendete Lkw für Transport von Erdaushub, Beton bzw. Komponenten eines Heliostaten

Transportkomponenten	verwendete Lkw
Erdaushub	10,5 t
Beton	28 t
Komponenten für Konzentrator, Tragwerk, Antriebseinheit, Schaltschrank	28 t

Der Transportprozess umfasst den Transport aller zum Bau der Heliostaten benötigten Materialien. Die Aufwendungen für den Transportprozess der Heliostaten sind in Tabelle 4-5 zusammengefasst.

Tabelle 4-5: Dem Bau der Heliostaten zuzurechnende Transportprozesse

		ASM 150	GM 100	AB 66
28 t VL[a]	tkm	2 679	2 769	868,5
10,5 t VL[a]	tkm	7,336	18,2	1,75

[a] VL bedeutet Volllastfahrt hin und Leerfahrt zurück.

Fundament. Der ASM 150 verfügt über ein polygonförmiges Ringfundament, auf dem sich der Drehstand bewegt. Der Fundamentdurchmesser ist direkt abhängig vom Durchmesser des Azimutrings. Die große Betonmasse des Ringfundaments ist daher auf das Drehstandprinzip zurückzuführen. Die Fundamentmasse (Beton und Bewehrungsstahl) liegt detailliert vor. Zur Umrechnung von der Betonmasse in das entsprechende Volumen wurde eine Dichte von 2,1 t/m^3 angenommen. Der Prozess umfasst weiterhin die Laufzeit der Baumaschine, die den Aushub des Fundaments vornimmt. Hierfür wird ein Hydraulikbagger (HTB1) mit einer Leistung von 50 bis 100 kW angenommen (vgl. Tabelle 4-6). Aufwendungen für die Baumaschinen wurde nach /BUWAL 1994/ berechnet.

Tabelle 4-6: Kenngrößen der berücksichtigten Baumaschinen /BUWAL 1994/

Typ	Kurzbezeichnung	Masse	Leistung in kW
Hydraulikbagger	HTB1	10 bis 23 t	50 bis 100
Mobil-Autokran 1	MK1	< 25 t	50 bis 100
Mobil-Autokran 2	MK1	25 bis 50 t	100 bis 200
Mobil-Autokran 3	MK3	> 50 t	> 200 kW

Der GM 100 besitzt ein kubisches Fundament, auf dem der Heliostatenfuß befestigt ist. Da der GM 100, für den die Daten vorliegen, ein Prototyp ist, wurde das kubische Fundament sehr großzügig bemessen. Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen spielten bei der Dimensionierung gegenüber der Standsicherheit nur eine sehr untergeordnete Rolle. Für den GM 100 liegt nur das Volumen des Fundaments vor. Zur Umrechnung wurde wieder eine Dichte von 2,1 t/m^3 angenommen. Der Bewehrungsstahl wurde anteilig berücksichtigt; in Anlehnung an vorhandene Daten des ASM 150 wurden für das Fundament 4 % der Gesamtmasse des Betons an Bewehrungsstahl einberechnet.

Das Fundament des AB 66 ist stabförmig. Der Heliostatenfuß ist mit dem Fundament über einbetonierte Gewindestangen verschraubt. Dies erlaubt die senkrechte Ausrichtung. Das Fundament besteht aus einem 2,2 m langen, zylindrischen Stahlbetonelement mit einem Durchmesser von rund 0,5 m. Daraus resultiert die im Vergleich zu den Fundamenten der beiden anderen Heliostaten geringe Betonmenge. Weiterhin wurde für die Auslegung von einem günstigen Bodentyp ausgegangen /Blanco 1994/. Für den AB 66 liegt nur das Gesamtvolumen des Fundaments vor. Der Bewehrungsstahl wurde wie beim GM 100 anteilig mit 4 % der Gesamtmasse des Fundaments berücksichtigt. Ein Hydraulikbagger dient wiederum zum Ausheben des Fundaments. In Tabelle 4-7 sind die Aufwendungen für den Bau der Fundamente dargestellt.

Tabelle 4-7: Aufwendungen für den Bau jeweils eines Fundaments

Bezeichnung		ASM 150	GM 100	AB 66
Beton B25	m^3	10	13	1,75
Stahl	kg	804	1092	146
Hydraulikbagger HTB1	h	1	1	0,5

Konzentrator. Die Konzentratoren der Heliostaten bestehen aus dem eigentlichen reflektierenden Teil sowie der dafür notwendigen Halterung. Hierbei gibt es zwischen dem Metallmembranheliostaten ASM 150 und den beiden Glas/Metall Heliostaten GM 100 und AB 66 prinzipbedingt Unterschiede. Beim ASM 150 ist dem Konzentrator der komplette Druckring mit Membran und Spiegel zugeordnet. Die zum Spannen der Metallmembranen benötigten Elemente der Reckanlage wurden anteilig berücksichtigt. Für den Bau eines ganzen Heliostatenfeldes mit rund 1 080 Heliostaten wurde angenommen, dass die Herstellung der Heliostaten in 4 Produktionsstraßen mit jeweils einer Reckanlage durchgeführt wird. Daher entfällt auf je 270 Heliostaten eine Reckanlage, wobei angenommen wurde, dass deren Lebensdauer gerade der Bauzeit eines Heliostratenfeldes entspricht. Dem Bau eines Konzentrators wurden deshalb die Elemente der Reckanlage zu 1/270 angerechnet.

Zur Korossionsbeständigkeit sind für alle Heliostaten die aus Stahl bestehenden Teile verzinkt. Der reflektierende Teil besteht beim ASM 150 aus 0,9 mm starken Dünnglasspiegeln, die auf die Metallmembran geklebt werden.

Die Heliostaten GM 100 und AB 66 sind nach demselben Konstruktionsprinzip aufgebaut. Der Konzentrator kann daher für beide in die Bauteile Spiegel und Metallrahmen unterteilt werden. Die Metallrahmen dienen zur Aufnahme der Spiegelfacetten. Da die Facetten von Glas/Metall Heliostaten ausgerichtet werden müssen (Canting, vgl. S. 7 ff.), ist die Laufzeit eines kleinen mobilen Autokrans (MK1, vgl. Tabelle 4-6) für das Canting der Spiegelfacetten in den Prozess mit einzubeziehen. Das Einstellen der Facetten erfolgt von einem am Kranausleger befestigten Mannkorb. Schweißarbeiten, die bei den hier untersuchten Heliostaten anfallen, werden in dieser Bilanz nicht berücksichtigt. Die Inputs des Moduls Konzentrator sind in Tabelle 4-8 festgehalten.

Tabelle 4-8: Inputs für den Bau der Konzentratoren

		ASM 150	GM 100	AB 66
Stahlmix	kg	2 996	735	389
Zink	kg	15	4	2
Stahl niedriglegiert	kg	985	-	-
Beton B25	m^3	0,05	-	-
Glas	kg	385	1 056	725
PVC	kg	38	-	-
Mobil-Autokran	h	-	6	6

Tragwerk. Beim ASM 150 ist das Tragwerk ein als Fachwerk ausgeführter Drehstand. Er besteht aus mehreren verzinkten Baustahlrohren und Knoten, die diese verbinden. Des weiteren zählen Lager und Räder am Azimutring, auf denen sich der Drehstand dreht, zum Tragwerk. Beim ASM 150 müssen keine Laufzeiten von Baumaschinen miteinbezogen werden, da der Aufbau des Tragwerks mit einer entsprechenden Vorrichtung vorgenommen wird bzw. das Fachwerk manuell ohne Kran oder Vorrichtung montiert werden kann.

Das Tragwerk der beiden Glas/Metall Heliostaten besteht aus dem Heliostatenfuß, dem Torsionsrohr und den Facettenhaltern (vgl. Abb. 2-3 links). Diese Komponenten bestehen ausschließlich aus verzinktem Stahl. Der Prozess Tragwerk umfasst außerdem die Laufzeit der Baumaschine zum Aufstellen der Tragwerke. Dafür ist ein Mobil-Autokran MK3 berücksichtigt (vgl. Tabelle 4-6). Die Ein- und Ausgangsgrößen für den Prozess Tragwerk sind in Tabelle 4-9 dargestellt.

Antrieb. Die Antriebseinheit der Heliostaten umfasst hauptsächlich die Getriebe und Motoren. Beim ASM 150 werden zusätzlich noch Kabel, Elevations- und Azimutring berücksichtigt. Hieraus resultieren die hohen Massen an Stahl und Kupfer (Tabelle 4-10).

Tabelle 4-9: Aufwendungen für die Tragwerke

		ASM 150	GM 100	AB 66
Stahlmix	kg	2 086	2 511	1 308
Zink	kg	14	13	6,7
PVC	kg	20	-	-
Mobil-Autokran	h	-	8	8

Beim ASM 150 erfolgt der Antrieb über zwei Servomotoren und Cyclogetriebe mit einer Untersetzung von 1003 zu 1. Ein weiterer Servomotor treibt den Unterdrucklüfter zum Fokussieren an. Der Konzentrator wird mittels eines Elevationsrings und eines Azimutrings bewegt. Der Azimutring ist am Fundament befestigt. Wesentliche Komponente dieses Rings ist eine Kette, in die ein Zahnrad des Getriebes eingreift. Motor und Getriebe sind an einem Ausleger am Drehstand befestigt. Der Elevationsantrieb erfolgt nach dem gleichen Prinzip. Der Elevationsring ist am Druckring befestigt; Getriebe und Motor befinden sich in der Mitte des Fundamentrings. Elevations- und Azimutring gehören daher direkt zur Antriebseinheit des ASM 150.

Der Bilanzierung der Heliostatengetriebe liegt der Prozess nach Tabelle A-4 zugrunde. Auf diese Weise erfolgt die Aufteilung in die verwendeten Grundmaterialien; zusätzlich wird die zur Bearbeitung erforderliche elektrische Energie berücksichtigt. Es wird davon ausgegangen, dass die Getriebe in Deutschland gefertigt werden; deshalb wird für die Bilanzierung der deutsche Strommix angesetzt.

Der Antrieb für Azimut und Elevation des GM 100 erfolgt über zwei Drehstrom - Asynchronmotoren und eine zentrale Getriebeeinheit, die auf dem Heliostatenfuß befestigt ist und das Torsionsrohr aufnimmt. Für den Antrieb wird nur die Leistungsklasse und die Art der Motoren angegeben (vgl. Tabelle 2-5). Anhand dieser Angaben wird mit Hilfe des Ansatzes von /Sachse 1997/ näherungsweise ermittelt, welche Grundmaterialien zu welchem Anteil im Motor enthalten sind. Die Motoren des GM 100 werden mit einem Gesamtgewicht von 20 kg angenommen.

Der Antrieb des AB 66 erfolgt über zwei Drehstrom-Asynchronmotoren und eine zentrale Getriebeeinheit. Das Gewicht der Motoren für den AB 66 wird über den Vergleich mit der Leistungsklasse der GM 100 Motoren mit 8,7 kg abgeschätzt. Die Inputs des Prozesses Antrieb sind in Tabelle 4-10 aufgelistet.

Tabelle 4-10: Inputs für den Bau der Antriebe

		ASM 150	GM 100	AB 66
Stahlmix	kg	891	10	4,3
Zink	kg	4	-	-
Getriebe	kg	40	1 552	800
Gusseisen	kg	-	7,6	3,3
Aluminium	kg	5	0,4	0,17
PVC	kg	11	0,3	0,13
Kupfer	kg	30	1,7	0,74

Schaltschrank. Alle untersuchten Heliostaten besitzen einen Schaltschrank, in dem Steuerungselektronik, Transformatoren, Kabel und weitere Kleinteile untergebracht sind. Der Schaltschrank wird unterteilt in Gehäuse, Bauelemente und Elektronik. Das Gehäuse besteht aus dem eigentlichen Metallgehäuse, der Lackierung und einer Aluminiumplatte im Inneren, an der die Bauelemente und die Elektronik befestigt werden. Diese Platte dient gleichzeitig als Kühlkörper. Die Rohstoffzusammensetzung von Bauelementen und Elektronik kann nur abgeschätzt werden. Für die Bilanzierung wird angenommen, dass Bauelemente zu 30 % aus Stahl, 10 % Kunststoff, 30 % Aluminium und 30 % Kupfer bestehen, Elektronik zu 5 % aus Stahl, 5 % Kupfer, 60 % Aluminium und 30 % Kunststoff. Elektronik wird für alle Heliostaten mit insgesamt 10 kg angenommen. Bauelemente sind beim ASM 150 mit 17 kg eingerechnet.

Das Gewicht des Schaltschranks des ASM 150 übersteigt das der beiden Glas/Metall Heliostaten, da dieser mit den Servomotor-Controllern eine aufwendigere Steuerungselektronik enthält. Weiterhin müssen inklusive der Unterdruckregelung für die Membransteuerung drei

Achsen gesteuert werden, im Gegensatz zu zwei Achsen (Azimut und Elevation) bei den beiden Glas/Metall-Heliostaten GM 100 und AB 66. Beim GM 100 wird für die Elektronik 10 kg, für Bauelemente 14 kg angenommen. Für den AB 66 werden dieselben Werte angesetzt, da auch dieselbe Steuerung eingesetzt werden soll. Tabelle 4-11 zeigt die berücksichtigten Aufwendungen für den Prozess Schaltschrank.

Tabelle 4-11: Inputs für den Bau der Schaltschränke

		ASM 150	GM 100	AB 66
Stahlmix	kg	35,5	12,5	12,5
Aluminium	kg	16	13	13
PVC	kg	7	5,5	5,5
Kupfer	kg	5,5	5,5	5,5

Zusammenfassung. Um die Werte direkt miteinander vergleichbar zu machen, sind in Abb. 4-4 die auf die Spiegelfläche bezogenen Materialaufwendungen für den Bau der Heliostaten dargestellt.

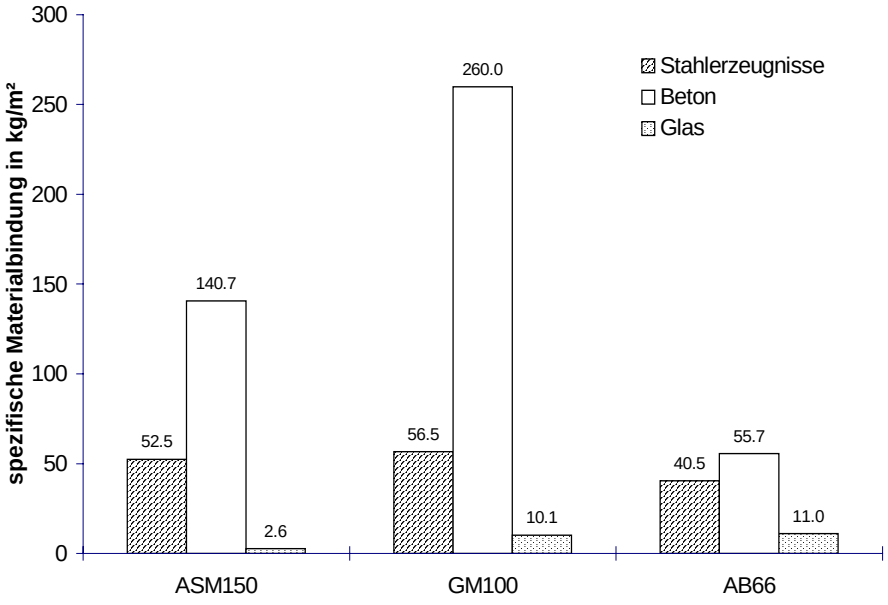

Abb. 4-4: Auf die Spiegelfläche bezogene Materialbindung für den Bau der Heliostaten

Unter "Stahlerzeugnisse" sind dabei Baustahl, niedriglegierter Stahl, Getriebe und das zum Korrosionsschutz der Stahlteile verwendete Zink zusammengefasst. Demnach wird für den Bau aller Heliostaten jeweils hauptsächlich Beton benötigt. Es ist zu erkennen, dass die spezifischen Materialaufwendungen, besonders die Betonaufwendungen, sehr unterschiedlich sind. Diese sind jedoch nicht unbedingt repräsentativ, da es sich um Prototypen handelt und die Gestaltung des Fundaments zudem auch vom Bodentyp abhängig ist. Der Unterschied bei den Glasaufwendungen ist ebenfalls bemerkenswert; die Aufwendungen für den ASM 150 betragen - da Dünnglasspiegel verwendet werden - nur rund ein Viertel der entsprechenden

Glasaufwendungen der beiden facettierten Heliostaten. Die Metallaufwendungen von ASM 150 und GM 100 sind ähnlich, der AB 66 ist mit 40,5 kg/m² durch die geringsten Aufwendungen gekennzeichnet.

Betrieb. Bei der Bilanzierung des Betriebs der einzelnen Heliostaten werden lediglich die Aufwendungen ausgewiesen, die durch das Reinigen der Spiegel entstehen.

Wartung und Instandhaltung. Darunter werden die Aufwendungen für Ersatzspiegel und die Spiegelreinigung zusammengefasst. Die im Laufe von 30 Jahren infolge von Bruch bzw. Korrosion zu ersetzenden Spiegel werden bei der Bilanzierung des Heliostatenfeldes berücksichtigt. Es handelt sich hier um statistische Mittelwerte, die für ein Heliostatenfeld die Realität recht gut treffen können, deren Angabe bei einem einzelnen Heliostaten aber weniger sinnvoll ist.

Die Reflektivität der Heliostaten wird durch Staub und weitere Umwelteinflüsse stark beeinträchtigt. Um eine über die Lebensdauer optimale Reflektivität zu gewährleisten, ist das Reinigen der Spiegel in einem Abstand von maximal 6 Monaten notwendig. Dieser Wert kann abhängig von den jeweiligen Witterungsverhältnissen stark variieren. Für die Berechnungen wird in Anlehnung an Erfahrungswerte von Glasreinigungsunternehmen /Erbe 1997A/ und beim Betrieb des Heliostatenfeldes der "Plataforma Solar de Almería" /Valverde 1998/ angenommen, dass für das Reinigen von einem Quadratmeter Spiegelfläche 1 l Wasser, 0,002 l Reinigungsmittel und 30 Sekunden Arbeitszeit erforderlich sind.

Stellvertretend für das verwendete Reinigungsfahrzeug (Kombination aus Arbeitsplattform und Tankwagen) wird die Laufzeit eines kleinen mobilen Autokrans nach /BUWAL 1994/ berücksichtigt. In Tabelle 4-12 sind die Betriebsaufwendungen über die Lebensdauer der Heliostaten dargestellt.

Tabelle 4-12: Inputs für den Betrieb der Heliostaten

		ASM 150	GM 100	AB 66
Wasser, entkarbonisiert	kg	9 000	6 000	3 960
organische Chemikalien	kg	180	120	79,2
Mobiler Autokran	h	75	50	33

Entsorgung. Da bisher praktisch keine Heliostaten demontiert wurden, ist es schwierig, Daten über deren Entsorgung zu erhalten. Für die Bilanzierung beschränkt sich die Entsorgung der Heliostaten daher auf die Abrissarbeiten und den Transport der einzelnen Komponenten zur nächstgelegenen Deponie bzw. Recyclingstelle. Aufwendungen für das Recycling werden indirekt einberechnet, da für die verwendeten Grundmaterialien (z.B. Aluminium und Kupfer) Anteile von recycliertem Material berücksichtigt sind.

Die Abrissarbeiten umfassen prinzipiell die gleichen Arbeiten wie beim Aufbau der Heliostaten. Für die Demontage des Konzentrators wird beim ASM 150 wiederum von der Verwendung einer einfachen Vorrichtung ausgegangen, das Fachwerk des Drehstands kann in Handarbeit demontiert werden, da es verschraubt ist.

Der Abriss der Fundamente ist nicht vorgesehen, da diese einer neuen Heliostatengeneration dienen können. Auch wenn die Fundamente nicht wiederverwendet werden, kann dennoch von einem Verbleib ausgegangen werden, da es sich bei den in Frage kommenden Gebieten um Wüsten handelt, wo von einem Rückbau nicht recyclierbarer Teile nicht auszugehen ist. Der Abtransport der Komponenten erfolgt mit einem 28 t Lkw. Die Transportentfernung zur nächsten Deponie oder zum nächsten Recyclinghof wurde mit 200 km angenommen.

Bei den Glas/Metall Heliostaten werden mobile Autokräne (MK3 und MK1, vgl. Tabelle 4-6) verwendet, mit denen die Spiegelfacetten und die restlichen Heliostaten-komponenten demontiert werden können. Die Betriebsstunden der Autokräne entsprechen denen des Aufbaus. Tabelle 4-13 zeigt die Inputs des Prozesses Entsorgung für die Heliostaten.

Tabelle 4-13: Inputs für die Entsorgung der Heliostaten

		ASM 150	GM 100	AB 66
Lkw 28t VL	tkm	1 680	1 404	685
Mobiler Autokran MK1	h	-	6	6
Mobiler Autokran MK3	h	-	8	8

4.2.2 Heliostatenfeld

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse der Sachbilanz für das gesamte Heliostatenfeld diskutiert. Sie ergeben sich aus der Verknüpfung der technischen Analyse mit den Bilanzen, die für die einzelnen Heliostaten ermittelt wurden. Aus der technischen Analyse wird dabei die erforderliche Anzahl der Heliostaten für die drei betrachteten Heliostatenfeldkonfigura-tionen übernommen.

Bau. In Kapitel 3.1.2 wurde bestimmt, wie viele Heliostaten der drei betrachteten Typen jeweils für das Heliostatenfeld eines 30 MW Turm-Solarkraftwerk erforderlich sind: 1 077 vom Typ ASM 150, 1 602 vom Typ GM 100 und 2 658 vom Typ AB 66. In Tabelle 4-16 sind die entsprechenden Materialbilanzen - teilweise aggregiert - dargestellt. Die Materialbilanz nach Tabelle 4-14 lässt keine einheitliche Aussage bezüglich der Vorteilhaftigkeit zu. Der Bedarf an Stahlerzeugnissen und Glas ist beim ASM 150-Feld am niedrigsten, dafür ist die Materialbindung bei Kunststoff, Kupfer und Zink am höchsten. Dies kann allerdings

zumindest teilweise auch an den unterschiedlich detaillierten Angaben der Hersteller liegen; für die anderen Heliostaten lagen keine vergleichbaren Angaben vor.

Auch die angegebenen Betonmassen könnten sich bei einer Überarbeitung der Fundamentkonstruktion ändern; so erscheint das GM 100-Fundament deutlich überdimensioniert, während das AB 66-Fundament unter der Annahme sehr optimistischer Bodenverhältnisse ausgelegt zu sein scheint. Es ist davon auszugehen, dass bei einer Großserienfertigung die absoluten Unterschiede kleiner werden, die Tendenz aber erhalten bleibt.

Tabelle 4-14: Materialbilanz für die betrachteten PHOEBUS-Heliostatenfelder

		ASM 150-Feld	GM 100-Feld	AB 66-Feld
Anzahl Heliostaten[a]	*Stk*	*1 077*	*1 602*	*2 658*
Stahlerzeugnisse	t	8 477	9 511	7 101
Beton	t	22 730	43 735	9 768
Glas	t	415	1 692	1 927
Aluminium	t	23	21	35
Kupfer	t	38	12	17
Kunststoff	t	82	9	15
Zink	t	36	27	23

[a] vgl. Kapitel 3.1.2

Betrieb. Während der angenommenen Betriebsdauer von 30 Jahren ist es erforderlich, die Spiegel regelmäßig zu reinigen. Das verwendete Wasser muss aufbereitet (entkarbonisiert) werden. Der Bedarf an Reinigungswasser ist in Tabelle 4-15 dargestellt.

Schließlich wird auch berücksichtigt, dass Spiegel durch Alterungserscheinungen (Korrossion), durch Witterungseinwirkungen und durch Fehler des Bedienpersonals, insbesondere beim Reinigen, zu Bruch gehen. Diese müssen ersetzt werden. Die Austauschraten orientieren sich dabei an Erfahrungswerten, die beim Betrieb der beiden Heliostatenfelder CESA-1 und SSPS der Plataforma Solar de Almería /Molina 1996/, /Valverde 1998/, beim Betrieb der Prototypen ASM 150 und GM 100 /Weinrebe et al. 1996B/, beim Betrieb von Dish/Stirling-Systemen mit Metallmembrankonzentratoren /Blezinger 1996/ und in Kalifornien beim Betrieb des Solar One / Solar Two-Feldes gewonnen wurden /Kolb 1998/. Für die beiden facettierten Heliostaten werden Austauschraten von 0,2 %/a angenommen, für den Metallmembranheliostaten 0,1 %/a. Im Vergleich dazu liegt die Austauschrate in Parabolrinnnenkraftwerken bei rund 0,5 %/a /Lehmann 1997/. Die resultierenden zu ersetzenden Glasmassen für die drei untersuchten Heliostatenfeldkonfigurationen sind in Tabelle 4-15 aufgelistet.

In Tabelle 4-15 ist zu sehen, dass sich das beim ASM 150 angewandte Konzept der aufgeklebten Dünnglasspiegel in zweifacher Hinsicht bewährt: Zum einen beträgt die absolute verbaute Glasmasse durch die Dicke von 0,9 im Vergleich zu 4 mm nur knapp ein Viertel der bei den facettierten Varianten verwendeten Glasmasse; zum anderen gehen bei

dieser Bauweise während des Betriebs auch weniger Spiegel zu Bruch, es müssen also auch weniger Spiegel ersetzt werden.

Tabelle 4-15: In 30 Jahren zu ersetzende Spiegel und erforderliches Wasser zur Reinigung der bilanzierten Heliostatenfelder

		ASM 150-Feld	GM 100-Feld	AB 66-Feld
Spiegelfläche	m²	161 550	169 171	175 428
Spiegeldicke	mm	0,9	4	4
Gesamtmasse[a]	t	407	1 895	1 965
Austauschrate	%/a	0,1	0,2	0,2
Austausch in 30 Jahren	t	12,21	113,7	117,9
Wasser zur Spiegelreinigung	t	14 540	15 225	15 789

[a] Rechenwert für die Dichte von Glas: 2800 kg/m^3

Entsorgung. Für die Entsorgung wurden lediglich die Transporte zur Recyclingstelle bzw. Deponie eingerechnet. Weiterhin sind durch den Recyclinganteil in den Bilanzen der Basismaterialien (Aluminium, Kupfer, Stahl, Guss) bei den Energiebilanzen indirekt Recyclingaufwendungen berücksichtigt. Wegen des insgesamt geringen Beitrags werden die aufsummierten Entsorgungsaufwendungen hier nicht noch einmal aufgeführt, es wird auf die entsprechende Stelle bei der ökologischen Analyse der einzelnen Heliostaten verwiesen. Die Gesamtaufwendungen für das Heliostatenfeld ergeben sich durch Multiplikation mit der Anzahl der erforderlichen Heliostaten.

4.2.3 Receiver und sonstige Komponenten

Im vorangegangenen Kapitel wurden die Bilanzen von drei Heliostatenfeldkonfigurationen diskutiert. In diesem Kapitel werden nun die Bilanzen für die restlichen Komponenten des PHOEBUS-Kraftwerks dargestellt. Dabei wird wieder zwischen Bau, Betrieb und Entsorgung unterschieden.

Bau. Im Folgenden werden die Aufwendungen für den Bau von Receiver und Gebläse, Dampferzeuger und Kanalbrenner, Maschinentechnik, Elektro- und Leittechnik sowie Bautechnik (einschließlich Turm) dargestellt. Die Daten für die Materialbilanzen wurden von der Firma L.&C. Steinmüller zur Verfügung gestellt /Steinmüller 1997/, sie können als gut abgesichert betrachtet werden.

Receiver und Gebläse. In Tabelle 4-16 sind die Aufwendungen für Receiver, Gebläse und die Rohrleitungen, welche die solare Wärme zum Dampferzeuger transportieren, zusammengefasst. Zusätzlich sind die für die Bereitstellung dieser Komponenten erforderlichen Transportdienstleistungen aufgeführt. Hauptmaterialien von Receiver und Gebläse sind Stahl,

Edelstahl und Keramik zur Wärmedämmung. Anteilig wird dem im Turm integrierten Gebläse auch Stahlbeton zugerechnet.

Tabelle 4-16: Aufwendungen für den Receiver und das Gebläse

	Material	Menge
Receiver	Stahl	74,0 t
	Edelstahl	7,5 t
	Keramik	23,0 t
Gebläse	Stahl	24,5 t
	stahlarmierter Beton	168,0 t
	PVC	7,8 t
	Kupfer	8,0 t
Transport	Lkw 40 t	125 640 tkm
	Seeschiff	863 775 tkm

Dampferzeuger und Kanalbrenner. Dampferzeuger und Kanalbrenner bilden eine Einheit /TSA 1994/. In Tabelle 4-17 sind deshalb die Aufwendungen für beide gemeinsam aufgeführt. Auch Dampferzeuger und Kanalbrenner bestehen aus Stahl; Keramik wird zur Isolierung verwendet.

Tabelle 4-17: Materialaufwendungen für den Dampferzeuger

	Material	Menge
Dampferzeuger	Stahl	533 t
und Kanalbrenner	Keramik	35 t
Transport	Lkw 40 t	113 600 tkm
	Seeschiff	781 000 tkm

Maschinentechnik. Unter Maschinentechnik werden hier der Turbosatz mit Turbine und Generator, der Luftkondensator (Trockenkühlturm), die Wasseraufbereitung, die Rohrleitungen für die Frischdampfzufuhr, die Kondensatrückführung und die Pipeline zur Erdgasversorgung des Kanalbrenners zusammengefasst. In Tabelle 4-18 sind die Aufwendungen für die Maschinentechnik aufgelistet.

Tabelle 4-18: Aufwendungen für die Maschinentechnik

		Turbosatz	Luft-kondensator	Wasser-aufbereitung	Rohrleitungen	Pipeline
Beton	t	280		20		
Stahl	t	86	370	18	20,5	720
Edelstahl	t	4,5				
PVC	t	16,2	1,3	6	2	
Keramik	t	7	1	2		
Kupfer	t	60	20			
Zink	t		1,8	0,09		
Aluminium	t	6	3,6	1		
Schmieröl	t	4				
Transport (Lkw)	tkm			3 252 400 (gesamt)		
Transport (Seeschiff)	tkm			12 395 488 (gesamt)		

Neben Stahlerzeugnissen (insgesamt rund 1 200 t, davon 720 t für die Erdgaspipeline) und Beton (300 t) werden auch insgesamt 82 t Kupfer verbaut, hauptsächlich im Turbosatz und im Luftkondensator.

Elektro- und Leittechnik. Unter dem Begriff Elektro- und Leittechnik werden hier die elektrischen Schaltanlagen, die Warte und die Anbindung ans Hochspannungsnetz zusammengefasst. In Tabelle 4-19 sind die zuzuordnenden Aufwendungen aufgelistet. Hauptsächlich werden Kupfer (112,3 t), Stahl (102,6 t) und PVC (16,6 t) verwendet. Zusätzlich wird die Netzanbindung mit 5 km Hochspannungsleitung berücksichtigt.

Bautechnik. Unter Bautechnik sind alle Maßnahmen des Hoch- und Tiefbaus zusammengefasst, d.h. insbesondere der Turm mit Aufzug, Treppe, Kran etc., alle anderen Gebäude und Hallen, sowie Erdarbeiten und Straßenbau. In Tabelle 4-20 sind die Aufwendungen für die Bautechnik aufgeführt. Die wichtigsten Baumaterialien sind Stahlbeton und Stahl.

Tabelle 4-19: Aufwendungen für die Elektro- und Leittechnik

		Elektrische Schaltanlagen	Warte
Stahl	t	100	2,3
PVC	t	10,8	5,8
Kupfer	t	100	12
Aluminium	t	4	3,6
Öl	t	5	
Transport (Lkw)	tkm	97 480	(gesamt)
Transport (Seeschiff)	tkm	335 088	(gesamt)

Tabelle 4-20: Aufwendungen für die Bautechnik

		Solarturm und Einbauten	Gebäude
Stahl	t	483	56
Beton		3093	1400
PVC	t		10
Kupfer	t		20
Zink	t	2,4	
Flachglas	t		10
Keramik	t	114	
Transport (Lkw)	tkm	2 074 960 (gesamt)	
Transport (Seeschiff)	tkm	7 132 675 (gesamt)	
Aushub Hydraulikbagger	m^3	700 (gesamt)	
Straße	km	13 (gesamt)	
MK2	h	160 (gesamt)	
Kletterkran 120 HC[a]	h	1 824 (gesamt)	
Kran 71 EC[b]	h	480 (gesamt)	
Kran 28 K[c]	h	200 (gesamt)	

[a]120 HC-Kletterkran mit 52 t Gesamtgewichtung und 36 kW Leistung
[b]71 EC-Kran mit 37 t Gesamtgewicht und 34,4 kW Leistung
[c]28 K-Kran mit 21 t Gesamtgewicht und 27 kW Leistung

Betrieb. Beim Betrieb wird zwischen ausschließlichem Solarbetrieb und Hybridbetrieb unterschieden. Im Hybridbetrieb wird ein erdgasgefeuerter Kanalbrenner zur Überbrückung von Perioden geringer Einstrahlung und zur Vergrößerung des Kapazitätsfaktors betrieben. Es werden drei Betriebsweisen unterschieden: Ausschließlicher Solarbetrieb, d. h. ohne Zufeuerung von Erdgas (Variante 1), und Hybridbetrieb mit 75 % Solaranteil (Variante 2) bzw. 64 % Solaranteil (Variante 3).

Des weiteren werden die Aufwendungen zur Deckung des Speisewasserbedarfs erfasst, da wie in jedem Dampfkraftwerk ein Speisewasserverlust auftritt, der hier mit 1,5 % der Frischdampfmenge veranschlagt wird /Haeger 1997/. Ein Kühlwasserbedarf wurde nicht bilanziert, da ein Troc??kenkühlturm eingesetzt wird. In Tabelle 4-21 sind die Speisewasserverluste und der Erdgasbedarf pro Jahr zusammengefasst.

Tabelle 4-21: Speisewasser- und Erdgasbedarf für den Betrieb der betrachteten PHOEBUS-Kraftwerke

Variante	Volllaststunden [h/a]	Solaranteil[a] [%]	Speisewasser vollentsalzt [t/a]	Erdgas [GWh/a]
1	1 921	100	2 739	-
2	2 562	75	3 652	67,1
3	3 000	64	4 277	113,0

[a] Bei einer Direktstrahlungssumme von 2450 kWh/m²a und den Wirkungsgraden nach Kapitel 3.3, mittlerer Wirkungsgrad des Kanalbrenners 0,83

Die Berechnung des Erdgasbedarfs erfolgt über die Wirkungsgrade der Komponenten; sie ist in Abb. 4-5 exemplarisch für die Betriebsweise mit 25 % fossilem Anteil dargestellt.

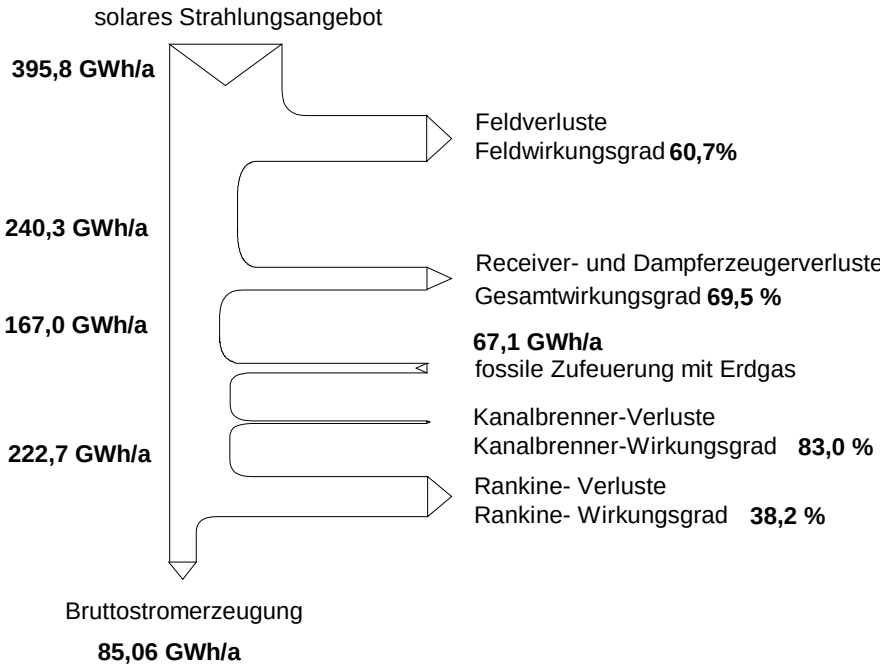

Abb. 4-5: Bestimmung des Erdgasbedarfs anhand der Wirkungsgradkette

Demnach beträgt das auf die gesamte Spiegelfläche treffende solare Strahlungsangebot 395,8 GWh/a. Sie errechnet sich als Produkt aus der gesamten Spiegelfläche (1 077 · 150m^2) und der Direktstrahlungssumme von 2 450 kWh/m^{2}a. Nach Abzug der Feldverluste ereichen davon rund 61 %, also 240,3 GWh/a den Receiver. Von dieser Energie werden - nach Abzug der Receiver- und Dampferzeugerverluste - 167 GWh/a an den Dampf übertragen. Da bei einer gewünschten Volllaststundenzahl von 2 562 (entsprechend einer Bruttostromerzeugung von 85,06 GWh/a) unter Berücksichtigung der Verluste im Dampfturbinenprozess 222,7 GWh/a Energie im Turbinendampf bereitzustellen sind, muss die Differenz von 55,7 GWh/a (222,7 GWh/a - 167 GWh/a) durch den erdgasbefeuerten Kanalbrenner zur Verfügung gestellt werden. Bei einem Kanalbrennerwirkungsgrad von 83 % entspricht dies einem Erdgasenergiegehalt von 67,1 GWh/a.

Die Berechnung des Solaranteils wird dabei auf die dem Dampf zugeführte Energie bezogen. Im diskutierten Beispiel werden solar (d. h. mittels Heliostatenfeld und Receiver/Dampferzeuger) 167 GWh/a bereitgestellt. Vom Erdgasbrenner werden 55,7 GWh/a (67,1 GWh/a · 0,83) geliefert. Dies entspricht einem Solaranteil von 75 % (167 GWh/a / (167 GWh/a + 55,7 GWh/a)). Dies ist ein Grenzwert, der in Kalifornien eingehalten werden muss, um vergünstigte Einspeisebedingungen für solarthermische Kraftwerke nutzen zu können.

Bei einer modifizierten Betriebsweise mit einer höheren Volllaststundenzahl von 3 000 ergibt sich bei sonst unveränderten Wirkungsgraden und meteorologischen Bedingungen ein Erdgasbedarf von rund 113 TJ/a. Bei dieser Variante beträgt der Anteil des durch Erdgasverbrennung erzeugten Dampfs 36 %.

Entsorgung. Da bisher Turm-Solarkraftwerke ausschließlich als Demonstrationsanlagen realisiert wurden, und noch keines wieder entsorgt wurde, bzw. dies nicht dokumentiert ist, ist es bisher nicht möglich, wirklich belastbare Daten über den Abriss von Anlagen zu erhalten. Die veranschlagte Entsorgung beschränkt sich aus diesen Gründen auf die Abrissarbeiten und den Abtransport der Komponenten zur nächstgelegenen Deponie oder Recyclinganlage.

Es wird weiterhin angenommen, dass das Gelände nach Ablauf der 30 jährigen Betriebszeit weiter für ein Turm-Solarkraftwerk genutzt werden wird. Der Turm, die Gebäude und die Fundamente der Heliostaten bleiben deshalb ebenso wie die Hochspannungsleitung und die Erdgaspipeline bestehen. Die Abrissarbeiten umfassen prinzipiell die gleichen Arbeiten, die für den Bau anfielen. Dabei wird mit 50 % des Maschineneinsatzes des Baus gerechnet, da beim Abbau weniger genau gearbeitet werden muss. Die angenommene Transportentfernung zur nächsten Recyclingeinrichtung beträgt 100 km. Die zu verschrottenden Teile werden mit einem 40 t Lkw abtransportiert. Die bilanzierten Aufwendungen für die Entsorgung des Kraftwerks sind in Tabelle 4-22 aufgelistet.

Tabelle 4-22: Aufwendungen für die Entsorgung des PHOEBUS-Kraftwerks

Transport Lkw 40 t	1 417 945 tkm
Einsatz Kletterkran 120 HC	912 h
Einsatz Kran 28 K	100 h
Einsatz Kran 71 EC	240 h
Einsatz Mobilkran MK2	80 h

4.3 Wirkungsabschätzung

Im Folgenden werden die Ergebnisse der Wirkungsabschätzung dargestellt. Ausgewiesen werden der Verbrauch energetischer und mineralischer Ressourcen sowie der anthropogene Treibhauseffekt und die Versauerung.

4.3.1 Verbrauch erschöpflicher energetischer Ressourcen

Auch wenn meist vom "Verbrauch" von Ressourcen gesprochen wird, so handelt es sich dabei zum Teil tatsächlich eher um eine "Bindung" von Ressourcen während der Nutzungsdauer. Aluminium und Stahl beispielsweise können nach ihrer Nutzung im Solarkraftwerk recycliert werden und stehen (mit nur geringen Masseverlusten) erneut zur Verfügung.

Der Verbrauch energetischer Ressourcen wird im Folgenden aggregiert angegeben. Lediglich bei der Diskussion des Gesamtsystems und der drei Betriebsvarianten wird der Erdgasverbrauch getrennt ausgewiesen, um den dominanten Einfluss des Erdgasverbrauchs bei hybrider Betriebsweise klar darzustellen.

4.3.1.1 Heliostaten

Im Folgenden wird der den Heliostaten anzurechnende Verbrauch erschöpflicher energetischer Ressourcen diskutiert.

Bau. In Tabelle 4-23 ist der jeweils mit dem Bau eines Heliostaten verbundene Verbrauch energetischer Ressourcen aggregiert dargestellt. Demnach beträgt der auf die Spiegelfläche bezogene spezifische Ressourcenverbrauch des ASM 150 rund 1 000 MJ/m². Die entsprechenden Werte für GM 100 und AB 66 sind rund 1,6 mal so hoch. Dies liegt vor allem an den hohen Aufwendungen für das Tragwerk und die Antriebseinheiten der Heliostaten. Beim GM 100 trägt weiterhin das unverhältnismäßig große Fundament zu diesem vergleichsweise hohen Energieaufwand bei.

Tabelle 4-23: Verzehr erschöpflicher energetischer Ressourcen zur Bereitstellung eines Heliostaten

		ASM 150	GM 100	AB 66
Transport	MJ/Stk	9 378	9 751	3 037
Fundament	MJ/Stk	15 165	40 623	5 675
Konzentrator	MJ/Stk	102 672	30 510	18 627
Tragwerk	MJ/Stk	42 950	55 477	30 259
Antrieb	MJ/Stk	23 830	90 809	46 736
Schaltschrank	MJ/Stk	2 846	2 077	2 077
Summe	*MJ/Stk*	153 891	173 770	106 410
Summe, flächenspezifisch	*MJ/m²*	*1 026*	*1 646*	*1 612*

Betrieb und Entsorgung. Auf das Ausweisen des Verzehrs erschöpflicher energetischer Ressourcen für Betrieb und Entsorgung wird hier nicht näher eingegangen, stattdessen wird auf den entsprechenden Abschnitt in Kapitel 4.2.2 bei der ökologischen Analyse des Heliostatenfeldes verwiesen, da erst dort aus den oben genannten Gründen auch die Aufwendungen für Ersatzspiegel enthalten sind.

4.3.1.2 Heliostatenfelder

In diesem Kapitel werden die für den Bau, den Betrieb und die Entsorgung der Heliostatenfelder aufzuwendenden erschöpflichen Energien bilanziert.

Bau. In Tabelle 4-24 ist zunächst der Verbrauch energetischer Ressourcen für den Bau der bilanzierten Heliostatenfelder dargestellt. Demnach ändern sich auch nach dem Einbeziehen der Transportaufwendungen und der jeweils erforderlichen, unterschiedlichen Gesamtspiegelfläche die Verhältnisse gegenüber den in Tabelle 4-23 (letzte Zeile) dargestellten Zahlen für den flächenspezifischen energetischen Ressourcenverbrauch der einzelnen Heliostaten nicht wesentlich: Die Verwendung von ASM 150-Heliostaten ist energetisch am günstigsten, der Verbrauch für den Bau des Heliostatenfelds beträgt rund 254 TJ, für den Bau eines GM 100-Felds sind 75 % mehr, für ein AB 66-Feld rund 43 % mehr aufzuwenden.

Tabelle 4-24: Verbrauch erschöpflicher energetischer Ressourcen für Bau, Betrieb und Entsorgung der bilanzierten Heliostatenfelder

		ASM-150 Feld	GM 100-Feld	AB 66-Feld
Bau	TJ	212,0	367,3	282,8
Betrieb	TJ	35,5	57,1	60,9
Entsorgung	TJ	6,7	20,5	20,2
Summe	TJ	254,2	444,9	364,0

Betrieb. Der kumulierte Energieaufwand für den Betrieb der Heliostatenfelder über 30 Jahre ist ebenfalls in Tabelle 4-24 aufgeführt. Demnach unterscheidet sich der energetische Ressourcenverbrauch für den Betrieb der Heliostatenfelder deutlich: Die größeren zu reinigenden Spiegelflächen und insbesondere der Mehrbedarf an Ersatzspiegeln führt zu einem

gegenüber dem ASM 150-Feld um rund 60 % erhöhten Verbrauch beim GM 100- bzw. um 71 % beim AB 66-Heliostatenfeld.

Entsorgung. Nach Tabelle 4-24 beträgt unter den zugrunde gelegten vereinfachten Randbedingungen (vgl. Kapitel 4.2) der energetische Aufwand für die Entsorgung bei den beiden facettierten Heliostaten GM 100 und AB 66 etwa das Dreifache des entsprechenden Wertes für das ASM 150-Feld. Dies liegt an den niedrigeren zur Demontage erforderlichen Maschinenlaufzeiten.

4.3.1.3 Gesamtsystem

Im Folgenden werden die Energiebilanzen für den Bau, den Betrieb über 30 Jahre und die anschließende Entsorgung der drei betrachteten Varianten des 30 MW PHOEBUS-Kraftwerks diskutiert. Eine Zusammenstellung der ermittelten Daten ist in Tabelle 4-25 gegeben.

Bau. In Abb. 4-6 (vgl. auch Tabelle 4-25) sind die energetischen Aufwendungen für den Bau der drei Kraftwerksvarianten dargestellt. Die Gesamtaufwendungen belaufen sich auf rund 319 TJ bei der Variante mit ASM 150-Feld bzw. rund 391 TJ bei der Ausführung mit AB 66 Heliostaten und 476 TJ bei Verwendung von GM 100 Heliostaten. Man kann erkennen, dass der größte Teil der energetischen Aufwendungen dem Heliostatenfeld zuzurechnen ist, der Anteil liegt zwischen 66,5 % (ASM 150-Feld) und 77,5 % (GM 100-Feld).

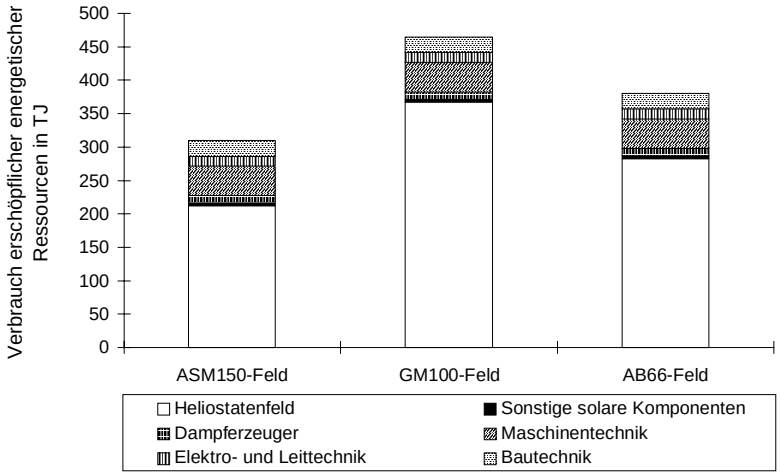

Abb. 4-6: Verbrauch erschöpflicher energetischer Ressourcen für den Bau der betrachteten Kraftwerkskonfigurationen

Betrieb. Zur Übersicht sind die aggregierten Daten für Bau, Betrieb und Entsorgung in Abb. 4-7 dargestellt. Neben den unterschiedlichen Heliostatenfeldern wurde als weiterer Para-

meter die Anzahl der jährlichen Volllaststunden (bei einer identischen jährlichen Direktstrahlungssumme von 2 450 kWh/m²a) variiert.

Diese werden also allein durch fossile Zufeuerung vergrößert. Links ist zunächst der Verbrauch erschöpflicher energetischer Ressourcen für den ausschließlichen Solarbetrieb dargestellt (1 921 Volllaststunden), in der Mitte sind die Werte für 75 % Solaranteil (rund 2 562 Volllaststunden) und rechts für 64 % Solaranteil (3 000 Volllaststunden) dargestellt.

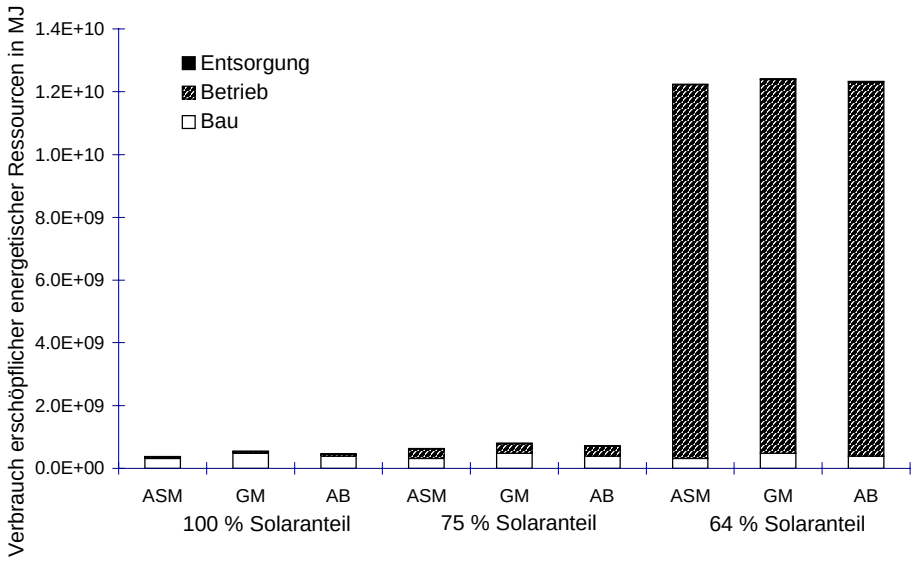

Abb. 4-7: Verbrauch erschöpflicher energetischer Ressourcen für Bau, Betrieb und Entsorgung der drei betrachteten Varianten des PHOEBUS Turm-Solarkraftwerks. Beim Betrieb wird zusätzlich zwischen 100 %, 75 % und 64 % Solaranteil unterschieden. Der Typ des Heliostatenfeldes ist durch die Abkürzungen ASM (ASM 150-Heliostatenfeld), GM (GM 100-Feld) und AB (AB 66-Feld) bezeichnet

Mit steigender fossiler Zufeuerung dominiert der dem Erdgas zuzurechnende energetische Aufwand. Während beim Solarbetrieb der Anteil der Aufwendungen für den Betrieb vergleichsweise gering ist (zwischen rund 10 bis maximal 13 %), verhält es sich bei einem Solaranteil von 65 % umgekehrt: Gegenüber dem Verbrauch erschöpflicher energetischer Ressourcen, der dem Erdgas zuzurechnen ist, sind die Anteile für den Bau verschwindend gering; der Anteil der Aufwendungen für den Bau liegt zwischen 2,5 % und 3,8 %. Die Unterschiede durch die verschiedenen Heliostatenfelder erscheinen in diesem Fall unwesentlich.

Entsorgung. Die Anteile der energetischen Aufwendungen für die Entsorgung sind bezogen auf die gesamten Aufwendungen an erschöpflicher Energie mit 3 % (ASM 150-Feld) bis 5 % (AB 66-Feld) im ausschließlichen Solarbetrieb schon sehr gering. Bei fossiler Zufeuerung von 36 % (entsprechend einem Solaranteil von 64 %) liegen die berechneten Anteil noch wesentlich niedriger, nämlich zwischen 0,09 % für die Variante mit ASM 150-Feld bzw. jeweils knapp 0,2 % bei den anderen beiden. Unter der getroffenen Annahme, dass der

Solarturm und die Gebäude wiederverwendet werden, können die Entsorgungsaufwendungen damit eindeutig als nicht ergebnisbestimmend für den Verbrauch erschöpflicher energetischer Ressourcen bezeichnet werden.

Tabelle 4-25: Verbrauch erschöpflicher energetischer Ressourcen für Bau, Betrieb und Entsorgung der drei untersuchten PHOEBUS-Varianten

		PHOEBUS mit ASM-150 Feld	PHOEBUS mit GM 100-Feld	PHOEBUS mit AB 66-Feld
Bau				
Heliostatenfeld	TJ	212,0	367,3	282,8
Sonstige solare Komponenten	TJ	4,2	4,2	4,2
Dampferzeuger	TJ	10,9	10,9	10,9
Maschinentechnik	TJ	44,1	44,1	44,1
Elektro- und Leittechnik	TJ	14,6	14,6	14,6
Bautechnik	TJ	23,9	23,9	23,9
Summe	*TJ*	*309,8*	*465,1*	*380,6*
Betrieb				
Heliostatenfeld	TJ	35,5	57,1	60,9
Speisewasser (1 991 h)	TJ	0,9	0,9	0,9
Erdgas (2 562 Volllaststunden, 75 % solar)	TJ	8 262,7	8 262,7	8 262,7
Speisewasser (2 562 h)	TJ	1,2	1,2	1,2
Erdgas (3 000 Volllaststunden, 64 % solar)	TJ	13 921,0	13 921,0	13 921,0
Speisewasser (3 000 h)	TJ	1,4	1,4	1,4
Entsorgung				
Heliostatenfeld	TJ	6,7	20,5	20,2
Rest	TJ	3,9	3,9	3,9
Summe				
nur Solarbetrieb (1 921 Volllaststunden)	TJ	356,8	547,5	466,5
Hybridbetrieb (2 562 h / 75 % Solaranteil)	TJ	8 584,3	8 753,4	8 668,6
Hybridbetrieb (3 000 h / 64 % Solaranteil)	TJ	14 242,8	14 411,9	14 327,1
spezifischer Verbrauch (Summe)				
nur Solarbetrieb (1 921 Volllaststunden)	MJ/kWh_{el}	0,206	0,317	0,270
Hybridbetrieb (2 562 h / 75 % Solaranteil)	MJ/kWh_{el}	3,723	3,796	3,759
Hybridbetrieb (3 000 h / 64 % Solaranteil)	MJ/kWh_{el}	5,275	5,338	5,306

Bisher wurden die Energiebilanzen für das gesamte Kraftwerk genannt. Damit ist mittels der bekannten Nennleistung des Kraftwerks von 30 MW und der Vollaststundenzahl(en) eine Berechnung der spezifischen, d. h. auf die bereitgestellte Kilowattstunde bezogenen Aufwendungen leicht möglich ist. Auch für andere als die hier diskutierten Volllaststundenzahlen, z. B. infolge höherer oder niederer Solarstrahlungssummen, können damit die entsprechenden Werte bestimmt werden.

Zur Vollständigkeit sind in Tabelle 4-25 (ganz unten) die spezifischen Werte für die drei diskutierten Betriebsmodi aufgeführt: Im ausschließlichen Solarbetrieb betragen die Aufwendungen je nach Heliostatenfeld rund 0,21 (ASM 150-Feld) bis 0,32 MJ/kWh_{el} (AB66-Feld). Dies entspricht einer Abweichung vom Mittelwert von rund ± 22 %. Im Hybridbetrieb hingegen betragen die Unterschiede zwischen den Heliostatfeldvarianten weniger als 2 %; die energetischen Aufwendungen (Mittelwert über solar und fossil erzeugten Strom) liegen bei

rund 3,8 MJ/kWh$_{el}$ für einen Solaranteil von 75 % bzw. rund 5,3 MJ/kWh$_{el}$ bei 64 % Solaranteil.

4.3.2 Verbrauch mineralischer Ressourcen

Neben den direkten Materialaufwendungen für Bau, Betrieb und Entsorgung der Turm-Solarkraftwerke (vgl. Kapitel 4.2) gehen auch indirekte Aufwendungen mit in die Untersuchung ein. Dadurch werden die Aufwendungen berücksichtigt, die beispielsweise für den Abbau und die Weiterverarbeitung der verwendeten Baumaterialien und Energieträger erforderlich sind. Aus ihnen errechnet sich die Entnahme mineralischer Ressourcen aus der Erde, die im Folgenden dargestellt wird.

4.3.2.1 Heliostaten

In Tabelle 4-26 ist der Verbrauch mineralischer Ressourcen für die Bereitstellung (d. h. Transport zum Standort und Bau) der betrachteten Heliostatentypen dargestellt. Um die Zahlen vergleichbar zu machen, sind keine absoluten, sondern auf die Konzentratorfläche bezogene Werte aufgelistet. Die größten Verbrauche wurden für Eisen und Kalkstein ermittelt, die Werte liegen zwischen rund 60 bis 80 kg/m² Eisen bzw. 30 bis 70 kg/m² Kalkstein; dabei ergeben sich die niedrigsten Werte jeweils für den AB 66, die höchsten für den GM 100.

Tabelle 4-26: Bindung mineralischer Ressourcen für die Bereitstellung der betrachteten Heliostaten (bezogen auf die Spiegelfläche)

	Bauxit in kg/m^2	Kupfererz in kg/m^2	Eisenerz in kg/m^2	Kalkstein in kg/m^2
ASM 150	0,401	0,240	65,852	40,416
GM 100	0,395	0,073	78,124	66,825
AB 66	0,444	0,098	56,220	26,178

Eine deutlich niedrigere Ressourcenbindung ergibt sich für Bauxit und Kupfer. Der Verbrauch von Bauxit liegt relativ einheitlich bei rund 0,4 kg/m^2. Größere Unterschiede zeigen sich bei der Bindung von Kupfer: Für den ASM 150 liegt der Wert mit 0,24 kg/m² am höchsten, für den GM 100 ergibt sich mit 0,073 kg/m² ein um etwa zwei Drittel niedrigerer Wert.

4.3.2.2 Heliostatenfelder

In Tabelle 4-27 ist der Verbrauch mineralischer Ressourcen für Bau, Betrieb und Entsorgung der betrachteten Heliostatenfelder dargestellt. Es sind absolute Werte aufgelistet, da die

Heliostatenfelder so ausgelegt wurden, dass sie dieselbe Strahlungsenergie zum Receiver reflektieren, und damit direkt vergleichbar sind (vgl. Kapitel 3.2).

Tabelle 4-27: Verbrauch mineralischer Ressourcen für Bau, Betrieb und Entsorgung der betrachteten Heliostatenfelder

	Bauxit in t	Kupfererz in t	Eisenerz in t	Kalkstein in t
ASM 150-Feld	63	39	10 600	6 515
GM 100-Feld	65	12	13 161	11 333
AB 66-Feld	76	17	9 806	4 625

Grundsätzlich entsprechen die Verhältnisse bei Betrachtung des gesamten Heliostatenfeldes den für die einzelnen Heliostaten (Tabelle 4-26) ermittelten Werten. Allerdings verschieben sich - insbesondere durch die Berücksichtigung der optischen Qualität bei der Ermittlung der erforderlichen Anzahl der Heliostaten und die unterschiedlichen Betriebserfordernisse (z. B. erforderliche Ersatzspiegel) - die Unterschiede etwas.

Der Verbrauch von Bauxit liegt relativ einheitlich zwischen 63 t (ASM 150) und 76 t (AB 66). Der Eisenerzverbrauch von AB 66 und ASM 150 liegt mit rund 9 800 t bzw. 10 600 t ebenfalls relativ nahe; lediglich für das GM 100-Feld müssen mit ca. 13 000 t rund 30 % mehr aufgewendet werden. Der Kalksteinverbrauch liegt beim GM 100-Feld durch die großen Fundamente ebenfalls mit 11 333 t am höchsten. Dieser Wert ist um einen Faktor von rund 1,7 bzw. 2,5 größer als beim ASM 150- bzw. AB 66-Feld.

4.3.2.3 Gesamtsystem

In Tabelle 4-28 ist der auf die bereitgestellte elektrische Energie bezogene Verbrauch mineralischer Ressourcen für Bau, Betrieb und Entsorgung des PHOEBUS-Kraftwerks (in der Konfiguration mit ASM 150-Heliostatenfeld) in Abhängigkeit der Betriebsweise dargestellt. Mit sinkendem Solaranteil - d. h. bei identischem Solarstrahlungsangebot mit steigender fossiler Zufeuerung - nimmt die Anzahl der Volllaststunden und damit die insgesamt bereitgestellte elektrische Energie zu. Dadurch sinkt der spezifische, auf die bereitgestellte elektrische Energie bezogenene Verbrauch mineralischer Ressourcen. Allerdings ist auch mit der Bereitstellung des für die Zufeuerung verwendeten Erdgases ein Verbrauch mineralischer Ressourcen verbunden. Deshalb sinken die spezifischen Verbrauche mit steigender Volllaststundenzahl unterproportional.

Tabelle 4-28: Verbrauch mineralischer Ressourcen für Bau, Betrieb und Entsorgung des PHOEBUS-Kraftwerks mit ASM 150-Heliostatenfeld in Abhängigkeit der Betriebsweise

	Bauxit in g/kWh	Kupfererz in g/kWh	Eisenerz in g/kWh	Kalkstein in g/kWh
100 % Solaranteil	0,053	0,152	8,212	4,848
75 % Solaranteil	0,045	0,125	6,886	3,917
64 % Solaranteil	0,042	0,114	6,307	3,510

4.3.3 Anthropogener Treibhauseffekt

Im Folgenden werden die dem Bau, dem Betrieb und der Entsorgung des Kraftwerks zuzurechnenden Emissionen klimawirksamer Gase dargestellt.

4.3.3.1 Heliostaten

Zunächst werden die aus dem Bau der Heliostaten resultierenden Emissionen diskutiert. Auf die dem Betrieb und der Entsorgung anzurechnenden Emissionen wird bei der Diskussion des Heliostatenfeldes eingegangen.

In Tabelle 4-29 sind die dem Bau der Heliostaten einschließlich der zugehörigen Transporte anzurechnenden Emissionen in CO_2-Äquivalenten aufgelistet. Der flächenspezifische Wert liegt beim ASM 150 mit rund 121 kg CO_2/m² am niedrigsten, AB 66 (132 kg CO_2/m²) und GM 100 (196,2 CO_2/m²) liegen deutlich höher.

Tabelle 4-29: Dem Bau der Heliostaten anzurechnende Treibhausgasemissionen in CO_2-Äquivalenten (GWP100)

		ASM 150	GM 100	AB 66
Transport	kg/Stk	594,9	618,8	192,6
Fundament	kg/Stk	3 025,5	5 944,7	814,7
Konzentrator	kg/Stk	8 333,3	2 597,8	1 563,3
Tragwerk	kg/Stk	4 005,7	5 152,6	2 782,3
Antrieb	kg/Stk	2 055,8	6 279,0	3 231,4
Schaltschrank	kg/Stk	190,2	129,2	129,2
Summe	kg/Stk	*18 205,5*	*20 722,2*	*8 713,6*
spezifisch	kg/m²	*121,4*	*196,2*	*132,0*

4.3.3.2 Heliostatenfelder

In Tabelle 4-30 ist der dem Transport, Bau, Betrieb und der Entsorgung der bilanzierten Heliostatenfelder zuzurechnende anthropogene Treibhauseffekt (GWP100) in CO_2-Äquivalenten dargestellt.

Tabelle 4-30: Dem Transport, Bau, Betrieb und der Entsorgung der Heliostatenfelder anzurechnende Treibhausgasemissionen in CO_2-Äquivalenten (GWP100)

		ASM-150 Feld	GM 100-Feld	AB 66-Feld
Transport	t/Stk	641	991	512
Bau	t/Stk	18 970	32 210	22 650
Betrieb	t/30a	1 822	2 003	2 273
Entsorgung	t/Stk	400	1 363	1 359
Summe	t	21 833	36 567	26 794

Demnach liegen die Werte für die Heliostatenfelder zwischen rund 22 000 t (ASM 150-Feld) und etwa 36 000 t CO_2. Insbesondere bei den dem Transport und dem Bau zuzurechnenden Emissionen liegen die Werte für den GM 100 vergleichsweise hoch. Dies liegt zum Teil in dem groß dimensionierten Fundament begründet. Beim Betrieb machen sich die absolut größeren Spiegelflächen der GM 100- und AB 66-Felder negativ bemerkbar.

4.3.3.3 Gesamtsystem

In diesem Kapitel werden die Emissionsbilanzen für das Gesamtsystem diskutiert. Dabei werden zunächst absolute Emissionen ausgewiesen. Anhand der elektrischen Nennleistung des Kraftwerks von 30 MW und der jeweiligen Volllaststundenzahl ist es leicht möglich, daraus die spezifischen (d.h. die auf die bereitgestellte Kilowattstunde bezogene Werte) Emissionen zu berechnen.

In Tabelle 4-31 sind die CO_2-Äquivalente für Bau, Betrieb und Entsorgung der drei untersuchten PHOEBUS-Varianten dargestellt.

Beim Betrieb wird weiter zwischen ausschließlichem Solarbetrieb und Hybridbetrieb mit 75 % bzw. 64 % Solaranteil unterschieden. Die dem Bau anzurechnenden Treibhausgasemissionen werden von den Heliostatenfeldern dominiert, wobei die Zahlenwerte je nach Heliostatenentyp bis knapp 70 % differieren. Damit ist auch im ausschließlichen Solarbetrieb ein deutlicher Einfluss des Heliostatentyps auf die Emissionsbilanzen gegeben. Da die Bilanzen im Hybridbetrieb von den direkten Emissionen der fossilen Feuerung bestimmt werden, und diese unabhängig vom Heliostatentyp sind, verschwindet der Einfluss des Heliostatentyps in dieser Betriebsweise nahezu (vgl. Tabelle 4-31).

In Abb. 4-8 sind die spezifischen, d.h. auf die bereitgestellte elektrische Energie bezogenen CO_2-Äquivalente für ausschließlichen Solarbetrieb und Hybridbetrieb mit 75 % bzw. 64 % Solaranteil dargestellt. Demnach liegen die spezifischen Emissionen zwischen rund 18 und 26 g/kWh im reinen Solarbetrieb. Bei 25 % fossiler Zufeuerung betragen die spezifischen Emissionen rund 230 g/kWh, bei 36 % fossiler Zufeuerung sind es etwa 320 g/kWh.

Tabelle 4-31: CO_2-Äquivalente für Bau, Betrieb und Entsorgung der drei untersuchten PHOEBUS-Varianten

		PHOEBUS mit ASM 150-Feld	PHOEBUS mit GM 100-Feld	PHOEBUS mit AB 66-Feld
Bau				
Heliostatenfeld	kg/Stk	$1{,}961 \cdot 10^7$	$3{,}320 \cdot 10^7$	$2{,}316 \cdot 10^7$
Sonstige solare Komponenten	kg/Stk	$3{,}268 \cdot 10^5$	$3{,}268 \cdot 10^5$	$3{,}268 \cdot 10^5$
Dampferzeuger	kg/Stk	$1{,}025 \cdot 10^6$	$1{,}025 \cdot 10^6$	$1{,}025 \cdot 10^6$
Maschinentechnik	kg/Stk	$3{,}489 \cdot 10^6$	$3{,}489 \cdot 10^6$	$3{,}489 \cdot 10^6$
Elektro- und Leittechnik	kg/Stk	$9{,}206 \cdot 10^5$	$9{,}206 \cdot 10^5$	$9{,}206 \cdot 10^5$
Bautechnik	kg/Stk	$2{,}235 \cdot 10^6$	$2{,}235 \cdot 10^6$	$2{,}235 \cdot 10^6$
Summe	*kg/Stk*	$2{,}761 \cdot 10^7$	$4{,}120 \cdot 10^7$	$3{,}116 \cdot 10^7$
Betrieb				
Heliostatenfeld	kg/30a	$1{,}822 \cdot 10^6$	$2{,}003 \cdot 10^6$	$2{,}273 \cdot 10^6$
Speisewasser (1 921 h)	kg/30a	$4{,}613 \cdot 10^5$	$4{,}613 \cdot 10^5$	$4{,}613 \cdot 10^5$
Summe (1 921 h)	*kg/30a*	$2{,}283 \cdot 10^6$	$2{,}464 \cdot 10^6$	$2{,}734 \cdot 10^6$
Erdgas (2 562 Volllaststunden, 75 % solar)	kg/30a	$4{,}927 \cdot 10^8$	$4{,}927 \cdot 10^8$	$4{,}927 \cdot 10^8$
Speisewasser (2 562 h)	kg/30a	$6{,}152 \cdot 10^5$	$6{,}152 \cdot 10^5$	$6{,}152 \cdot 10^5$
Summe (2 562 h)	*kg/30a*	$4{,}951 \cdot 10^8$	$4{,}953 \cdot 10^8$	$4{,}956 \cdot 10^8$
Erdgas (3 000 Volllaststunden, 64 % solar)	kg/30a	$8{,}295 \cdot 10^8$	$8{,}295 \cdot 10^8$	$8{,}295 \cdot 10^8$
Speisewasser (3 000h)	kg/30a	$7{,}204 \cdot 10^5$	$7{,}204 \cdot 10^5$	$7{,}204 \cdot 10^5$
Summe (3 000 h)	*kg/30a*	$8{,}320 \cdot 10^8$	$8{,}322 \cdot 10^8$	$8{,}325 \cdot 10^8$
Entsorgung				
Heliostatenfeld	kg/Stk	$4{,}000 \cdot 10^5$	$1{,}363 \cdot 10^6$	$1{,}359 \cdot 10^6$
Rest	kg/Stk	$2{,}317 \cdot 10^5$	$2{,}317 \cdot 10^5$	$2{,}317 \cdot 10^5$
Summe	*kg/Stk*	$6{,}317 \cdot 10^{5.}$	$1{,}595 \cdot 10^6$	$1{,}591 \cdot 10^6$
Summe				
Solarbetrieb (1 921 h / 100 % Solaranteil)	kg/30a	$3{,}052 \cdot 10^7$	$4{,}526 \cdot 10^7$	$3{,}548 \cdot 10^7$
Hybridbetrieb (2 562 h / 75 % Solaranteil)	kg/30a	$5{,}234 \cdot 10^8$	$5{,}381 \cdot 10^8$	$5{,}283 \cdot 10^8$
Hybridbetrieb (3 000 h / 64 % Solaranteil)	kg/30a	$8{,}603 \cdot 10^8$	$8{,}750 \cdot 10^8$	$8{,}652 \cdot 10^8$

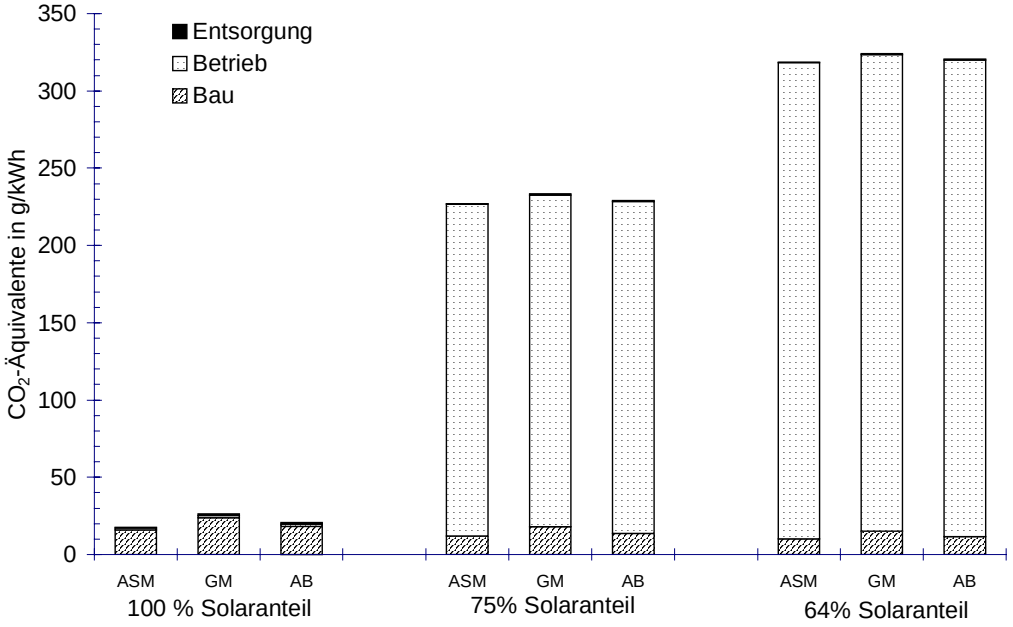

Abb. 4-8: Spezifische (auf die bereitgestellte elektrische Energie bezogene) CO_2-Äquivalente für ausschließlichen Solarbetrieb und Hybridbetrieb mit 75 % bzw. 64 % Solaranteil.

Im Hybridbetrieb sind die der fossilen Zufeuerung anzurechnenden Emissionen ergebnisbestimmend. Die Aufwendungen für die Entsorgung spielen keine wesentliche Rolle. Es wird weiterhin deutlich, dass die Unterschiede durch die verschiedenen Heliostatenfeldkonfigurationen bei hybrider Betriebsweise nahezu verschwinden, da insgesamt die dem Bau der Kraftwerke zuzurechnenden Treibhausemissionen bei 64 % Solaranteil beispielsweise nur noch zwischen 3 % (ASM 150-Feld) und maximal 4,5 % (GM 100-Feld) betragen.

4.3.4 Versauerungspotenzial

Hier werden die Emissionen der luftgetragenen Schadstoffe Schwefeldioxid, Stickstoffoxide, Chlorwasserstoff und Ammoniak unter Berücksichtigung der jeweiligen Säurebildungspotenziale (vgl. Tabelle 4-2) zu SO_2-Äquivalenten zusammengefasst.

4.3.4.1 Heliostaten

Die dem Bau der Heliostaten zuzurechnende Versauerung in SO_2-Äquivalenten ist in Tabelle 4-32 dargestellt.

Tabelle 4-32: Dem Bau der Heliostaten anzurechnendes Versauerungspotenzial in SO_2-Äquivalenten

		ASM 150	GM 100	AB 66
Transport	kg/Stk	5,1	5,4	1, 7
Fundament	kg/Stk	7,6	15,1	2,2
Konzentrator	kg/Stk	25,6	7,4	4,5
Tragwerk	kg/Stk	11, 2	16,8	9,7
Antrieb	kg/Stk	9,9	29,8	15,3
Schaltschrank	kg/Stk	1,6	1,4	1,4
Summe	kg/Stk	*61,1*	*75,9*	*34,7*
spezifisch	kg/m²	*0,407*	*0,719*	*0,526*

Demnach sind die flächenspezifischen Werte beim ASM 150 am niedrigsten. Ursache dafür sind das beim ASM 150 umgesetzte Fachwerkkonzept des Tragwerks und die kleinen Motor/Getriebeeinheiten. Der ASM 150 ist daher durch die niedrigste spezifische Versauerung gekennzeichnet ist, obwohl sich durch die Verwendung von legiertem Stahl (bei den Membranen) für den Konzentrator ein relativ hoher Wert für die SO_2-Äquivalente ergibt.

4.3.4.2 Heliostatenfelder

In Tabelle 4-33 sind die SO_2-Äquivalente für Transport, Bau, 30 Jahre Betrieb und Entsorgung der bilanzierten Heliostatenfelder dargestellt.

Tabelle 4-33: Den bilanzierten Heliostatenfelder anzurechnende Versauerung in SO_2-Äquivalenten

		ASM-150 Feld	GM 100-Feld	AB 66-Feld
Transport	t/Stk	5,5	8,6	4,4
Bau	t/Stk	60,2	113,0	87,9
Betrieb	t/30a	16,5	17,4	18,2
Entsorgung	t/Stk	3,5	12,5	12,6
Summe	t	85,7	151,5	123,1

Die berechneten Werte liegen zwischen rund 86 000 kg (ASM 150 Feld) und etwa 150 000 kg (GM 100-Feld) SO_2-Äquivalenten. Die dem Bau zuzurechnenden Emissionen machen den größten Teil aus; weiter ist anzumerken, dass sich die dem Betrieb zuzurechnenden Werte nahezu entsprechen.

4.3.4.3 Gesamtsystem

In Tabelle 4-34 ist das Versauerungspotenzial in SO_2-Äquivalenten für Bau, Betrieb und Entsorgung der drei untersuchten PHOEBUS-Varianten dargestellt. Demnach werden im ausschließlichen Solarbetrieb zwischen rund 152 t (ASM 150-Feld) und 218 t (GM 100-Feld) an SO_2-Äquivalenten emittiert. Bei der Betriebsweise mit 64 % Solaranteil betragen die Emissionen jeweils rund 1,3 Mio. t an SO_2-Äquivalenten.

Besser für Vergleiche geeignet als die absoluten Emissionen sind die spezifischen, auf die bereitgestellte Kilowattstunde bezogenen Werte. Diese sind in Abb. 4-9 dargestellt. Demnach liegen die Zahlen bei rund 100 mg/kWh SO_2-Äquivalente für den reinen Solarbetrieb, bzw. bei 370 mg/kWh (75 % Solaranteil) und 480 mg/kWh für 64 % Solaranteil. Die SO_2-Äquivalente werden schon bei einem Anteil der fossilen Energie von 25 % klar von den der Erdgasfeuerung anzurechnenden Emissionen bestimmt, obwohl es sich bei Erdgas um einen extrem schwefelarmen Brennstoff handelt. Absolut nehmen die spezifischen Emissionen wegen der durch die Erdgasverbrennung im Kanalbrenner entstehenden Emissionen mit steigendem fossilen Anteil zu, während der Anteil der dem Bau und der Entsorgung anzurechnenden Emissionen aufgrund der steigenden bereitgestellten elektrischen Energie abnimmt.

Tabelle 4-34: Versauerung in SO_2-Äquivalenten für Bau, Betrieb und Entsorgung der drei untersuchten PHOEBUS-Varianten

		PHOEBUS mit ASM-150 Feld	PHOEBUS mit GM 100-Feld	PHOEBUS mit AB 66-Feld
Bau				
Heliostatenfeld	kg/Stk	65 782	121 582	92324
Sonstige solare Komponenten	kg/Stk	1 872	1 872	1872
Dampferzeuger	kg/Stk	2 980	2 980	2980
Maschinentechnik	kg/Stk	25 867	25 867	25867
Elektro- und Leittechnik	kg/Stk	17 349	17 349	17349
Bautechnik	kg/Stk	12 333	12 333	12333
Summe	kg/Stk	126 183	181 983	152 726
Betrieb				
Heliostatenfeld	kg/30a	164734	17 695	18 423
Speisewasser (1 921 h)	kg/30a	3476	3 476	3 476
Summe (1 921 h)	*kg/30a*	*19 950*	*21 171,3*	*21 899*
Erdgas (2 562 Volllaststunden, 75 % solar)	kg/30a	655 979	655 979	655 979
Speisewasser (2 562 h)	kg/30a	4 636	4 636	4 636
Summe (2 562 h)	*kg/30a*	677 088	678 310	679 037
Erdgas (3 000 Volllaststunden, 64 % solar)	kg/30a	1 104 300	1 104 300	1 104 300
Speisewasser (3 000h)	kg/30a	5 429	5 429	5 429
Summe (3 000 h)	*kg/30a*	1 126 202	1 127 424	1 128 152
Entsorgung				
Heliostatenfeld	kg/Stk	3 460	12 544	12 594
Rest	kg/Stk	2 022	2 022	2 022
Summe	*kg/Stk*	*5 482*	*14 566*	*14 616*
Gesamt				
Solarbetrieb (1 921 h / 100 % Solaranteil)	kg/30a	151 615	217 720	189 241
Hybridbetrieb (2 562 h / 75 % Solaranteil)	kg/30a	808 753	874 859	846 379
Hybridbetrieb (3 000 h / 64 % Solaranteil)	kg/30a	1 257 867	1 323 973	1 295 493

4.4 Auswertung

Die Auswertung geschieht im Folgenden durch einen Vergleich der ermittelten ökologischen Kenngrößen mit den entsprechenden Werten anderer Optionen zur Strombereitstellung. Ergänzend zu den hier ermittelten Kennzahlen wurden entsprechende Werte für die anderen Optionen aus der Literatur entnommen /Kaltschmitt, Wiese 1997/, /Marheineke et al. 1998B/.

In Tabelle 4-35 ist zunächst der Verbrauch erschöpflicher energetischer und mineralischer Ressourcen für ausgewählte Optionen zur Stromerzeugung dargestellt.

Die betrachteten Kraftwerkstypen sind dabei in zwei Gruppen aufgeteilt: Oben in der Tabelle sind Anlagen aufgeführt, die im Betrieb ausschließlich regenerative Energiequellen nutzen und deshalb durch eine gemäß dem Solarstrahlungs- und Windenergieangebot fluktuierende Stromerzeugung gekennzeichnet sind. Dazu zählen das Turm-Solarkraftwerk im ausschließlichen Solarbetrieb und die photovoltaische sowie die Windstromerzeugung.

Tabelle 4-35: Verbrauch erschöpflicher energetischer und mineralischer Ressourcen für ausgewählte Optionen zur Stromerzeugung

	Verbrauch erschöpflicher energetischer Ressourcen	Verbrauch erschöpflicher mineralischer Ressourcen			
	in MJ/kWh	Bauxit in g/kWh	Kupfererz in g/kWh	Eisenerz in g/kWh	Kalkstein in g/kWh
Turm-Solarkraftwerk[A]	0,21	0,053	0,152	8,21	4,85
PV[C,E]	1,16	0,153	0,254	20,1	376,7
Wind[D,E]	0,25	0,139	0,059	3,36	1,6
Turm-Solarkraftwerk[B]	3,72	0,045	0,125	6,89	3,92
GuD[E]	7,45	0,032	0,011	1,81	1,4
Steinkohlekraftwerk[E]	9,43	0,050	0,019	2,51	58,4

[A] PHOEBUS mit ASM 150-Feld, ausschließlicher Solarbetrieb
[B] PHOEBUS mit ASM 150-Feld, Solaranteil 75 %
[C] 1 MW Kraftwerk mit amorphen Si-Zellen, 1 870 Vollaststunden
[D] 1,5 MW-Anlage, jahresmittlere Windgeschwindigkeit 5,5m/s bezogen auf 10 m Höhe über Grund
[E] /Kaltschmitt, Wiese 1997/, /Marheineke et al. 1998B/

Die zweite Gruppe (unten in der Tabelle) umfasst Kraftwerke, die unabhängig vom fluktuierenden regenerativen Primärenergieangebot Strom erzeugen können. Neben den fossil gefeuerten Kraftwerken (GuD und Steinkohlekraftwerk) gehört dazu auch das Turm-Solarkraftwerk in der Variante mit fossiler Zufeuerung.

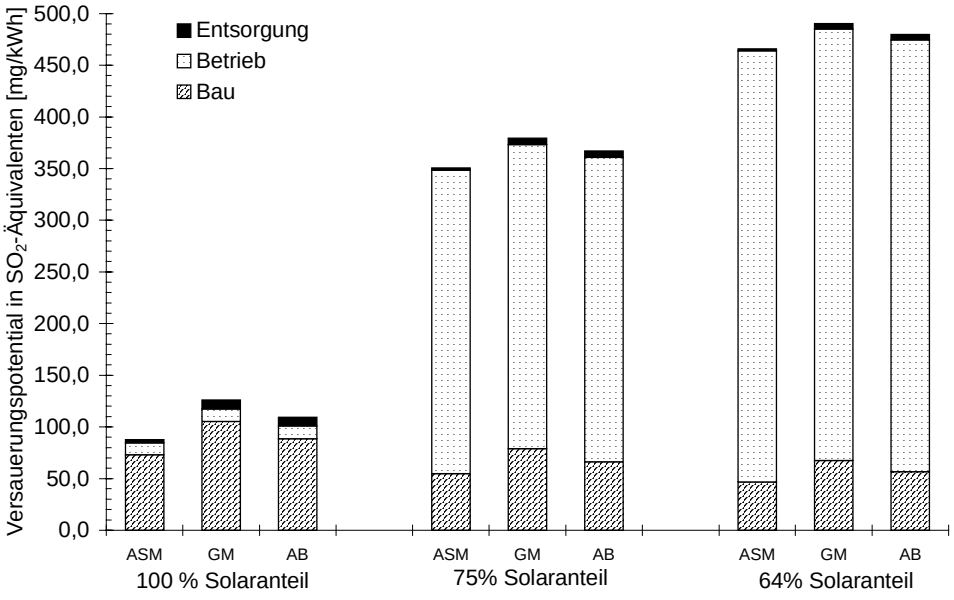

Abb. 4-9: Spezifisches (auf die bereitgestellte elektrische Energie bezogenes) Versauerungspotenzial in SO_2-Äquivalenten für reinen Solarbetrieb und Hybridbetrieb mit 75 % bzw. 64 % Solaranteil

Diese Unterscheidung spiegelt sich im Verbrauch energetischer Ressourcen wider: Während je bereitgestellter Kilowattstunde bei der solarthermischen und windtechnischen Stromerzeugung zwischen 0,21 und 0,25 MJ erschöpflicher energetischer Ressourcen

aufgewendet werden müssen, sind bei den rein fossil gefeuerten Kraftwerken rund 7,5 (GuD) bzw. 9,4 MJ erforderlich. Eine gewisse Sonderstellung nehmen dabei die photovoltaische und die hybride (solarthermisch mit fossiler Zufeuerung) Stromerzeugung ein. Für die photovoltaische Stromerzeugung wurden 1,16 MJ/kWh ermittelt; dies ist im Vergleich zur windtechnischen und solarthermischen Stromerzeugung etwa das Vierfache. In der zweiten Gruppe ist der Verbrauch erschöpflicher energetischer Ressourcen bei der solarthermischen Stromerzeugung mit fossiler Zufeuerung am niedrigsten. Die Kraftwerke sind aufgrund der unterschiedlichen Volllaststundenzahlen (solarthermisches Kraftwerk 2 562 h/a, fossil gefeuerte Kraftwerke 5 000 h/a) allerdings nicht direkt vergleichbar.

In Abb. 4-10 sind die spezifischen Treibhausgasemissionen für die ausschließliche solare und die hybride solarthermische Stromerzeugung dargestellt. Mit Ausnahme des Solarstrahlungsangebots für die solarthermische und die photovoltaische Stromerzeugung wurden alle Berechnungen für deutsche Verhältnisse durchgeführt.

Für die photovoltaische Stromerzeugung sind 1 760 bis 1 870 Volllaststunden (2 100 bis 2 520 kWh/m²a), eine technische Lebensdauer von 25 Jahren und 97 % Verfügbarkeit zugrunde gelegt. Bei der Windstromerzeugung werden eine Lebensdauer von 20 Jahren, mittlere Windgeschwindigkeiten zwischen 4,5 and 6,5 m/s und moderne Windenergiekonverter mit Nennleistungen von 270 kW, 600 kW und 1 500 kW angenommen.

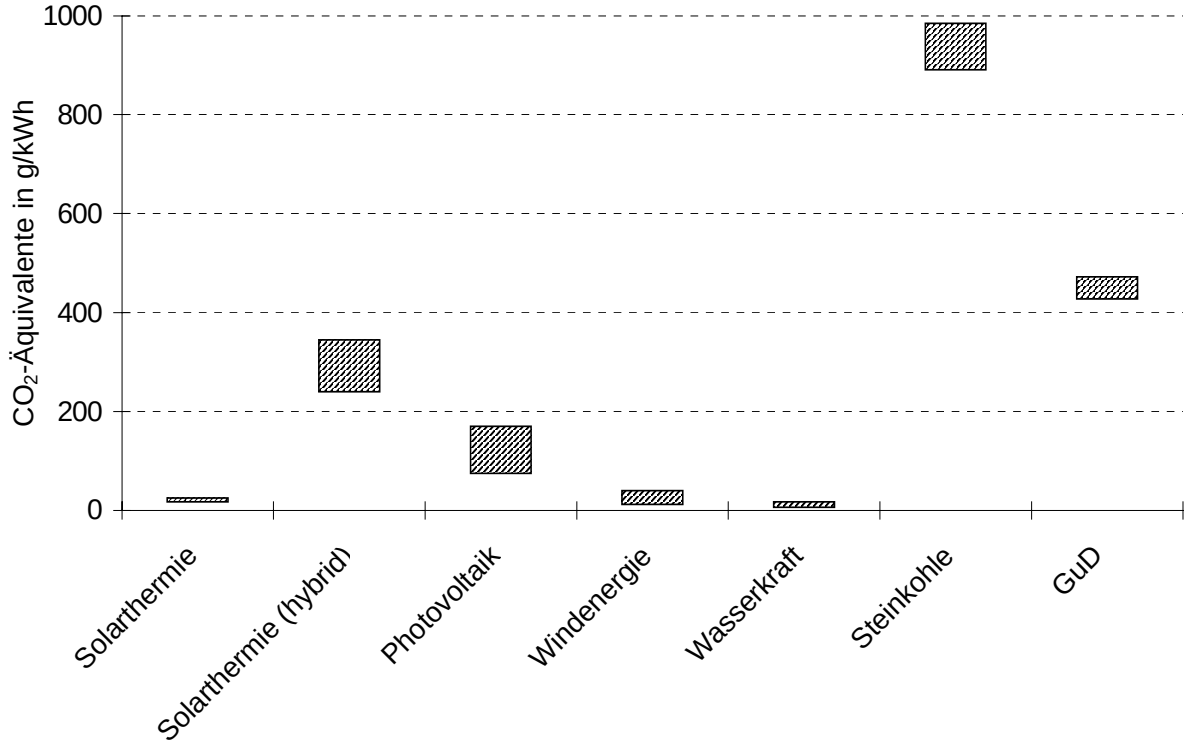

Abb. 4-10: Emission klimarelevanter Gase in CO_2-Äquivalenten je bereitgestellter Kilowattstunde für ausgewählte Optionen zur Stromerzeugung

Nach Abb. 4-10 sind die drei Optionen Solarthermie, Wind- und Wasserkraft durch die niedrigsten spezifischen Klimagasemissionen gekennzeichnet; für alle drei wurden Treibhausgasemissionen (in CO_2-Äquivalenten) im Bereich von 7 bis 40 g/kWh ermittelt. Die Treibhausgasemissionen des hybrid betriebenen PHOEBUS-Turm-Solarkraftwerks mit 25 % bis 36 % Erdgaszufeuerung betragen rund 230 bis 330 g/kWh$_{el}$. Nicht eingezeichnet sind die entsprechenden Werte für höhere Anteile der fossilen Zufeuerung. Diese betragen für einen fossilen Anteil von 55 bis 60 % rund 450 g/kWh$_{el}$. Sie liegen damit im selben Bereich wie die entsprechenden Emissionen von GuD-Kraftwerken (etwa 400 bis 500 g/kWh). Die Treibhausgasemissionen von Kohlekraftwerken sind mit 900 bis 1000 g/kWh deutlich höher. Die entsprechenden Werte für eine photovoltaische Stromerzeugung liegen zwischen 75 und 170 g/kWh.

Soll die Bereitstellung von Strom in Deutschland betrachtet werden, so müssen für einen fairen Vergleich der verschiedenen Optionen bei der solarthermischen Stromerzeugung die mit dem Transport der elektrischen Energie - z. B. aus dem Mittelmeerraum - mittels Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ) verbundenen Treibhausgasemissionen ebenfalls betrachtet werden. Die Verluste bei neuen HGÜ-Anlagen der 1 200 MW-Klasse betragen rund 70 MW je 1000 km Übertragungsstrecke. Weiterhin treten Verluste von je etwa 0,6 % an den Konverterstationen auf /ABB 1998/. Bei einer angenommenen Leitungslänge von rund 2 000 km (die Entfernung Almería/Südspanien - Stuttgart beträgt zum Vergleich 1 600 km Luftlinie) ergeben sich damit Verluste von etwa 154 MW. Damit erhöhen sich die potentiellen Umweltauswirkungen (z. B. die Treibhausgasemissionen) bezogen auf die in (Süd-)Deutschland ankommende elektrische Energie um knapp 15 %. Hinzu kommen die der erforderlichen Infrastruktur anzurechnenden Emissionen. Die Treibhausgasemissionen in CO_2-Äquivalenten beispielsweise betragen nach einer überschlägigen Berechnung (basierend auf /Ökoinventare 1996/ und /Fritsche et al. 1994/) rund 12 g/kWh. Somit ändern sich auch bei Berücksichtigung des Energietransports die Verhältnisse nur unwesentlich zu Ungunsten der solarthermischen Stromerzeugung.

Andererseits bieten nur solarthermische Kraftwerke die Möglichkeit der Energiespeicherung in Wärmespeichern. Damit ist es möglich, auch ohne die Zufeuerung fossiler Brennstoffe die von den Energieversorgern und Verbrauchern gewünschten Anforderungen hinsichtlich der Versorgungszuverlässigkeit zu gewährleisten. Die Strombereitstellung erfolgt - entkoppelt vom fluktuierenden Solarstrahlungsangebot - dann, wenn die Nachfrage gegeben ist. Hier liegt ein großer Unterschied zu anderen Strombereitstellungstechnologien – insbesondere auch zur Möglichkeit der großtechnischen photovoltaischen Stromerzeugung. Grundsätzlich könnten Photovoltaikkraftwerke großtechnisch auch mit Pumpspeichern kombiniert werden, praktisch aber sind Pumpspeicheranlagen im Sonnengürtel der Erde, dem vielversprechendsten Einsatzgebiet für Solarkraftwerke, kaum vorhanden bzw. realisierbar. Durch die Integration von thermischen Speichern in solarthermische Kraftwerke können die

auf die elektrische Energie bezogenen Emissionen auf nahezu dasselbe niedrige Niveau abgesenkt werden, durch das die ausschließliche solarthermische Stromerzeugung gekennzeichnet ist /Weinrebe 1998A/, wobei gleichzeitig die betriebstechnischen Vorteile des Hybridbetrieb (Kapazitätsfaktor, hohe Verfügbarkeit, weniger An- und Abfahrvorgänge) erhalten bleiben.

Auch bezüglich der Versauerung ergeben sich für die solarthermische Stromerzeugung vergleichsweise niedrige Werte: Während die spezifische Versauerungen für Strom aus fossil gefeuerten Kraftwerken im Bereich zwischen 0,57 g/kWh (GuD-Kraftwerk) und 1,3 g/kWh (Kohlekraftwerk) SO_2-Äquivalenten liegt /Kaltschmitt, Wiese 1997/, betragen die dem PHOEBUS-Kraftwerk anzurechnenden Emissionen je nach Fahrweise (rein solar oder hybrid) und Vergleichskraftwerk etwa ein dreizehntel (Vergleich "rein solar" mit Kohlekraftwerk) bis nahezu 85 % (Vergleich 64 % Solaranteil mit GuD-Kraftwerk) der einem fossilen Kraftwerk anzurechnenden Versauerung. Um eine große ökologische Vorteilhaftigkeit des Solarkraftwerks bzgl. des Versauerungspotenzials zu gewährleisten, sollte also der Solaranteil möglichst hoch sein, z.B. durch Verwendung eines Pufferspeichers in Verbindung mit einem solaren Vielfachen[12] größer als eins.

Die großtechnische solarthermische Stromerzeugung stellt damit unter den betrachteten ökologischen Gesichtspunkten im Vergleich zur photovoltaischen Stromerzeugung die vorteilhaftere Option dar. Die Zufeuerung fossiler Brennstoffe ist als Option für die Markteinführung positiv zu bewerten, längerfristig sollten aber entsprechend größer ausgelegte Heliostatenfelder und Receiver in Kombination mit Wärmespeichern diese Zufeuerung ersetzen. Auch der Vergleich mit der Wind- und Wasserstromerzeugung hinsichtlich der anzurechnenden Treibhausgasemissionen fällt zu Gunsten der (ausschließlichen) solarthermischen Stromerzeugung aus. Spätestens sobald die günstigen Standorte für die wind- und wassertechnische Stromerzeugung vergeben sind, kann sich der Import von Solarstrom aus dem Mittelmeerraum unter ökologischen Gesichtspunkten als sinnvolle Ergänzung erweisen.

[12] Das "solare Vielfache" (engl. solar multiple) ist definiert als der Quotient aus der vom Kollektorfeld und dem Receiver im Auslegungspunkt bereitgestellten Energie und der maximal vom Turbosatz abgenommenen Energie (vgl. z.B. /Winter et al. 1991/). Ist das solare Vielfache größer eins, so kann die "überschüssige" Energie zum Laden eines Speichers verwendet werden. Ist kein Speicher vorhanden, so muss ein Teil des Heliostatenfeldes defokussiert werden.

5 Ökonomische Analyse

Ziel dieses Kapitels ist die Ermittlung der Stromgestehungskosten für die in Kapitel 2.3 (Referenzsystem) definierte Referenzanlage. Hierfür werden zunächst die Kosten der einzelnen Systemelemente und dann die betriebs- und verbrauchsgebundenen Kosten ausgewiesen. Daraus können dann für jede Betriebsweise die zu erwartenden spezifischen Stromgestehungskosten abgeleitet werden.

5.1 Grundlagen

Im Folgenden wird das methodische Vorgehen zur Berechnung der Stromgestehungskosten dargestellt. Die Berechnung erfolgt in Anlehnung an die Vollkostenrechnung nach VDI 2076 /VDI Richtlinien 1991/.

5.1.1 Kostenrechnung

Grundsätzlich wird zwischen Investitions- und Betriebskosten unterschieden. Diese sind nach /VDI Richtlinien 1991/ wie folgt definiert.

Investitionskosten. Investitionskosten sind die einmaligen, zu Beginn einer Investition anfallenden Kosten für die Beschaffung von Sachvermögen (z.B. Maschinen) oder auch Finanzvermögen (z.B. Wertpapiere).

Betriebskosten. Unter den Betriebskosten werden die laufenden jährlichen Aufwendungen für den Betrieb des Kraftwerks zusammengefasst. Sie werden in vier Kostenarten unterteilt: kapitalgebundene Kosten, betriebsgebundene Kosten, verbrauchsgebundene Kosten und sonstige Kosten.

Kapitalgebundene Kosten. Die kapitalgebundenen Kosten ergeben sich direkt aus den Investitionskosten für die Anlagenerrichtung. Es wird davon ausgegangen, dass jedes Teilsystem oder jede Anlagenkomponente im Laufe ihrer technischen Lebensdauer abgeschrieben sein muss. Den einzelnen Komponenten wird deshalb eine durchschnittliche Lebensdauer zugeordnet; die anfallenden Investitionskosten werden unter Berücksichtigung der gültigen Zinssätze für die Kapitalverzinsung bestimmt und gleichmäßig auf die Lebensdauer verteilt. Die kapitalgebundenen Kosten dienen somit der Abzahlung der Investition während der Lebensdauer. Es sind dabei keine betriebswirtschaftlichen Maßstäbe bezüglich eines zu erwirtschaftenden Gewinnes enthalten.

Betriebsgebundene Kosten. Die betriebsgebundenen Kosten sind die nach der Einrichtung der Anlage unabhängig von der erzeugten Energiemenge anfallenden Kosten. Sie umfassen die Bedienung, Reinigung, Wartung und den Kundendienst.

Verbrauchsgebundene Kosten. Zu den verbrauchsgebundenen Kosten zählen Brennstoff- bzw. Energiekosten, Kosten für Hilfsenergie und sonstige Betriebsstoffe (z.B. Schmierstoffe), Anfuhr- und Lagerkosten für Brennstoffe sowie Zinsen für die Vorauszahlung der Brennstofflagerung /VDI Richtlinien 1991/. Die vorliegende Arbeit beschränkt sich jedoch auf die Betrachtung der Brennstoffkosten, da die übrigen Kosten vergleichsweise gering sind.

Sonstige Kosten. Hierunter fallen Kosten für Versicherungen, allgemeine Abgaben, noch nicht erfasste Steuern und anteilige Verwaltungskosten. Im Verhältnis zu den anderen Kostengruppen sind die sonstigen Kosten relativ gering; sie sind vom Standort des Kraftwerks und den jeweiligen Gesetzesauflagen abhängig, so dass eine erhebliche Variationsbreite gegeben ist.

Die jährlichen Gesamtkosten werden durch Summieren der einzelnen Kostenblöcke bestimmt.

Stromgestehungskosten. Die spezifischen Stromgestehungskosten, d. h. die durchschnittlichen Kosten für die Erzeugung einer Kilowattstunde Strom, dienen als Kenngrößen beim Vergleich verschiedener Energietechnologien zur Stromerzeugung. Für die Berechnung der Stromgestehungskosten kommen mehrere Verfahren in Betracht; generell unterscheidet man zwischen statischen und dynamischen Investitionsrechnungs-Verfahren.

Im Rahmen dieser Arbeit wird zur Berechnung der Stromgestehungskosten die Annuitätenmethode angewandt. Bei diesem dynamischen Verfahren der Investitionsrechnung wird die Gesamtinvestition in gleichbleibende Jahresraten (Annuitäten) auf die Abschreibungsdauer umgelegt. Die Annuität erhält man als Produkt aus den gesamten Investitionen und dem Annuitätsfaktor a, der nach Gleichung (5-1) von der Abschreibungsdauer n und dem Zinssatz p abhängt.

$$a = \frac{\frac{p}{100} \cdot \left(1 + \frac{p}{100}\right)^n}{\left(1 + \frac{p}{100}\right)^n - 1} \tag{5-1}$$

Neben der Annuität $a \cdot I_{gesamt}$ (d. h. den kapitalgebundenen Kosten) fallen noch weitere jährliche Betriebskosten B_{gesamt} an. Werden sämtliche Jahreskosten durch die jährlich erzeugte Strommenge W_{gesamt} geteilt, erhält man die spezifischen Stromgestehungskosten K_{spez} nach Gleichung (5-2).

$$K_{spez} = \frac{a \cdot I_{gesamt} + B_{gesamt}}{W_{gesamt}} \tag{5-2}$$

5.1.2 Rahmenbedingungen

Bei einer volkswirtschaftlichen Betrachtung wird die Abschreibungsdauer gleich der Nutzungsdauer des Kraftwerks gesetzt. Die Hersteller von solarthermischen Kraftwerken geben als Lebensdauer für ihre Kraftwerke 30 Jahre an /Steinmüller 1995/. Dies unterstreichen auch die positiven Erfahrungen mit den Heliostatenfeldern der Versuchsanlagen, die inzwischen seit rund 20 Jahren in Betrieb sind. Als Berechnungsgrundlage wird die Nutzungsdauer des Turm-Solarkraftwerks daher mit 30 Jahren angesetzt. Der Kalkulationszinssatz orientiert sich an einer Studie der Enquêtekommission zum Schutz der Erdatmosphäre. Demnach lag der reale, d. h. inflationsbereinigte Zinssatz in Deutschland in den letzten zehn Jahren zwischen 4 und 5,5 % /Enquetekommission 1990/. Für ausländische Standorte, die im Rahmen dieser Studie betrachtet werden, muss dieser Wert aufgrund der vorherrschenden wirtschaftlichen Rahmenbedingungen korrigiert werden. Deshalb wird ein realer Kalkulationszinssatz von 7 % angenommen.

Für die Entsorgung wird angenommen, dass mit dem Erlös aus dem Verkauf der zu entsorgenden Materialien, insbesondere der Metalle, die Kosten gedeckt werden können. Dies gelang beispielsweise beim Abbau von Komponenten des Wasser-Dampfkreislaufs der CESA-I Anlage in Spanien /Calatrava 1996/.

5.2 Investitionskosten

Zur Abschätzung werden die Aufwendungen für das Kraftwerk in neun Hauptgruppen (1. Gelände und Infrastruktur, 2. Heliostatenfeld, 3. Receiver und Gebläse, 4. Dampferzeugersystem, 5. Sonstiges, 6. Maschinentechnik, 7. Elektro- und Leittechnik, 8. Turm, 9. Sonstige Bautechnik) und die Ingenieursleistungen unterteilt. Diese Aufteilung ermöglicht einen schnellen Überblick über die jeweils anteiligen Kosten der Anlagenteile an den Gesamtkosten. In Abhängigkeit des nutzbaren Strahlungsangebots und der Fahrweise der Gesamtanlage sowie der resultierenden Betriebskosten können daraus die spezifischen Stromgestehungskosten bestimmt werden.

Die Kosten wurden vor allem /TSA 1994/ und /Geyer, Kistner 1997/ entnommen und basieren auf konkreten Angeboten. Da die Preisbasis in /TSA 1994/ das Jahr 1994 ist, werden für Positionen, für die keine aktuellen (1998) Preise vorliegen, bis zum Jahr 1998 2,8 % als jährliche Kostensteigerung geschätzt. Ergänzend werden eigene Berechnungen durchgeführt und weitere Literatur zum Vergleich herangezogen (/Kistler 1986/, /Kreith et al. 1990/, /Trieb 1995/, /Kolb 1998/).

Bei den ermittelten Kosten ist zu beachten, dass sie lediglich als Richtwerte dienen können, auch wenn die Daten auf Literaturangaben bzw. auf bereits in Betrieb befindlichen Pilotanlagen bzw. Anlagenkomponenten basieren. Erst realisierte kommerzielle Anlagen erlauben gesicherte Angaben über die tatsächlich anfallenden Kosten im Zusammenhang mit Bau und Betrieb eines Turm-Solarkraftwerks.

5.2.1 Heliostaten und Heliostatenfeld

Die Investitionskosten des Heliostatenfelds umfassen die Kosten für die Heliostaten inklusive Fundament, Verkabelung (zur Energieversorgung und Steuerung), die nötige Steuerungstechnik sowie die Montage. Die Kosten für die Heliostaten für eine Serie von rund 150 000 m² wurden von den Herstellern relativ einheitlich mit etwa 200 US$/m^2 angegeben; die genannten Werte lagen zwischen 200 US$/m^2 und 208 US$/m^2. Mit dem Wert von 200 US$/m² bzw. 350 DM/m² (bei einem Wechselkurs von 1,75 DM = 1 US$) wird im Folgenden gerechnet. Daraus ergeben sich die in Tabelle 5-1 genannten Stückpreise.

Tabelle 5-1: Heliostatenkosten

		ASM 150	GM 100	AB 66
Spiegelfläche	m²	150	105,6	66
spez. Kosten	DM/m²	350	350	350
Kosten je Heliostat	DM/Stk	52 500	36 960	23 100

Die Kosten für die Heliostatenfelder (Tabelle 5-2) ergeben sich durch Multiplikation der Kosten eines einzelnen Heliostaten mit der jeweils erforderlichen Anzahl (vgl. Kapitel 3.1.2).

Tabelle 5-2: Investitionskosten für den Bau der Heliostatenfelder

		ASM 150-Feld	GM 100-Feld	AB 66-Feld
Anzahl Heliostaten	Stk	1077	1602	2658
Kosten je Heliostat	TDM	52,50	36,96	23,10
Investitionskosten	TDM	56 542,50	59 209,92	61 399,80

5.2.2 Sonstige Systemkomponenten

Im Folgenden erfolgt eine Abschätzung der Investitionskosten für die sonstigen Systemkomponenten in Anlehnung an /TSA 1994/ und /Kolb 1998/. Alle Kosten, die nicht in Werten von 1998 vorlagen, wurden mit einer Steigerung von 2,8 %/a umgerechnet (vgl. /BMWi 1993/, /BMWi 1996/).

Gelände und Infrastruktur. Der Durchmesser des Heliostatenfeldes beträgt rund einen Kilometer. Zusätzlich ist Gelände für weitere Gebäude und Einrichtungen vorzusehen. Nach

/Kistler 1986/ gilt für eine überschlägige Berechnung des Flächenbedarfs: Bruttofläche = Heliostatenfeldfläche x 1,3 + 0,18 km^2. Hier wird als Rechenwert ein Flächenbedarf von 1 km^2 angenommen. Dieses Gelände ist für die Installation des Kraftwerks vorzubereiten; beispielsweise ist das Gelände des Heliostatenfelds einzuebnen bzw. zu terrassieren. Die Kosten für das Gelände einschließlich der Vorbereitung werden mit 1 500 TDM angenommen (vgl. /PGE 1988/).

Heliostatenfeld. Im Folgenden werden die Kosten für Heliostatenfelder der Typen ASM 150, GM 100 und AB 66 zu Grunde gelegt. Es ergeben sich demnach für das Heliostatenfeld Kosten von rund 56,5 bis 61,4 Mio. DM (Tabelle 5-2).

Receiver und Gebläse. Zu der Kategorie "Receiver und Gebläse" zählen die Absorberelemente, die Receiverstruktur, die Dämpferelemente zur Regelung des Luftmassenstroms, die Heiß- und Kaltgasleitungen, die Einrichtungen zur Luftrückführung und die jeweils zugehörige Instrumentierung. In /TSA 1994/ werden die Kosten für diese Komponenten zu 15 290 TDM abgeschätzt. 1996 wurden neu konzipierte, einfacher zu fertigende Absorberelemente in den 3 MW Versuchsreceiver TSA (Solarturm CESA-I, Almería, Spanien) integriert /Weinrebe 1996C/. Sie sind seitdem erfolgreich im Einsatz /Valverde 1997/. Die neue Bauart lässt eine Kostenreduktion gegenüber der Abschätzung im Jahr 1994 erwarten. Unter Berücksichtigung der sonstigen Kostensteigerung wird dennoch mit dem 1994 ermittelten Wert als konservative Abschätzung gerechnet.

Dampferzeugersystem. Zum Dampferzeugersystem zählt der Dampferzeuger selbst, der Kanalbrenner, das Gebläse, die Tragestrukturen, die Speisewasser- und Dampfleitungen sowie die zugehörige Instrumentierung. Die Kosten werden mit 16 400 TDM abgeschätzt.

Sonstiges. Unter der Rubrik Sonstiges werden das Kühlwassersystem, die Wärmetauscher, Rohwassertank und -aufbereitung, die Speisewasseraufbereitungsanlage, die Erdgasversorgung, das Druckluftsystem, Brauchwasseranlage, Brandschutzeinrichtungen, eine Meteostation und die zum Reinigen der Heliostaten erforderlichen Einrichtungen zusammengefasst. Die Kosten wurden mit einem Aufschlag von /TSA 1994/ übernommen und belaufen sich damit auf 10 000 TDM.

Maschinentechnik. Zur Maschinentechnik zählt in erster Linie der Turbosatz einschließlich Kondensator, Vakuumpumpen, Kondensatpumpe, Schmiersystem, Generatorkühlung und die zugehörigen Steuer- und Regeleinrichtungen. Die Kosten werden mit 23 900 TDM abgeschätzt.

Elektro- und Leittechnik. Die Kosten setzen sich zusammen aus den Kosten für die Elektrotechnik und die Leittechnik (Steuer- und Regeltechnik). Die Einzelposten werden unter Berücksichtigung der inflationsbedingten Kostensteigerung /TSA 1994/ entnommen.

Elektrotechnik. Zur Elektrotechnik zählen der Haupt- und die Hilfstransformatoren, die Leistungsschaltanlagen, die unterbrechungsfreie Stromversorgung (USV), Steuer- und Leistungskabel mit den zugehörigen Kabelkanälen und -schächten, die Beleuchtungseinrichtungen, interne Kommunikations- und Alarmsysteme, sowie Erdungs- und Blitzschutzeinrichtungen. Die Kosten für die Elektrotechnik werden mit 8 400 TDM abgeschätzt.

Leittechnik. Zur Leittechnik bzw. Steuer- und Regeltechnik werden hier die Kraftwerksleitwarte einschließlich des Datenerfassungssystems gezählt, weiterhin die EDV-Anlagen (incl. Software) und Einrichtungen zur Steuerung des Heliostatenfeldes, des Receiverkreislaufs und des Kanalbrenners sowie des Turbosatzes. Die Kosten für die Leittechnik werden mit 5 600 TDM abgeschätzt.

Turm. Der Turm kann in Stahlgitter oder Stahlbetonbauweise ausgeführt werden. Nach /TSA 1994/ und /Kistler 1986/ differieren für beide die Kosten bei der betrachteten Höhe von 130 m nur unwesentlich. Für diese Arbeit wird ein Stahlbetonturm angenommen. Aus der Literatur (vgl. /Weber 1980/, /Weber 1982/, /Weber 1983/, /Stearns-Rodger 1979/, /Joy et al. 1981/, /Darnell et al. 1985/) wurde ein Durchschnittswert der spezifischen Kosten für Türme zwischen etwa 120 m und 180 m Höhe von 36 TDM/m (für 1982) ermittelt. Daraus ergeben sich unter Annahme einer durchschnittlichen jährlichen Preissteigerung von 2,8 % für 1998 spezifische Kosten von 56 TDM/m (d. h. Turmkosten von 7 280 TDM). Im Folgenden wird als Rechenwert 7 300 TDM für den Turm angenommen.

Sonstige Bautechnik. Zur sonstigen Bautechnik werden vor allem diverse Gebäude wie Turbinenhalle, Lagerhalle und Wartungsgebäude und ein Verwaltungsgebäude gerechnet. Weiterhin gehören dazu der Kühlwassertank, die Umzäunung der Anlage und die Verbindungswege auf dem Gelände. Zur Anbindung des Geländes an das bestehende Straßennetz und zur Erschließung des Geländes selbst wird angenommen, dass insgesamt 13 km einfacher Straße notwendig sind. Die Kosten für die "sonstige Bautechnik" werden zu 8 800 TDM angesetzt.

Ingenieurleistungen. Unter Ingenieurleistungen werden hier die Entwicklung, die Bauaufsicht, die Inbetriebnahme sowie weitere Management-Aktivitäten zusammengefasst, welche erforderlich sind, um ein schlüsselfertiges Kraftwerk zu erstellen. Hierfür werden insgesamt 11 000 TDM veranschlagt (vgl. /TSA 1994/).

5.2.3 Gesamtsystem

Einen Überblick über die Unterteilung in Systemkomponenten und die jeweils ermittelten Summen gibt Tabelle 5-3. Demnach stellen die Kosten für das Heliostatenfeld mit rund 30 % der gesamten Investitionskosten den größten Posten dar. Bezogen auf die "solaren Komponenten" beträgt der Anteil des Heliostatenfeldes sogar 55 %. Dabei werden hier neben dem Heliostatenfeld selbst noch der Receiver, das Dampferzeugersystem, der Turm und 50 % der Elektro- und Leittechnik zu den solaren Komponenten gerechnet. Weitere große Einzelpositionen sind die Maschinentechnik mit rund 13 % der gesamten Investitionskosten, der Receiver (rund 8 %) und das Dampferzeugersystem (rund 8 %).

Tabelle 5-3: Abschätzung der Investitionskosten für ein 30 MW PHOEBUS-Kraftwerk (/TSA 1994/ und eigene Berechnungen)

Pos.	Bezeichnung	Kosten in TDM	spezifische Kosten in DM/kW$_{inst}$
1	Gelände und Infrastruktur	1 500,0	50,0
2	Heliostatenfeld (ASM 150)	56 542,5	1 884,8
3	Receiver	15 290,0	509,7
4	Dampferzeugersystem	15 000,0	500,0
5	Sonstiges	10 000,0	333,3
6	Maschinentechnik	23 900,0	796,7
7	Elektro- und Leittechnik	14 000,0	466,7
8	Turm	7 300,0	243,3
9	Sonstige Bautechnik	8 800,0	293,3
	Reserve für Unvorhersehbarkeiten (10 % von Pos. 1 bis 9)	15 233,3	507,8
10	Ingenieurleistungen	11 000,0	366,7
Summe[A]		**189 495,8**	**6 316,5**

[A] incl. Preissteigerung von 3 %/a während des Baus

5.3 Betriebskosten

Im Folgenden werden die Kosten für den Betrieb des Kraftwerks abgeschätzt. Es erfolgt dabei eine Unterteilung in die Betriebskosten für das Heliostatenfeld und das Gesamtsystem, einschließlich der Kosten für Erdgas im Hybridbetrieb.

5.3.1 Heliostatenfeld

Die Betriebskosten setzen sich bei der hier durchgeführten Analyse aus den betriebs- und den verbrauchsgebundenen Kosten zusammen.

Betriebsgebundene Kosten. Hierzu zählen die für die Reinigung der Spiegel, den Ersatz defekter Spiegel und die Instandhaltung des Heliostatenfeldes (z.B. Ersatz defekter Antriebsmotoren, Getriebe, Steuerelektronik) anfallenden Kosten. Für die Reinigungskosten

wird zunächst ein linearer Zusammenhang zwischen der gesamten Spiegelfläche und den Kosten angenommen. Basierend auf einer mittleren Reinigungszeit von rund 7,5 s/m² (inkl. Rüstzeit und Anfahrt) ergibt sich unter Berücksichtigung von Fehlzeiten durch Feiertage, Urlaub und Krankheit bei vier Reinigungen pro Jahr ein Bedarf von zwei Arbeitskräften (Fahrer und Helfer) für das Reinigen des Heliostatenfeldes. Für beide werden jährliche Lohnkosten von jeweils 13,1 TDM angenommen (vgl. Tabelle 5-5). Dies entspricht grob den in Südspanien für derartige Tätigkeiten zu veranschlagenden Kosten und gilt näherungsweise für alle drei betrachteten Felder. Hinzu kommen spiegelflächenabhängige Maschinenkosten für das Reinigungsfahrzeug von 100 DM/h. Damit ergeben sich die in Tabelle 5-4 genannten Werte.

Tabelle 5-4: Betriebskosten der Heliostatenfelder

		ASM 150-Feld	GM 100-Feld	AB 66-Feld
Reinigungskosten	TDM	160,8	167,2	172,4
Spiegelersatz[a]	TDM	8,1	75,8	78,6
sonstige Instandhaltungskosten[b]	TDM	141,4	148,0	153,5
Summe	TDM	310,3	391,0	404,5

[a] incl. Montage bei 20 DM/kg [b] mit 0,25 % des Feldpreises angenommen

Verbrauchsgebundene Kosten. Zu den verbrauchsgebundenen Kosten zählen die Kosten für Brennstoff und Hilfsenergie. Brennstoff wird für den Betrieb des Heliostatenfeldes nicht benötigt. Die erforderlichen geringen Schmiermittelmengen werden vernachlässigt. Der Bedarf an elektrischer Energie für den Betrieb wird vom kraftwerkseigenen Turbosatz gedeckt. Verbrauchsgebundene Kosten fallen damit nicht an.

5.3.2 Gesamtsystem

Die Betriebskosten für das Gesamtsystem setzen sich wieder aus den betriebsgebundenen und den verbrauchsgebundenen Kosten zusammen.

Betriebsgebundene Kosten. Die betriebsgebundenen Kosten umfassen die Bedienung, Reinigung, Wartung und die Instandhaltung. Sie werden im Folgenden getrennt nach Personalkosten, Wartungs- und Reparaturkosten, Versicherungskosten und Overheadkosten diskutiert.

Personalkosten. Das Personal kann in Betriebs- und Wartungspersonal unterteilt werden. Es wird basierend auf Erfahrungen beim Betrieb des CESA-I Solarturms der PSA /Molina 1996/, /Valverde 1998/ und Literaturangaben /TSA 1994/ abgeschätzt.

Die Anlage wird im Zweischichtbetrieb an sieben Tagen in der Woche betrieben; dabei sind tagsüber für jede Schicht ein Schichtführer und zwei Operatoren erforderlich. Nachts

genügt als reduziertes Bedienpersonal ein einzelner Operator zur Überwachung. Unter Berücksichtigung von Abwesenheit durch Feiertage, Urlaub und Krankheit ergibt sich ein Bedarf von drei Schichtführeren und sieben Operatoren.

Für Wartungs- und Reparaturarbeiten wird ein Betriebs- und Wartungs-Team (B&W) bestehend aus zwei Mechanikern mit je einem Helfer, einem Elektriker mit Helfer und zwei Elektronikern/Mess- und Regeltechnikern mit einem weiteren Helfer veranschlagt. Hinzu kommen ein Leiter des B&W-Teams sowie der Kraftwerksdirektor und eine Sekretärin.

An weiterem Personal werden noch ein kaufmännischer Angestellter, eine Person zur medizinischen Erstversorgung, ein Lagerverwalter, zwei Heliostatenreiniger und vier Wächter benötigt. In Tabelle 5-5 ist ein Überblick über die veranschlagten Personalkosten für den Betrieb des Turm-Solarkraftwerks dargestellt. Insgesamt ergeben sich danach Kosten in Höhe von 811,3 TDM pro Jahr. Diese Kosten beziehen sich auf den Referenzstandort im südlichen Mittelmeerraum mit vergleichsweise niedrigen Personalkosten.

Tabelle 5-5: Überblick über die veranschlagten Personalkosten für den Betrieb des Turm-Solarkraftwerks (nach /TSA 1994/ und eigene Berechnungen)

Aufgabe	Ausbildung	Anzahl	Kosten in TDM/a	Gesamt in TDM/a
Direktor	Ingenieur	1	80,0	80,8
Sekretärin	Sekretärin	1	21,8	21,8
Verwalter	Kaufmann	1	26,2	26,2
Leiter O&M	Ingenieur	1	67,5	67,5
Schichtführer	Techniker	3	47,9	143,7
Operator	Techniker	7	21,8	152,6
Mechaniker	Mechaniker	2	21,8	43,6
Elektriker	Elektriker	1	21,8	21,8
Mess- und Regel-techniker	Elektroniker / Mess- und Regeltechniker	2	26,2	52,4
Helfer	Arbeiter (angelernt)	4	15,3	61,2
Wärter	Arbeiter (angelernt)	4	13,1	52,4
Raumpflege	Arbeiter (angelernt)	1	13,1	13,1
Heliostatenreinigung	Arbeiter (angelernt)	2	13,1	26,2
Lagerverwalter	Kaufmann	1	21,8	21,8
Med. Helfer	Krankenschwester	1	26,2	26,2
			Summe	811,3

Wartungs- und Reparaturkosten. Die Wartungs- und Reparaturkosten für das Heliostatenfeld wurden bereits in Kapitel 5.3.1 diskutiert. In diesem Abschnitt werden die zusätzlich erforderlichen Aufwendungen für die Wartung- und Instandhaltung der Gebäude und des Turms, sowie von Receiver und Gebläse, Dampferzeugersystem, der Maschinentechnik (Turbosatz), der Elektro- und Leittechnik und allen Komponenten, die unter der Rubrik "Sonstiges" (vgl. S. 129) zusammengefasst wurden, erläutert. Die Abschätzung hierfür wurde aus /TSA 1994/ übernommen. Insgesamt ergeben sich Aufwendungen in Höhe von 795 TDM/a. In Tabelle 5-6 sind die zugrunde gelegten Kosten aufgelistet.

Tabelle 5-6: Übersicht über die Wartungs- und Reparaturkosten

	Kosten
Gebäude und Turm	90 TDM/a
Receiver[a] und Gebläse	161 TDM/a
Dampferzeugersystem	105 TDM/a
Maschinentechnik	227 TDM/a
Elektro- und Leittechnik	146 TDM/a
Sonstiges	66 TDM/a
Summe	*795* TDM/a
Heliostatenfeld	320 TDM/a
Gesamt[b]	*1115 TDM/a*

[a] beinhaltet den Austausch defekter Absorberelemente
[b] Wert für ASM150-Feld, aufgerundet (vgl. Tabelle 5-4)

Versicherungskosten. An Kosten für die Versicherung gegen Feuer und sonstige Schäden an der Anlage werden 0,45 % /TSA 1994/ der Investitionskosten für die Hardware des Kraftwerks angenommen (angesetzt mit 90 % der Summe aus Position 2 bis 9 in Tabelle 5-3). Damit ergeben sich Kosten in Höhe von 624,5 TDM pro Jahr.

Overheadkosten. Zu den Overheadkosten werden Aufwendungen für Büromaterial, Weiterbildung, Kommunikation (Telefon, Fax, Internetanschluss), Reisen und Datenauswertung gerechnet. Anhand von Erfahrungswerten beim Betrieb von bestehenden Kraftwerken werden in /TSA 1994/ 352 TDM abgeschätzt. Dieser Wert wird für die vorliegende Arbeit übernommen.

Verbrauchsgebundene Kosten. Im solaren Anlagenteil fallen näherungsweise keine verbrauchsgebundenen Kosten an. Im Hybridbetrieb fallen Brennstoffkosten durch die Dampferzeugung mittels des Kanalbrenners an. Sie sind vom Brennstoffverbrauch und -preis abhängig. Für Erdgas wird ein Preis von 7 DM/GJ für Industrieverbraucher in Deutschland genannt /BMWi 1996/. Für die hier untersuchten Standorte wird aufgrund der im Vergleich deutlich kürzeren Transportentfernungen davon ausgegangen, dass Erdgas kostengünstiger bereitgestellt werden kann. In Jordanien liegen die Bezugspreise der Energieversorgungsunternehmen für Schweröl bei rund 3,8 DM/GJ, für Erdgas bei 3,2 DM/GJ /Geyer, Kistner 1997/. Im Folgenden wird davon ausgegangen, dass der Brennstoff 5 DM/GJ kostet. Für die Parametervariation werden Brennstoffkosten bis 7,5 DM/GJ betrachtet.

Je nach Betriebsweise (d. h. ausschließlicher Solarbetrieb oder Zufeuerung von Erdgas) ergeben sich unterschiedliche Volllaststundenzahlen. Dadurch entstehen wiederum Kostendifferenzen, weil beispielsweise verschiedene Mengen an Speisewasser aufbereitet werden müssen, oder unterschiedliche Wartungskosten für den Turbosatz anfallen. Diese Kostendifferenzen werden vernachlässigt. In Tabelle 5-7 sind die zuvor diskutierten Betriebskosten im Überblick aufgelistet.

Tabelle 5-7: Abschätzung der Betriebskosten für ein 30 MW PHOEBUS-Kraftwerk

	Kosten
Betrieb des Heliostatenfeldes	320 TDM/a
Personalkosten	811 TDM/a
Wartungs- und Reparatur-kosten[a]	795 TDM/a
Versicherungskosten	624,5 TDM/a
Overheadkosten	352 TDM/a
Erdgas im Hybridbetrieb	
2 562 Volllaststunden	1207,1 TDM/a
3 000 Volllaststunden	2033,4 TDM/a
Gesamtbetriebskosten	
ausschließl. Solarbetrieb	2902,5 TDM/a
2 562 Volllaststunden	4109,6 TDM/a
3 000 Vollaststunden	4935,9 TDM/a

[a]ohne Personalkosten und ohne Heliostatenfeld

5.4 Stromgestehungskosten

Hier werden basierend auf den zuvor ermittelten bzw. abgeschätzten Investitions- und Betriebskosten die spezifischen Stromgestehungskosten nach Gleichung (5-2) berechnet. Im Anschluss wird eine Variation ausgewählter Parameter durchgeführt und ihr Einfluss auf die Stromgestehungskosten diskutiert.

In Tabelle 5-8 sind die Stromgestehungskosten für den ausschließlichen Solarbetrieb und den Hybridbetrieb mit 75 % bzw. 64 % Solaranteil dargestellt. Es wird dabei zwischen drei Anlagenkonfigurationen mit unterschiedlichen Heliostatenfeldern unterschieden.

Tabelle 5-8: Stromgestehungskosten für ausschließlichen Solarbetrieb und Hybridbetrieb mit 75 % bzw. 64 % Solaranteil

		100 % Solaranteil	75 % Solaranteil	64 % Solaranteil
ASM 150-Feld				
Investitionskosten[a]	TDM/a	15 270,8	15 270,8	15 270,8
Betriebskosten	TDM/a	2 893,1	4 100,2	4 926,5
Stromgestehungskosten	Pf/kWh	31,5	25,2	22,4
GM 100-Feld				
Investitionskosten[a]	TDM/a	15 521,7	15 521,7	15 521,7
Betriebskosten	TDM/a	2 973,8	4 180,9	5 007,2
Stromgestehungskosten	Pf/kWh	32,1	25,6	22,8
AB 66-Feld				
Investitionskosten[a]	TDM/a	15 727,7	15 727,7	15 727,7
Betriebskosten	TDM/a	2 987,3	4 194,4	5 020,7
Stromgestehungskosten	Pf/kWh	32,5	25,9	23,1

[a] Annuität (vgl. Gleichung (5-1)) für Kalkulationszinsfuß 7 %, Abschreibungsdauer 30 Jahre

Nach Tabelle 5-8 betragen die Stromgestehungskosten zwischen etwa 32 Pf/kWh im ausschließlichen Solarbetrieb und rund 23 Pf/kWh im Hybridbetrieb mit einem Solaranteil von 64 %. Durch fossile Zufeuerung können die Stromgestehungskosten also um etwa 9 Pf/kWh

gesenkt werden; dies entspricht rund 29 %. Auch die Auswahl des Heliostatenfeldes beeinflusst die Stromgestehungskosten. Die Differenz zwischen der kostengünstigsten Variante (ASM 150-Feld) und der teuersten Option (AB 66-Feld) beträgt im ausschließlichen Solarbetrieb 1 Pf/kWh, bei einem Solaranteil von 64 % noch 0,7 Pf/kWh.

Parametervariation. Um den Einfluss weiterer Größen auf die Stromgestehungskosten zu analysieren, werden in einer Parametervariation folgende Kenngrößen bzw. Kostenblöcke untersucht: Zinsfuß, Abschreibungsdauer, Kosten für die solaren Komponenten (gesamt und aufgeteilt in Heliostatenfeld und restliche solare Komponenten) sowie -für den Hybridbetrieb mit Erdgaszufeuerung- die Erdgaskosten.

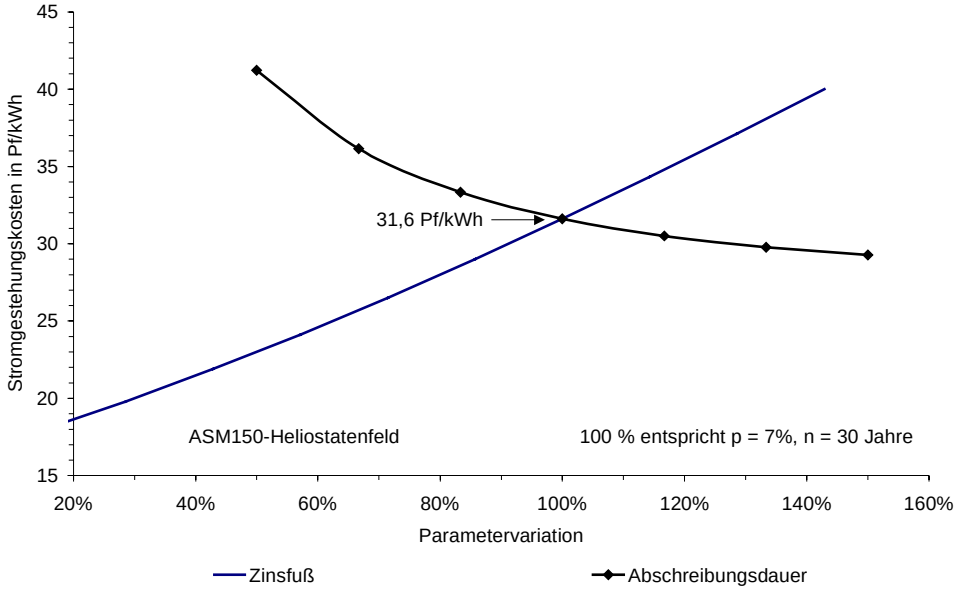

Abb. 5-1: Variation der Finanzierungsparameter Zinsfuß und Abschreibungsdauer

In Abb. 5-1 sind die Stromgestehungskosten als Funktion der Finanzierungsparameter Zinsfuß und Abschreibungsdauer dargestellt. Die Bezugs-Stromgestehungskosten ("100 %") basieren auf den Werten gemäß Tabelle 5-4 und Tabelle 5-7 (jeweils für ASM 150-Heliostatenfeld), sowie einer Abschreibungsdauer von 30 Jahren mit einem Kalkulationszinsfuß von 7 %. Nach Abb. 5-1 wirkt sich die Variation des Zinsfußes und der Abschreibungsdauer signifikant auf die Stromgestehungskosten aus. Eine Halbierung der Abschreibungsdauer bewirkt beispielsweise eine Erhöhung der Stromgestehungskosten um rund 28 %, wohingegen die Halbierung des Zinsfußes die Kosten um rund 26 % reduziert. Für die Finanzierung eines solarthermischen Parabolrinnenkraftwerks wurde 1999 von einer großen europäischen Bank ein Kredit mit einem Zinsfuß von 2 % angeboten. Legt man diesen Wert für das betrachtete Solarturm-Kraftwerk zugrunde, so ergeben sich Stromgestehungskosten von knapp 20 Pf/kWh.

Abb. 5-2 zeigt den Einfluss der Kostenblöcke "solare Komponenten", "Heliostatenfeld", "restliche solare Komponenten (ohne Heliostatenfeld)" sowie der Personalkosten auf die Stromgestehungskosten. Eine Änderung der gesamten solaren Investitionskosten hat demnach einen ähnlichen Einfluss wie die Variation des Zinsfußes; so bewirkt eine Halbierung der solaren Investitionskosten ebenfalls eine Senkung der Stromgestehungskosten um rund 26 %. Eine derartige Kostenentwicklung liegt durchaus im Bereich des Erreichbaren, wie sich beim Bau der solarthermischen Parabolrinnen-Kraftwerke SEGS I bis IX in Kalifornien gezeigt hat. Die dort beim Bau der neun Anlagen durchlaufene Lernkurve resultierte in einer Kostensenkung des Solarteils von rund 45 % /Trieb 1998/.

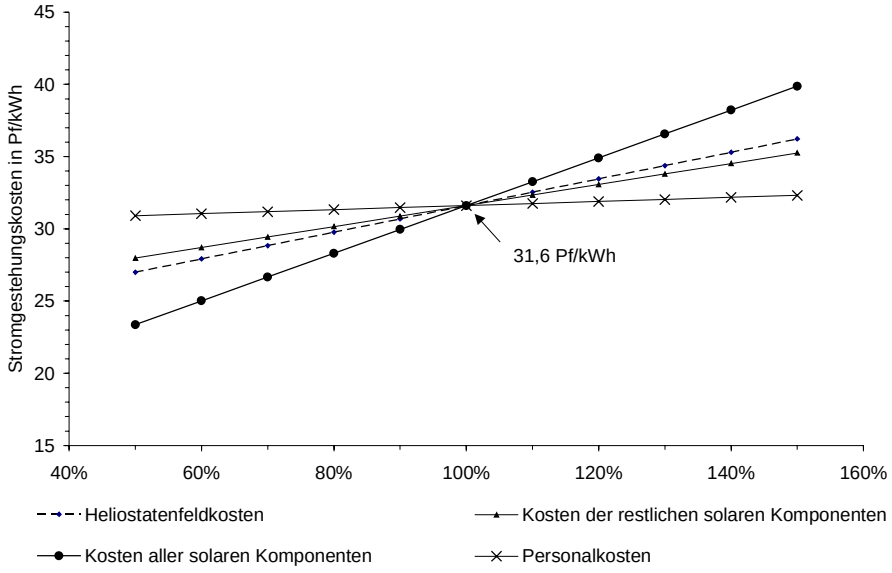

Abb. 5-2: Einfluss ausgewählter Kostenblöcke auf die Stromgestehungskosten

Teilt man die Investitionskosten für das Solarsystem auf in die Kosten für das Heliostatenfeld und die restlichen Kosten (Receiver, Turm, Dampferzeugersystem, 50 % der Elektro- und Leittechnik), so zeigt sich, dass der Einfluss der Heliostatenfeldkosten dominiert: Eine Halbierung bewirkt eine Senkung der Stromgestehungskosten um rund 15 %. Für die vorliegende Arbeit wurden spezifische Investitionskosten für das Heliostatenfeld von 350 DM/m² angenommen; eine Halbierung bedeutet also spezifische Investitionskosten von 175 DM/m². Dieser Wert wurde bereits in Studien für große Stückzahlen prognostiziert /Becker et al. 1993/ bzw. von Herstellern /SAIC 1996/ genannt (vgl. auch /Kolb 1998/). Eine Halbierung der Investitionskosten für die übrigen solaren Komponenten resultiert hingegen in einer Senkung der Stromgestehungskosten von lediglich rund 11 %.

Abb. 5-3 zeigt den Einfluss des Erdgaspreises auf die Stromgestehungskosten im Hybridbetrieb für die beiden untersuchten Fälle mit 75 % bzw. 64 % Solaranteil. Der Einfluss der Erdgaskosten im Hybridbetrieb ist nicht signifikant: Bei einer Fahrweise mit 75 % Solaranteil bewirkt eine Halbierung bzw. Verdoppelung der Erdgaskosten (Startwert

5 DM/GJ) jeweils eine Senkung bzw. Steigerung der Stromgestehungskosten um rund 3 %; bei einem Anteil der fossilen Energie von 36 % (64 % Solaranteil) beträgt die Änderung der Stromgestehungskosten im entsprechenden Fall etwa 5 %. Dies lässt sich damit erklären, dass die Stromgestehungskosten eindeutig von den Kapitalkosten dominiert werden. Ihr Anteil beträgt im ausschließlichen Solarbetrieb knapp 84 % (wieder bei einem Kapitalzinsfuß von 7 % und einer Abschreibungsdauer von 30 Jahren), bei 75 % Solaranteil sind es etwa 78,5 %, bei 64 % Solaranteil beträgt der Anteil der Kapitalkosten immer noch über 75,2 %.

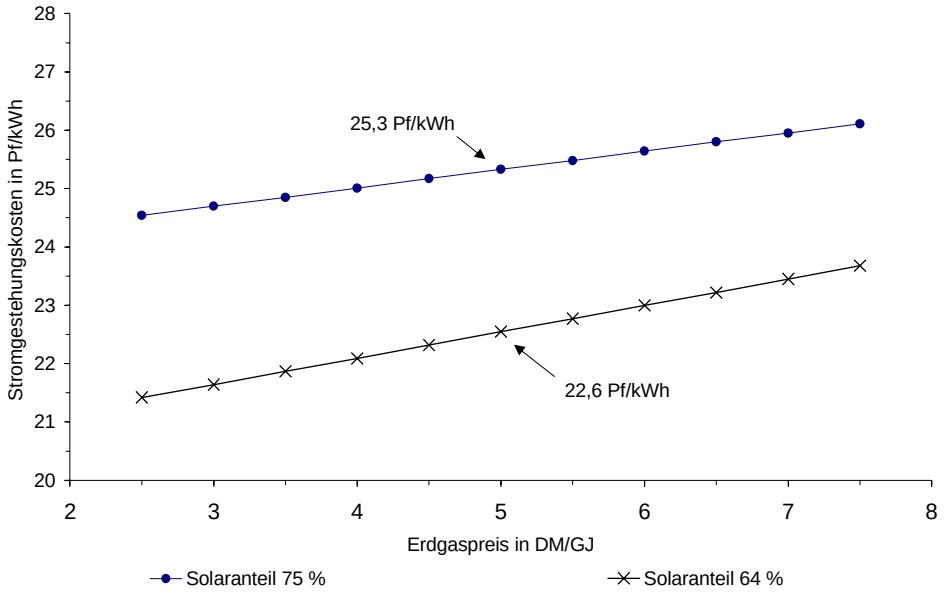

Abb. 5-3: Einfluss des Erdgaspreises auf die Stromgestehungskosten im Hybridbetrieb

Vergleich mit anderen Optionen zur Strombereitstellung. Um die ermittelten Stromgestehungskosten besser einordnen zu können, sind sie in Abb. 5-4 den Stromgestehungskosten anderer Stromerzeugungstechnologien gegenübergestellt (Werte nach /Kaltschmitt, Wiese 1997/ und eigene Berechnungen).

Nach Abb. 5-4 liegen die Stromgestehungskosten für das PHOEBUS-Turm-Solarkraftwerk zwischen rund 22 Pf/kWh (64 % Solaranteil) und 32 Pf/kWh (ausschließlicher Solarbetrieb). Im Vergleich dazu liegen die Stromgestehungskosten einer photovoltaischen Solarstromerzeugung zwischen etwa 35 Pf/kWh (PV-Kraftwerk im Sonnengürtel der Erde, rund 1 800 Vollaststunden/a) und 120 Pf/kWh (1 kW-Dachanlage an einem günstigen Standort in Deutschland). Damit ist die solarthermische Stromerzeugung durch deutlich geringere Stromgestehungskosten gekennzeichnet; je nach Vergleich sind die Kosten um den Faktor 1,5 bis etwa 4 niedriger. Die Stromgestehungskosten für eine Windstromerzeugung liegen zwischen etwa 6 Pf/kWh (1,5 MW-Windturbine, sehr guter Standort) und 12 Pf/kWh (kleinere Anlage, 4,5 m/s mittlere Windgeschwindigkeit bezogen auf 10 m über Grund). Die Kosten sind damit deutlich niedriger als für eine solarthermische Stromerzeugung mit dem PHOEBUS-Turm-Solarkraftwerk. Die Windstromerzeugung ist damit -neben der Wasserkraft- derzeit die

einzige regenerative Stromerzeugungstechnologie, mit der unter günstigen Bedingungen die niedrigen Stromerzeugungskosten eines Steinkohle- oder GuD-Kraftwerks erreicht werden. Diese liegen in Deutschland bei rund 7 bzw. 8 Pf/kWh. Im Vergleich dazu liegen die Stromgestehungskosten für neuerbaute Laufwasserkraftwerke zwischen 8 Pf/kWh und 34 Pf/kWh, wieder abhängig von der Anlagengröße und dem Standort.

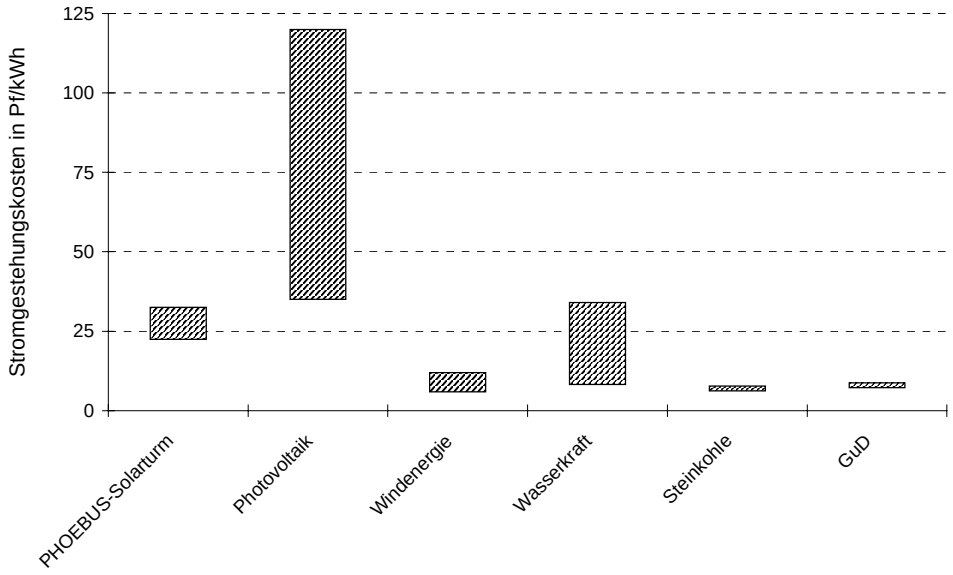

Abb. 5-4: Vergleich der Stromgestehungskosten verschiedener Stromerzeugungstechnologien

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass die solarthermische Stromerzeugung mit einem PHOEBUS-Turm-Solarkraftwerk zwar durch höhere Kosten gekennzeichnet ist als die Windenergienutzung mit modernen Anlagen an einem günstigen Standort, gleichzeitig sind die ermittelten Kosten aber ähnlich hoch bzw. teilweise geringer als die einer Wasserkraftnutzung mit neuerbauten Anlagen, und deutlich niedriger als die Kosten einer photovoltaischen Stromerzeugung.

6 Zusammenfassung und Ausblick

Für die solare Stromerzeugung im großtechnischen Maßstab (≥10 MW) werden bislang ausschließlich solarthermische Anlagen eingesetzt, und zwar Parabolrinnenkraftwerke und Turm-Solarkraftwerke. Die ausgeführten Anlagen haben Leistungen zwischen 10 und 80 MW. Die Parabolrinnentechnologie ist betriebssicher verfügbar. Anlagen mit einer Leistung von insgesamt rund 360 MW speisen ins kalifornische Netz.

Turm-Solarkraftwerke hingegen wurden bisher ausschließlich als Pilotanlagen ausgeführt. Lediglich eine amerikanische Anlage arbeitet derzeit im Routinebetrieb. Der eigentliche Schritt der Markteinführung steht noch aus. Aufgrund der mit Turm-Solarkraftwerken prinzipiell erreichbaren hohen Temperaturen bieten diese Anlagen jedoch ein deutlich höheres Potenzial als die Parabolrinnenanlagen, den hohen Exergiegehalt der Solarstrahlung effizient zur Stromerzeugung zu nutzen; mittlere Jahressystemwirkungsgrade von etwa 20 % scheinen durchaus erreichbar.

Ziel der Arbeit ist es daher, ein Verfahren zur technischen, ökologischen und ökonomischen Analyse von Turm-Solarkraftwerken zu entwickeln, um damit ein Werkzeug für die Weiterentwicklung dieses Kraftwerkstyps zur Verfügung zu stellen. Der Schwerpunkt der Untersuchung liegt dabei auf dem Heliostatenfeld, da diesem ein Großteil der Investitions- und Betriebskosten eines Turm-Solarkraftwerks zuzurechnen ist.

Die technische Analyse soll dabei die Energiewandlung der Solarstrahlung in elektrische Energie so abbilden, dass mit Hilfe einer Simulationsrechnung die während eines Jahres bereitgestellte elektrische Energie ermittelt werden kann, und zwar in Abhängigkeit der wesentlichen Eingabeparameter Solarstrahlung, Heliostatenfeld (geographische Lage, Layout, Geometrie und optische Eigenschaften der Heliostaten), Receiver (Geometrie und optische Kenngrößen) und der Wirkungsgrade der weiteren Systemkomponenten (Dampferzeuger, Turbine, Generator). Mittels der ökologischen und ökonomischen Analyse sollen ausgewählte ökologische Kennzahlen und die Stromgestehungskosten auf Basis allgemein anerkannter Verfahren bestimmt werden, so dass ein Vergleich mit anderen erneuerbaren und fossilen Strombereitstellungsoptionen möglich ist.

Um das Turm-Solarkraftwerk modellhaft abbilden zu können, werden zunächst die wesentlichen technischen Kenngrößen (Reflektivität, optische Qualität/Spiegelfehler, Nachführgenauigkeit) der Heliostaten experimentell ermittelt. Dazu wird unter anderem ein indirektes Strahlungsflussdichtemesssystem verwendet. Basierend auf den ermittelten technischen Kenngrößen der einzelnen Heliostaten erfolgt dann die modellhafte Abbildung des gesamten Heliostatenfeldes mittels eines Simulationsprogramms, welches alle wesentlichen Verlustmechanismen (Reflektivität, Kosinusverluste, Shadowing, Blocking, atmosphärische Abschwächung und Spillage) berücksichtigt. Dieses Simulationsprogramm beruht im

wesentlichen auf Verfahren der statistischen Optik und der Fourier-Analyse. Die weitere Abbildung der Energiewandlungskette vom Strahlungsempfänger bis zum Generator erfolgt vereinfacht über die einzelnen Wirkungsgrade.

Den Berechnungen wird ein Solarkraftwerk vom PHOEBUS-Typ zu Grunde gelegt, da sich dieses Konzept bereits im Technikumsmaßstab bewährt hat und das Kraftwerk auf dem Markt schlüsselfertig angeboten wird. Da derzeit verschiedene Heliostatentechnologien im Einsatz bzw. in Entwicklung und Erprobung sind, werden für die Analysen drei moderne Heliostaten unterschiedlicher Größe und Konzeption betrachtet. Zum direkten Vergleich erfolgt die Auslegung der Heliostatenfelder für ein 30 MW PHOEBUS-Kraftwerk basierend auf den zuvor ermittelten technischen Kenngrößen. Auslegungskriterium ist dabei, dass die Felder am Auslegungstag die Nenn-Strahlungsleistung auf den Receiver konzentrieren. Referenzstandort ist ein fiktiver Standort im Mittelmeerraum mit einer jährlichen Direktstrahlungssumme von 2 450 kWh/a.

Die Dampfturbine des PHOEBUS-Kraftwerks kann ausschließlich mit Solarenergie betrieben werden. Wenn das solare Strahlungsangebot nicht ausreicht ist es aber auch möglich, mittels eines z. B. mit Erdgas betriebenen Kanalbrenners den erforderlichen Dampf zu erzeugen. Diese Betriebsweise unter Nutzung zweier Energieträger (Solarstrahlung und Erdgas) wird Hybridbetrieb genannt. Damit können Stromlieferverpflichtungen auch bei ungenügendem Strahlungsangebot eingehalten werden, und durch verstärkte fossile Zufeuerung lässt sich PHOEBUS wie ein konventionelles Mittellastkraftwerk betreiben.

Im Rahmen der technischen Analyse wird letztlich für das Referenzkraftwerk die bereitgestellte elektrische Energie während eines Jahres bzw. der Lebensdauer dieses Kraftwerks berechnet.

Die anschließende ökologische Analyse mittels einer Ökobilanz erfolgt ebenfalls für die drei untersuchten Heliostaten und für die entsprechenden Heliostatenfelder sowie für die resultierenden drei Varianten des Gesamtsystems. Bei der Analyse des Gesamtsystems wird insbesondere der Einfluss der fossilen Zufeuerung im Hybridbetrieb auf ausgewählte ökologische Kenngrößen untersucht. Das methodische Vorgehen lehnt sich eng an die Methodik zur Erstellung von Produkt-Ökobilanzen an. Es wird der gesamte Lebensweg des Kraftwerks untersucht, von der Produktion der Basismaterialien wie Beton, Stahl und Aluminium über den Bau und Betrieb der Anlage bis zur Entsorgung. Betrachtet werden die Wirkungskategorien "Verbrauch energetischer und mineralischer Ressourcen" sowie "Anthropogener Treibhauseffekt" und "Versauerung". Die ermittelten Kennzahlen werden als absolute sowie als spezifische, d. h. auf die bereitgestellte Energie bezogene Größen ausgewiesen. Damit ist ein Vergleich mit anderen Strombereitstellungstechnologien möglich.

Im Rahmen der ökonomischen Analyse erfolgt die Bestimmung der Stromgestehungskosten. Dazu werden die Kosten für Bau, Betrieb und Entsorgung ermittelt und annuitätisch

über die technische Lebensdauer des Kraftwerks verteilt. Aus diesen jährlich zu tragenden Kosten und der bereitgestellten elektrischen Energie werden dann die Kosten (Levelized Electricity Costs) je Kilowattstunde berechnet. Damit ist auch hier ein Vergleich mit anderen Optionen zur Stromerzeugung möglich.

Die wesentlichen Ergebnisse der Teilanalysen lassen sich wie folgt zusammenfassen: Die technische Analyse von drei Heliostaten unterschiedlicher Konzeption (Metallmembranheliostat mit einer Facette, mittelgroßer (66 m²) und großer (105 m²) Glas-Metallheliostat) ergibt, dass der Metallmembranheliostat aufgrund seiner besseren optischen Eigenschaften (höhere Reflektivität und geringerer Gesamt-Spiegelfehler von 1,7 mrad im Vergleich zu 2,4 bzw. 2,5 mrad bei den Glas-Metallheliostaten) aus technischer Sicht vorzuziehen ist.

Weiter zeigt sich bei der Heliostatenfeldauslegung, und zwar näherungsweise übereinstimmend für alle Heliostaten, dass sich - ausgehend von einem Anfangsspiegelfehler von 3,4 mrad - eine Verringerung des Gesamt-Spiegelfehlers bis etwa zu einem Wert von 1,6 mrad deutlich bemerkbar macht: Die Anzahl der Heliostaten, die erforderlich ist, um eine bestimmte geforderte Leistung zum Receiver zu reflektieren, nimmt mit abnehmendem Spiegelfehler (bei sonst konstanten Heliostatenkennwerten) bis etwa zu diesem Wert signifikant ab. Durch eine weitere Verbesserung der optischen Qualität (< 1,6 mrad) lässt sich jedoch nur noch eine vergleichsweise geringe Einsparung von Heliostaten erzielen. Es ist zu erwarten, dass der dafür erforderliche Aufwand den Nutzen deutlich übertrifft.

Bei Verwendung des Metallmembranheliostaten ergibt sich ein Heliostatenfeldwirkungsgrad von 70,5 % am Auslegungstag (21. Juni = Sommersonnenwende) und 60,7 % als Jahresmittelwert. Für das Gesamtsystem wird ein Systemwirkungsgrad von rund 20 % am Auslegungspunkt (Sonne im Zenith am 21. Juni) und ein jahresmittlerer Wirkungsgrad von etwa 14 % ermittelt.

Die ökologische Analyse ergibt folgende, auf die bereitgestellte elektrische Energie bezogenen Kenngrößen: Bei ausschließlichem Solarbetrieb betragen die anzurechnenden Treibhausgasemissionen (in CO_2-Äquivalenten) rund 20 g/kWh, bei Hybridbetrieb und einem Solaranteil von 75 % (dies ist der in Kalifornien maximal zulässige Wert) betragen sie rund 230 g/kWh. Damit sind die Treibhausgasemissionen im ausschließlichen Solarbetrieb etwa um den Faktor 46 bzw. im Hybridbetrieb mit 75 % Solaranteil um den Faktor 4 niedriger als für Strom aus einem deutschen Steinkohlekraftwerk (rund 920 g CO_2-Äquivalente/kWh).

Werden Verluste von 15 % für die Hochspannungsgleichstromübertragung des Stroms über 2 000 km (z. B. von Südspanien nach Deutschland) berücksichtigt, so betragen die auf die in Deutschland ankommende Energie bezogenen Emissionen entsprechend rund 23 g/kWh (ausschließlicher Solarbetrieb). Unter dem Gesichtspunkt der Treibhausgasfreisetzungen ist der Solarstromimport aus dem Mittelmeerraum daher positiv zu bewerten.

Die ökonomische Analyse des Kraftwerks ergibt ein Investitionsvolumen von rund 185 Mio. DM für das 30 MW-Kraftwerk. Bei einem Kalkulationszinsfuß von 7 % und einer Abschreibungsdauer von 30 Jahren ergibt sich damit eine Annuität von rund 15 Mio. DM. Weiterhin werden jährliche Betriebskosten von 2,9 Mio. DM im ausschließlichen Solarbetrieb und von 4,1 Mio. DM im Hybridbetrieb (75 % Solaranteil) abgeschätzt. Den Betriebskosten im Hybridbetrieb liegen dabei Erdgaskosten von 5 DM/GJ zugrunde. Darauf basierend ergeben sich Stromgestehungskosten von rund 30 Pf/kWh im ausschließlichen Solarbetrieb bzw. 24 Pf/kWh im Hybridbetrieb.

Die Stromgestehungskosten sind damit höher als beispielsweise für eine Windstromerzeugung an einem günstigen Standort, aber auch deutlich niedriger als für eine photovoltaische Solarstromerzeugung. Diese betragen rund 0,35 DM/kWh bis 1,2 DM/kWh, jeweils für ein 1 MW-Kraftwerk an einem günstigen Standort im Mittelmeerraum bzw. in Deutschland).

Um in weitergehenden Untersuchungen die Ergebnisse der technischen Analyse weiter zu fundieren, sollten die Strahlungsflussdichtemessverfahren weiter verbessert werden. Insbesondere zeigen derzeit die verwendeten Kalibrier-Radiometer noch eine starke Streuung. Hier sind zuverlässigere, möglichst selbstkalibrierende oder vom Anwender kalibrierbare Instrumente erforderlich.

Weiterhin sollte vor der abschließenden Auslegung und dem Bau eines Turm-Solarkraftwerks die verwendeten Simulationsprogramme, insbesondere zur Auslegung des Heliostatenfeldes, durch Vergleich mit Messungen validiert werden. Dies geschah bisher vornehmlich für die Nordfelder der Experimentieranlagen. Für zukünftige kommerzielle Kraftwerke ist aber insbesondere die verlässliche Simulation von Rundumfeldern erforderlich.

Zur ökologischen Analyse ist anzumerken, dass mit dem verwendeten Verfahren der Prozesskettenanalyse grundsätzlich tendenziell zu niedrige Stoffströme ermittelt werden, da bei dieser Methode, um sie überhaupt handhabbar zu machen, die Prozessketten nach einer gewissen Länge abgeschnitten werden müssen. Um genauere Ergebnisse zu erzielen, sollten in weiterführenden Arbeiten durch die Anwendung der Hybridmethode die nicht durch die Prozesskettenanalyse berücksichtigten Elemente mittels Input/Output-Analyse erfasst werden.

Für die Weiterentwicklung von Turm-Solarkraftwerken, d. h. insbesondere zur Kostenreduktion, sollten aus technisch/ökologischer Sicht bei der Heliostatenentwicklung auch zukünftig Anstrengungen unternommen werden, den Materialeinsatz bei den Heliostaten - bei möglichst hoher optischer Qualität (Konzentratorfehler < 1,8 mrad) und niedrigem Nachführfehler - weiter zu reduzieren. Das Konzept des Metallmembrankonzentrators erscheint

dazu geeignet. Anzustreben ist weiterhin ein geringer Eigenenergieverbrauch, z. B. durch den Einsatz fortschrittlicher Antriebsmotor/Getriebeeinheiten in Kombination mit verlustarmer Steuer- und Regelelektronik.

Durch optimierte Fundamente und den verstärkten Einsatz von Leichtbaukonstruktionen sollte materialsparend konstruiert und gebaut werden. Insbesondere die Fundamente sollten so ausgelegt werden, dass sie an die örtlichen Gegebenheiten (Bodenfestigkeit, Erdbeben, Niederschläge etc.) angepasst, aber nicht überdimensioniert sind. Damit ließen sich Ressourcen schonen, ohne die Funktionalität zu beeinträchtigen.

Um die vom Heliostatenfeld bereitgestellte konzentrierte Strahlungsenergie effizient zu nutzen, ist ein möglichst hoher Wirkungsgrad der Energiewandlungskette vom Receiver bis zum Generator anzustreben. In (fernerer) Zukunft bietet sich daher die Einkopplung der solaren Wärme in einen Gasturbinenprozess mit nachgeschaltetem Dampfprozess (GuD) an, um so den hohen Exergiegehalt der Solarstrahlung besser zu nutzen und gleichzeitig durch den deutlich höheren Gesamtwirkungsgrad (Anhaltswert: rund 15 Prozentpunkte) die spezifischen Emissionen und die Stromgestehungskosten zu senken. Dazu sind geschlossene, druckbeaufschlagte Receiver erforderlich. Deren Entwicklung wurde bereits begonnen - erste Prototypen werden auch schon getestet /REFOS 1998/ - bis sie allerdings kostengünstig und betriebssicher zur Verfügung stehen, werden voraussichtlich noch einige Jahre Weiterentwicklung erforderlich sein.

Für die Phase der Markteinführung ist die Realisierung von Hybridkonzepten mit fossiler Zufeuerung als sinnvoll zu erachten. Dadurch steht die Kraftwerksleistung auch bei ungünstigen Witterungsbedingungen zur Verfügung. Gleichzeitig werden die Stromgestehungskosten gesenkt. Langfristig sollte aber die fossile Zufeuerung reduziert bzw. durch andere technische Lösungen ersetzt werden, um energetische Ressourcen zu schonen und die Stofffreisetzungen durch den Kraftwerksbetrieb zu minimieren. Eine derartige Möglichkeit stellen Wärmespeicher im Zusammenspiel mit größer ausgelegten Heliostatenfeld/Receiver-Kombinationen dar.

Gegenwärtig sind Turm-Solarkraftwerke durch die mit dieser Technologie verbundenen vergleichsweise hohen Stromgestehungskosten (zwischen 22 und 33 Pf/kWh) gegenüber fossilen Kraftwerken nicht konkurrenzfähig. Die folgenden Elemente könnten aber mithelfen, dies in Zukunft zu ändern:

– "Internalisierung externer Kosten[13]". "Externe Effekte" liegen vor, wenn durch Aktivitäten eines Wirtschaftssubjekts positive oder negative Einflüsse auf andere Wirtschaftssubjekte ausgehen, ohne dass sie über Preise adäquat abgegolten werden. Solche Einflüsse laufen

[13] Unter den externen Kosten der Energieversorgung werden alle im Zusammenhang mit dieser Aktivität - einschließlich aller vor- und nachgelagerter Prozesse wie z. B. Bau und Abriss von Anlagen - auftretenden negativen Effekte verstanden, deren Kosten nicht der Konsument oder Produzent, sondern dritte Personen bzw. die Allgemeinheit zu tragen haben /Friedrich, Krewitt 1997/.

nicht über den Markt ab, sondern sozusagen "am Markt vorbei". Durch eine Internalisierung dieser externen Kosten, wie z. B. der Umwelt- und Gesundheitsschäden durch die Emission klassischer Luftschadstoffe (SO_2, NO_x, HCl, etc.) sowie der Kosten durch den anthropogenen Treibhauseffekt, würde die Konkurrenzfähigkeit der solarthermischen Stromerzeugung verbessert werden.

- "Economies of scale[14]". Durch den Übergang zu größeren Einheiten von rund 200 MW wird die Stromerzeugung mit solarthermischen Kraftwerken kostengünstiger. Dieses Phänomen führte beispielsweise bei fossil gefeuerten Kraftwerken, und auch bei Windenergiekonvertern, zu stetig wachsenden Anlagenleistungen. Nach verschiedenen Abschätzungen sinken die Stromgestehungskosten für ein 200 MW-Turm-Solarkraftwerk im Vergleich zu einer 30 MW-Anlage um rund 30 bis 60 % (vgl. /Becker et al. 1993/, /Vant-Hull 1993/, /Becker et al. 1995/).
- "Economies of Mass Production". Durch die Fertigung großer Stückzahlen können die Produktionskosten stark gesenkt werden (vgl. Automobilbau, Unterhaltungselektronik, z T. auch schon bei Windenergiekonvertern). Auch bei der Heliostatenmassenproduktion wird sich dieser Effekt, insbesondere beim Bau mehrerer Kraftwerke mit Heliostaten desselben Typs, positiv bemerkbar machen.
- Steigende Preise für fossile Energieträger. Diese sind zwar erst längerfristig zu erwarten, sie kommen aber sowohl nach Einschätzung der IEA als auch großer Energiekonzerne (Shell, BP) noch in der ersten Hälfte des nächsten Jahrhunderts. Dadurch schrumpft der Kostenvorsprung der Strombereitstellungstechnologien auf Basis erschöpflicher fossiler Energieträger weiter.

Die kontinuierliche Weiterentwicklung solarthermischer Kraftwerkstechnik sowie der Bau und Betrieb von Anlagen für Nischenmärkte bietet, gemeinsam mit den zuvor genannten Effekten für die Kostenreduktion, das Potenzial, die Stromgestehungskosten weiter zu senken. Dies ist die Grundvoraussetzung, um eine Markteinführung im Sonnengürtel der Erde auf breiter Basis zu ermöglichen.

[14] Der Effekt, dass ein bestimmter Nutzen mit einer größeren Anlage kostengünstiger bereitgestellt werden kann als mit einer kleineren, wird als "economies of scale" bezeichnet.

Literaturverzeichnis

/ABB 1997/

Herzig, H.; ABB Nürnberg; persönliche Mitteilung, 1997

/ABB 1998/

ABB Power Systems Sweden: Overhead line transmission of 1 200 MW with AC and HVDC, Internetinformation zu HGÜ-Übertragungsverlusten, http://www.abb.se/-pow/1123.htm, 1998

/Aichinger 1994/

Aichinger, H.M.; Hoffmann, G.; Seeger, M.: Rationelle und Umweltverträgliche Energienutzung in der Stahlindustrie der Bundesrepublik Deutschland, aus Stahl und Eisen III (1991) Nr.4

/Alarcon 1996/

Alarcon, D.: Matlab routines for the import and evaluation of HERMES Ib K73-Files, PSA Internal Information, Plataforma Solar de Almería, Spain, 1996

/Alpert et al. 1990/

Alpert, D. J. et al.: An Assessment of Second-Generation Stretched-Membrane Mirror Modules, SAND90-0183, Sandia National Laboratories, Albuquerque, NM, USA, 1990

/Amercoat 1996/

Amercoat Produktinformation "Amercoat 741 White Coating", Ameron International Protective Coatings Group, Brea 92821, CA, USA, 1996

/Anderson, Weaver 1988/

Anderson, J.V, Weaver, N: High-Temperature Solar Central Receivers for Electricity Production, Solar Energy Research Institute, Golden, CO, USA, 1988

/Becker et al. 1992/

Becker, M. et al. (Hrsg): Solarthermische Anlagentechnologien im Vergleich, Springer-Verlag, Berlin Heidelberg, 1992

/Becker et al. 1993/

Becker, M., Klimas, P. (Hrsg), Chavez, J. u. a. (Autoren), Second Generation Central Receiver Technologies - A Status Report, Verlag C. F. Mülller GmbH, Karlsruhe, Germany, 1993

/Becker et al. 1995/

M. Becker, K. Hennecke, B. Oberle, U. Sprengel; Forschung und Entwicklung für Parabolrinnenkraftwerke - Direktverdampfung, Komponenten, Hybridsystem - ; VDI-Berichte Nr.1200; 1995 VDI- Verlag

/Beninga et al. 1990/

Beninga, K.; Davenport, R.; Sanderbrae, J.: Selection and Design of a Stretched-Membrane Heliostat for Today’s Markets (SAND 89-7040), Science Applications International Corporation, San Diego, California, 1990

/Biggs, Vittitoe 1979/

Biggs, F. und Vittitoe, C.N., 1979: The HELIOS Model for the Optical Behavior of Reflecting Solar Concentrators, SAND76-0347, Sandia National Laboratories, Albuquerque NM, 1979.

/Biran, Breiner 1996/

Biran, A. u. Breiner, M.: MATLAB für Ingenieure, Addison Wesley Longman, 2. Auflage, Bonn München Paris, 1996

/Blanco 1994/

Blanco, M.: Solgas Project: Hybrid Combined Cycle Cogeneration Plant Based On Central Receiver Technology; Final Report, Sevilla, 1995

/Blezinger 1996/

Blezinger, H.: Bruchverhalten der Spiegel beim Betrieb der 7,5 m SBP-Dish/Stirlingsysteme (DISTAL), persönliche Mitteilung, PSA, Almería, 1996

/BMWi 1993/

Bundesministerium für Wirtschaft: Wirtschaft in Zahlen 1993, Bonn, 1993

/BMWi 1996/

Bundesministerium für Wirtschaft: Wirtschaft in Zahlen 1996, Bonn, 1996

/Boustead 1994/

Boustead, I.: Eco-profiles of the European Plastics Industry, Report 6: Polyvinylchloride, The European Centre for Plastics in the Environment (PWMI), Brüssel, 1994

/Brauer 96/

Brauer, H.: Handbuch des Umweltschutzes und der Umwelttechnik; Band 1; Emissionen und ihre Wirkungen; Springer 1996

/Bronstein 1985/

Bronstein, I. N., Semendjajew, K. A.: Taschenbuch der Mathematik, 22. Auflage, Harri Deutsch, Thun Frankfurt/Main, 1985

/BTS 1988/

BTS (Broadcast Television Systems): Produktinformationen zu den BTS-Kameras, BTS, Darmstadt, 1988

/Buck 1996/

Buck, R. et al.: Receiver Development for a Dish-Brayton System, Tagungsband ASME International Solar Energy Conference, S. 91-96, San Antonio, TX, USA, 1996

/BUWAL 1994/

Leutert, G.; Sommer, H.; Egli, H.: Schadstoffemissionen und Treibstoffverbrauch von Baumaschinen, Synthesebericht, Umweltmaterialien Nr. 23, Bundesamt für Umwelt, Wald und Landschaft (BUWAL), Bern, 1994

/Calatrava 1996/

Calatrava Bernabé, J.: Demontage der Dampftrommel des CESA-I Kraftwerks, persönliche Mitteilung, Plataforma Solar de Almería, Tabernas, Spanien, 1996

/Cohen et al. 1996/

Cohen, G. et al. : Recent Improvements and Performance Experience at the Kramer Junction SEGS Plants, International Solar Energy Conference San Antonio, Texas, USA, 1996, S. 479-485

/Cordes 1994/

Cordes, S. et al.: Test and Evaluation of the Schlaich, Bergermann und Partner Heliostat Prototype Concentrator, SolarPACES Technical Report III-4/94, Köln, 1994

/Darnell et al. 1985/

Darnell, J. R. et al.: Studies on Water-Steam Rankine-Cycle Solar Central Receiver Power Plants, EPRI-AP-3982, Palo Alto, Kalifornien, 1985

/Dellin 1979/

Dellin, T. A.: An Improved Hermite Expansion Calculation of the Flux Distribution from Heliostats, SAND79-8619, Sandia National Laboratories, Livermore, USA

/Device & Services 1992/

Device and Services, Inc: Type IV Handheld Reflectometer - User's Manual, Device & Services, Anaheim, Ca., 1992

/DFVLR 1987/

Deutsche Forschungs- und Versuchsanstalt für Luft- und Raumfahrt e.V. (DFVLR): Solar Energy for High Temperature - Technology and Applications, Köln, 1987

/Dinter et al. 1992/

Dinter, F.; Geyer, M., Tamme, R.: Thermal Energy Storage for Commercial Applications; Springer 1992

/Dobrinski et al. 1984/

Dobrinski et al.: Physik für Ingenieure, 6. Auflage, B. G. Teubner, Stuttgart, 1984

/EN14040 1997/

European Committee for Standardization: EN ISO 14040, Environmental Management - Life Cycle Assessment - Principles and Framework, Brüssel, 1997

/Erbe 1997/

Erbe, C.: Bilanzierung der Stoff- und Energieströme von Heliostaten; Studienarbeit; IER Band 272, 1997

/Erbe 1997A/

Erbe, C.: Reinigung von Glasfassaden und Schaufenstern, persönliche Mitteilung, Stuttgart, 1997

/Falcone 1986/

Falcone, P. K.: A Handbook For Solar Central Receiver Design, SAND 86-8009, Sandia National Laboratories, Albuquerque, NM, USA, 1986

/FH Wedel 1981/

Fachhochschule Wedel: Beschreibung und Bedienungsanleitung für das PSA-Reflektometer, Wedel, 1981

/Finker 1993/

Finker, A.: PHOEBUS Versuche erfolgreich; Energie Spektrum; Nov. 1993

/FlagSol 1994/

Flachglas Solartechnik GmbH: SEGS Technology Assessment and Transferability to the Mediterranean; Köln 1994

/Friedrich 1996/

Friedrich, R.: Skript zur Vorlesung "Energie und Umwelt"; Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, IER; Universität Stuttgart; 1996

/Friedrich, Krewitt 1997/

Friedrich R. u. Krewitt, W. (Hrsg.): Umwelt- und Gesundheitsschäden durch die Stromerzeugung - Externe Kosten von Stromerzeugungssystemen, Springer, Berlin, Heidelberg, 1997

/Fritsche et al. 1994/

Fritsche, U., Leuchtner, J., Matthes, F. et al.: Umweltanalyse von Energie-, Transport- und Stoffsystemen: Gesamt-Emissions-Modell Integrierter Systeme (GEMIS) Version 2.1. Endbericht. Hessisches Ministerium für Wirtschaft und Technik, Darmstadt, 1994

/García 1995/

García, G.: Technical Development of a New Stand-Alone Heliostat Field Control, IEA SolarPACES Technical Report TRIII-4/95, 1995

/Geyer, Kistner 1997/

Geyer, M.; Kistner R.(Hrsg.): START Mission to Jordan, International Energy Agency (IEA) SolarPACES, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Plataforma Solar de Almería, Spanien, 1997

/Ghanbari 1997/

Ghanbari, C.M.: Porting, Compiling and Running the HELIOS-Code on a PC using Microsoft FORTRAN-PowerStation™, persönliche Mitteilung Cheryl Ghanbari, Sandia National Laboratories, Albuquerque NM, 1997

/Gianone 1995/

Gianone, C.: MS-DOS-Kermit - das universelle Kommunikationsprogramm: Einführung und Referenz, Heise, Hannover, 1995

/Görler 1981/

Görler, G.P.: Determination of the Spectral Reflectivity and the Bidirectional Reflectance Characteristics of some White Surfaces, SSPS Technical Report No. 6/81, DFVLR (D), 1981

/Gould et al. 1996/

Gould, W.R. et al.: The Solar Two Power Tower Project Status and Experience to Date, Tagungsband ASME International Solar Energy Conference, S. 119-124, San Antonio, Tx, USA, 1996

/Grasse 1985/

Grasse, W.: SSPS Results of Test and Operation 1981-1984, DFVLR, Köln, 1985

/Grasse 1995/

Grasse, W. (Hrsg.): IEA-Solar Power and Chemical Energy Systems: SolarPACES Annual Report 1994, DLR Köln, 1995

/Haeger, Romero 1994/

Haeger, M. and Romero, M., 1994, "PSA Heliostat Technology Program for 1994 to 1996," PSA Internal Document, Plataforma Solar de Almería, Spain.

/Haeger et al. 1994A/

Haeger, M. et al.: Operational Experiences with the Experimental Set-Up of a 2,5MWth Volumetric Air Receiver (TSA) at the Plataforma Solar de Almeria", PSA Internal Report, 1994.

/Haeger 1995/

Haeger, M. et al., 1995 "Experimental Set-Up For Three PHOEBUS Type Large-Area Heliostats at the PSA", Proceedings of the ASME Conference on Solar Concentrating Technologies, Hawaii.

/Haeger 1997/

Haeger, M.: Speisewasserverluste in Dampfkraftwerken, persönöliche Mitteilung, L.C. Steinmüller GmbH, Gummersbach, 21.7.1997

/Hagedorn 1991/

Hagedorn, G.; Ilmberger, F.: Kumulierter Energieaufwand für die Herstellung von Windkraftanlagen, Endbericht, Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE), München 1991

/Hale 1998/

Hale, M. J.: Solar Two Performance in June, Evaluation Data Sheets, persönliche Mitteilung Mary Jane Hale, Juli 1998, National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden CO, 1998

/Hartmann et al. 1996/

Hartmann, D.; Marheineke, T.; Stelzer, T.: internes Arbeitspapier zum Projekt "Ganzheitliche Bilanzierung der Energie- und Stoffströme von Energieversorgungstechniken", Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart

/Hartmann 1998/

Hartmann, D.: Beitrag zur Ganzheitlichen Bilanzierung von Strombereitstellungs-techniken aus Erneuerbaren Energien, Dissertation in Vorbereitung, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Stuttgart, 1998

/Hecht 1992/

Hecht, E.: Optik, Addison-Wesley (Deutschland), Bonn München, 1992

/Heijungs et al. 1992/

Heijungs, R. et al.: Environmental Life Cycle Assessment of Products, Guide (Part 1) and Background (Part 2), CML, INO and B&G; Leiden, 1992

/Hoffmann 1995/

Hoffmann, C.: Bereitstellungsnutzungsgrade elektrischer Energie, in Elektrizitätswirtschaft, Jg. 94 (1995), Heft 11, Seite 626-630

/Hoffschmidt 1997/

Hoffschmidt, B.: Vergleichende Bewertung verschiedener Konzepte volumetrischer Strahlungsempfänger, DLR-Forschungsbericht 97-35, Deutsches Forschungszentrum für Luft- und Raumfahrt (Hrsg.), Köln, 1997

/Houghton et al. 1996/

Houghton, J. T. et al.: Climate Change 1995 - The Science of Climatic Change; Contribution of WGI to the Second Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), 1996

/HYCAL 1994/

HY-CAL Katalog: Product Data / Calorimeters, HY-CAL Engineering, Santa Fe Springs, USA, 1994

/IEA SolarPACES 1994/

International Energy Agency - SolarPACES Program: Solar Thermal Power and Solar Chemical Energy Systems, Birmingham, 1994

/IER 1984/

Instituto de Energías Renovables (IER): Central Electrosolar de Almería - Proyecto CESA 1 - Descripcion General del Proyecto, CESA-84-1-2, Madrid, 1984

/Interatom 1988/

Interatom GmbH: Gasgekühltes Sonnenturm-Kraftwerk, Schlußbericht Technologieprogramm GAST, 1988

/Joy et al. 1981/

Joy, P. et al.: Conceptual Design of a Solar Cogeneration Facility Industrial, DOE/SF/11438-TI, Exxon Corp., Linden, New Jersey, 1981

/Kaltschmitt et al. 1996/

Kaltschmitt, M.; Stelzer, T.; Wiese, A.: Ganzheitliche Bilanzierung am Beispiel einer Bereitstellung elektrischer Energie aus regenerativen Energien; ZfE 2/96

/Kaltschmitt, Wiese 1997/

Kaltschmitt, M.; Wiese, A. (Hrsg.): Erneuerbare Energien- Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte 2. Auflage; Springer 1997

/Kelly 1995/

Kelly, B., Singh, M.: Summary of the final design for the 10 MWe Solar Two central receiver project. Proceedings of the ASME/JSME International Solar Energy Conference, Vol. 1, ASME Press, New York, 1995

/Kiera 1985/

Kiera, N: 1985 "On the interpretation of measured heliostat images", GAST-Technologieprogram, Note Id.-No. 70.03317.7, INTERATOM, Germany

/Kistler 1986/

Kistler, B. L.: A User's Manual for DELSOL3: A Computer Code for Caclculating the Optical Performance and Optimal System Design for Solar Thermal Central Receiver Plants, SAND86-8018, Sandia National Laboratories, Livermore, USA

/Klaiß 1992/

Klaiß, H., Staiß, F.: Solarthermische Kraftwerke für den Mittelmeerrraum, Springer-Verlag, Berlin Heidelberg, 1992

/Kleih 1989/

Kleih, J.: Beurteilung von konzentrierenden Spiegelsystemen mit Hilfe des Messsystems HERMES und des Simulationsprogrammes HELIOS

/Köhne 1987/

Köhne, R., Kleih, J.: Zur Leistung hochkonzentrierender Spiegelkonzentratoren und Spiegelsysteme

/Kolb 1998/

Kolb, G.: Mirror Exchange rates at the Solar Two Field in Daggett, CA; personal communication, Sandia National Laboratories, USA, 1998

/Kreith et al. 1990/

Kreith, F., Norton, P., Brown, D.: A Comparison of CO_2 Emissions from Fossil and Solar Power Plants in the United States, Energy Vol. 15, No. 12, pp. 1181-1198, 1990

/Kugeler 1993/

Kugeler, K.; Phlippen, P.-W.: Energietechnik; 2. Auflage, Springer Berlin Heidelberg New York, 1993

/Lambert 1776/

Lambert, J. H.: Lambertsches Kosinusgesetz (nach J.H. Lambert, 1728 -1777), zitiert nach Meyers Grosses Taschenlexikon in 24 Bänden, 3. aktualisierte Auflage, B.I. Taschenbuchverlag, Mannheim, 1990

/Lehmann et al. 1997/

H. Lehmann, T. Reetz, S. Roewer, C. Liedtke; Ökologische Chancen und Risiken großtechnisch angelegter solarthermischer Kraftwerke; Wuppertal Institut 1997

/Lehmann 1997/

Lehmann, H. et al.: Ökologische Chancen und Risiken großtechnisch angelegter solarthermischer Kraftwerke; Wuppertal Institut, 1997

/Litwin 1996/

Litwin, R. Z.; Rogers, , R.D.: Fabrication and Installation of the Solar Two Central Receiver; Solar Engineering 1996, San Antonio, TX, 1996

/Lünser 1995/

Lünser, H.: Sachbilanzen für verschiedene Betone, Institut für Werkstoffe im Bauwesen, Universität Stuttgart, Januar 1995

/Marheineke, Stekeler 1996/

Marheineke, T.; Stekeler, J.: Ein Hybrid-Ansatz zur ganzheitlichen Bilanzierung - Möglichkeiten und Grenzen am Beispiel einer konkreten Transportaufgabe im Verkehr; VDI/VW-Gemeinschaftstagung "Ganzheitliche Betrachtungen im Automobilbau", Wolfsburg, November 1996, VDI-Verlag, Düsseldorf, 1996

/Marheineke 1997/

Marheineke, T.: Balance- Ein Instrument zur ganzheitlichen Bilanzierung; Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, IER; Universität Stuttgart, 1997

/Marheineke 1998A/

Marheineke, T.: Persönliche Mitteilung; Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER); Universität Stuttgart, 1996

/Marheineke et al. 1998B/

Marheineke, T. et al.: Total Greenhouse Gas Emissions from Electricity Generating Systems based on Fossil Fuels with Geographic Reference to Germany; International Atomic Energy Association (IAEA), Wien, 1998

/Meinecke et al. 1991/

Meinecke, W.; Becker, M.; Klaiß, H.: Solare Turm- und Farmanlagen im Vergleich; BWK Band 43; Nr.10; 1991

/Molina 1996/

Molina, J.M.: Austauschrate der Facetten des CESA-1 und des SSPS-Feldes der PSA, persönliche Mitteilung, O&M-Department, PSA, Spanien, 1996

/Monterreal 1996/

Monterreal, R.: A New On-Axis Canting Method for Faceted Heliostats, Solar Thermal Concentrating Technologies, proceedings of the 8th International Symposium, October 6-11, 1996, Köln, Germany, Deutsche Forschungsanstalt für Luft- und Raumfahrt e.V. Manfred Becker/Manfred Böhmer (Hrsg.), Müller, Heidelberg, 1997

/Monterreal 1997/

Monterreal, R.: Optical Comparison ASM 150 and GM 100A, in "Proceedings of the 10th Task III Meeting within the IEA SolarPACES on "Solar Technology and Applications, SolarPACES Technical Report III - 6/97", Sandia, Albuquerque, 15.9.1997

/Müller 1994/

Müller, M.: Direct Solar Steam in Parabolic Trough Collectors (DISS), Almería, 1994

/Mullikin et al. 1994/

Mullikin, J.C. et al.: Methods for CCD Camera Characterisation, Proceedings of SPIE-The International Society for Optical Engineering, Volume 2173, San Jose, California (USA), February 1994

/Nava 1995/

Nava, P.: Status aktueller Projektentwicklungen für Parabolrinnenkraftwerke; VDI-Berichte Nr. 1200; 1995

/Neumann, Groer 1997/

Neumann, A., Groer, U. (Hrsg.): Proceedings of the 4th Flux and Temperature Measurement Workshop, Deutsche Forschungsanstalt für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR), Köln, 1997

/Ohman 1993/

Ohman, Claes: Measurement versus Imaging in Thermography or what is Resolution?, Applied Optics, October 1993,

/Ökoinventare 1994/

Frischknecht, R.; Hofstetter, P.; Knoepfel, I.; Dones, R.; Zollinger, E.: Ökoinventare für Energiesysteme, Bundesamt für Energiewirtschaft, Zürich, 1994

/Ökoinventare 1996/

Ökoinventare von Energiesystemen; Laboratorium für Energiesysteme, ETH Zürich; 1996

/Pacheco 1995/

Pacheco, J.E.: Results of Molten Salt Panel and Component Experiments for Solar Central Receivers; SAND94-2525; Sandia National Laboratories, Albuquerque, NM,USA,1995

/Papoulis 1962/

Papoulis, A.: The Fourier Integral and its Applications, MacGraw-Hill Book Company, 1962

/Pernkopf 1991/

Pernkopf, M.: Ermittlung des Gesamtenergiebedarfs zur Errichtung eines betriebsbereiten Windenergiekonverters, Studienarbeit, Institut für Flugzeugbau, Universität Stuttgart, 1991

/PGE 1988/

Pacific Gas & Electric Company: Solar Central Receiver Technology Advancement for Electric Utility Applications, Phase 1 Topical Report - Band I - Report Nr. 007.2-88.2, San Francisco, CA, 1988

/Photometrics 1992/

Photometrics Ltd: Charge-Coupled Devices for Quantitative Electronic Imaging, Informationsbroschüre von Photometrics Ltd.,Revision H August 1992, Tucson (USA), August 1992

/Pilkington 1996/

Pilkington Solar International: Statusbericht solarthermische Kraftwerke, Köln, 1996

/Pilkington 1997/

persönliche Mitteilung Petr Svoboda, Pilkington Solar International, Köln, 1997

/Pitz-Paal et al. 1997/

Pitz-Paal, R. et al.: Turm-Solarkraftwerke; Themen 96/97 Forschungsverbund Sonnenenergie 1997

/Projektgemeinschaft 1997/

Projektgemeinschaft Bioenergieträger; Ganzheitliche Bilanzierung von nachwachsenden Energieträgern unter verschiedenen ökologischen Aspekten; IER 1997

/PSA 1995/

Plataforma Solar de Almería: Annual Technical Report 1995, Almería, Spanien, 1996

/REFOS 1998/

Buck, R. et al: Informationen zum REFOS-Projekt, http://www.st.dlr.de/en/tt/solar-therm/refos/refos.htm, Stuttgart, 1998

/Reinhold 1997/

Reinhold, R.: Materialbilanzen von Solarkraftwerken; Studienarbeit; DLR/ IVD 1997

/Reinig 1995/

Reinig, M., 1995: CENGA- A Software Tool for the Conversion of HERMES I Files, PSA Internal Information, 1995.

/Renz 1990/

Renz, U.: Vorlesungsunterlagen zu "Grundlagen der Wärmeübertragung", Lehrstuhl für Wärmeübertragung und Klimatechnik, RWTH Aachen, 1990

/Römpp 1997/

H. Hulpke et al. (Hrsg.): Römpp Lexikon Umwelt, Thieme, Stuttgart, New York, 1997

/Romero 1994/

Romero, M.: Desarollo de Heliostatos de Vidrio de 100m²: Especificacion Tecnica Para el Diseño de Dos Prototipos a Instalar en la Plataforma Solar de Almería, CIEMAT-IER/R2B/DO/DHA-2/0, Madrid, Spanien, 1994

/Sachse 1997/

Sachse, M.: Bilanzierung der Stoff- und Energieströme von Windenergiekonvertern, Studienarbeit, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Band 261, 1997

/SAIC 1996/

Science Application International Corporation (SAIC): Heliostat Manufacturing for Near-term Markets, Phase 1 Summary Report, SAIC Energy Products Division, Golden, CO, 1996

/Schade 1980/

Schade, H.: Strömungslehre, de Gruyter, Berlin, 1980

/Schlaich 1987/

Schlaich, J.: Metallmembrankonzentratoren mit Stirling Energiewandlereinheiten, Schlaich Bergermann & Partner, Stuttgart, 1987

/Schlaich et al. 1990/

Schlaich Bergermann & Partner et al.: Abschlussbericht Aufwindkraftwerk, Schlussbericht zum Auftrag Übertragbarkeit der Ergebnisse des Aufwindkraftwerkes in Manzanares auf größere Anlagen, BMFT-Förderkennzeichen 0324249D, Stuttgart, 1990

/Schlaich 1995/ Schlaich, J.: The Solar Chimney, Edition Axel Menges, Stuttgart, 1995

/Schlaich 1997/ Schlaich, J., Schiel, W.: Persönliche Mitteilung, Fortsetzung zum Buch "Das Aufwindkraftwerk", Edition Axel Menges, Stuttgart, 1997

/Schmitz-Goeb, Finker 1996/

Schmitz-Goeb, M.; Finker, A.: The PHOEBUS Solar Power Tower, Solar Thermal Concentrating Technologies, proceedings of the 8th International Symposium, October 6-11, 1996, Köln, Germany, Deutsche Forschungsanstalt für Luft- und Raumfahrt e.V. Manfred Becker/Manfred Böhmer (Hrsg.), Müller, Heidelberg, 1997

/Schweizer 1997/

Schweitzer, A. (Schlaich Bergermann und Partner): Nachführung der 8,5 m LCS/SBP Dish/Stirling Systeme, persönliche Mitteilung, Stuttgart, 1997

/SETAC 1993/

SETAC (Society of Environmental Toxicology and Chemistry, Hrsg.): Guidelines for Life Cycle Assessment: A Code of Practice. Agreement of a working group of SETAC, Brüssel, 1993

/Siebers, Kraabel 1984/

Siebers, D. L.; Kraabel, J.S.: Estimating Convective Energy Losses from Solar Central Receivers, Sandia National Laboratories, Livermore, CA, SAND84-8717, April 1984

/SODEAN 1995/

SODEAN: SOLGAS Project: Hybrid Combined Cycle Cogeneration Plant Based on Central Receiver Technology, Sevilla, Spanien, 1995

/SolarPACES 1998/

IEA SolarPACES Annual Technical Report, IEA, 1998 (in Veröffentlichung)

/SolWin 1997/

Schillig, F.: The SolWin Simulation-Tool, Plataforma Solar de Almería, persönliche Mitteilung, 1997

/Stearns-Rodger 1979/

Stearns-Rodger: Tower Cost Data for Solar Central Receiver Studies, SAND78-818SV-1, Stearns-Rodger Inc., Denver, Colorado, 1979

/Steinmüller 1995/

L.&C. Steinmüller GmbH: PHOEBUS Solar Power Tower, Gummersbach, Germany, 1995

/Steinmüller 1997/

L.&C. Steinmüller GmbH: Materialbilanz für das PHOEBUS-Turm-Solarkraftwerk, persönliche Mitteilung M. Schmitz-Goeb, Gummersbach, 1997

/Stine, Diver 1994/

Stine, W. B.; Diver, R. E.: A Compendium of Dish/Stirling Technology (SAND 93-7027; Sandia National Laboratories, Albuquerque, NM, USA, 1994

/Stoddard et al. 1987/

Stoddard, M.C.; Faas, S.E., Chiang J.A. und Dirks J.A.: SOLERGY - A Computer Code for Calculating the Annual Energy from Central Receiver Power Plants. SAND86-8060, Sandia National Laboratories, Livermore, CA, USA, 1987

/Strachan, Houser 1992/

Strachan, J.W., Houser, R.M.: Testing and Evaluation of Large-Area Heliostats for Solar Thermal Applications, SAND92-1381, Sandia National Laboratories, NM, USA, 1992

/Theta 1994/

THETA SYSTEM GmbH: SIS Slow-Scan Imaging System-Das High Tech System zur Bilderfassung und Bildverabeitung, Produktinformation THETA SYSTEM Electronic GmbH, Gröbenzell, 1994

/Thomson 1994/

Thomson-Csf., "The CCD Image Sensor", brochure of Thomson-Csf, Division Silicium, Bouogne-Billancourt Cedex (F)

/Trieb 1995/

Trieb, F.: SOLELE in Solar Electricity Generation, Discription and Comparison of Solar Technologies for Electricity Generation; DLR, Institut für Technische Thermodynamik; 1995

/Trieb 1998/

Trieb, F.: Market Introduction of Solar Thermal Power Plants, IEA-SolarPACES International Symposium on Solar Thermal Concentrating Technologies, Odeillo, 1998 (in Druck)

/TSA 1994/

TSA Consortium (D&M Energietechnik (Didier), FDE, L &C Steinmüller) u. a.: PHOEBUS A Solar Tower Plant with Volumetric Air Receiver, Post-Feasibility Study 1C, 1994

/Tyner et al. 1996/

Tyner, C. et al.: Solar Power Tower Development: Recent Experiences, Solar Thermal Concentrating Technologies, proceedings of the 8th International Symposium, October 6-11, 1996, Köln, Germany, Deutsche Forschungsanstalt für Luft- und Raumfahrt e.V. Manfred Becker/Manfred Böhmer (Hrsg.), Müller, Heidelberg, 1997

/UBA 1995/

UBA Texte 23/95: Methodik der produktbezogenen Ökobilanzen, Wirkungsbilanz und Bewertung, Umweltbundesamt, Texte 23/95, C.A.U. GmbH -Gesellschaft für Consulting und Analytik im Umweltbereich, ifeu -Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH, Berlin 1995

/Ulbricht 1900/

Ulbricht, F. R.: Das Kugelphotometer (Ulbrichtsche Kugel), Fritz Richard Ulbricht (1849 - 1923), zitiert nach ABC der Naturwissenschaft und Technik, Brockhaus, Leipzig, 1952

/Valverde, Weinrebe 1996/

Valverde Canton, A., Weinrebe G.: Implementation of an Automatic Aiming-Point Strategy for a Volumetric Receiver in PSA's CESA-1 Heliostat Field, Solar Thermal Concentrating Technologies, proceedings of the 8th International Symposium, October 6-11, 1996, Köln, Germany, Deutsche Forschungsanstalt für Luft- und Raumfahrt e.V. Manfred Becker/Manfred Böhmer (Hrsg.), Müller, Heidelberg, 1997

/Valverde 1997/

Valverde Canton, A.: Operacíon del receptor TSA con los nuevos absorbedores, persönliche Mitteilung A. Valverde, Plataforma Solar de Almería, November 1997

/Valverde 1998/

Valverde Canton, A.: persönliche Mitteilung A. Valverde, Plataforma Solar de Almería, 1998

/Vant-Hull 1993/

Vant-Hull, L.: Solar Thermal Central Receivers, Perspectives in Energy, 1992-1993, vol.2, S. 157-166

/Vant-Hull et al. 1996/

Vant-Hull, L. et al.: Assessment of the Real-Time Receiver Excess-Flux-Density Protection Software at Solar Two, Solar Thermal Concentrating Technologies, proceedings of the 8th International Symposium, October 6-11, 1996, Köln, Germany, Deutsche Forschungsanstalt für Luft- und Raumfahrt e.V. Manfred Becker/Manfred Böhmer (Hrsg.), Müller, Heidelberg, 1997

/VDI4600 1995/

Kumulierter Energieaufwand, Begriffe, Definitionen, Berechnungsmethoden VDI-Gesellschaft Energietechnik, Entwurf vom Mai 1995, Beuth Verlag, Berlin

/VDI Richtlinien 1991/

VDI-Richtlinien VDI 2067 Blatt 1: Betriebstechnische und Wirtschaftliche Grundlagen. VDI-Gesellschaft Technische Gebäudeausrüstung, Düsseldorf, 1991

/v. Mangoldt, Knopp 1967/

Mangoldt, H. von, Knopp, K.: Einführung in die Höhere Mathematik, Dritter Band, Hirzel Verlag, Stuttgart, 13. Auflage, 1967

/v. Mangoldt, Knopp 1971/

Mangoldt, H. von, Knopp, K.: Einführung in die Höhere Mathematik, Erster Band, Hirzel Verlag, Stuttgart, 14. Auflage, 1971

/Walzel et al. 1977/

Walzel, M. D. u.a.: A Solar Flux Density Calculation for a Solar Tower Comcentrator Using A Two-Dimensional Hermite Function Expansion, Solar Energy, Vol. 19, S. 239-253, (1977)

/Weber 1980/

Weber, E. R.: Saguaro Power Plant Solar Repowering Project; DOE/SF/10739-2, Arizona Public Service Company, Phoenix, Arizona, 1980

/Weber 1982/

Weber, E. R.: Advanced Conceptual Design for Solar Repowering of the Saguaro Power Plant, DOE/SF/11570-3, Arizona Public Service Company, Phoenix, Arizona, 1982

/Weber 1983/

Weber, E. R.: Preliminary Design of a Solar Central Receiver for a Site-Specific Repowering Application (Saguaro Power Plant), Arizona Public Service Company, Phoenix, Arizona, 1983

/Weinrebe 1994/

Weinrebe, G., 1994 "Test Program for PHOEBUS Type Large Area Heliostats", PSA Technical Report GW12/94, Plataforma Solar de Almería, Spain.

/Weinrebe 1994A/

Weinrebe, G.: "SISSA - Slow Scan Imaging System for Solar Applications"; Proceedings of the 1st IEA-SolarPACES Workshop on Flux and High Temperature Measurement, Köln, 1994

/Weinrebe 1995/

Weinrebe, G.: Central Receiver Technology; in: Solar Thermal Test Facilities, IEA SolarPACES Report III-5/95, CIEMAT (Hrsg.), Madrid, 1997

/Weinrebe et al. 1996A/

Weinrebe, G. et al. : On the Performance of the ASM 150 Stressed Membrane Heliostat, Tagungsband International Solar Energy Conference San Antonio, TX, USA, 1996, S. 113-117

/Weinrebe et al. 1996B/

Weinrebe, G. et al.: The ASM-150 Stressed Membrane Heliostat: Test Results and Operational Experiences, Solar Thermal Concentrating Technologies, proceedings of the 8th International Symposium, October 6-11, 1996, Köln, Germany, Deutsche Forschungsanstalt für Luft- und Raumfahrt e.V. Manfred Becker/Manfred Böhmer (Hrsg.), Müller, Heidelberg, 1997

/Weinrebe 1996C/

Weinrebe, G.: Montage der neuen TSA-Absorberelemente der dritten Generation, interner Kurzbericht, Deutsches Forschungszentrum für Luft- und Raumfahrt, Plataforma Solar de Almería, Dezember 1996

/Weinrebe et al. 1997/

Weinrebe, G., Martinez Moya, J. A., Rauscher, J.: Enhancing PSA's Flux And High Temperature Measurement Capabilities with Two New Systems, Proceedings of the ASME 1997 Conference on Solar Energy, Washington , DC, April 27-30, 1997

/Weinrebe 1998A/

Weinrebe, G: Dokumentation zum PowerTower-Modul des SolWin Simulationsprogramms der PSA, Windows-Hilfedatei zum Programm 'PowerTower', Tübingen, 1998

/Weinrebe et al. 1998B/

Weinrebe, G., Böhnke, M., Trieb, F.: Life Cycle Assessment of an 80 MW SEGS Plant and a 30 MW PHOEBUS Power Tower, Proceedings of the ASME 1998 Conference on Solar Energy, Albuquerque, NM, June 13-17, 1998

/Weinrebe, Laing 1997/

Weinrebe, G.; Laing, D.: Stromerzeugung mit solarthermischen Kraftwerken, in Kaltschmitt/Wiese (Hrsg.); Erneuerbare Energien- Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte 2. Auflage; Springer 1997

/Wesche 1993/

Wesche, K.: Baustoffe für tragende Bauteile, Band 2: Beton, Mauerwerk, Berlin, Bauverlag, 1993

/Williams et al. 1987/

Williams, T. A. et al.: Characterization of Solar Thermal Concepts for Electricity Generation, Pacific Northwest Laboratory / Batelle Memorial Institute, PNL-6128 Vol. 1, Richland, Washington, 1987

/Winter et al. 1991/

Winter, C.-J. et al.: Solar Power Plants, Springer Verlag, Berlin Heidelberg, 1991

/Wöhe 1993/

Wöhe, G.: Einführung in die Allgemeine Betriebswirtschaftslehre. Verlag Franz Vahlen GmbH, München, 1993

/Zarza et al. 1996/

Zarza, E. et al.: Project DISS: Development of a new Generation of Solar Thermal Power Stations, Solar Thermal Concentrating Technologies, proceedings of the 8th International Symposium, October 6-11, 1996, Köln, Germany, Deutsche Forschungsanstalt für Luft- und Raumfahrt e.V. Manfred Becker/Manfred Böhmer (Hrsg.), Müller, Heidelberg, 1997

Anhang

Glossar

Abschatten (shadowing)	Abschattung bedeutet, dass auf einen Teil der Spiegelfläche eines Heliostaten keine direkte Solarstrahlung trifft, weil ein benachbarter Heliostat einen Schatten auf die Spiegelfläche wirft.
Atmosphärische Abschwächung	Verluste, die dadurch entstehen, dass ein Teil der reflektierten Solarstrahlung auf dem Weg zum Receiver in der Atmosphäre gestreut und absorbiert wird.
Blocken (blocking)	Blocken bedeutet, dass Solarstrahlung, die bereits von einem Heliostaten in Richtung Receiver reflektiert wurde, durch einen zweiten Heliostaten blockiert wird und deshalb den Receiver nicht erreicht.
Canting (Ausrichten der Facetten)	Ausrichten der Facetten des Heliostaten, so dass sich die Einzelbilder zu einem gemeinsamen Brennpunkt überlagern.
Fokussieren	Gestaltung der Geometrie des Konzentrators so, dass sich für eine Punktstrahlungsquelle ein punktförmiger Brennpunkt ergibt.
Zielpunkt (aim point)	Punkt im Raum (in der Regel auf dem Receiver), den der Mittelpunkt des vom Heliostaten reflektierten Sonnenbildes treffen soll.
on-axis	Auf der optischen Achse befindlich
off-axis	Nicht auf der optischen Achse befindlich

Koordinatentransformation

Im Folgenden werden ausgewählte Gleichungen für die Koordinatentransformation angegeben. Diese sind insbesondere für Kapitel 3.1.2 relevant.

Allgemeine kartesische Koordinatentransformation. Für zwei kartesische Koordinatensysteme mit den Basisvektoren $\vec{i}_1$ und $\vec{i}_2$ gilt für die Transformation von Koordinatensystem 1 in Koordinatensystem 2 Gleichung (A-1) /Bronstein 1985/.

$$\left(i_2, j_2, k_2\right) = \overline{\overline{M}}\left(i_1, j_1, k_1\right) \tag{A-1}$$

Für den Fall, dass i_1 und i_2 beide horizontal sind, gilt für die Transformationsmatrix $\overline{\overline{M}}$ die Gleichung (A-2) /Dellin 1979/. Dabei ist $\beta_{12} = \beta_1 - \beta_2$ (vgl. Abb. A-1 oben links).

$$\overline{\overline{M}} = \begin{pmatrix} \cos\beta_{12} & \cos\Theta_1 \sin\beta_{12} & -\sin\Theta_1 \sin\beta_{12} \\ -\cos\Theta_2 \sin\beta_{12} & \sin\Theta_1 \sin\Theta_2 + \cos\Theta_1 \cos\Theta_2 \cos\beta_{12} & \cos\Theta_1 \sin\Theta_2 - \sin\Theta_1 \cos\Theta_2 \cos\beta_{12} \\ \sin\Theta_2 \sin\beta_{12} & \sin\Theta_1 \cos\Theta_2 - \cos\Theta_1 \sin\Theta_2 \cos\beta_{12} & \cos\Theta_1 \cos\Theta_2 + \sin\Theta_1 \sin\Theta_2 \cos\beta_{12} \end{pmatrix} \quad \text{(A-2)}$$

Für den Fall, dass das Spiegelkoordinatensystem das Koordinatensystem 1 ist und das Koordinatensystem des reflektierten Strahls das Koordinatensystem 2, wird die Matrix M aus Gleichung (A-2) A-Matrix genannt (vgl. Abb. A-1). Analog wird die Matrix für die Transformation vom Receiverkoordinatensystem ins Koordinatensystem des reflektierten Strahls R-Matrix genannt.

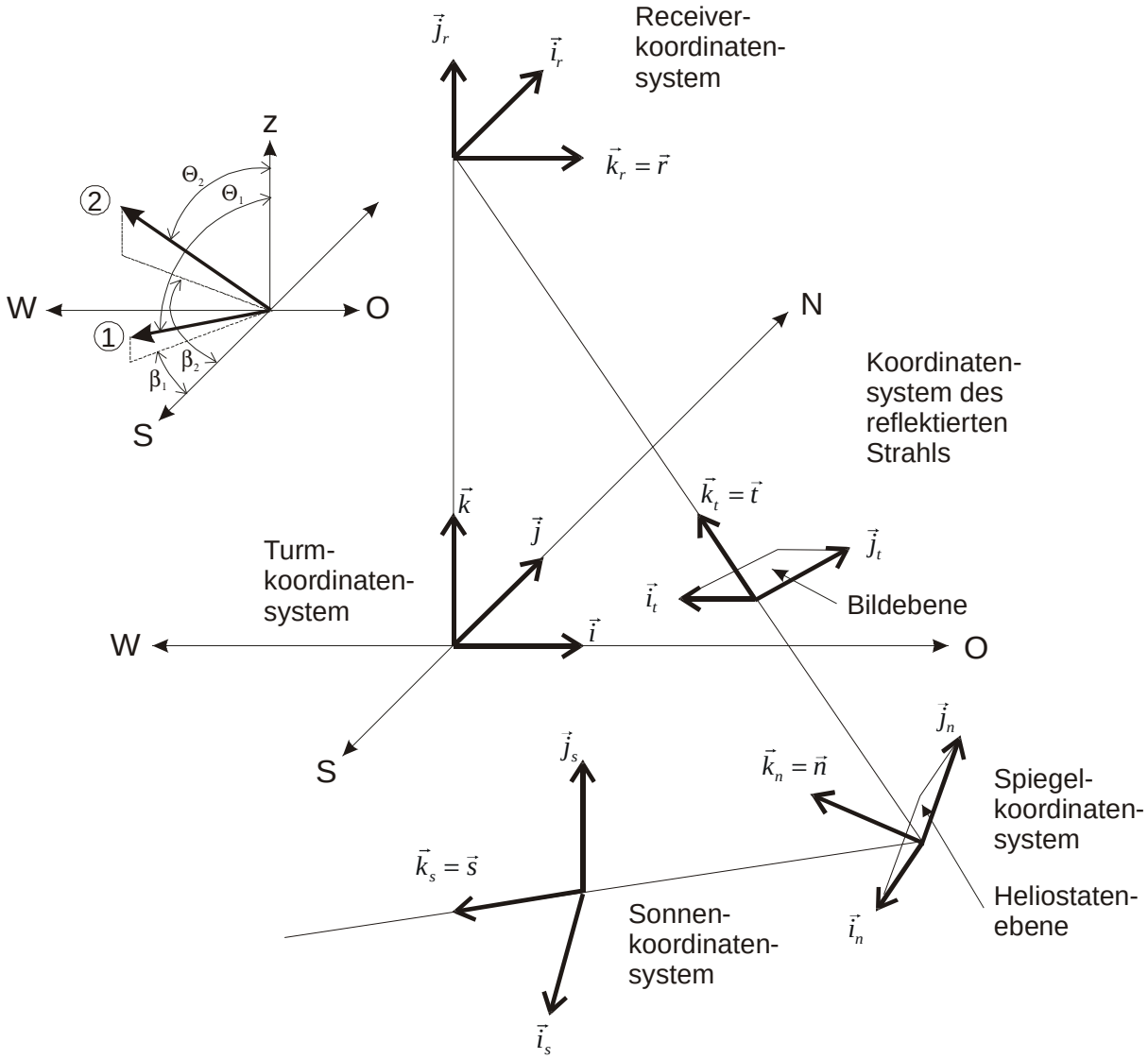

Abb. A-1: Schematische Darstellung der verwendeten Koordinatensysteme

Transformation von Nachführfehlern in das Spiegelkoordinatensystem. Für den Fall, dass das Koordinatensystem 1 das Turmkoordinatensystem ist und System 2 das Spiegelkoordinatensystem kann unter Verwendung von (A-2) gezeigt werden, dass Gleichung (A-3) gilt /Dellin 1979/.

$$\vec{k}_m = -\sin\Theta_n \sin\beta_n \vec{i}_g - \sin\Theta_n \cos\beta_n \vec{j}_g + \cos R_n \vec{k}_g \tag{A-3}$$

Dabei steht der Index n für das Spiegelnormalen-Koordinatensystem und der Index g für das Turmkoordinatensystem. Differenzieren von $\vec{k}_m$ nach Θ_n und β_n ergibt Gleichung (A-4) /Dellin 1979/.

$$\begin{aligned} d\vec{k}_m = d\vec{n} &= -\sin\Theta_n\left(\cos\beta_n \vec{i} - \sin\beta_n \vec{j}\right) d\beta_n \\ &\quad - \left(\cos\Theta_n \sin\beta_n \vec{i}_g + \cos\Theta_n \cos\beta_n \vec{j}_g + \sin\Theta_n \vec{k}_g\right) d\Theta_n \\ &= -\sin\Theta_n d\beta_n \vec{i}_m - d\Theta_n \vec{j}_m \end{aligned} \tag{A-4}$$

Gleichung (A-4) wird verwendet, um Nachführfehler, die als Winkel angegeben sind, in das Spiegelkoordinatensystem zu transformieren.

Transformation von Abweichungen der Spiegelnormalen in Abweichungen des reflektierten Strahls. Um Abweichungen der Spiegelnormalen (dn_x, dn_y), die im Spiegelkoordinatensystem gegeben sind, in Abweichungen des reflektierten Strahls im Koordinatensystem des reflektierten Strahls auszudrücken, wird Gleichung (A-5) verwendet. In Spiegelnormalenkoordinaten ergibt sich Gleichung (A-6).

$$d\vec{t} = 2\left(\vec{n}\cdot\vec{t}\right) d\vec{n} - 2\left(d\vec{n}\cdot\vec{t}\right)\vec{n} \tag{A-5}$$

$$\begin{aligned} d\vec{t} &= 2\left(\vec{n}\cdot\vec{t}\right) dn_x \vec{i}_m + 2\left(\vec{n}\cdot\vec{t}\right) dn_y \vec{j}_m - 2(t_x dn_x + t_y dn_y)\vec{k}_m \\ &= 2\left(\vec{n}\cdot\vec{t}\right) dn_x \vec{i}_m + 2\left(\vec{n}\cdot\vec{t}\right) dn_y \vec{j}_m - 2(A_{31} dn_x + A_{32} dn_y)\vec{k}_m \end{aligned} \tag{A-6}$$

Gleichung (A-6) kann in das Koordinatensystem des reflektierten Strahls transformiert werden. Dazu werden dt_x und dt_y nach Gleichung (A-7) definiert.

$$\begin{pmatrix} dt_x \\ dt_x \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} B_{11} & B_{12} \\ B_{21} & B_{22} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} dn_x \\ dn_y \end{pmatrix} \tag{A-7}$$

Für die B_{ij} gilt dabei Gleichung (A-8) /Dellin 1979/:

$$\begin{aligned} B_{ij} &= 2\left(\vec{n}\cdot\vec{t}\right) A_{ij} - 2 A_{3j} A_{i3} \\ &= 2\left(A_{33} A_{ij} - A_{3j} A_{i3}\right) \\ &= 2(-1)^{i+j} A_{3-1,3-j} \end{aligned} \tag{A-8}$$

Dies folgt letztlich aus dem Zusammenhang $\vec{i}_t \times \vec{j}_t = \vec{k}_t$. Weiterhin gilt Gleichung (A-9) /Dellin 1979/.

$$\begin{aligned} B_{11}B_{22} - B_{21}B_{12} &= 4\left(A_{22}A_{11} - A_{12}A_{21}\right) \\ &= 4A_{33} \\ &= 4\left(\vec{n}\cdot\vec{t}\right) \end{aligned} \tag{A-9}$$

Die Momente von M für ebene, fokussierte und gecantete Heliostaten

In Gleichung (A-10) ist die Projektion eines differentiellen Spiegelelements *(dx_m, dy_m)* an der Stelle *(x_m, y_m)* entlang des Vektors $\vec{t}$ dargestellt. Der Vektor $\vec{t}$ zeigt dabei vom Ursprung des Spiegelkoordinatensystems zum Zielpunkt, d. h. zum Ursprung des Receiverkoordinatensystems (vgl. Abb. A-1).

Nach Gleichung (A-10) kann *(x_t, y_t)* als Linearkombination geschrieben werden, wobei die A_{ij} nach Gleichung (A-2) definiert sind. Diese Koeffizienten sind Funktionen der Zeit und des Ortes relativ zum Zielpunkt.

$$\begin{aligned} x_t &= A_{11}x_m + A_{12}y_m \\ y_t &= A_{21}x_m + A_{22}y_m \end{aligned} \tag{A-10}$$

Per Definition wird der Konzentratormittelpunkt (x_m=0, y_m=0) auf den Ursprung der Bildebene projiziert. Um die Größe des Bildes zu minimieren, wird die Spiegelfläche der Konzentratoren bei den meisten ausgeführten Heliostaten gekrümmt ausgeführt. Die resultierenden Verschiebungen der Spiegeloberfläche aus der Heliostatenebene seien δ_x in Richtung $\vec{i}_n$ und δ_y in Richtung $\vec{j}_n$. Mit diesen Verschiebungen kann die Größe des Bildes nach Gleichung (A-11) geschrieben werden.

$$\begin{aligned} x &= A_{11}x_m + A_{12}y_m + B_{11}R\delta_x + B_{12}R\delta_y \\ y &= A_{21}x_m + A_{22}y_m + B_{21}R\delta_x + B_{22}R\delta_y \end{aligned} \tag{A-11}$$

Dabei ist *R* die Entfernung zwischen Heliostat und Receiver ("slant range"); die Bij sind nach Gleichung (A-8) definiert. Aus Gleichung (A-11) geht hervor, dass die Größe der Projektion durch geeignete Wahl von $\delta_x\left(x_m, y_m, \Theta_n, \beta_n, t\right)$ und $\delta_y\left(x_m, y_m, \Theta_n, \beta_n, t\right)$ auf Null, d. h. zu einem Punkt, reduziert werden kann. Die Verschiebungen δ_x und δ_y sind linear abhängig von x_m und y_m. Sie können daher auch wie in Gleichung (A-12) geschrieben werden.

$$\begin{aligned} R\delta_x &= D_{11}x_m + D_{12}y_m \\ R\delta_y &= D_{21}x_m + D_{22}y_m \end{aligned} \tag{A-12}$$

Einsetzen von Gleichung (A-12) in Gleichung (A-11) für $x = y = 0$ ergibt unter Verwendung von (A-8) und (A-9) die Gleichung (A-13).

$$Dij = \frac{\left(A_{1,i}A_{1,j} + A_{2,i}A_{2,j}\right)}{2\left(\vec{n}\cdot\vec{t}\right)} \tag{A-13}$$

Die in Gleichung (A-12) gegebenen Spiegelfehler verursachen einen Brennpunkt, der nicht auf der optischen Achse liegt ("Off-axis Fokussierung"). Um die sich mit dem Lauf der Sonne ständig ändernden geometrischen Verhältnisse zu berücksichtigen, ist für eine perfekte Fokussierung die kontinuierliche Anpassung von δ_x und δ_y erforderlich. Mit Hilfe spezieller Konzentratorkonstruktionen ist dies zumindest theoretisch denkbar; bei allen ausgeführten Heliostaten jedoch nicht möglich. Dies gilt sowohl für die untersuchten Glass-Metall-Heliostaten als auch den Metallmembranheliostaten. In der Praxis wird ein Kompromiss bezüglich des konstruktiven Aufwands und der erzielbaren optischen Qualität gewählt. Dazu wählt man Werte δ_{x0} und δ_{y0} so, dass zu einem bestimmten Zeitpunkt eine minimale Größe des Brennpunkts erreicht wird. Zu allen anderen Zeiten ergibt sich eine Vergrößerung des Brennflecks; dieser Effekt wird Astigmatismus genannt (vgl. Abb. 3-4). Durch eine geeignete Wahl von δ_{x0} und δ_{y0}, d. h. bei den meisten Canting-Verfahren durch eine geeignete Wahl des Canting-Zeitpunkts, lässt sich dennoch im Jahresmittel ein kleinerer Brennfleck erzielen als es bei flachen Heliostaten bzw. ohne Canting der Fall wäre.

Sowohl für flache als auch für fokussierte Heliostaten gilt, dass die Koordinaten der Projektion linear von den Spiegelkoordinaten abhängen (vgl. Gleichung (A-14)). Dabei sind die E_{ij} nach Gleichung (A-15) definiert.

$$\begin{aligned} x &= E_{11}x_m + E_{12}y_m \\ y &= E_{21}x_m + E_{22}y_m \end{aligned} \tag{A-14}$$

$$Eij = \begin{cases} A_{ij} & flache\,Heliostaten \\ A_{ij} + B_{i1}D_{1j} + B_{i2}D_{2j} & fokusierte\,Heliostaten \end{cases} \tag{A-15}$$

Die Momente von M sind nach Gleichung (A-16) definiert. Dabei ist unter der Annahme einer Punktstrahlungsquelle ("Punktsonne") der Intensität "1" $M(x,y)dA$ die reflektierte Strahlungsleistung an der Stelle (x,y) in der Bildebene, die vom Flächenelement $\left(\vec{n}\cdot\vec{t}\right)dx_m dy_m$ auf dem Heliostaten an die Stelle (x_m,y_m) reflektiert wurde.

$$\mu_{ij}^{M} = \iint_{Bildebene} x_i y_j M(x,y)dA \tag{A-16}$$

Mit Hilfe von Gleichung (A-14) kann Gleichung (A-16) daher als Integral über die Fläche des Heliostaten geschrieben werden. Damit ergibt sich Gleichung (A-17) (vgl. Abb. A-1 bzgl. der Koordinatensysteme).

$$M_{\mu_{ij}} = \iint\limits_{Heliostaten} \left(E_{11}x_m + E_{12}y_m\right)^i \left(E_{21}x_m + E_{22}y_m\right)^j \left(\vec{n}\cdot\vec{t}\right) dx_m dy_m \qquad \text{(A-17)}$$

Durch die Entwicklung in eine Potenzreihe von x_m und y_m ergibt sich unter Verwendung des Binominaltheorems die Gleichung (A-18). Für die m_{ij} gilt dabei Gleichung (A-19) (vgl. auch Gleichung (A-16).

$$\mu_{ij}^M = \left(\vec{n}\cdot\vec{t}\right)\sum_{k=o}^{i}\sum_{l=0}^{j}\begin{bmatrix} i \\ k \end{bmatrix}\begin{bmatrix} j \\ k \end{bmatrix} E_{11}^k E_{12}^{i-k} E_{21}^l E_{22}^{j-l} m_{k+l,i+j-k-l} \qquad \text{(A-18)}$$

$$m_{ij} = \iint\limits_{Heliostat} x_m^i y_m^j \, dx_m dy_m \qquad \text{(A-19)}$$

Die Gleichung (A-16) beschreibt die Momente von M in der Bildebene als Funktion der zeit- und positionsunabhängigen Momente des Heliostaten in der $\left(\vec{i}_m, \vec{j}_m\right)$-Ebene. Im Folgenden werden die Lösungen für m_{ij} für ausgewählte Fälle angegeben:

Rechteckige Heliostaten. Für einen rechteckigen Heliostaten der Breite *w* und der Höhe *h* gilt Gleichung (A-20) /Dellin 1979/.

$$m_{ij} = \begin{cases} \dfrac{4}{(i+1)(j+1)}\left(\dfrac{w}{2}\right)^{i+1}\left(\dfrac{h}{2}\right)^{j+1} & \text{für } i \text{ und } j \text{ gerade} \\ 0 & \text{für } i \text{ oder } j \text{ ungerade} \end{cases} \qquad \text{(A-20)}$$

Runde Heliostaten. Für einen runden Heliostaten mit dem Konzentratorradius r_0 gilt Gleichung (A-21).

$$m_{ij} = \begin{cases} \dfrac{2r_0^{i+j+2}}{(i+j+2)} \cdot \dfrac{(i-1)!!(j-1)!!}{\left(\dfrac{1+j}{2}\right)! \quad 2^{\frac{i+j}{2}}} & \text{für } i \text{ und } j \text{ gerade} \\ 0 & \text{für } i \text{ oder } j \text{ ungerade} \end{cases} \qquad \text{(A-21)}$$

$$mit\ (i-1)!! = 1\cdot 3 \ldots \cdot (i-1)$$

Facettierte bzw. "gecantete" Heliostaten. Fokussieren erfordert eine kontinuierliche Krümmung der Spiegelfläche des Konzentrators. Canting stellt eine Art Fresnel-Näherung des Fokussierens dar, da beim Canting die Konzentratorfläche in eine Anzahl von (flachen oder selbst gekrümmten) kleineren Spiegeln, die Facetten, aufgeteilt wird. Die Facetten werden so ausgerichtet, dass die Normale im Mittelpunkt wie bei einem fokussierten Heliostaten ausgerichtet ist. Daraus folgt, dass zu dem Zeitpunkt, für den das Canting berechnet wurde, die von der Facettenmitte reflektierten Strahlen auf denselben Punkt am Receiver treffen. Die übrigen Punkte auf der Facettenoberfläche sind jedoch nicht perfekt ausgerichtet. Im Gegensatz zu einem fokussierten Heliostaten, dessen Projektion in der Bild-

ebene einen Punkt ergibt, entspricht der Brennfleck eines "gecanteten" Heliostaten der Überlagerung der Brennflecken aller Facetten, wobei alle Mittelpunkte zusammenfallen[15].

Für einen "gecanteten" Heliostaten können obige Gleichungen nicht mehr direkt verwendet werden, da Gleichung (A-14) nicht mehr erfüllt ist. Während nämlich für einen flachen oder fokussierten Heliostaten die Projektion auf die Bildebene linear in den Spiegelnormalenkoordinaten ist, existieren beim facettierten Heliostaten Unstetigkeiten an den Rändern der Facetten. Im Folgenden werden die bereits hergeleiteten Beziehungen für die Momente so formuliert, dass sie für facettierte Heliostaten verwendet werden können.

Für die n-te Facette kann analog zu Gleichung (A-14) folgende Gleichung (A-22) geschrieben werden, wenn (x_{mn},y_{mn}) die Koordinaten im Spiegelnormalen-Koordinatensystem im Zentrum der n-ten Facette sind und (x_n,y_n) die Projektion der Facettenmitte in die Bildeben ist.

$$\begin{aligned}\left(x-x_n\right) &= A_{11}\left(x_m-x_{mn}\right)+A_{12}\left(y_m-y_{mn}\right)\\ \left(y-y_n\right) &= A_{21}\left(x_m-x_{mn}\right)+A_{22}\left(y_m-y_{mn}\right)\end{aligned} \tag{A-22}$$

Die Momente ${}_n\gamma_{kl}$ für eine einzelne Facette n, bezogen auf den Punkt (x_n,y_n) in der Bildebene, können damit analog zu den Gleichungen (A-18) bis (A-21) angegeben werden (Gleichung (A-23)).

$${}_n\gamma_{kl} = \iint_{Bildebene}\left(x-x_n\right)^k\left(y-y_n\right)^l M_n(x,y)\,dxdy \tag{A-23}$$

Für die weiteren Berechnungen sind allerdings die Momente $M_n\mu_{ij}$ bezüglich des Ursprungs der Bildebene erforderlich. Diese erhält man unter Verwendung des Binominaltheorems /v. Mangoldt, Knopp 1971/; es ergibt sich Gleichung (A-24) /Dellin 1979/.

$$M_n\mu_{ij} = \sum_{k=0}^{i}\sum_{l=0}^{j}\begin{bmatrix} i \\ k \end{bmatrix}\begin{bmatrix} j \\ l \end{bmatrix} x_n^{i-k}\,y_n^{j-l}\,{}_n\gamma_{kl} \tag{A-24}$$

Das Moment des gesamten Heliostaten ergibt sich durch Aufsummation der Momente der N Facetten bezüglich des Ursprungs dieser Facetten. Es ist in Gleichung (A-25) dargestellt.

$$M_{\mu_{ij}} = \sum_{n=1}^{N}\sum_{k=0}^{i}\sum_{l=0}^{j}\begin{bmatrix} i \\ k \end{bmatrix}\begin{bmatrix} j \\ l \end{bmatrix} x_n^{i-k}\,y_n^{j-l}\,{}_n\gamma_{kl} \tag{A-25}$$

[15] Entspricht die Krümmung der Facetten der Krümmung eines fokussierten Heliostaten, so sind zu diesem Zeitpunkt fokussierter und "gecanteter" Heliostat bezüglich ihrer optischen Eigenschaften identisch. Dieser Sonderfall wird hier nicht betrachtet.

Ausgewählte Prozesse der Prozesskettenanalyse

Um die Bestimmung der in Kapitel 4 diskutierten Wirkungsgrößen transparent und nachvollziehbar zu gestalten, ist es erforderlich, die wesentlichen vorgelagerten Prozesse vollständig, d. h. einschließlich aller berücksichtigten Inputs und Outputs, darzustellen. Im Folgenden werden diese deshalb kurz diskutiert sowie auf die entsprechende Literatur verwiesen.

Die vorgelagerten Prozesse sind hauptsächlich Bilanzen für die Bereitstellung der Basismaterialien. Sie sind verschiedenen Quellen entnommen (insbesondere /Hartmann 1998/, /Ökoinventare 1994//Ökoinventare 1996/, /BUWAL 1994/). Die jeweiligen Rahmenbedingungen der Bilanzen werden kurz beschrieben. In den der Beschreibung folgenden Tabellen wird dann jeweils ein Auszug mit ausgewählten Sachbilanzgrößen der einzelnen vorgelagerten Prozesse dargestellt. Als Eingangsgrößen sind exemplarisch die Primärenergieträger und Eisenerz als nichtenergetische Ressource aufgelistet. Die Ausgangsgrößen beschränken sich auf die für die später ausgewiesenen Wirkungsgrößen relevanten Emissionen.

Stahlerzeugnisse. Es werden hier die Sachbilanzen von Stahl, legiertem Stahl (Edelstahl) und Gusseisen dargestellt. Eine genaue Berücksichtigung von verschiedenen Legierungszusätzen wird aufgrund fehlender Daten der Hersteller (Geheimhaltung) nicht vorgenommen.

Stahl/Stahlmix. Stahl wird vor allem in den Strukturen des Heliostatenfeldes, im Receiver, Dampferzeuger und Kanalbrenner, im Turbosatz sowie als Armierungsstahl im Beton (Fundamente, Turm, Gebäude) eingesetzt. Für diese Studie wird unter Stahl ein Baustahl mit der Werkstoffnummer 1.0570 nach DIN 17100 angenommen. Dieser Baustahl hat entsprechend den derzeitigen Verhältnissen in Deutschland eine Zusammensetzung von 80 % Oxygenstahl und 20 % Elektrostahl. Im Folgenden wird dieser Werkstoff als Stahlmix (Tabelle A-1) bezeichnet.

Die Stahlherstellung in Deutschland geschieht mit zwei verschiedenen Verfahren: Zu rund 80 % mit dem Oxygenverfahren, zu 20 % durch Elektrostahlherstellung /Aichinger 1994/. Bei der Elektrostahlherstellung wird Schrott verwertet, welcher mit einem elektrischen Lichtbogen geschmolzen wird. Der verwendete Energieträger ist hier Strom. Beim Oxygenverfahren wird der Rohstahl durch Frischen von Roheisen hergestellt, welches aus Eisenerz und Zuschlägen gewonnen wird. Der verwendete Energieträger ist Koks.

Tabelle A-1: Inputs und Outputs zur Bereitstellung von Stahlmix /Hartmann et al. 1996/

Input	Rohsteinkohle	15584	MJ/t
	Rohbraunkohle	1006	MJ/t
	Rohöl	1128	MJ/t
	Erdgas	1010	MJ/t
	Uranerz	589	MJ/t
	Eisenerz	1404	kg/t
	Kupfererz	-	kg/t
	Bauxit	-	kg/t
	Kalkstein vor Abbau	305	kg/t
Output	Benzol	0,0008116	kg/t
	CH_4	7,772	kg/t
	CO_2	1 690	kg/t
	N_2O	0,007336	kg/t
	NO_x	2,517	kg/t
	SO_2	3,407	kg/t
	NH_3	0,000263	kg/t
	HCl	0,0438	kg/t

Nach /Lünser 1995/ ist die Berechnung in folgende Prozesse unterteilt: Erzgewinnung, Erzumwandlung, Hochofenprozess mit Koksherstellung, Kalksteinförderung, Branntkalkherstellung und Schrottaufbereitung, sowie Formgebungsprozesse wie Strangguss und Warmbandwalzen. Transporte mit der Bahn oder Überseefrachtern sind mitberücksichtigt. Die Gesamttransportentfernung wird mit 10 000 km angenommen. Beim Elektrostahl werden Transporte vernachlässigt. Ausgewählte Inputs und Outputs des Moduls Stahlmix sind in Tabelle A-1 aufgeführt.

Legierter Stahl. Legierter Stahl (Edelstahl) wird hauptsächlich in der Dampfturbine und beim ASM 150 (für die Membran) verwendet. Unter legiertem Stahl wird hier Stahl verstanden, dessen Legierungselemente einen Gewichtsanteil von mehr als 5 % haben. Die wichtigsten Legierungselemente sind Chrom und Nickel. Der bilanzierte Stahl hat die folgende Zusammensetzung: 71 % Roheisen, 0 % Schrott, 16 % Chrom und 13 % Nickel /Ökoinventare 1994/.

Für die Berechnungen wird angenommen, dass dieser Stahl sowohl für die relativ niedrig legierten Membranen als auch für die hochlegierten Turbinenteile verwendet wird. Aufgrund der vergleichsweise niedrigen Masse des hochlegierten Stahls scheint diese Vereinfachung zulässig. In Tabelle A-2 sind die Inputs und Outputs für die Herstellung von legiertem Stahl nach /Ökoinventare 1996/ angegeben.

Gusseisen. Gusseisen wird hauptsächlich bei den Heliostaten in den Antriebseinheiten verwendet. /Ökoinventare 1996/ berücksichtigt die drei gebräuchlichsten Ofentypen: Kupol-, Elektrolichtbogen- und Ölöfen. Kupolöfen sind mit kleinen Hochöfen vergleichbar. Beschickt werden diese abwechselnd mit Koks, Additiven und Metall. Elektrolichtbogenöfen werden

meist zusammen mit Kupolöfen verwendet, um das Eisen heiß zu halten. Ölöfen finden in kleineren Gießereien Verwendung, da diese nicht im Dauerbetrieb geführt werden müssen.

Tabelle A-2: Inputs und Outputs zur Bereitstellung von legiertem Stahl /Ökoinventare 1996/

Input	Rohsteinkohle	24300	MJ/t
	Rohbraunkohle	944	MJ/t
	Rohöl	4856	MJ/t
	Erdgas	12092	MJ/t
	Uranerz	3859	MJ/t
	Eisenerz	1350	kg/t
	Kupfererz	0,1	kg/t
	Bauxit	30	kg/t
	Kalkstein vor Abbau	191	MJ/t
Output	Benzol	1217	kg/t
	CH_4	15,6	kg/t
	CO_2	5491	kg/t
	N_2O	0,15	kg/t
	NO_x	15	kg/t
	SO_x	288	kg/t
	NH_3	0,01493	kg/t
	HCl	0,599	kg/t

Bei der Herstellung einer Tonne Gusseisen wird 1 t Roheisen sowie betriebsinterner Schrott verwendet, welcher als Recyclingprodukt nicht in der Bilanz aufgeführt wird. Als Transportdistanz für Roheisen wird 30 km angenommen, da die Gießereien meist in der Nähe von Eisenhütten gelegen sind. Die Inputs und Outputs für die Bereitstellung von Gusseisen sind in Tabelle A-3 dargestellt.

Tabelle A-3: Inputs und Outputs zur Bereitstellung von Gusseisen /Ökoinventare 1996/

Input	Rohsteinkohle	35460	MJ/t
	Rohbraunkohle	1008	MJ/t
	Rohöl	20533	MJ/t
	Erdgas	1267	MJ/t
	Uranerz	3956	MJ/t
	Eisenerz	1630	kg/t
	Kupfererz	0,177	kg/t
	Bauxit	0,565	kg/t
	Kalkstein vor Abbau	173	kg/t
Output	Benzol	0,01055	kg/t
	CH_4	15,811	kg/t
	CO_2	4444	kg/t
	N_2O	0,060	kg/t
	NO_x	9,319	kg/t
	SO_x	28,514	kg/t
	NH_3	0,0122	kg/t
	HCl	0,146	kg/t

Getriebe. Getriebe werden hauptsächlich in den Antriebseinheiten der Heliostaten und weiterer Serviceeinrichtungen (Turm: Aufzug und Kran) eingesetzt. Sie bestehen aus einer Vielzahl von Elementen aus verschiedenen Produktionsstufen.

/Hagedorn 1991/ analysierte im Rahmen der Ermittlung des kumulierten Energieaufwands von Windkraftanlagen die Material- und Energieflüsse einer Getriebefertigung. Die durchschnittliche prozentuale Massenzusammensetzung beträgt nach Herstellerangaben 43,5 % Stahlguss, 11,5 % Stahl und 45 % hochlegierter Stahl. Der zusätzliche Einsatz an Strom für die Bearbeitung des Getriebes (ohne Gussgehäuse) kann nach /Pernkopf 1991/ mit 2,5 kWh/kg_{Guss} angenommen werden. Für die Bearbeitung des Gehäuses wird ein Strombedarf von 0,3 kWh/kg angegeben. Bei einem durchschnittlichen Anteil von 43,5 % Guss und 56,5 % Stahl berechnet sich der spezifische Stromeinsatz für die mechanische und thermische Bearbeitung des Getriebes zu 1,54 $kWh/kg_{Getriebe}$. Ausgewählte Inputs und Outputs des Moduls Getriebe sind in Tabelle A-4 dargestellt.

Tabelle A-4: Inputs und Outputs zur Bereitstellung von 1 t Getriebe /Hagedorn 1991/, /Pernkopf 1991/

Input	Rohsteinkohle	30758	MJ/t
	Rohbraunkohle	6732	MJ/t
	Rohöl	11418	MJ/t
	Erdgas	1972	MJ/t
	Uranerz	6330	MJ/t
	Eisenerz	1317	kg/t
	Kupfererz	0,13	kg/t
	Bauxit	13,6	kg/t
	Kalkstein vor Abbau	161	kg/t
Output	Benzol	0,007	kg/t
	CH_4	13,8	kg/t
	CO_2	3694	kg/t
	N_2O	0,007	kg/t
	NO_x	5,3	kg/t
	SO_x	14,9	kg/t
	NH_3	0,01	kg/t
	HCl	0,2	kg/t

Nichteisenmetalle. Die eingesetzten Nichteisenmetalle sind hauptsächlich Aluminium, Zink und Kupfer. Andere Nichteisenmetalle kommen nicht in nennenswerten Mengen vor.

Aluminium. Aluminium wird hauptsächlich in der Elektro- und Leittechnik und in den Antriebsmotoren verwendet. Weiterhin findet Aluminium im Turbosatz, dem Luftkondensator und der Wasseraufbereitungsanlage Verwendung. Der Anteil von Aluminium an der Gesamtmasse ist gering, jedoch besteht ein nicht unerheblicher Einfluss auf die Energie- und Emissionsbilanzen, da die Herstellung von Aluminium sehr energieintensiv ist.

Ausgangsstoff für die Aluminiumherstellung ist Bauxiterz. Bauxit wird mit Hilfe von Kalkstein und Natronlauge zu Tonerde und dann elektrolytisch mit Aluminiumfluorid zu Primäraluminium verarbeitet. Zur Dec??kung des Gesamtbedarfs an metallischem Aluminium wird auch Recycling-Aluminium verwendet, das zusammen mit Primäraluminium eingeschmolzen wird. Die Sachbilanzen für die Primär- und

Sekundäraluminiumproduktion sind /Ökoinventare 1996/ entnommen. Hier wird eine Recyclingrate von 50 % unterstellt. In Tabelle A-5 sind die Inputs und Outputs für die Herstellung von Aluminium mit 50 % Recyclinganteil dargestellt (vgl. /Hartmann et al. 1996/, /Ökoinventare 1996/).

Tabelle A-5: Inputs und Outputs zur Bereitstellung von Aluminium mit 50 % Recyclinganteil /Ökoinventare 1996/, /Hartmann et al. 1996/

Input	Rohsteinkohle	25560	MJ/t
	Rohbraunkohle	2396	MJ/t
	Rohöl	28400	MJ/t
	Erdgas	12650	MJ/t
	Uranerz	19723	MJ/t
	Eisenerz	26	kg/t
	Kupfererz	1,3	kg/t
	Bauxit	1840	kg/t
	Kalkstein vor Abbau	135	kg/t
Output	Benzol	0,0115	kg/t
	CH_4	12,3	kg/t
	CO_2	5427	kg/t
	N_2O	0,429	kg/t
	NO_x	10,7	kg/t
	SO_x	30,6	kg/t
	NH_3	0,22	kg/t
	HCl	0,58	kg/t

Kupfer. Kupfer wird vor allem in der Verkabelung, in Schaltschränken, in Antriebsmotoren, dem Generator, dem Kondensator, der Wasseraufbereitungsanlage und in den (Wasser-) Leitungen der Gebäude benötigt.

Tabelle A-6: Inputs und Outputs zur Bereitstellung von Kupfer /Ökoinventare 1996/

Input	Rohsteinkohle	13914	MJ/t
	Rohbraunkohle	5744	MJ/t
	Rohöl	27946	MJ/t
	Erdgas	20265	MJ/t
	Uranerz	23000	MJ/t
	Eisenerz	19,1	kg/t
	Kupfererz	1000	kg/t
	Bauxit	1,6	kg/t
	Kalkstein vor Abbau	28	MJ/t
Output	Benzol	0,01807	kg/t
	CH_4	11,4	kg/t
	CO_2	5083	kg/t
	N_2O	0,1262	kg/t
	NO_x	8,4	kg/t
	SO_x	133,9	kg/t
	NH_3	0,007355	kg/t
	HCl	0,3611	kg/t

Man unterscheidet Primär- und Sekundärkupfer. Primärkupfer (Elektrolytkupfer) wird aus Kupfererz hergestellt. Dazu wird das Erz zunächst zu Erzkonzentrat angereichert, welches

durch verschiedene pyrometallurgische Prozesse zu Elektrolytkupfer verarbeitet wird. Sekundärkupfer ist recyceltes Kupfer, welches aus Elektroschrott, Altkupfer oder Schlacken der Primärkupferproduktion stammt. Das Recycling geschieht durch verschiedene Reinigungsstufen. Die Sekundärrohstoffe werden geschmolzen und mit Reduktions- und Schlackenbildnern versetzt. Diese Reinigung ist sehr aufwendig; zudem entstehen bei einigen Verfahren große Abgasmengen, die eine Abgasreinigung erforderlich machen.

In Deutschland beträgt die Recyclingrate ca. 40 %; daher wird für die Sachbilanz von Kupfer eine Mischung aus 60 % Primär- und 40 % Sekundärkupfer angenommen. Die Daten in Tabelle A-6 sind /Ökoinventare 1996/ entnommen.

Zink. Bei allen bilanzierten Stahlkonstruktionen ist die Oberfläche zum Schutz vor Korrosion verzinkt. Zink wird daher vor allem bei den Tragstrukturen der Heliostaten, dem Kondensator, im Solarturm und seinen Einbauten und bei den Rohrleitungen verwendet.

Tabelle A-7: Inputs und Outputs zur Bereitstellung von Zink /Ökoinventare 1996/

Input	Rohsteinkohle	30600	MJ/t
	Rohbraunkohle	5544	MJ/t
	Rohöl	11843	MJ/t
	Erdgas	5950	MJ/t
	Uranerz	21666	MJ/t
	Eisenerz	47,1	kg/t
	Kupfererz	0,54	kg/t
	Bauxit	0,15	kg/t
	Kalkstein vor Abbau	24,3	kg/t
Output	Benzol	0,015	kg/t
	CH_4	10,9	kg/t
	CO_2	4665	kg/t
	N_2O	0,125	kg/t
	NO_x	14	kg/t
	SO_x	30	kg/t
	NH_3	0,023	kg/t
	HCl	1,41	kg/t

Die größten Abbaugebiete von Zink befinden sich in den USA und Australien und sind meist Untertage. Die Energie- und Materialaufwendungen für die Primärproduktion von Zink wurden /Ökoinventare 1996/ entnommen. Die Transporte wurden unter der Annahme abgeschätzt, dass die aufkonzentrierten Erze aus Übersee stammen und zusätzliche Transporte auf dem Festland anfallen. Da verschiedene Verfahren mit sehr unterschiedlichen Emissionsfaktoren zum Einsatz kommen, und damit die Bilanzierung sehr schwierig ist, sind die Zahlen in Tabelle A-7 eher als Anhaltswerte zu betrachten.

Beton. Beton wird für den Turm und die Gebäude sowie in den Fundamenten der Heliostaten eingesetzt. Die folgenden Daten beziehen sich auf die Verwendung des Betons im Fundamentbau. Sie sind /Lünser 1995/ entnommen.

Die Prozesskette zur Betonherstellung nach /Lünser 1995/ umfasst die Herstellung aller Ausgangsstoffe (z. B. Zement und Zuschlagstoffe), die Transporte zum Betonwerk und die energetischen Vorstufen der Prozesse. Die Grenze der Bilanz ist das Werktor des Fertigbetonwerks. Die Daten sind Mittelwerte für deutsche Verhältnisse, sie werden hier direkt für das Aufstellungsland des Turm-Solarkraftwerks übernommen. Importzement wurde nicht berücksichtigt.

Die Transportvorgänge der Betonausgangsstoffe zum Betonwerk sind 70 km Lkw-Transport für Zement und Zusatzstoffe, für Zuschläge 10 km Binnenschiff und 30 km Lkw-Transport. Der für die Fundamente der untersuchten Heliostaten verwendete Beton ist ein Beton der Festigkeitsklasse B 25. Die Zusammensetzung ist Portlandzement (330 kg/m^3), Wasser (197 kg/m^3), Zuschläge (Natursand und Kies, 1 786 kg/m^3). Portlandzement (PZ) besteht zu 100 % aus Portlandzementklinker. Die in Tabelle A-8 aufgeführten Daten gelten für einen Beton B 25 mit der oben angegebener Zusammensetzung.

Tabelle A-8: Inputs und Outputs zur Bereitstellung von Beton B25 /Lünser 1995/

Input	Rohsteinkohle	525	MJ/m^3
	Rohbraunkohle	494	MJ/m^3
	Rohöl	318	MJ/m^3
	Erdgas	29,5	MJ/m^3
	Uranerz	88	MJ/m^3
	Eisenerz	nicht verfügbar	kg/m^3
	Kupfererz	nicht verfügbar	kg/m^3
	Bauxit	nicht verfügbar	kg/m^3
	Kalkstein vor Abbau	379	kg/^{m3}
Output	Benzol	nicht verfügbar	kg/^{m3}
	CH_4	0,2629	kg/m^3
	CO_2	291,9	kg/m^3
	N_2O	0,0023	kg/m^3
	NO_x	0,7436	kg/m^3
	SO_x	0,1967	kg/m^3
	NH_3	nicht verfügbar	kg/m^3
	HCl	0,0022	kg/m^3

Kunststoffe. Verwendung finden Kunststoffe bei den betrachteten Anlagen als Isolatoren, in der Ummantelung von Kabeln, in oder an elektronischen Bauteilen, als Klebefolien für die Spiegelsegmente, in Rädern, in Bauteilen u.v.m.

Kunststoffe sind künstlich erzeugte organische Werkstoffe. Für ihre Herstellung werden petrochemische Prozesse auf der Basis von Erdgas und Erdöl eingesetzt. Die Herstellerangaben beschränkten sich auf die Angabe des Gewichtes von Kunststoffen. Angaben zu den verschiedenen verwendeten Kunststoffarten wurden nicht gemacht. Daher wird die Annahme getroffen, dass für die Bilanzierung alle Kunststoffe als Polyvinylchlorid (PVC) zu behandeln sind.

Polyvinylchlorid (PVC). Die PVC Herstellung umfasst verschiedene chemische Schritte, deren Beschreibung in /Ökoinventare 1996/ zu finden ist. Die relevanten Inputs und Outputs der Bilanz PVC sind in Tabelle A-9 aufgelistet.

Tabelle A-9: Inputs und Outputs zur Bereitstellung von PVC /Ökoinventare 1996/, /Hartmann 1998/

Input	Rohsteinkohle	7596	MJ/t
	Rohbraunkohle	4176	MJ/t
	Rohöl	45582	MJ/t
	Erdgas	2660	MJ/t
	Uranerz	16284	MJ/t
	Eisenerz	9,8	kg/t
	Kupfererz	0,4	kg/t
	Bauxit	0,9	kg/t
	Kalkstein vor Abbau	14	kg/t
Output	Benzol	0,297	kg/t
	CH_4	8	kg/t
	CO_2	3229	kg/t
	N_2O	0,083	kg/t
	NO_x	6,7	kg/t
	SO_x	19,2	kg/t
	NH_3	0,006	kg/t
	HCl	0,33	kg/t

Organische Chemikalien. Die Heliostatenfelder müssen während des Betriebs regelmäßig gereinigt werden. Bei manchen Anlagen geschieht dies ausschließlich mit entmineralisiertem Wasser, für die vorliegende Arbeit wurde jedoch angenommen, dass dem Wasser ein Reinigungsmittel zugesetzt wird. Dieses Reinigungsmittel wird vereinfachend als "organische Chemikalie" nach /Ökoinventare 1996/ bilanziert, da speziell für Glasreiniger keine Daten vorliegen. Ausgewählte Inputs und Outputs des Moduls Organische Chemikalien sind in Tabelle A-10 dargestellt.

Glas. Glas wird bei den Fenstern der Gebäude und hauptsächlich bei den Heliostaten in Form von Spiegeln verwendet. Diese werden entweder auf eine Membran geklebt (ASM 150) oder sie sind als feste Spiegelelemente an einem Metallrahmen befestigt (GM 100 und AB 66). Um die gewünschte Reflektivität zu erreichen, ist dieses Glas auf der Rückseite mit einer Silberschicht versehen. Zur Herstellung von beschichtetem Flachglas (Tabelle A-11) werden mineralische und zu einem kleinen Teil auch organische Materialien benötigt. Die Rohstoffe werden gemahlen und zusammen mit Bruchglas in Öfen geschmolzen.

Die Rohstoffe sind Sand, Sulfat, Kalk, Soda, Solomit und Kohle. Der große Energiebedarf fällt hauptsächlich im Schmelzprozess an, bei dem als Energieträger Erdgas verwendet wird. Daneben sind der Beschichtungsvorgang und der Float-/ Kühlabschnitt die größten Strombezieher. Die Prozesskette zur Glasherstellung nach /Ökoinventare 1996/ umfasst den Transport

der Rohstoffe bis hin zum Lagern und Verpacken von fertigem Glas. Die Daten in Tabelle A-11 gelten für beschichtetes Flachglas.

Tabelle A-10: Inputs und Outputs zur Bereitstellung von Organischen Chemikalien /Ökoinventare 1996/

Input	Rohsteinkohle	5598	MJ/t
	Rohbraunkohle	3144	MJ/t
	Rohöl	10991	MJ/t
	Erdgas	1862	MJ/t
	Eisenerz	4,6	kg/t
	Kupfererz	0,28	kg/t
	Bauxit	0,64	kg/t
	Kalkstein vor Abbau	8,3	kg/t
Output	Benzol	0,003	kg/t
	CH_4	3	kg/t
	CO_2	1811	kg/t
	N_2O	0,06	kg/t
	NO_x	3,3	kg/t
	SO_x	10,9	kg/t
	NH_3	0,004	kg/t
	HCl	0,23	kg/t

Tabelle A-11: Inputs und Outputs zur Bereitstellung von beschichtetem Flachglas /Ökoinventare 1996/

Input	Rohsteinkohle	2808	MJ/t
	Rohbraunkohle	262	MJ/t
	Rohöl	1142	MJ/t
	Erdgas	8435	MJ/t
	Uranerz	1021	MJ/t
	Eisenerz	7,6	kg/t
	Kupfererz	0,03	kg/t
	Bauxit	0,2	kg/t
	Kalkstein vor Abbau	482	kg/t
Output	Benzol	0,001	kg/t
	CH_4	2,4	kg/t
	CO_2	996	kg/t
	N_2O	0,008	kg/t
	NO_x	1,2	kg/t
	SO_x	1,5	kg/t
	NH_3	0,05	kg/t
	HCl	0,007	kg/t

Erdgas. Erdgas wird zur Zufeuerung im Kanalbrenner für die Dampferzeugung während Zeiten unzureichender solarer Einstrahlung verwendet. Für die Bereitstellung werden nordafrikanische Verhältnisse bezüglich der Transportentfernung und der Emissionen bei der Förderung angenommen. Die der thermischen Nutzung von 1 TJ Erdgas in einer Industriefeuerung (Low-NO_x) zuzurechnenden Inputs und Outputs sind in Tabelle A-12 dargestellt.

Tabelle A-12: Inputs und Outputs bei der thermischen Nutzung von 1 TJ Erdgas in einer Industriefeuerung (Low-NO_x) (/Ökoinventare 1996/)

Input	Rohsteinkohle	15624	MJ/TJ
	Rohbraunkohle	6600	MJ/TJ
	Rohöl	33739	MJ/TJ
	Erdgas	1057000	MJ/TJ
	Uranerz	25760	MJ/TJ
	Eisenerz	232	kg/TJ
	Kupfererz	3,7	kg/TJ
	Bauxit	1,81	kg/TJ
	Kalkstein vor Abbau	89,9	kg/TJ
Output	Benzol	0,4	kg/TJ
	CH_4	166	kg/TJ
	CO_2	64418	kg/TJ
	N_2O	0,290	kg/TJ
	NO_x	48,2	kg/TJ
	SO_x	39,4	kg/TJ
	NH_3	0,011	kg/TJ
	HCl	0,492	kg/TJ

Wasser. Wasser wird zum Ausgleich der Speisewasserverluste und zur Reinigung der Spiegelelemente verwendet. Grund- und Flusswasser sind nicht direkt verwendbar, da deren Inhaltsstoffe unerwünschte Ablagerungen bilden. Eine Aufbereitung (Demineralisierung bzw. Entkarbonisierung) des Rohwassers ist daher erforderlich.

Tabelle A-13: Inputs und Outputs zur Bereitstellung von entkarbonisiertem Wasser /Ökoinventare 1996/

Input	Rohsteinkohle	0,05	MJ/t
	Rohbraunkohle	0,02	MJ/t
	Rohöl	0,26	MJ/t
	Erdgas	0,05	MJ/t
	Uranerz	0,08	MJ/t
	Eisenerz	$5{,}11 \cdot 10^{-3}$	kg/t
	Kupfererz	$4{,}5 \cdot 10^{-6}$	kg/t
	Bauxit	$43{,}9 \cdot 10^{-6}$	kg/t
	Kalkstein vor Abbau	0,001	kg/t
Output	Benzol	$2 \cdot 10^{-7}$	kg/t
	CH_4	$48{,}8 \cdot 10^{-6}$	kg/t
	CO_2	0,026	kg/t
	N_2O	$1{,}9 \cdot 10^{-6}$	kg/t
	NO_x	$0{,}17 \cdot 10^{-3}$	kg/t
	SO_x	$0{,}19 \cdot 10^{-3}$	kg/t
	NH_3	$36{,}2 \cdot 10^{-9}$	kg/t
	HCl	$2{,}1 \cdot 10^{-6}$	kg/t

Das PHOEBUS-Kraftwerk verfügt daher, wie jedes Dampfkraftwerk, über eine Wasseraufbereitungsanlage. Die Bilanz für die Wasseraufbereitung wurde /Ökoinventare 1996/ entnommen. Ausgewählte Inputs und Outputs des Moduls "Wasser entkarbonisiert" sind in Tabelle A-13 dargestellt.