

Internationales Institut für Management und
ökonomische Bildung der Universität Flensburg

Mehrzieloptimierung von solarthermischen
Parabolrinnenkraftwerken unter Berücksichtigung
variabler Vergütungsschemata mit Hilfe
technischer Auslegungsparameter

Dissertation
zur Erlangung des akademischen Grades
Doktor der Wirtschaftswissenschaften
(Dr. rer. pol.)

vorgelegt von
Dipl.-Ing. (FH)
Aiko Michael Vogelsang

Erstgutachter: Prof. Dr. Olav Hohmeyer
Zweitgutachter: Prof. Dr.-Ing. Ilja Tuschy
Tag der Disputation: 13. Februar 2014

Neuss, 2014

Vorwort

Diese Arbeit entstand während meiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Projektmitarbeiter an der Fachhochschule Flensburg. Im Zentrum für nachhaltige Energiesysteme (ZNES) wurde mein Promotionsvorhaben durch die Universität Flensburg sowie die Fachhochschule Flensburg begleitet.

Herrn Prof. Dr. Olav Hohmeyer danke ich für die besondere Möglichkeit, meine Arbeit an der Professur für Energie- und Ressourcenwirtschaft der Universität Flensburg durchführen zu können. Seine Hinweise und Anmerkungen waren immer eine große Hilfe für mich. Darüber hinaus ergaben sich im regelmäßig stattfindenden Doktorandenseminar zahlreiche sehr wertvolle Diskussionen.

Herrn Prof. Dr.-Ing. Ilja Tuschy danke ich für die Übernahme der Zweitbetreuung. Vor allem motivierten mich sein Engagement sowie sein stetiger Einsatz zur Förderung von wissenschaftlichem Denken und kritischem Auseinandersetzen mit unterschiedlichen Positionen. Dies gilt insbesondere auch für die fachliche Unterstützung bei inhaltlichen Fragen während unserer Zusammenarbeit am Institut für Energiesystemtechnik.

An der Fachhochschule Flensburg war ich als wissenschaftlicher Projektmitarbeiter am Institut für Energiesystemtechnik angestellt. Unserem Projektpartner, der MAN Diesel & Turbo SE, danke ich für die Finanzierung meiner Forschungsstelle, die Unterstützung und die angenehme Zusammenarbeit. Namentlich erwähnen möchte ich insbesondere die Herren Klaus Behnke, Dr.-Ing. Mark André Schwarz, Dr.-Ing. Thomas Polklas und Christian Tümmers.

Ebenfalls bedanken möchte ich mich bei meinen ehemaligen Kommilitonen Dr. Frank Püschel und Claus Hartmann sowie meinen guten Freunden Gunnar Böttner, Malte Weber und Patrick Hauser. Ihre Hinweise und Anregungen trugen wesentlich zu einem Gelingen der Dissertation bei.

Schließlich danke ich meiner Familie für die außerordentliche Unterstützung. Sie hat mir über den gesamten Zeitraum des Promotionsvorhabens immer zur Seite gestanden und mir den notwendigen Rückhalt und Freiraum gegeben.

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	iii
Tabellenverzeichnis	viii
Verzeichnis der Abkürzungen, Formelzeichen und Symbole	x
Zusammenfassung	1
1 Einführung und Beschreibung der Problemstellung	2
1.1 Solarthermische Parabolrinnenkraftwerke	2
1.2 Problemstellung	4
1.3 Offene Fragen und Ableitung der Arbeitshypothesen	6
1.4 Vorgehensweise	7
2 Stand der Wissenschaft und Abgrenzung der Arbeit	9
2.1 Verfügbare Optimierungsverfahren für solarthermische Kraftwerke	9
2.2 Optimierungsansatz der vorliegenden Arbeit	12
2.3 Kritische Diskussion des gewählten Ansatzes	27
3 Ein- und Mehrzieloptimierung	29
3.1 Mathematische Grundlagen	29
3.2 Eigenschaften der verwendeten Zielgrößen	32
3.3 Angewandte Lösungsverfahren	34
4 Verwendete Optimierungs- und Analyseverfahren	38
4.1 Zusammenhängende Darstellung des Optimierungsverfahrens	38
4.2 Evolutionärer Algorithmus zur Mehrzieloptimierung	39
4.3 Gemischt-ganzzahlig lineare Programmierung	55
4.4 Clusteranalyse	57
5 Mehrdimensionale Optimierung solarthermischer Parabolrinnenkraftwerke	61
5.1 Modell des Parabolrinnenkraftwerks	61
5.2 Ökonomische Modellierung	67
5.3 Parameter des evolutionären Algorithmus	69
5.4 Parameter der Clusteranalyse	75
5.5 Modell zur Einsatzoptimierung	82

Inhaltsverzeichnis

6	Auslegung solarthermischer Kraftwerke in verschiedenen Szenarien	89
6.1	Ergebnis bei einer konstanten Einspeisevergütung	91
6.2	Ergebnis bei einem Peak von 16 bis 23 Uhr	101
6.3	Ergebnis bei Peaks von 8 bis 12 Uhr sowie von 16 bis 20 Uhr	109
6.4	Ergebnis bei extremen Peakpreisen im Sommer	114
6.5	Ergebnis bei Peakpreisen im Winter	120
6.6	Ergebnis bei einem Stromabnahmevertrag (PPA)	124
6.7	Einfluss verschiedener Parameter und Variablen	129
7	Schlussfolgerungen	137
7.1	Überprüfung der Hypothesen	137
7.2	Solarthermische Kraftwerke in einem auf erneuerbare Ressourcen ausge- richteten Erzeugungsportfolio	142
8	Ansatzpunkte für weitere Forschungsarbeiten	146
	Literaturverzeichnis	148
	Index	165
A	Zusätzliche Angaben zum Optimierungs- und Analyseverfahren	166
A.1	Clusteranalyse	166
A.2	Parameter des evolutionären Algorithmus	168
B	Weiterführende Analysen zur Auslegungsoptimierung in Beispielszenarien	175
B.1	Konstante Einspeisevergütung	175
B.2	Peakpreise von 8 bis 12 Uhr sowie von 16 bis 20 Uhr	176
B.3	Extreme Peakpreise im Sommer	177
B.4	Peakpreise im Winter	177
B.5	Peakpreise nach einem PPA	178
C	Modellierung der Kraftwerkskomponenten	182
C.1	Solarfeld	182
C.2	Kraftwerksblock	185
C.3	Berücksichtigung von Stillstandskosten	188
D	Verwendete Parameter in den Beispielrechnungen	190

Abbildungsverzeichnis

1.1	Energieumwandlungskette eines solarthermischen Kraftwerks	3
1.2	Prinzipieller Kreislauf eines solarthermischen Parabolrinnenkraftwerks mit integriertem Speicher	4
2.1	Klassifizierung der Ziele bei Optimierungen solarthermischer Kraftwerke .	9
2.2	Zusammenwirken der Auslegungs- und Betriebsoptimierung	13
2.3	Technischer Ertrag in Abhängigkeit verschiedener Solarfeld- und Speichergößen	16
2.4	Auswirkungen der Solarfeldausrichtung auf die nutzbare Einstrahlung an zwei ausgewählten Tagen am Standort Sevilla	18
2.5	Auswirkungen der Solarfeldausrichtung auf die Verteilung der nutzbaren Einstrahlung über das Jahr am Standort Sevilla	19
2.6	Auswirkungen der Solarfeldausrichtung und -aufteilung auf die jährlich nutzbare Einstrahlung in stündlicher Auflösung am Standort Sevilla . . .	20
2.7	Direktnormalstrahlung und Umgebungstemperatur am Standort Sevilla an ausgewählten Tagen in stündlicher Auflösung	22
2.8	Solarfeldenergie, Vergütungspreis und Umgebungstemperatur über der Standardzeit, Datengrundlage für den Vergleich der in Abbildung 2.9 dargestellten Einsatzstrategien	24
2.9	Beispielhafter Vergleich von drei unterschiedlichen Einsatzstrategien . . .	25
3.1	Beispielhafte Darstellung einer Pareto-Front	31
3.2	Darstellung eines Zielfunktionsraums für ein mehrdimensionales Minimierungsproblem	32
4.1	Zusammenhängende Darstellung des Optimierungsverfahrens	38
4.2	Allgemeine Darstellung eines evolutionären Algorithmus	40
4.3	Beispielhafte Ermittlung der Strength-Fitness	44
4.4	Beispielhafte Berechnung der Raw-Fitness	45
4.5	Abhängigkeit der Dichte vom Verteilungsparameter n	50
4.6	Darstellung der Nebenbedingungen eines beispielhaften gemischt-ganzzahlig linearen Problems	56
4.7	Beispielhafte Gruppierung der Einstrahlungswerte von fünf Tagen in zwei typische Cluster	58
5.1	Wert des Korrekturfaktors η_{Temp} als Funktion der Umgebungstemperatur	65

Abbildungsverzeichnis

5.2	Pareto-optimale Lösungen der Zufallsauswahl und des auf das Testproblem angewendeten MOEA in der Ebene aus Nettoarbeit und Kapitalwert	73
5.3	Pareto-optimale Lösungen der Zufallsauswahl und des auf das Testproblem angewendeten MOEA in der Ebene aus Nettoarbeit und realen Stromgestehungskosten	74
5.4	Pareto-optimale Lösungen der Zufallsauswahl und des auf das Testproblem angewendeten MOEA in der Ebene aus realen Stromgestehungskosten und Kapitalwert	75
5.5	Pareto-optimale Lösungen der Zufallsauswahl und des mit verschiedenen Clusterzahlen auf das Testproblem angewendeten MOEA in der Ebene aus Nettoarbeit und Kapitalwert	78
5.6	Pareto-optimale Lösungen der Zufallsauswahl und des mit verschiedenen Clusterzahlen auf das Testproblem angewendeten MOEA in der Ebene aus Nettoarbeit und realen Stromgestehungskosten	79
5.7	Pareto-optimale Lösungen der Zufallsauswahl und des mit verschiedenen Clusterzahlen auf das Testproblem angewendeten MOEA in der Ebene aus realen Stromgestehungskosten und Kapitalwert	80
5.8	Einbettung der Einsatzoptimierung in den gesamten Prozess der Auslegungsoptimierung	84
5.9	Darstellung des thermischen Verlusts über der Bruttoleistung	87
6.1	Pareto-optimale Lösungen der Zufallsauswahl und des MOEA bei konstanten Vergütungspreisen in der Ebene aus Nettoarbeit und Kapitalwert	92
6.2	Pareto-optimale Lösungen der Zufallsauswahl und des MOEA bei konstanten Vergütungspreisen in der Ebene aus Nettoarbeit und realen Stromgestehungskosten	92
6.3	Pareto-optimale Lösungen der Zufallsauswahl und des MOEA bei konstanten Vergütungspreisen in der Ebene aus realen Stromgestehungskosten und Kapitalwert	93
6.4	Sensitivität der jährlich nutzbaren Einstrahlung $DNI \cdot \cos(\theta)$ gegenüber der Solarfeldausrichtung	96
6.5	Pareto-optimale Lösungen der Zufallsauswahl und des MOEA bei Peakpreisen von 16 bis 23 Uhr in der Ebene aus Nettoarbeit und Kapitalwert	102
6.6	Pareto-optimale Lösungen der Zufallsauswahl und des MOEA bei Peakpreisen von 16 bis 23 Uhr in der Ebene aus Nettoarbeit und realen Stromgestehungskosten	102
6.7	Pareto-optimale Lösungen der Zufallsauswahl und des MOEA bei Peakpreisen von 16 bis 23 Uhr in der Ebene aus realen Stromgestehungskosten und Kapitalwert	103
6.8	Pareto-optimale Lösungen der Zufallsauswahl und des MOEA bei Peakpreisen von 8 bis 12 sowie 16 bis 20 Uhr in der Ebene aus Nettoarbeit und Kapitalwert	109

Abbildungsverzeichnis

6.9	Pareto-optimale Lösungen der Zufallsauswahl und des MOEA bei Peakpreisen von 8 bis 12 sowie 16 bis 20 Uhr in der Ebene aus Nettoarbeit und realen Stromgestehungskosten	110
6.10	Pareto-optimale Lösungen der Zufallsauswahl und des MOEA bei Peakpreisen von 8 bis 12 sowie 16 bis 20 Uhr in der Ebene aus realen Stromgestehungskosten und Kapitalwert	110
6.11	Pareto-optimale Lösungen der Zufallsauswahl und des MOEA in verschiedenen Evolutionsschritten bei Peakpreisen von 8 bis 12 sowie 16 bis 20 Uhr in der Ebene aus Nettoarbeit und Kapitalwert	111
6.12	Prognostizierte Einspeisung aus Windenergieanlagen in das spanische Übertragungsnetz mit Daten aus dem Jahr 2010 in stündlicher Auflösung	116
6.13	Pareto-optimale Lösungen der Zufallsauswahl und des MOEA bei extremen Peakpreisen im Sommer in der Ebene aus Nettoarbeit und Kapitalwert	116
6.14	Pareto-optimale Lösungen der Zufallsauswahl und des MOEA bei extremen Peakpreisen im Sommer in der Ebene aus Nettoarbeit und realen Stromgestehungskosten	117
6.15	Pareto-optimale Lösungen der Zufallsauswahl und des MOEA bei extremen Peakpreisen im Sommer in der Ebene aus realen Stromgestehungskosten und Kapitalwert	117
6.16	Pareto-optimale Lösungen der Zufallsauswahl und des MOEA bei Peakpreisen im Winter in der Ebene aus Nettoarbeit und Kapitalwert	121
6.17	Pareto-optimale Lösungen der Zufallsauswahl und des MOEA bei Peakpreisen im Winter in der Ebene aus Nettoarbeit und realen Stromgestehungskosten	122
6.18	Pareto-optimale Lösungen der Zufallsauswahl und des MOEA bei Peakpreisen im Winter in der Ebene aus realen Stromgestehungskosten und Kapitalwert	122
6.19	Preisgefüge des PPAs in Abhängigkeit von der Jahreszeit, dem Wochentag und der Stunde des Tages	125
6.20	Pareto-optimale Lösungen der Zufallsauswahl und des MOEA bei einem PPA in der Ebene aus Nettoarbeit und Kapitalwert	127
6.21	Pareto-optimale Lösungen der Zufallsauswahl und des MOEA bei einem PPA in der Ebene aus Nettoarbeit und realen Stromgestehungskosten	127
6.22	Pareto-optimale Lösungen der Zufallsauswahl und des MOEA bei einem PPA in der Ebene aus realen Stromgestehungskosten und Kapitalwert	128
6.23	Pareto-optimale Lösungen der Zufallsauswahl mit beliebiger sowie mit fester Solarfeldausrichtung bei konstanten Vergütungspreisen in der Ebene aus Nettoarbeit und Kapitalwert	131
6.24	Pareto-optimale Lösungen der Zufallsauswahl mit beliebiger sowie mit fester Solarfeldausrichtung bei konstanten Vergütungspreisen in der Ebene aus Nettoarbeit und realen Stromgestehungskosten	131
6.25	Pareto-optimale Lösungen der Zufallsauswahl mit beliebiger sowie mit fester Solarfeldausrichtung bei konstanten Vergütungspreisen in der Ebene aus realen Stromgestehungskosten und Kapitalwert	132

Abbildungsverzeichnis

6.26	Pareto-optimale Lösungen der Zufallsauswahl mit beliebiger sowie mit fester Solarfeldaufteilung bei konstanten Vergütungspreisen in der Ebene aus Nettoarbeit und Kapitalwert	133
6.27	Pareto-optimale Lösungen der Zufallsauswahl mit beliebiger sowie mit fester Solarfeldaufteilung bei konstanten Vergütungspreisen in der Ebene aus Nettoarbeit und realen Stromgestehungskosten	134
6.28	Pareto-optimale Lösungen der Zufallsauswahl mit beliebiger sowie mit fester Solarfeldaufteilung bei konstanten Vergütungspreisen in der Ebene aus realen Stromgestehungskosten und Kapitalwert	134
A.1	Pareto-optimale Lösungen der Zufallsauswahl und des mit kleinen Clusterzahlen auf das Testproblem angewendeten MOEA in der Ebene aus realen Stromgestehungskosten und Kapitalwert	166
A.2	Pareto-optimale Lösungen der Zufallsauswahl und des auf das Testproblem angewendeten MOEA (Populationsgröße von 80) in der Ebene aus realen Stromgestehungskosten und Kapitalwert	169
A.3	Pareto-optimale Lösungen der Zufallsauswahl und des auf das Testproblem angewendeten MOEA (50 Evolutionsschritte) in der Ebene aus realen Stromgestehungskosten und Kapitalwert	169
A.4	Pareto-optimale Lösungen der Zufallsauswahl und des auf das Testproblem angewendeten MOEA (30 Evolutionsschritte) in der Ebene aus realen Stromgestehungskosten und Kapitalwert	170
A.5	Pareto-optimale Lösungen der Zufallsauswahl und des auf das Testproblem angewendeten MOEA (reduzierte Archivgröße) in der Ebene aus realen Stromgestehungskosten und Kapitalwert	171
A.6	Pareto-optimale Lösungen der Zufallsauswahl und des auf das Testproblem angewendeten MOEA (SBX als alleiniger Crossover-Operator) in der Ebene aus realen Stromgestehungskosten und Kapitalwert	172
A.7	Pareto-optimale Lösungen der Zufallsauswahl und des auf das Testproblem angewendeten MOEA (konstanter Verteilungsparameter n) in der Ebene aus realen Stromgestehungskosten und Kapitalwert	172
A.8	Pareto-optimale Lösungen der Zufallsauswahl und des auf das Testproblem angewendeten MOEA (feste Mutationswahrscheinlichkeit) in der Ebene aus realen Stromgestehungskosten und Kapitalwert	173
A.9	Pareto-optimale Lösungen der Zufallsauswahl und des auf das Testproblem angewendeten MOEA (kleinere Mutationswahrscheinlichkeit) in der Ebene aus realen Stromgestehungskosten und Kapitalwert	173
A.10	Pareto-optimale Lösungen der Zufallsauswahl und des auf das Testproblem angewendeten MOEA (verdoppelte Standardabweichung) des Mutationsoperators in der Ebene aus realen Stromgestehungskosten und Kapitalwert	174

Abbildungsverzeichnis

C.1	Jährliche Einzahlungen aus dem Stromabsatz einer kleinen Beispielkonfiguration in Abhängigkeit verschiedener Stillstandskosten bei unterschiedlichen Vergütungsschemata	189
C.2	Jährliche Einzahlungen aus dem Stromabsatz einer großen Beispielkonfiguration in Abhängigkeit verschiedener Stillstandskosten bei unterschiedlichen Vergütungsschemata	189

Tabellenverzeichnis

5.1	Verwendete Parameter für den evolutionären Algorithmus	70
5.2	Vergleich der Optimierungsergebnisse aus einer Gesamtjahresbetrachtung und einer Analyse über typische Zeiträume für Konfigurationen mit einem hohen Kapitalwert	81
5.3	Vergleich der Optimierungsergebnisse aus einer Gesamtjahresbetrachtung und einer Analyse über typische Zeiträume für Konfigurationen mit einer hohen Jahresnettoarbeitsabgabe	82
5.4	Vergleich der Optimierungsergebnisse aus einer Gesamtjahresbetrachtung und einer Analyse über typische Zeiträume für Konfigurationen mit niedrigen Stromgestehungskosten	83
6.1	Definitionsbereiche der untersuchten Variablen	91
6.2	Kraftwerkskonfigurationen mit minimalen Stromgestehungskosten bei einem fixen Einspeisetarif	95
6.3	Nicht-dominierte Kraftwerkskonfigurationen mit geringen Stromgestehungskosten bei einem fixen Einspeisetarif	98
6.4	Kraftwerkskonfigurationen mit maximalen Kapitalwerten bei einem fixen Einspeisetarif	99
6.5	Kraftwerkskonfigurationen mit maximalen technischen Erträgen bei einem fixen Einspeisetarif	100
6.6	Kraftwerkskonfigurationen mit minimalen Stromgestehungskosten bei Peakpreisen von 16 bis 23 Uhr	104
6.7	Kraftwerkskonfigurationen mit maximalen Kapitalwerten bei Peakpreisen von 16 bis 23 Uhr	105
6.8	Kraftwerkskonfigurationen – resultierend aus der Zufallsauswahl – mit maximalen Kapitalwerten bei Peakpreisen von 16 bis 23 Uhr	106
6.9	Kraftwerkskonfigurationen mit maximalen technischen Erträgen bei Peakpreisen von 16 bis 23 Uhr	107
6.10	Kraftwerkskonfigurationen mit maximalen Kapitalwerten bei Peakpreisen von 8 bis 12 sowie 16 bis 20 Uhr	112
6.11	Kraftwerkskonfigurationen – resultierend aus der Zufallsauswahl – mit maximalen Kapitalwerten bei Peakpreisen von 8 bis 12 sowie 16 bis 20 Uhr	113
6.12	Kraftwerkskonfigurationen mit maximalen Kapitalwerten bei extremen Peakpreisen im Sommer	118

Tabellenverzeichnis

6.13	Kraftwerkskonfigurationen mit maximalen Kapitalwerten bei Peakpreisen im Winter	123
6.14	Kraftwerkskonfigurationen mit maximalen Kapitalwerten bei einem PPA .	129
A.1	Vergleich von eng beeinaender liegenden, optimalen Kraftwerkskonfigurationen aus der Zufallsauswahl mit niedrigen Stromgestehungskosten	167
B.1	Erläuterung der Unterschiede zwischen Stromgestehungskosten und Kapitalwert auf Basis einer kleinen Beispielkonfiguration	175
B.2	Erläuterung der Unterschiede zwischen Stromgestehungskosten und Kapitalwert auf Basis einer großen Beispielkonfiguration	176
B.3	Kraftwerkskonfigurationen mit minimalen Stromgestehungskosten bei Peakpreisen von 8 bis 12 sowie 16 bis 20 Uhr	177
B.4	Kraftwerkskonfigurationen mit maximalen technischen Erträgen bei Peakpreisen von 8 bis 12 sowie 16 bis 20 Uhr	178
B.5	Kraftwerkskonfigurationen mit minimalen Stromgestehungskosten bei extremen Peakpreisen im Sommer	179
B.6	Kraftwerkskonfigurationen mit maximalen technischen Erträgen bei extremen Peakpreisen im Sommer	179
B.7	Kraftwerkskonfigurationen mit minimalen Stromgestehungskosten bei Peakpreisen im Winter	180
B.8	Kraftwerkskonfigurationen mit maximalen technischen Erträgen bei Peakpreisen im Winter	180
B.9	Kraftwerkskonfigurationen mit minimalen Stromgestehungskosten bei einem PPA	181
B.10	Kraftwerkskonfigurationen mit maximalen technischen Erträgen bei einem PPA	181
D.1	Technische Parameter	190
D.2	Ökonomische Parameter	194

Verzeichnis der Abkürzungen, Formelzeichen und Symbole

Abkürzungen

DLR	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt
DNI	Direct Normal Irradiance
EA	Evolutionärer Algorithmus / Evolutionäre Algorithmen
EK	Eigenkapital
FK	Fremdkapital
GGLP	Gemischt-ganzzahlig lineare Programmierung
IEA	International Energy Agency
LCOE	Levelized Cost of Electricity
MOEA	Multi Objective Evolutionary Algorithm
NB	Nebenbedingung
NREL	National Renewable Energy Laboratory
PPA	Power Purchase Agreement
SAM	Solar Advisor Model / System Advisor Model
SBX	Simulated Binary Crossover
SPEA2	Strength Pareto Evolutionary Algorithm 2
STEPS	Expert System for Solar Thermal Power Stations
WTM	Wärmeträgermedium

Formelzeichen

a	Allgemeiner Faktor / Koeffizient
A	Archivgröße
A_0	Anfangsinvestition
A_{dir}	Direkte Anfangsinvestition
A_{indir}	Indirekte Anfangsinvestition
A_{KW}	Anfangsauszahlungen für den Kraftwerksblock

Verzeichnis der Abkürzungen, Formelzeichen und Symbole

A_{LB}	Anfangsauszahlungen für das Grundstück und die Baumaßnahmen
A_S	Anfangsauszahlungen für den thermischen Speicher
A_{Sf}	Anfangsauszahlungen für das Solarfeld
A_{SF}	(Netto-)Solarfeldfläche
A_{SF_i}	Teilsolarfeldfläche
A_{Son}	Sonstige Anfangsauszahlungen
A_t	Variable und betriebsunabhängige Auszahlungen in der Betriebszeit des Kraftwerks im Jahr t
A_{V+V}	Auszahlungen für die Verwaltung und Versicherung
b	Bitanzahl
B	Menge reeller Zahlen
c	Gen eines Kindindividuum
C	Hilfsgröße in der Einfallswinkelberechnung
C_0	Kapitalwert
d	Tag des Jahres
$D(i)$	Distanzmaß für Individuum i
DNI_{nom}	Auslegungsdirektnormalstrahlung
e	Aktuelle Evolutionsstufe
E	Maximale Evolutionszahl
E_t	Einzahlungen im Jahr t
E_V	Thermischer Stillstandsverlust
$E_{V_{max}}$	Maximaler thermischer Stillstandsverlust
EB	Eigenbedarf
EB_{BOP}	Eigenbedarf des Kraftwerksblocks
EB_K	Rückkühlungseigenbedarf
EB_S	Eigenbedarf des Speichers
EB_{SF}	Eigenbedarf des Solarfeldes
EOT	Gleichung der Zeit (Equation of time)
f	Kollektorbrennweite
f_{A_S}	Preisanpassungsfaktor Auszahlungen
f_{E_S}	Preisanpassungsfaktor Vergütung
$F(i)$	Gesamtfitness des Individuums i
i	Durchlaufvariable
i_n	Nominaler Kalkulationszins
i_r	Realer Kalkulationszins
i_{EK_n}	Nominaler Eigenkapitalzins

Verzeichnis der Abkürzungen, Formelzeichen und Symbole

i_{FK_n}	Nominaler Fremdkapitalzins
i_I	Inflationsrate
IAM	Incidence Angle Modifier
j	Durchlaufvariable
J	Stunden eines Jahres ($J = 8760h$)
k	Clusteranzahl
KR	Kapitalrückflussquote
l_{Ind}	Anzahl der die Individuen beschreibenden Gene
L_K	Kollektorlänge
L_R	Abstand zweier Kollektorreihen
L_{Stand}	Längengrad des Standorts
L_Z	Längengrad des Meridians
m	Durchlaufvariable
m_i	Zähler der genetischen Übereinstimmungen des Individuums i mit anderen Lösungen
M	Anzahl der Zielkriterien
n	Verteilungsparameter
n_c	Anzahl der kontinuierlichen Variablen eines gemischt-ganzzahlig linearen Optimierungsproblems
n_d	Anzahl der diskreten Variablen eines gemischt-ganzzahlig linearen Optimierungsproblems
n_e	Anzahl der Gleichungsrestriktionen eines gemischt-ganzzahlig linearen Optimierungsproblems
n_i	Anzahl der Ungleichungen eines gemischt-ganzzahlig linearen Optimierungsproblems
n_{max}	Maximaler Wert des Verteilungsparameters
p	Gen eines Elternindividuum
$pEB_{BOP_{spez}}$	Spez. Kraftwerksblockeigenbedarf
$pEB_{K_{spez}}$	Spez. Rückkühlungseigenbedarf
$pEB_{SF_{spez}}$	Spez. Solarfeldeigenbedarf
$pEB_{S_{spez}}$	Spez. Speichereigenbedarf
P	Population
$P_{Mutation}$	Mutationswahrscheinlichkeit
P_{brutto}	Bruttoleistung
$P_{brutto'}$	Bruttoleistung unter Referenzrückkühlungsbedingungen
$P_{brutto_{min}}$	Minimale Bruttoleistung
$P_{brutto_{nom}}$	Nominale Bruttoleistung

Verzeichnis der Abkürzungen, Formelzeichen und Symbole

P_{netto}	Nettoleistung
P_{SBX}	Wahrscheinlichkeit für die Anwendung des SBX-Operators
P_{t_j}	Vergütung in Stunde j im Jahr t
q	Durchlaufvariable
Q_S	Speicherinhalt
Q_{Smax}	Speicherauslegungsgröße
$\dot{q}_{V_{Rspez}}$	Spez. thermischer Rohrleitungsverlustwärmestrom
$\dot{q}_{V_{Rspeznom}}$	Spez., nominaler thermischer Rohrleitungsverlustwärmestrom
$\dot{q}_{V_{Sspez}}$	Spez. thermischer Stillstandsverlustwärmestrom
$\dot{q}_{V_{SFspez}}$	Spez. thermischer Solarfeldverlustwärmestrom
$\dot{q}_{V_{SFspeznom}}$	Spez., nominaler thermischer Solarfeldverlustwärmestrom
\dot{Q}_{ab}	Über den Kondensator abgeführter Wärmestrom
$\dot{Q}_{abkonst}$	Konstanter Anteil des über den Kondensator abgeführten Wärmestroms
\dot{Q}_{abvar}	Variabler Anteil des über den Kondensator abgeführten Wärmestroms
\dot{Q}_{abs}	Absorbierter Wärmestrom
\dot{Q}_D	Durch eine Defokussierung verworfener Wärmestrom
\dot{Q}_E	Speicherentladestrom
\dot{Q}_{Emax}	Maximaler Speicherentladestrom
\dot{Q}_{KW}	Dem Kraftwerksblock zugeführter Wärmestrom
\dot{Q}_{KWmax}	Maximal zulässiger, dem Kraftwerksblock zugeführter Wärmestrom
\dot{Q}_{KWnom}	Nominaler, dem Kraftwerksblock zugeführter Wärmestrom
\dot{Q}_L	Speicherladestrom
\dot{Q}_{Lmax}	Maximaler Speicherladestrom
\dot{Q}_{SF}	Nutzbarer Solarfeldwärmestrom
\dot{Q}_{SFnom}	Nominaler, nutzbarer Solarfeldwärmestrom
\dot{Q}_{V_R}	Thermischer Rohrleitungsverlustwärmestrom
$\dot{Q}_{V_{SF}}$	Thermischer Solarfeldverlustwärmestrom
$\dot{Q}_{V_{therm}}$	Thermischer Verlustwärmestrom
r_i	Standardnormalverteilte Zufallszahl
$R(i)$	Raw-Fitness des Individuums i
S	Sonnenazimut
$S(i)$	Strength-Fitness des Individuums i
S_m	Standardabweichung des Zielfunktionswerts m
t	Zeitschritt (Jahr/Stunde)
t_{Solar}	Solarzeit

Verzeichnis der Abkürzungen, Formelzeichen und Symbole

t_{Stand}	Standardzeit
T	Planungshorizont
T_{amb}	Umgebungstemperatur
T_{Mittel}	Thermodynamische Mitteltemperatur Solarfeld
u_i	Gleichverteilte Zufallszahl
U	Menge ganzer Zahlen
W	Nettoarbeit
W_t	Jährliche Nettoarbeitsabgabe
W_{t_j}	Nettoarbeitsabgabe in Stunde j im Jahr t
W_{Ar}	Weite der Kollektorapertur
x	Allgemeine Variable
x_l	Untere Schranke der Variablen x
x_u	Obere Schranke der Variablen x
y	Allgemeine Variable
z_m	Standardisierter Funktionswert m

Griechische Symbole

α	Sonnenhöhe
β	Kollektorneigungswinkel
δ	Deklinationwinkel
ϕ	Breitengrad
γ	Kollektorazimut /Solarfeldausrichtung
η_{Ab}	Abschattungswirkungsgrad
η_{End}	Faktor zur Berücksichtigung der Endverluste
$\eta_{KW_{brutto}}$	Kraftwerksbruttowirkungsgrad
$\eta_{KW_{bruttonom}}$	Nominaler Kraftwerksbruttowirkungsgrad
η_L	Speicherladewirkungsgrad
η_{opt}	Optischer Spitzenwirkungsgrad
$\eta_{opt_{ges}}$	Optischer Gesamtwirkungsgrad
η_R	Durchschnittliche Spiegelsauberkeit
$\eta_{SF_{ges}}$	Solarfeldgesamtwirkungsgrad
η_{Temp}	Umgebungstemperaturabhängiger Korrekturfaktor
λ	Streuungskoeffizient
μ	Zwischenergebnis im SBX
ν	Zwischenergebnis im SBX

Verzeichnis der Abkürzungen, Formelzeichen und Symbole

θ	Einfallswinkel
θ_{track}	Trackwinkel
ϑ_{amb}	Umgebungstemperatur
$\vartheta_{amb_{nom}}$	Auslegungsumgebungstemperatur
ρ_S	Stündlicher Speicherverlust
σ	Standardabweichung
$\sigma_{i,j}$	Abstand zwischen Individuen i und j
σ_{ges}	Gesamtverfügbarkeit
σ_{KW}	Verfügbarkeit des Kraftwerksblocks
σ_{SF}	Solarfeldverfügbarkeit
ω	Stundenwinkel

Zusammenfassung

Solarthermische Kraftwerke können in einem auf erneuerbare Ressourcen ausgerichteten Erzeugungssystem einen erheblichen Anteil der bereitzustellenden Energie liefern. Dabei erlaubt der optionale thermische Speicher einen prognostizierbaren, flexiblen Kraftwerksbetrieb. Eine Möglichkeit zur Steigerung der ökonomischen Attraktivität einer planbaren Arbeitsabgabe sind zeitvariable Tarife.

Solarthermische Kraftwerke können nach unterschiedlichen technischen und ökonomischen Kriterien optimiert werden, wofür verschiedene Freiheitsgrade existieren. Diese umfassen sowohl Auslegungs- als auch Betriebsparameter. Unter variablen Vergütungsstrukturen ist es allerdings nicht ausreichend, die wirtschaftliche Bewertung der Kraftwerksauslegung ausschließlich durch die üblicherweise verwendeten Stromgestehungskosten vorzunehmen. Vielmehr müssen auch die aus der Elektrizitätsabgabe resultierenden Einzahlungen berücksichtigt werden. Dies stellt unter anderem die Kapitalwertmethode sicher.

Zur Berücksichtigung verschiedener Zielkriterien eignet sich ein evolutionärer Algorithmus (EA) in Verbindung mit einer gemischt-ganzzahlig linearen Programmierung (GGLP). Der EA wird zur Auslegungsoptimierung mit drei Zielen (minimale Stromgestehungskosten, maximaler Kapitalwert, höchste Jahresnettoarbeitsabgabe) eingesetzt. Variablen sind etwa die Solarfeld- und die Speichergröße. Mit Hilfe der GGLP lässt sich der Kraftwerkseinsatz optimieren. Dies ist jedoch zeitintensiv, insbesondere wenn ein gesamtes Jahr betrachtet wird. Um Resultate in angemessener Zeit zu erhalten, kommt eine Clusteranalyse zur Anwendung. Sie ermöglicht die Bewertung der Auslegungsalternativen über ausgewählte, typische Tage und führt somit zu einer erheblichen Problemreduktion.

Durch die Anwendung der entwickelten Methode auf mehrere Beispielprobleme zeigt sich, dass dieses Vorgehen zur Optimierung solarthermischer Kraftwerke unter variablen Vergütungsschemata geeignet ist. Damit Entscheider gute Kompromisslösungen aus einer Pareto-optimalen Menge wählen können, ist die Verwendung mehrerer Zielkriterien sinnvoll und angemessen. In den verschiedenen Vergütungsszenarien mit sowohl festen als auch variablen Preisstrukturen ergeben sich unterschiedliche, optimale Konfigurationen. Dafür ist die gleichzeitige Optimierung von Auslegung und Einsatz immer sinnvoll, zum Teil auch zwingend notwendig. Wesentlich ist, dass in allen untersuchten Szenarien unter Verwendung der verschiedenen Zielwerte stets ein thermischer Speicher, wenn auch in unterschiedlicher Größe, in die jeweils besten Lösungen integriert wird.

In anschließenden Analysen besteht die Möglichkeit, das in dieser Arbeit für solarthermische Anlagen entwickelte Verfahren aufzugreifen und zur Auslegungsoptimierung anderer flexibel einsetzbarer Kraftwerkstechnologien zu nutzen.

1 Einführung und Beschreibung der Problemstellung

Konzentrierende solarthermische Kraftwerke können in einem auf erneuerbare Ressourcen ausgerichteten Erzeugungssystem einen erheblichen Anteil der bereitzustellenden Energie liefern (International Energy Agency, 2010, S. 19 ff.). Dies basiert im Wesentlichen auf zwei Aspekten. Zum einen übersteigt die verfügbare Solarenergie den gesamten, weltweiten Bedarf um ein Vielfaches (Arvizu, 2008, S. 34). Zum anderen ermöglichen solarthermische Kraftwerke eine Energiespeicherung und damit eine Verschiebung der Arbeitsabgabe. Sie erlauben im Gegensatz zu vielen anderen Systemen zur Nutzung erneuerbarer Energiequellen eine prognostizierbare Elektrizitätsabgabe (Trieb, 2005, S. 120), (Stekli, 2010, S. 1). Dieser Sachverhalt hat in den vergangenen Jahren zu einer großen Aufmerksamkeit, auch in der breiten Öffentlichkeit, geführt (Spiegel Online, 2010).

Die Auslegung solarthermischer Anlagen ist im Vergleich mit vielen anderen Kraftwerkstypen außerordentlich komplex. Dies kann im Wesentlichen durch zwei Aspekte begründet werden: Zum einen ist für solarthermische Kraftwerke eine vergleichsweise hohe Anfangsinvestition notwendig, was zu einer aufwändigeren Finanzierung und im Allgemeinen zu einem größeren Projektrisiko führt. Zum anderen ist der Betrieb dieser Anlagen an die Sonneneinstrahlung gekoppelt und damit erheblichen äußeren Einflüssen ausgesetzt. Diese müssen bereits während der Auslegung berücksichtigt werden, obwohl Design und späterer Betrieb zeitlich stark auseinander fallen.

Nachfolgend wird zunächst die Funktionsweise solarthermischer Parabolrinnenkraftwerke erläutert. Daran schließen sich die Beschreibung der Problemstellung sowie – in Kapitel 1.3 – die Formulierung der Arbeitshypothesen und der offenen Fragen an.

1.1 Solarthermische Parabolrinnenkraftwerke

Parabolrinnenkraftwerke gehören zur Gruppe der linienfokussierenden, konzentrierenden solarthermischen Anlagen. Zumindest kurz- und mittelfristig wird erwartet, dass Parabolrinnensysteme die dominierende Technologie im Bereich solarthermischer Kraftwerke darstellen. Zu erklären ist dies vor allem durch den Reifegrad und die lange Betriebserfahrung (A.T. Kearney und ESTELA, 2010, S. 11), (U. S. Department of Energy, 2012a, S. 98). Ebenfalls zu den linienfokussierenden Anlagen zählen die Fresnelkollektorsysteme. Diese bieten den Vorteil, dass ebene Spiegel eingesetzt werden können (BINE Informationsdienst, 2003, S. 2). Damit sind die Herstellungskosten geringer als bei den Parabolrinnen, was die notwendige Anfangsinvestition für das Solarfeld reduziert. Bisher findet

1 Einführung und Beschreibung der Problemstellung

dieser Kollektortyp jedoch nur vereinzelt in Anlagen mit geringen Leistungen Verwendung (Richter et al., 2009, S. 19).

In der Grafik 1.1 ist die prinzipielle Energieumwandlungskette eines solarthermischen Kraftwerks dargestellt.

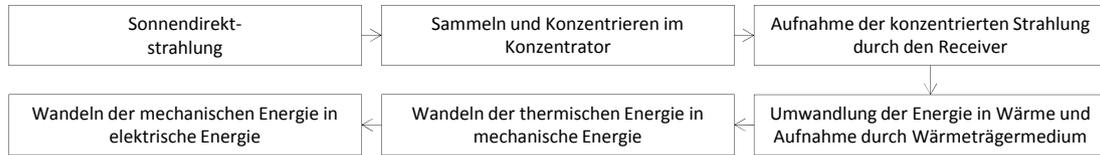


Abbildung 1.1: Energieumwandlungskette eines solarthermischen Kraftwerks, angelehnt an Kaltschmitt et al. (2006, S. 608)

Solarthermische Kraftwerke benötigen als Primärenergie die direkte Sonneneinstrahlung, die DNI (Direct Normal Irradiance). Diese wird von den Kollektoren konzentriert. Der diffuse Strahlungsanteil, den Photovoltaik-Systeme nutzen können, ist von solarthermischen Kraftwerken wegen ihrer Bauart nicht umwandelbar.

Auf Grund der zu Beginn dieses Kapitels genannten Aspekte werden in dieser Arbeit ausschließlich Parabolrinnenkraftwerke betrachtet. Deren Funktionsweise lässt sich folgendermaßen beschreiben: Die Parabolrinnenkollektoren fokussieren die direkte Strahlung auf eine Brennlinie, auf der sich die Receiverrohre befinden. Insgesamt werden in dieser Anordnung Konzentrationsfaktoren von bis zu 90 erreicht (Kaltschmitt et al., 2006, S. 608). Im Receiver befindet sich ein Thermoöl als Wärmeträgermedium (WTM), das so auf bis 390°C aufgeheizt wird (Kaltschmitt et al., 2006, S. 633 f.). Die Verwendung des Thermoöls erfordert einen Wärmeübertrager, um es vom Wasser-Dampf-Kreislauf des Kraftwerksblocks zu trennen. Durch die Wärmeübertragung verdampft das Wasser aus dem Kraftwerkskreislauf. Der entstehende Dampf kann daraufhin unter Arbeitsabgabe über eine Turbine entspannt werden. Der prinzipielle Aufbau eines Parabolrinnenkraftwerks ist in der Abbildung 1.2 dargestellt.

Die Grafik enthält die wesentlichen Komponenten einer entsprechenden Anlage. Ebenfalls aufgenommen sind eine Zwischenüberhitzung und verschiedene Vorwärmerstufen. Die verschiedenfarbigen Rohrleitungsfarben charakterisieren die unterschiedlichen Medien beziehungsweise energetischen Zustände. Wie die Darstellung zeigt, lässt sich ein Speicher in den Thermoölkreislauf integrieren. Zum einen ermöglicht er die Entkopplung des Kraftwerksbetriebs von der solaren Einstrahlung: Das Kraftwerk ist nachts oder in Bewölkungsphasen einsetzbar. Daher erlaubt der Speicher eine planbare Energieabgabe durch eine Erhöhung der Betriebsflexibilität (Philibert, 2010, S. 10). Zum anderen können extreme Teillasten und damit geringe Umwandlungseffizienzen durch seinen Einsatz reduziert werden.

1 Einführung und Beschreibung der Problemstellung

nicht zwangsläufig deckungsgleich sind. Daher gilt es ein weiteres Optimierungskriterium wie die technische Arbeitsabgabe zu berücksichtigen. Sie ermöglicht zum einen die Bewertung des absoluten Beitrags eines einzelnen Kraftwerks zur Deckung des Energiebedarfs. Zum anderen erlaubt die Arbeitsabgabe eine Abschätzung über die Flexibilität solarthermischer Kraftwerke, also darüber, wie gut der Anlagenbetrieb an sich ändernde Rahmenbedingungen angepasst werden kann. Demnach erscheint es angebracht, mehrere Zielgrößen – technischer wie ökonomischer Natur – für die Auslegungsoptimierung miteinander zu verknüpfen.

Besonders beachtenswert ist weiterhin die Einsatzstrategie unter zeitvariablen Vergütungsstrukturen. Sofern ein thermischer Speicher in das Kraftwerk integriert ist, bestehen zumindest theoretisch nahezu beliebige Betriebsoptionen. In der Realität dürfte jedoch insbesondere folgender Ansatz häufig zur Anwendung kommen: Zur Steigerung der ökonomischen Performance ist es besonders vorteilhaft, die Anlage unter gegebenen Rahmenbedingungen überschussmaximiert zu betreiben. Allerdings erfolgen in der vorhandenen Literatur nur vereinzelt Analysen zur Einsatzstrategie wie bei Wittmann et al. (2008). In den meisten Fällen kommt ein einfaches Konzept zur Anwendung: Der Kraftwerksblock wird stets betrieben, wenn die Mindestlast erreicht ist und genügend Energie zur Verfügung steht (Morin, 2010, S. 57). Teilweise stellt die Höhe der Mindestlast dabei selbst eine zu optimierende Variable dar (Deb et al., 2011, S. 5). Wenig Beachtung findet bisher, dass die Einsatzmöglichkeiten eines solarthermischen Kraftwerks bereits während der Auslegung festgelegt werden. Die Optionen in der Betriebsphase hängen direkt vom Design ab und sind folglich später nur unter großem Aufwand zu korrigieren. Zwei wesentliche Auslegungsparameter sind die Solarfeld- und die Speichergröße. Während die Solarfeldgröße den Energieeintrag in die Anlage bestimmt, wird über die Speichergröße festgelegt, welcher Energiebetrag etwa in die Abend- und Nachtstunden verschoben werden kann. Natürlich wäre es aus technischen Gesichtspunkten wünschenswert, die Solarfeld- und die Speichergröße wegen der damit verbundenen Flexibilität größer zu dimensionieren. Da allerdings beide Komponenten einen erheblichen Anteil der Anfangsinvestitionen aufweisen, werden ihre Größen aus ökonomischen Gründen minimiert.

Insbesondere für zeitvariable Vergütungsstrukturen ist die Solarfeldausrichtung – der horizontale Aufstellungswinkel der Parabolrinnen – ein weiterer beachtenswerter Parameter. Wie in Kapitel 2.2.1.3 gezeigt wird, kann mit der Ausrichtung die Verteilung der Energieabgabe des Solarfeldes variiert werden. Dies ermöglicht eine Verschiebung der Energieabgabe direkt in die Tageszeiten, in denen die höchsten Vergütungssätze vorliegen, also Peakpreise gezahlt werden. Zudem ist es untersuchenswert, ob sich in einem Solarfeld verschiedene Kollektorausrichtungen vorteilhaft auf die Performance auswirken. Dies erscheint unter anderem in Vergütungsmodellen sinnvoll, bei denen über den Tag mehrere, voneinander getrennte Peakpreiszeiträume auftreten.

Die bisherigen Ausführungen zeigen, dass eine Kombination verschiedener Kriterien zur Designoptimierung unter zeitvariablen Vergütungspreisen angemessen ist. Außerdem erfordern die gewählten Rahmenbedingungen die zusammenhängende Betrachtung von Auslegung und Betrieb des Kraftwerks, um eine optimale Anlagennutzung und damit aussagekräftige Ergebnisse gewährleisten zu können.

1 Einführung und Beschreibung der Problemstellung

Die Forderung nach einer kombinierten Berechnung führt allerdings zu einem höheren Zeitbedarf. Daher müssen Methoden zum Einsatz kommen, die die Rechenzeit reduzieren, ohne dabei die Ergebnisgüte zu beeinträchtigen. Die notwendigen Simulationen sollen also weiterhin handhabbar und mit möglichst geringem Aufwand durchzuführen sein. Damit scheidet beispielsweise iterative Verfahren, die bereits in anderen Analysen solarthermischer Kraftwerke wie bei Relloso und Domingo (2006, S. 7) eingesetzt werden, auf Grund des sehr hohen Rechenaufwands aus.

Die in diesem Kapitel genannten Aspekte werden bisher nicht kombiniert im Bereich solarthermischer Kraftwerke angewendet. Vielmehr werden nach Recherche des Autors mit wenigen Ausnahmen entweder nur das Design oder nur der Betrieb dieser Kraftwerke betrachtet. Nach den vorangegangenen Ausführungen ist es jedoch unerlässlich, beide Aspekte gemeinsam zu analysieren, da nur so optimal abgestimmte Anlagen ermittelt werden können (Vogelsang et al., 2011, S. 8).

1.3 Offene Fragen und Ableitung der Arbeitshypothesen

In den vorhergehenden Abschnitten wird deutlich, dass solarthermische Parabolrinnenkraftwerke durch den direkt in den Kreislauf integrierbaren Speicher einen Vorteil gegenüber anderen Systemen zur Nutzung erneuerbarer Energiequellen haben. Bisher fehlt jedoch eine systematische Analyse von verschiedenen Anlagenkonfigurationen bei einer gleichzeitigen Betrachtung der Einsatzstrategie unter dem Einwirken variabler Vergütungspreise. Auch die Solarfeldausrichtung wurde noch nicht unter dem Aspekt variabler Vergütungsstrukturen untersucht.

Neben den genannten Aspekten ist das Optimierungsverfahren ebenfalls beachtenswert. Die Methode der iterativen Variation verschiedener technischer Parameter stellt dabei keine adäquate Option dar. Dies gilt insbesondere, wenn eine wachsende Anzahl von unabhängigen Variablen in die Optimierung integriert wird, das Problem jedoch in angemessener Zeit lösbar sein soll.

Daneben werden solarthermische Kraftwerke insbesondere häufig mit Hilfe der Stromgestehungskosten analysiert. Dies ist jedoch besonders bei variablen Erlösstrukturen kritisch zu bewerten (Behnke et al., 2010, S. 569), (Relloso et al., 2010, S. 2). Unter derartigen Rahmenbedingungen ist es erforderlich ein Zielkriterium zu verwenden, in dem die Einzahlungen Berücksichtigung finden. Allerdings sind die Stromgestehungskosten in der Literatur weit verbreitet, sodass der Einsatz einer Mehrzieloptimierung sinnvoll erscheint. Dennoch wird diese vergleichsweise selten eingesetzt.

Aus den vorangehenden Erläuterungen lassen sich die folgenden Fragen und Hypothesen ableiten, die in dieser Arbeit beantwortet beziehungsweise überprüft werden sollen:

Frage: Gibt es ein Verfahren, das unter den genannten Rahmenbedingungen zur Optimierung der Kraftwerksauslegung in angemessener Zeit auch bei verschiedenen Zielgrößen einsetzbar ist?

1 Einführung und Beschreibung der Problemstellung

- Hypothese zur Methodenentwicklung: Eine solche Methode kann im Rahmen dieser Arbeit entwickelt und beispielhaft auf solarthermische Kraftwerke unter verschiedenen Beispielszenarien angewendet werden. Zudem lässt sich durch die Verfolgung von mehreren Zielgrößen sowie durch die Kombination von Auslegungs- und Einsatzoptimierung ein Mehrwert generieren.

Frage: Lassen sich die drei Optima (minimale Stromgestehungskosten, maximaler technischer Ertrag, maximaler Kapitalwert) unter variablen Vergütungsschemata mit einem einzigen Kraftwerksdesign erreichen?

- Hypothese zum Kraftwerksdesign: Die Auslegungsoptimierung eines Parabolrinnenkraftwerks ändert sich durch variable Vergütungsstrukturen grundlegend. Sowohl Stromgestehungskosten als auch technischer Ertrag rücken immer weiter in den Hintergrund, je ungleichmäßiger die Preise verteilt sind.

Frage: Entstehen auf Grund variabler Vergütungspreise Solarfeldtypen, die sich aus einzelnen Segmenten mit unterschiedlichen Ausrichtungen zusammensetzen?

- Hypothese zur Solarfeldgestaltung: Im Gegensatz zu Szenarien mit einem Preismaximum auch über den Sonnenuntergang hinaus kann eine Aufteilung des Solarfeldes in Teilsegmente mit unterschiedlichen Ausrichtungen insbesondere bei zeitlich auseinanderfallenden Maxima der Elektrizitätspreise (beispielsweise Peak am Morgen – Offpeak am Mittag – Peak am Nachmittag) sinnvoll sein.

Frage: Ist ein thermischer Speicher generell in den Kreislauf zu integrieren, wenn variable Vergütungsstrukturen vorliegen?

- Hypothese zur Integration eines thermischen Speichers: Ein thermischer Speicher ist unabhängig vom Preisgefüge in den Kreislauf zu integrieren, um Teillasten mit geringen Wirkungsgraden und die Abhängigkeit von schlechten Rückkühlungsbedingungen zu reduzieren. Das Speichervolumen wird dabei umso größer, je länger hohe Preise nach Sonnenuntergang vorliegen.

1.4 Vorgehensweise

Die systematische Überprüfung der Hypothesen erfolgt entsprechend der nachfolgend dargelegten Vorgehensweise.

Zunächst wird in Kapitel 2 der Stand der Wissenschaft beschrieben. Dabei werden zum einen bereits auf solarthermische Kraftwerke angewendete Optimierungsansätze dargestellt. Zum anderen erfolgt an gleicher Stelle die Abgrenzung der Arbeit durch die Beschreibung des in dieser Arbeit entwickelten Optimierungsansatzes.

Kapitel 3 umfasst die allgemeinen mathematischen Grundlagen für die Ein- und Mehrzieloptimierung. Zudem ist erläutert, welche Methoden für die Auslegungs- und Einsatzoptimierung zur Anwendung kommen.

1 Einführung und Beschreibung der Problemstellung

In Abschnitt 4 werden die verwendeten Verfahren strukturell ausgestaltet. Darüber hinaus ist die verwendete Clusteranalyse dargestellt, die bei der Optimierung der solarthermischen Kraftwerke zur Reduktion des Berechnungsaufwands genutzt wird.

Kapitel 5 beschreibt die spezifische Parametrisierung der zur Anwendung kommenden Optimierungs- und Analysemethoden. Ebenfalls erläutert ist die Modellierung der verschiedenen Komponenten wie des Solarfeldes und des thermischen Speichers. Ein weiterer, wesentlicher Aspekt des Kapitels ist die Überprüfung der Eignung des eingesetzten Optimierungsverfahrens.

In Abschnitt 6 werden Beispielszenarien definiert, die zur Beantwortung der Forschungsfragen und Überprüfung der Hypothesen geeignet sind. Zudem wird an gleicher Stelle qualitativ untersucht, wie sich verschiedene technische und ökonomische Parameter auf die Ergebnisse der Arbeit auswirken. Die Analyse unterstützt damit die systematische Beantwortung der Forschungsfragen.

Die Schlussfolgerungen sind in Kapitel 7 aufgeführt. Dort wird zum einen die Hypothesenüberprüfung vorgenommen. Zum anderen wird aus den Ergebnissen abgeleitet, wie die Marktintegration solarthermischer Kraftwerke in ein auf erneuerbare Ressourcen ausgerichtetes Erzeugungssystem vereinfacht beziehungsweise forciert werden kann.

2 Stand der Wissenschaft und Abgrenzung der Arbeit

Der nachfolgende Abschnitt dient der Abgrenzung der Arbeit zu anderen Untersuchungen. Dazu enthält das Kapitel 2.1 die Beschreibung von verfügbaren Ansätzen zur Optimierung solarthermischer Kraftwerke. In Abschnitt 2.2 erfolgt die Darstellung des Konzepts, das in dieser Dissertation entwickelt wird. Im darauf folgenden Kapitel 2.3 wird der gewählte Ansatz kritisch diskutiert.

Es ist zu beachten, dass im gesamten Abschnitt 2 die Entscheidungsvariablen und die Optimierungsziele im Fokus stehen. Nur vereinzelt erfolgen Angaben zu Optimierungsmethoden, da diese in Kapitel 3 erläutert werden.

2.1 Verfügbare Optimierungsverfahren für solarthermische Kraftwerke

Zur Beschreibung bereits auf solarthermische Kraftwerke angewandeter Optimierungsverfahren müssen zunächst deren Zielsetzungen klassifiziert werden. In der Abbildung 2.1 sind die für diese Arbeit relevanten und in der Literatur erläuterten Optimierungsziele aufgeführt.

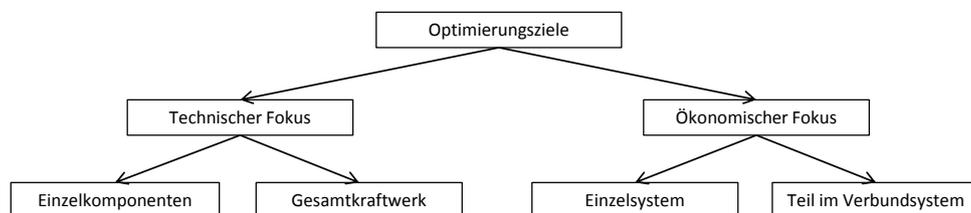


Abbildung 2.1: Klassifizierung der Ziele bei Optimierungen solarthermischer Kraftwerke

Eine erste Unterteilung ist im Hinblick auf einen eher technischen beziehungsweise ökonomischen Fokus der Optimierungen möglich. Allerdings verlaufen die Übergänge zwischen den einzelnen Zielen und den jeweiligen Schwerpunkten fließend.

Im Fall einer technischen Optimierung stehen in zahlreichen Ausarbeitungen einzelne Komponenten eines Kraftwerks wie der Speicher oder das Solarfeld im Fokus (beispielsweise bei Chen et al. (2010)). Zudem werden oftmals einzelne Bauteile der genannten Komponenten noch detaillierter betrachtet. Häufig sind – wie für technische Analysen

typisch – Wirkungsgradverbesserungen das Ziel. Dadurch kann eine höhere Umwandlung der DNI in elektrische Energie erreicht werden. Weitere Beispiele finden sich bei Holze et al. (2009), Riffelmann et al. (2009) und Behnke et al. (2010).

Außerdem sind zahlreiche Arbeiten zur Optimierung des Gesamtsystems verfügbar. Als Optimierungsparameter dienen ausgewählte Größen in unterschiedlichen Aggregaten. Im Gegensatz zu einer Betrachtung von Einzelkomponenten werden die Rückwirkungen auch auf die anderen Aggregate in die Analyse aufgenommen. Hier sind insbesondere die jährliche Nettoarbeitsabgabe sowie die Stromgestehungskosten die Beurteilungskriterien (Eck et al., 2007), (Silva et al., 2009). Die verwendeten Zielgrößen machen deutlich, dass sich Technik und Ökonomie nicht strikt voneinander trennen lassen. Allerdings steht bei den genannten Quellen die Technik im Vordergrund, was die gewählte Zuordnung rechtfertigt.

Ein sehr umfangreiches Werkzeug, welches sich für die technische und / oder ökonomische Optimierung eignet, ist das System Advisor Model (SAM) von NREL (National Renewable Energy Laboratory). Das Tool ermöglicht die Berechnung unterschiedlicher solarthermischer Kraftwerkstechnologien, wobei Untersuchungen an verschiedenen Standorten durchführbar sind (National Renewable Energy Laboratory, 2010a). Darüber hinaus erlaubt das SAM auch Sensitivitätsanalysen (Blair et al., 2008, S. 1 ff.). Für die optionalen Optimierungen sind sowohl technische als auch ökonomische Zielgrößen wie die Jahresnettoarbeitsabgabe oder die Stromgestehungskosten auswählbar. Dazu lassen sich Parameter ebenfalls aus beiden Gruppen iterativ variieren, sodass ein Benutzer umfangreiche Auswahlmöglichkeiten hat (National Renewable Energy Laboratory, 2010c, S. 329 ff.). Allerdings kann jeweils nur nach einem Ziel optimiert werden. Insgesamt gilt für die mit dem Programm durchgeführten und in der Literatur beschriebenen Analysen, dass die Stromgestehungskosten häufig als Beurteilungskriterium zur Anwendung kommen (Blair et al., 2008, S. 7), (Ho und Dobos, 2010, S. 4 f.).

Die Literatur mit ökonomischem Fokus lässt sich ebenfalls in zwei Gruppen kategorisieren. Zahlreiche Untersuchungen haben das Ziel, die ökonomische Performance einer einzelnen Anlage zu verbessern – beispielsweise durch eine Optimierung der Auslegung. Auch hier zeigt sich die enge Verknüpfung zwischen Technik und Ökonomie. In der Regel soll über die Variation technischer Parameter der wirtschaftliche Erfolg des Projekts gesteigert werden. Insbesondere die Stromgestehungskosten sind ein häufiges Beurteilungskriterium. Neben den dazu bereits in Kapitel 1 genannten Quellen sind weitere Untersuchungen auf Basis der Stromgestehungskosten als Zielgröße zu finden bei Heimsath et al. (2010) und Morin (2010, S. 92). Während bei Morin eine Auslegungsoptimierung im Fokus steht, thematisieren Heimsath et al. die Auswirkungen von Reinigungsintervallen der Parabolrinnen auf die Wirtschaftlichkeit. Die ökonomische Performance wird dabei unter Berücksichtigung des Wasserbedarfs und der Verschmutzung optimiert (Heimsath et al., 2010, S. 6 f.).

Einzelne Autoren verweisen darüber hinaus auch auf andere einsetzbare Zielgrößen (Naser et al., 2009, S. 6), (Behnke et al., 2010, S. 569). Selten kommen Beurteilungskriterien wie der Kapitalwert oder der interne Zinssatz tatsächlich zur Anwendung (Relloso et al., 2010, S. 6), (Vogelsang et al., 2011, S. 6 f.).

Weiterhin beinhalten einige Arbeiten eine (ökonomische) Mehrzieloptimierung solarthermischer Kraftwerke durch eine Variation technischer Parameter (Baghernejad und Yaghoubi, 2010; Deb et al., 2011). Deb et al. berücksichtigen die zu erreichende Mindestlast als Variable, wodurch sich eine einfache Einsatzstrategie abbilden lässt (Deb et al., 2011, S. 4f.). Letztendlich können so die Auswirkungen von Teillastwirkungsgraden auf die Arbeitsabgabe analysiert werden. Allerdings sind in der Optimierung der Einsatzstrategie keine Vergütungspreise berücksichtigt. Als Zielkriterien werden unter anderem die Anfangsinvestitionen und der interne Zinssatz verwendet (Deb et al., 2011, S. 9). In der anderen genannten Untersuchung wird für ein Integrated Solar Combined Cycle Kraftwerk (ISCC) eine exergetisch-ökonomische Optimierung mit Hilfe einer Zielfunktion ausgeführt (Baghernejad und Yaghoubi, 2011, S. 2198 f.). Entscheidungsvariablen sind unter anderem verschiedene Parameter der Gasturbine wie das Verdichterdruckverhältnis und die Brennkammeraustrittstemperatur (Baghernejad und Yaghoubi, 2011, S. 2199).

Ein besonderes Gewicht wird in ökonomischen Untersuchungen solarthermischer Kraftwerke dem Speicher zugeschrieben. Zahlreiche Arbeiten beschreiben dessen große Bedeutung wegen der prognostizierbaren Arbeitsabgabe, was für ein Technologiemix in einem Erzeugungsportfolio von Relevanz sein kann (Adinberg, 2010, S. 1), (A.T. Kearney und ESTELA, 2010, S. 8), (Philibert, 2010, S. 10). Mit einer einzelnen Anlage lässt sich durch einen integrierten Speicher die Volllaststundenzahl erhöhen, was sich in der Regel vorteilhaft auf die ökonomische Performance auswirkt. Bei längeren Betriebszeiten kann insbesondere der Kraftwerksblock effizienter genutzt werden, was zu einer Reduktion der spezifischen Fixkosten und damit zu niedrigeren Erzeugungskosten führt (Teske et al., 2012, S. 63). Als weiterer Vorteil wird die gesteigerte Betriebsflexibilität aufgeführt, woraus verschiedene Einsatzmöglichkeiten resultieren.

Die ökonomisch-optimierte Betriebsstrategie wird in vielen Arbeiten für einzelne, zum Teil bereits gebaute Anlagen analysiert (Wittmann et al., 2008; García-Barberena et al., 2009; Wittmann et al., 2009; Porras et al., 2010; Sioshansi und Denholm, 2010a). Eine genaue Erläuterung der zum Einsatz kommenden Optimierungsverfahren ist dabei nur teilweise verfügbar. So verwenden Wittmann et al. eine dynamische Programmierung unter Berücksichtigung von Marktdaten sowie von meteorologischen Parametern (Wittmann et al., 2009, S. 4–7). Dabei bestimmt die Zeit, zu der die Marktteilnehmer ihre Angebote spätestens platzieren müssen, den Beginn der Optimierungsperiode. Darüber hinaus sind Wetterdaten nicht mit beliebiger Genauigkeit für in der Zukunft liegende Zeiten zu beschaffen. Da sie jedoch entscheidend für den Kraftwerksbetrieb sind, ist die Länge der Optimierungsperiode begrenzt (Wittmann et al., 2008, S. 9–12), (Wittmann et al., 2009, S. 3).

Die Autoren Sioshansi und Denholm verwenden eine gemischt-ganzzahlig lineare Programmierung (GGLP), um die Fahrweise des Kraftwerks bestmöglich an die technischen und ökonomischen Rahmenbedingungen anzupassen. Dazu werden ausgewählte Solarfeld- und Speichergrößen vorgegeben und analysiert (Sioshansi und Denholm, 2010a, S. 3): Über einen Planungshorizont von 24 Stunden wird die Arbeitsabgabe entsprechend den technischen und ökonomischen Rahmenbedingungen optimiert, wobei auch die relevanten Parameter des jeweils übernächsten Tages berücksichtigt werden. Damit kann der

Speicherinhalt auch am Ende des 24-stündigen Optimierungszeitraums noch einen Wert besitzen (Sioshansi und Denholm, 2010a, S. 7). Dies ist der Fall, wenn ein Verschieben von Energie auf den nächsten Tag aus ökonomischen Gründen sinnvoll erscheint.

Darüber hinaus ist eine weitere ökonomische Optimierung mit dem Fokus auf einzelne Anlagen beschrieben, wobei die Autoren sowohl die Auslegung des Kraftwerks als auch die Betriebsstrategie berücksichtigen (Relloso et al., 2010): Für verschiedene Vergütungsszenarien werden Kraftwerkskonfigurationen auf ihren ökonomischen und technischen Ertrag hin analysiert. Die Wertebereiche der verwendbaren Parameter können durch den Nutzer vorgegeben werden (Relloso und Domingo, 2006, S. 7). In einem nachfolgenden iterativen Prozess wird jede Auslegungsvariante berechnet und bewertet. Danach erfolgt die Ausgabe der resultierenden Zielgrößen wie dem internen Zinssatz. Letztendlich analysieren die Autoren wie Sioshansi et al. verschiedene Möglichkeiten mit diskreter Schrittweite. Für jede Konfiguration wird die Betriebsstrategie nach ökonomischen Gesichtspunkten optimiert, da variable Vergütungsstrukturen und somit die erzielbaren Einzahlungen den Schwerpunkt der Untersuchung bilden (Relloso et al., 2010, S. 4). Die Autoren beschreiben allerdings nicht, an Hand welcher Methode die Optimierung der Betriebsstrategie erfolgt.

Neben dem Fokus auf ein einzelnes Kraftwerk thematisieren zahlreiche Studien Verbundsysteme mit integrierten solarthermischen Kraftwerken. In diesen Arbeiten kommen die Stromgestehungskosten als Beurteilungskriterium zum Einsatz (Trieb, 2005, S. 128), (Trieb, 2006, S. 116 f.). Bei Hermes ist neben der Systemintegration die erhöhte Betriebsflexibilität auf Grund des Speichers ein wesentlicher Aspekt der Untersuchung (Hermes, 2010).

Das DLR (Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt) hat zudem ein Tool (STEPS) entwickelt, um optimale Standorte für solarthermische Kraftwerke zu bestimmen. STEPS (Expert System for Solar Thermal Power Stations) ermittelt die Standorte auf Basis von zu minimierenden Stromgestehungskosten. Berücksichtigte Parameter sind verschiedene Einflussgrößen wie die solaren Ressourcen, die Landnutzung und die Hangneigung (Trieb, 2001, S. 4 ff.).

2.2 Optimierungsansatz der vorliegenden Arbeit

Kapitel 2.1 erläutert verfügbare Optimierungsverfahren für solarthermische Kraftwerke und beinhaltet insbesondere deren Parameter und Zielgrößen. Deutlich wird, dass bisher häufig Einzieloptimierungen durchgeführt werden, wobei meistens die Stromgestehungskosten als Kriterium zur Anwendung kommen. Nur vereinzelt – beispielsweise wenn die Betriebsstrategie ökonomisch optimiert wird – finden auch andere Zielgrößen Verwendung.

In Abgrenzung zum Status quo wird in diesem Abschnitt der in dieser Arbeit verfolgte Optimierungsansatz dargestellt. Dabei liegt der Fokus ebenfalls auf den Entscheidungsvariablen und Optimierungskriterien.

2 Stand der Wissenschaft und Abgrenzung der Arbeit

Folgende Designparameter werden beispielhaft gewählt und zur Auslegungsoptimierung der solarthermischen Parabolrinnenkraftwerke variiert:

- Solarfeldgröße,
- Speichergröße,
- Solarfeldausrichtung,
- Solarfeldaufteilung.

Die detaillierte Erläuterung der verschiedenen Variablen erfolgt in Kapitel 2.2.1 ab Seite 14. Weitere Auslegungsparameter wie beispielsweise die nominale Kraftwerksleistung werden als konstante Größen festgehalten.

Die im Rahmen dieser Untersuchung erstmals zusammen berücksichtigten Zielgrößen sind:

- minimale Stromgestehungskosten,
- ein maximaler Kapitalwert,
- eine maximale Jahresnettoarbeitsabgabe.

Die Zielkriterien schließen sich teilweise gegenseitig aus. So kann eine maximale Jahresnettoarbeitsabgabe nur mit einem sehr großen Solarfeld erreicht werden, was jedoch zu einer steigenden notwendigen Anfangsinvestition führt. Zudem reduziert sich die Auslastung der Komponenten. Damit geht die ökonomische Performance zurück; die Stromgestehungskosten steigen und der Kapitalwert sinkt.

Die Berechnung der genannten Kriterien ist in Abschnitt 2.2.3 ab Seite 24 dargestellt.

Zusätzlich ist der Kraftwerkseinsatz ebenfalls Gegenstand der Analyse. Auf diese Weise lassen sich der Einfluss verschiedener Vergütungsschemata und das potenzielle Zusammenwirken mit anderen Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien analysieren. Die Fahrweise kann daher nicht unberücksichtigt bleiben. Bisher werden unter variablen Vergütungsschemata allerdings nur Einsatzoptimierungen für bestehende Kraftwerke sowie für diskret vorgegebene oder diskret gewählte Layouts durchgeführt. Eine integrierte, automatisierte Betrachtung aus Auslegung und Betrieb erfolgt dabei nicht.

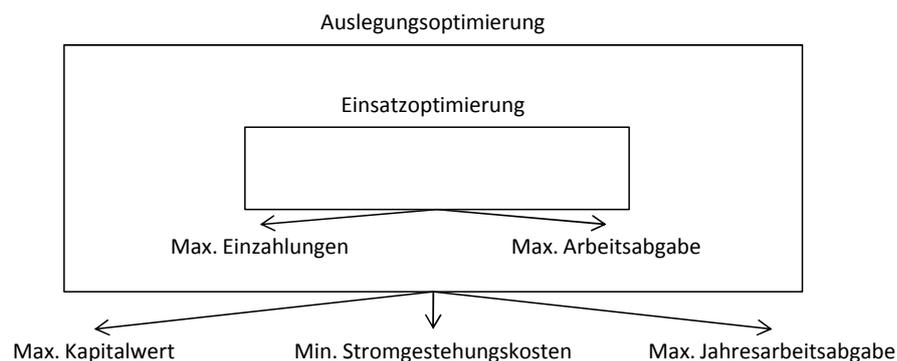


Abbildung 2.2: Zusammenwirken der Auslegungs- und Betriebsoptimierung

Die gesamte Optimierung ist in Abbildung 2.2 veranschaulicht. Dementsprechend sind die Auslegungs- und die Einsatzoptimierung elementar miteinander verbunden. Die Betrachtung der Kraftwerksfahrweise stellt daher ein Hilfsmittel dar, um nach der Hypothese zur Methodenentwicklung die Auslegungsoptimierung unter den genannten Rahmenbedingungen korrekt vornehmen zu können (siehe Kapitel 1.3 ab Seite 6).

Die verwendeten Verfahren zur Auslegungs- und Einsatzoptimierung werden wie in dieser Arbeit bisher nicht miteinander verknüpft. Dies gilt insbesondere in Verbindung mit der zur Reduktion des Berechnungsaufwands eingesetzten Clusteranalyse. Sie ist in Kapitel 4.4 ab Seite 57 detailliert erläutert. Dadurch wird die Einsatzoptimierung auf einige typische Zeiträume reduziert, was gegenüber der vorhandenen Literatur eine deutliche Erweiterung darstellt.

Für die Auslegungsoptimierung werden unter Berücksichtigung der genannten Zielkriterien zwei Einsatzstrategien verfolgt: Zum einen der Betrieb zur Maximierung der Einzahlungen, um einen optimalen Kapitalwert zu erreichen. Zum anderen ist dies der Einsatz zur Maximierung der Arbeitsabgabe, um die beiden weiteren Zielgrößen (minimale Stromgestehungskosten und hoher technischer Ertrag) zu verfolgen. Für beide Strategien ist davon auszugehen, dass in solarthermischen Kraftwerken ohne eine Zusatzfeuerung nur geringe Auszahlungen während des Betriebs anfallen. Sie werden daher in der Einsatzoptimierung vernachlässigt. Damit sind die Einzahlungen bestimmend für den Kapitalwert (siehe Gleichung 2.4 auf Seite 26). Gleiches gilt für die Stromgestehungskosten: Sie lassen sich unter Vernachlässigung der Auszahlungen (bei sonst gleichen Parametern) nur durch eine Erhöhung der Arbeitsabgabe reduzieren (Short et al., 1995, S. 48).

Die detaillierte Erläuterung dieser und weiterer Betriebsoptionen ist in Abschnitt 2.2.2 ab Seite 21 zu finden.

Es sei darauf hingewiesen, dass die Auszahlungen ausschließlich in der Einsatzoptimierung aus Vereinfachungsgründen vernachlässigt werden. In den sich anschließenden Berechnungsschritten sind sowohl variable und fixe Kosten gemäß den Angaben in Kapitel 5.2 (ab Seite 67) berücksichtigt.

2.2.1 Technische Auslegungsparameter

2.2.1.1 Solarfeldgröße

Die Solarfeldgröße A_{SF} stellt eine der wichtigsten Auslegungsgrößen von solarthermischen Parabolrinnenkraftwerken dar. Dies macht die folgende Gleichung deutlich:

$$\dot{Q}_{SF} = DNI \cdot A_{SF} \cdot \eta_{SF_{ges}}. \quad (2.1)$$

Der dem Solarfeld zu entnehmende Wärmestrom \dot{Q}_{SF} wächst unter der Annahme eines konstanten Solarfeldgesamtwirkungsgrades $\eta_{SF_{ges}}$ linear mit der Fläche. Allerdings ist ein zu großes Solarfeld aus zwei Gründen nachteilig: Zum einen haben die Kosten für das Solarfeld einen ganz erheblichen Anteil an der Anfangsinvestition, sodass Projektplaner immer bestrebt sein werden, die Fläche möglichst klein zu halten (Eck et al.,

2007, S. 93). Zum anderen können sowohl Kraftwerksblock als auch Speicher aus physikalischen Gründen keinen beliebig hohen Wärmestrom aufnehmen. Eine zu große Fläche führt somit dazu, dass ein Teil des Feldes häufiger, insbesondere im Sommer, defokussiert werden muss: Die verfügbare Energie ist nicht voll nutzbar und muss verworfen werden, indem ein Teil der Solarfeldkollektoren „aus der Sonne gedreht“ wird. Das Solarfeld ist überdimensioniert. Allerdings muss es dennoch genügend Energie zur Verfügung stellen, um das Kraftwerk betreiben und den optionalen Speicher gegebenenfalls laden zu können. Andernfalls sind häufige Teillasten des Kraftwerksblocks zu erwarten. Dies führt zu größeren Umwandlungsverlusten im Wasser-Dampf-Kreislauf, wodurch die zur Verfügung stehende Solarenergie schlechter genutzt wird. Bei einer kleinen Kollektorfläche reduziert der Speicher zwar die Anzahl der Stunden, in denen die Anlage zwingend in Teillast betrieben werden muss, die Nutzung des Kraftwerksblocks ist jedoch weiterhin gering. Daraus resultieren hohe spezifische Kosten.

Folglich wird das Investment weder bei einem zu kleinen noch bei einem zu großen Solarfeld optimal genutzt. Die Wahl der Solarfeldgröße ist damit keineswegs trivial und beeinflusst den ökonomischen Erfolg eines Projekts maßgeblich.

2.2.1.2 Speichergröße

Der thermische Speicher ist die entscheidende Komponente für eine prognostizierbare Elektrizitätsabgabe. Über seine Größe kann direkt festgelegt werden, wie viele Stunden das Kraftwerk auch bei fehlender Primärenergie noch Arbeit abgeben kann. Gemäß den formulierten Hypothesen richtet sich die Speichergröße insbesondere auch nach der vorliegenden Vergütungsstruktur. Relloso et al. weisen in ihrer Untersuchung darauf hin, dass sich die höchsten Speichervolumina unter Schemata mit festen Preisen ergeben (Relloso et al., 2010, S. 5). Um das Design auf die jeweilige Vergütungsstruktur abstimmen zu können, muss bereits während der Auslegung die später angestrebte Einsatzphilosophie des Kraftwerks berücksichtigt werden. Für optimale Ergebnisse dürfen die ökonomischen Rahmenbedingungen daher nicht vernachlässigt werden.

Aber auch unter technischen Gesichtspunkten ist die Integration eines thermischen Speichers in den Kreislauf sinnvoll. So kann die Anzahl der Teillasten des Kraftwerksblocks reduziert werden. Dies führt zu einem Anstieg des mittleren Kraftwerkswirkungsgrades und damit zu einer höheren jährlichen Arbeitsabgabe (Hermes, 2010, S. 6, S. 11). Zudem kann die Arbeitsabgabe in die Tageszeiten mit besseren Rückkühlungsbedingungen verlegt werden. Dies ist insbesondere für die Konfigurationen von Bedeutung, in denen ein Luftkondensator zum Einsatz kommt. Beschrieben wird der Einfluss der Rückkühlungsbedingungen bei Strauß (2006, S. 277 f.) und Eck et al. (2007, S. 36 f.). Detailliert untersucht werden die Auswirkungen des thermischen Speichers auf einen luftgekühlten Wasser-Dampf-Kreislauf bei Sioshansi und Denholm (2010a, S. 18 ff.). Insgesamt sollte in einem optimierten Einsatzkonzept das Kraftwerk so betrieben werden, dass die verschiedenen Rahmenbedingungen in der Fahrweise bestmöglich berücksichtigt sind.

Allerdings gilt wie beim Solarfeld, dass ein sehr großer Speicher die Anfangsinvestition deutlich erhöht. Außerdem ist ein großer Speicher häufig nicht optimal ausgelastet. Da

die Energie zunächst vom Solarfeld bereit gestellt werden muss, gilt dies insbesondere für Zeiträume mit geringen Einstrahlungen.

In Abbildung 2.3 sind zur weiteren Erläuterung die technischen Erträge einiger Kraftwerkskonfigurationen mit verschiedenen Solarfeld- und Speichergrößen dargestellt. Die Werte wurden mit Hilfe der in Kapitel 5 angegebenen Berechnungsvorschriften ermittelt, ohne eine Einsatzoptimierung zu integrieren. Die Kraftwerke werden solar-bestimmt betrieben.

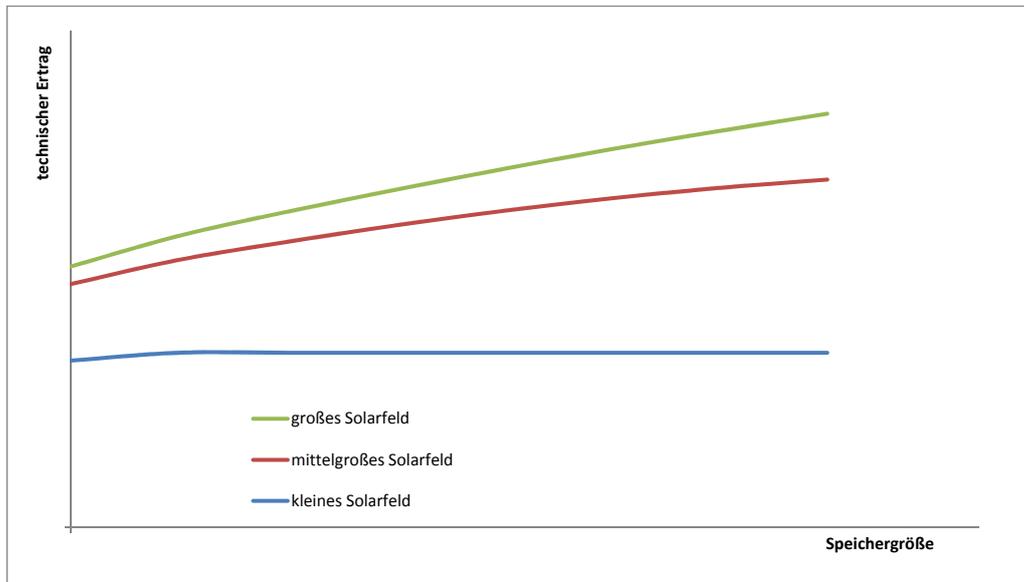


Abbildung 2.3: Technischer Ertrag in Abhängigkeit verschiedener Solarfeld- und Speichergrößen

Allein aus technischen Gesichtspunkten ist es demnach nicht sinnvoll, bei einer vorgegebenen Solarfeldfläche die Speichergröße beliebig zu steigern. Dies wird insbesondere bei der Konfiguration mit einer kleinen Solarfeldfläche deutlich. Eine Vergrößerung des Speichervolumens über einen bestimmten Punkt hinaus resultiert demnach nicht in einer höheren Arbeitsabgabe. Ferner darf der hier nicht dargestellte ökonomische Ertrag nicht außer Acht gelassen werden. Dieser wäre durch den größer gewählten Speicher und die gleich bleibende Arbeitsabgabe unabhängig vom anzuwendenden Vergütungsschema negativ beeinflusst.

Speicher- und Solarfeldgröße sind eng miteinander verknüpft. Ziel einer Optimierung muss es also sein, „passende“ Verhältnisse zu finden, was durch die zahlreichen, sich überlagernden ökonomischen und technischen Rahmenparameter jedoch sehr komplex ist.

2.2.1.3 Solarfeldausrichtung

Die Solarfeldausrichtung beschreibt die horizontale Aufstellung der Parabolrinnen im Feld. Mit Hilfe dieses Auslegungsparameters ist es möglich, die Arbeitsabgabe des Kraftwerks über das Jahr beziehungsweise den Tag hinweg zu beeinflussen. Dabei kann ein Solarfeld, in dem die Parabolrinnen in Ost-West-Achse (Azimut $\gamma = 90^\circ$) ausgerichtet sind, über das Jahr relativ konstant Energie liefern. Durch diese Aufstellung lassen sich die Kollektoren auch auf niedrige Sonnenstände wie im Winter optimal fokussieren (Vogelsang und Tuschy, 2011, S. 417f.).

In Nord-Süd-Richtung (Azimut $\gamma = 0^\circ$) ausgerichtete Parabolrinnen liefern dagegen im Sommer wesentlich mehr Energie als im Winter (Kaltschmitt et al., 2006, S. 632). Sie folgen dem Lauf der Sonne von Osten nach Westen. Insbesondere morgens und abends können die Kollektoren auf Grund der Aufstellung gut auf die Sonne fokussiert werden. Allerdings treten bei dieser Ausrichtungsvariante insbesondere im Winter zur Mittagszeit auf Grund der niedrigen Sonnenhöhen große Einfallswinkelverluste am Kollektor auf. Der Jahresgesamtertrag eines in Nord-Süd-Achse aufgestellten Feldes ist jedoch größer als bei einer Ausrichtung in Ost-West-Richtung.

Zur Verdeutlichung der genannten Aspekte dient Abbildung 2.4, in der die Direktnormalstrahlungswerte auf Stundenbasis am Standort Sevilla an zwei ausgewählten Tagen dargestellt sind. Zudem sind die nutzbaren Einstrahlungen der beiden bereits genannten Solarfeldausrichtungen aufgeführt. Die nutzbare Einstrahlung ergibt sich dabei aus der um die Cosinus-Verluste reduzierten DNI. Der entsprechende Cosinus-Faktor $\cos(\theta)$ hat einen wesentlichen Anteil an den im Solarfeld auftretenden optischen Verlusten (Trieb et al., 2004, S. 5). Die Berechnung von $\cos(\theta)$ ist dem Anhang C.1 ab Seite 182 zu entnehmen.

Die Verteilung der Direktnormalstrahlung sowie der nutzbaren Einstrahlung der jeweiligen Solarfeldausrichtung über das Jahr am Standort Sevilla ist in Grafik 2.5 dargestellt. Wie erwartet ist die Einstrahlung in den Wintermonaten deutlich kleiner als in den Sommermonaten. Nach den vorausgehenden Ausführungen hat das in Ost-West-Achse ausgerichtete Solarfeld im Winter Vorteile, während die um 90° gedrehte Konfiguration im Sommer deutlich mehr Energie liefert.

Darüber hinaus ist eine Ausrichtung des Solarfeldes in jedem beliebigen Winkel möglich (Duffie und Beckman, 2006, S. 20). Damit besteht die Option, die Energieausbeute des Feldes im Tages- beziehungsweise Jahresverlauf anzupassen. Beispielsweise würde aus einer Aufstellung im Winkel von 45° (Kollektorachse in Nordost-Südwest-Richtung) ein höherer Energieertrag am Vormittag resultieren, da sich die Parabolrinnen durch die Solarfeldorientierung gut auf Sonnenstände in östlichen Richtungen fokussieren lassen.

Die Solarfeldausrichtung ist aber nicht nur aus verschiedenen technischen, sondern auch aus ökonomischen Aspekten ein beachtenswerter Parameter. Zwar liefern in Nord-Süd-Richtung aufgestellte Kollektoren den höchsten Energieertrag, letztendlich entscheiden jedoch ökonomische Rahmenparameter, in welchen Stunden / Perioden die elektrische Arbeit am höchsten vergütet wird. Beispielsweise sind Vergütungsschemata vorstellbar, die eine Arbeitsabgabe im Winter oder nur im Sommer extrem belohnen. Daher wird das

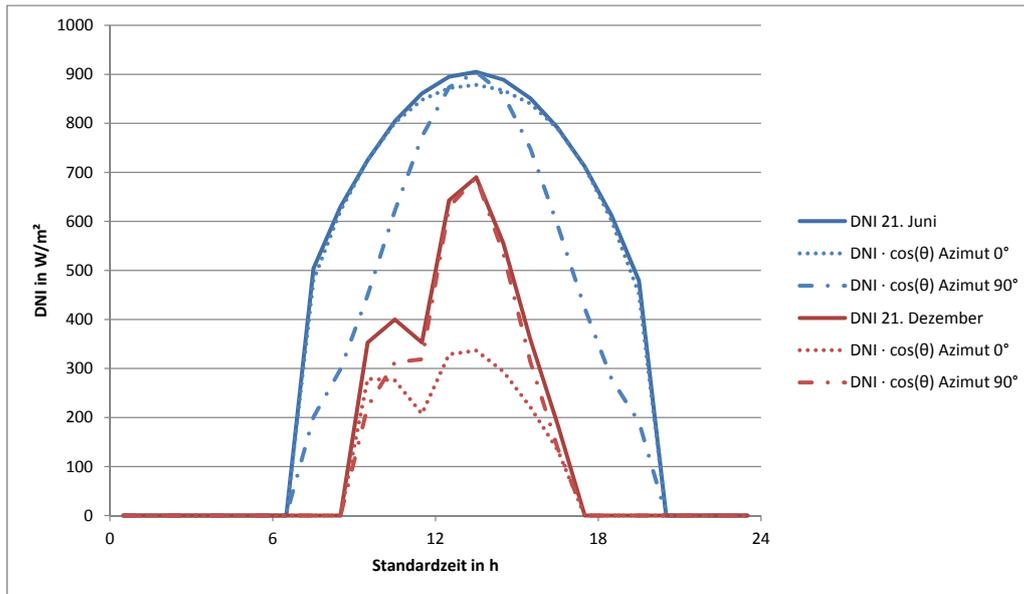


Abbildung 2.4: Auswirkungen der Solarfeldausrichtung auf die nutzbare Einstrahlung an zwei ausgewählten Tagen am Standort Sevilla, DNI-Daten entnommen aus U. S. Department of Energy (2012c)

Optimum unter variablen Vergütungsstrukturen nicht allein durch den höchsten technischen Ertrag bestimmt. Entsprechendes ist für ein auf der Photovoltaik basierendes Kraftwerk beschrieben bei International Finance Corporation (2012, S. 77) Zusätzlich kann auch unter fixen Einspeisetarifen eine Drehung des Feldes mit insgesamt höheren Erträgen einhergehen. Dies ist durch die Kombination verschiedener Aggregate bedingt. Üblicherweise ist die Umgebungstemperatur am Vormittag vergleichsweise gering. Erst mit steigender Solareinstrahlung erwärmt sich die Luft stark. Dies ist für Anlagen mit einem luftgekühlten Kondensator besonders relevant, da die Temperaturen die Kreislaufeffizienz stark beeinflussen. Deshalb kann eine entsprechend verlagerte Energieabgabe – trotz eines Rückgangs der Solarfeldeffizienz – positive Effekte auf die Gesamtanlage haben.

Insgesamt gilt für die Solarfeldausrichtung, dass verschiedene Effekte die optimale Aufstellung der Kollektoren erheblich beeinflussen.

2.2.1.4 Solarfeldaufteilung

Die Solarfeldaufteilung beschreibt die Unterteilung der Gesamtfläche in verschiedene kleinere Segmente, die jeweils mit unterschiedlichen Ausrichtungen aufstellbar sind. Sie ist in der Literatur bisher unberücksichtigt. Zusammen beeinflussen die Solarfeldaufteilung und der Aufstellungswinkel der Kollektoren die Energieausbeute und deren Verteilung. Die vom gesamten Solarfeld gelieferte Energie ergibt sich aus der Addition der Einzelbeiträge der jeweiligen Segmente. Gleichzeitig überlagern sich die den Sonnenstand und die

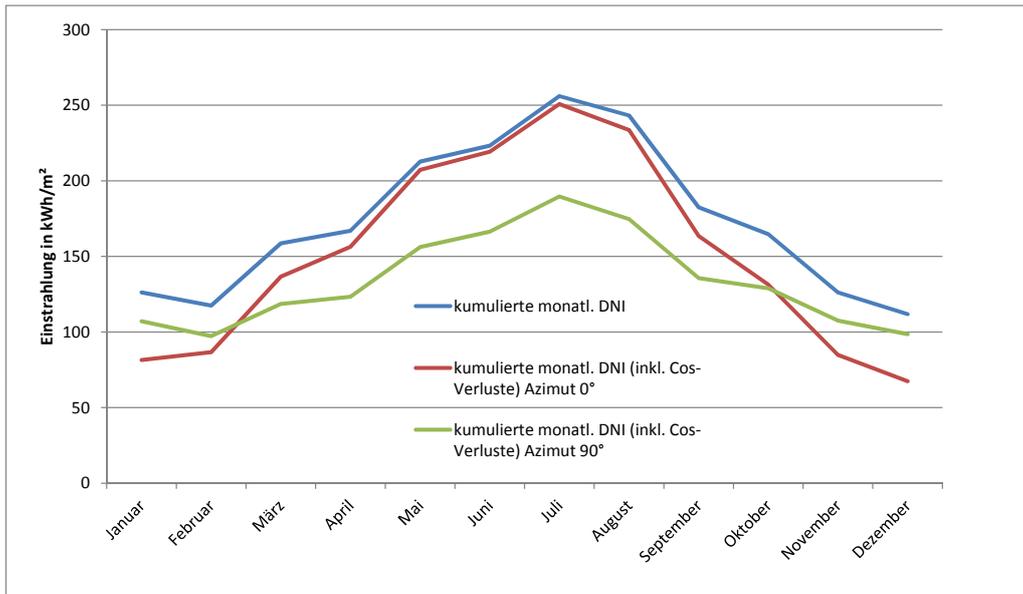


Abbildung 2.5: Auswirkungen der Solarfeldausrichtung auf die Verteilung der nutzbaren Einstrahlung über das Jahr am Standort Sevilla, DNI-Daten entnommen aus U. S. Department of Energy (2012c)

Einfallsbedingungen beschreibenden trigonometrischen Funktionen. Folglich ist mit einer Solarfeldaufteilung eine Anpassung der Energieabgabe mit unterschiedlichen Maxima und Minima über den Tag beziehungsweise das Jahr zu erreichen. Durch die Aufteilung des Feldes erscheint es insbesondere möglich, die Energieabgabe an die Vergütungsstrukturen anzupassen. Denkbar wäre ein besonderer Nutzen einer entsprechenden Auslegung, wenn es mehrere über den Tag verteilte und voneinander getrennte Peakzeiträume gibt.

Allerdings führt die Aufteilung in einem realen Solarfeld zu einem höheren Verrohrungsaufwand. Zudem dürfte zur Aufstellung des Solarfeldes insgesamt eine deutlich größere Fläche benötigt werden, um die langen Kollektorreihen in den unterschiedlichen Richtungen aufzustellen. Demzufolge wird in dieser Arbeit die Aufteilung auf maximal zwei Segmente begrenzt, um die praktische Anwendbarkeit zu erhalten.

Zur Verdeutlichung des Einflusses zweier einzelner Teilfelder wird exemplarisch das folgende Beispiel dargestellt: Am Standort Sevilla werden drei Aufstellungsalternativen mit ihren Auswirkungen auf die nutzbare Einstrahlung untersucht. Dies sind die klassische Aufstellung der Kollektoren in Nord-Süd-Achse sowie die Ausrichtung des Feldes in Nordwest-Südost-Richtung (Azimut $\gamma = -45^\circ$). Die dritte Variante ist eine Kombination der ersten beiden Alternativen, wobei jeweils 50% der gesamten Parabolrinnen im Winkel von 0° beziehungsweise -45° aufgestellt sind. Die Abbildung 2.6 enthält die jeweils nutzbare Einstrahlung in stündlicher Auflösung. Die Werte resultieren aus einer Aufsummierung der Daten eines gesamten Jahres.

2 Stand der Wissenschaft und Abgrenzung der Arbeit

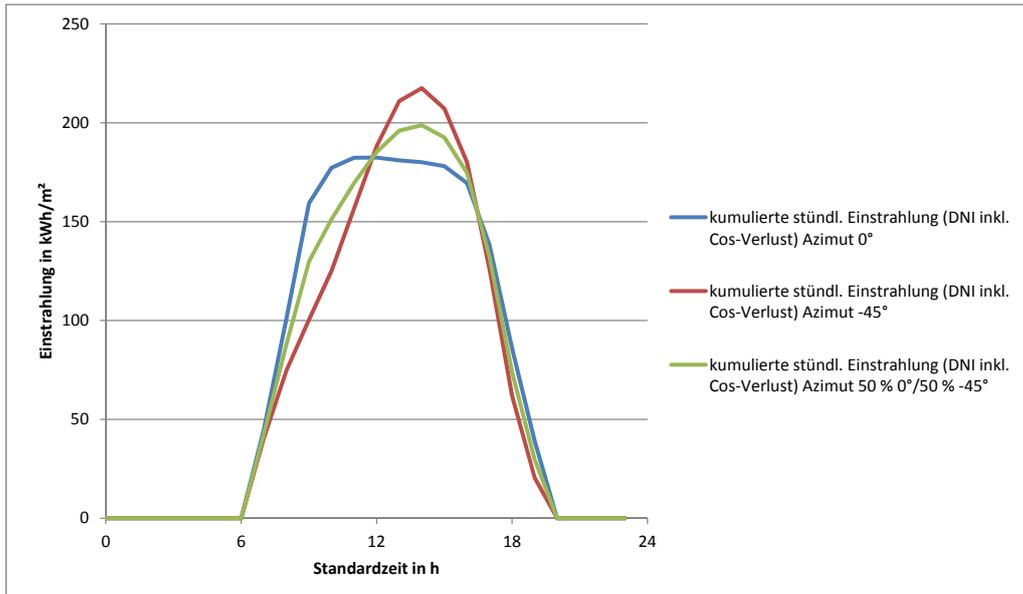


Abbildung 2.6: Auswirkungen der Solarfeldausrichtung und -aufteilung auf die jährlich nutzbare Einstrahlung in stündlicher Auflösung am Standort Sevilla, DNI-Daten entnommen aus U. S. Department of Energy (2012c)

Entsprechend der Grafik ist eine Vorteilhaftigkeit der Solarfeldaufteilung beispielsweise in einem Szenario mit einem Peak am Morgen sowie am Nachmittag vorstellbar. Sie ermöglicht – wie dargestellt – eine Anpassung der Energieabgabe aus dem Solarfeld an die Anforderungen aus Technik und Ökonomie. Während in den Morgenstunden auf Grund der besseren Rückkühlungsbedingungen eine geringe nutzbare Einstrahlung für den optimalen Kraftwerkseinsatz ausreichen dürfte, ist Gegenzugliches für den Nachmittag zu erwarten. In dieser Zeit ist von im Allgemeinen höheren Temperaturen mit entsprechenden Konsequenzen auf die Kreislauffeffizienz auszugehen.

Auch über das Jahr gesehen ist ein Mehrwert der Solarfeldaufteilung für die Gesamtleistung vorstellbar. So können beispielsweise die bereits beschriebenen Vorteile der Ausrichtungen in Nord-Süd- und Ost-West-Achse problemspezifisch kombiniert werden. Folglich wäre eine optimale Verteilung der nutzbaren Solarfeldenergie, entsprechend den technischen Restriktionen und ökonomischen Rahmenbedingungen, zu erzielen.

Insgesamt ist die Aufteilung des Solarfeldes eine untersuchenswerte Option, bei der das Optimum schwierig zu finden sein dürfte. Es überlagern sich verschiedene Effekte, die jeweils erhebliche Auswirkungen auf die Performance des Solarfeldes haben. Zusätzlich bestehen zwischen allen genannten Auslegungsparametern gegenseitige Abhängigkeiten, die sich maßgeblich auf die Einsatzoptionen auswirken und somit die Performance des Kraftwerkes beeinflussen.

2.2.2 Einsatzmöglichkeiten des Kraftwerksblocks

Das Einsatzkonzept des Kraftwerks ist – wie in Kapitel 2.1 dargestellt – ein wesentlicher Faktor für den ökonomischen und technischen Erfolg. Prinzipiell lassen sich mit einem solarthermischen Kraftwerk sehr viele Strategien abbilden, zumindest wenn ein Speicher in den Kreislauf integriert ist.

Naheliegender ist der solar-bestimmte Betrieb. Dieser eignet sich für Kraftwerkskonfigurationen mit oder ohne integrierten Speicher. Bei diesem Konzept wird die Anlage immer mit maximal möglicher Leistung betrieben, äußere Einflussfaktoren bleiben unberücksichtigt. Sobald das Solarfeld und / oder der Speicher einen zum Erreichen der Mindestlast ausreichend großen Wärmestrom liefern, wird das Kraftwerk betrieben. Andernfalls bleibt es abgeschaltet.

Eine weitere Möglichkeit ist der technisch-optimierte Betrieb. Wie in Abschnitt 2.2 ab Seite 12 erläutert, ist diese Einsatzphilosophie zur Optimierung des technischen Ertrags und der Stromgestehungskosten besonders vorteilhaft. Dieses Konzept erfordert zwingend einen in den Kreislauf integrierten Speicher. Ziel ist es, die maximal mögliche Arbeitsabgabe innerhalb eines Optimierungszeitraums unter Berücksichtigung der technischen Einflussfaktoren und Restriktionen zu erreichen. Daher müssen unter anderem Teillastwirkungsgrade und Rückkühlungsbedingungen, aber auch der maximale Speicherefüllstand beachtet werden. Für einen technisch-optimierten Betrieb ist die Voraussicht der wichtigen Umgebungsbedingungen wie Einstrahlungs- und Temperaturdaten notwendig. Für kurzfristige Zeiträume sind die erforderlichen Angaben im Allgemeinen in ausreichender Qualität verfügbar (Wittmann et al., 2009, S. 3).

Für den Standort Sevilla finden sich die wesentlichen Umgebungsbedingungen für zwei ausgewählte Tage in der Grafik 2.7. Entsprechend den Erwartungen variieren Einstrahlung und Umgebungstemperatur sowohl über das Jahr als auch den Tag erheblich. In einem technisch-optimierten Einsatzkonzept kann es sich demnach als sinnvoll erweisen, die Arbeitsabgabe aus den Nachmittagsstunden in den Abend zu verschieben, um die Rückkühlungsbedingungen zu verbessern. Dies gilt insbesondere für die Kraftwerke, in denen zur Rückkühlung des Dampfes die Umgebungsluft verwendet wird. Derartige Kreislaufkonfigurationen dürften in der Zukunft auf Grund des geringen Wasserverbrauchs häufig gewählt werden. Schließlich ist insbesondere an Standorten mit guten Einstrahlungsbedingungen davon auszugehen, dass Wasser eine stark begrenzte Ressource darstellt oder erhebliche Nutzungskonflikte – etwa mit der Landwirtschaft – bestehen (Electric Power Research Institute und California Energy Commission, 2002, S. 1-1 ff.), (Roy et al., 2003, S. 95 ff.).

Ein interessanter Ansatz einer Einsatzstrategie ist der sogenannte „Shifter“-Betrieb (Hermes, 2010, S. 6). Ziel dieser Fahrweise ist die Vermeidung von Teillasten, um optimale Turbinenwirkungsgrade zu erreichen. Der Autor weist zudem darauf hin, dass für dieses Einsatzkonzept kein Wissen über zukünftige Umgebungsbedingungen erforderlich sei, das untersuchte Kraftwerk jedoch trotzdem eine gute technische Performance aufweisen würde (Hermes, 2010, S. 11). Ob in dem Ansatz auch die Umgebungstemperaturen und ihre Auswirkungen auf die Kreislauffeffizienz Berücksichtigung finden, wird nicht be-

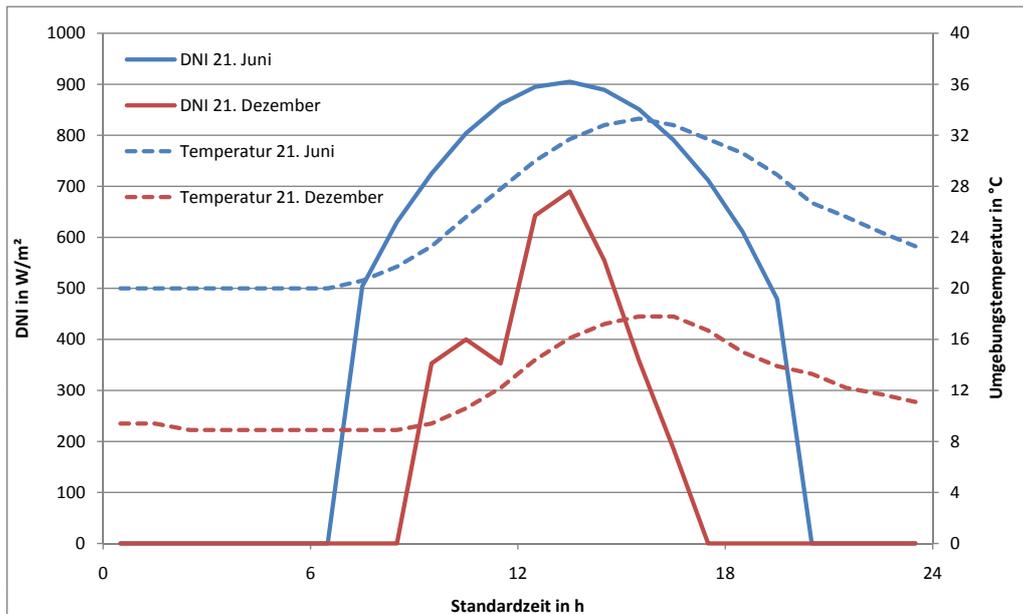


Abbildung 2.7: Direktnormalstrahlung und Umgebungstemperatur am Standort Sevilla an ausgewählten Tagen in stündlicher Auflösung, Quelle: (U. S. Department of Energy, 2012c)

schrieben.

Letztendlich dürfte aus dem „Shifter“-Betrieb ein häufiger Wechsel des Betriebszustands (on- oder offline) resultieren, da geringe Teillasten in diesem Konzept ausgeschlossen sind. Er wird nachfolgend nicht weiter berücksichtigt.

Für die Optimierung der Kraftwerksfahrweise nach ökonomischen Gesichtspunkten müssen neben den technischen Rahmenbedingungen insbesondere die Vergütungspreise für die erzeugte elektrische Energie in die Analyse einbezogen werden. Da sich die Einzahlungen aus dem Produkt von Absatzmenge und -preis ergeben, eignen sich beide Faktoren zur Maximierung des ökonomischen Ertrags. Welcher der beiden Parameter einen größeren Einfluss hat, ist unter anderem vom Strompreisgefüge, aber ebenso von den Einstrahlungs- und Umgebungstemperaturbedingungen abhängig. Demzufolge gilt es alle sich überlagernden Faktoren für eine optimale Kraftwerksfahrweise zu berücksichtigen.

Zu beachten ist, dass der technisch- sowie der ökonomisch-optimale Betrieb nicht zwangsläufig deckungsgleich sein müssen. Bei einer Maximierung des technischen Ertrags sind die Teillasten und Rückkühlbedingungen entscheidend. Die erzielbaren Vergütungspreise sind in diesem Fall irrelevant. Wegen der Unterschiede ist es für die auf Seite 13 definierten Zielgrößen erforderlich, sowohl den technisch- als auch den ökonomisch-optimalen Betrieb zu betrachten. Auf diesen Aspekt wurde bereits mit der Grafik 2.2 (Seite 13) hingewiesen. Letztendlich hat ein Betreiber in einem bestehenden Kraftwerk mit einem integrierten Speicher die Möglichkeit, beide Einsatzstrategien umzusetzen.

Allerdings wird in der Praxis wahrscheinlich immer der einzahlungsoptimierte Betrieb angestrebt.

Deckungsgleich und zum gleichen Ergebnis führend sind beide Strategien nur bei einem fixen Einspeisetarif. Ausschließlich eine höhere Arbeitsabgabe gewährleistet unter diesen Rahmenbedingungen größere Einzahlungen. Damit ist in diesem Fall eine technische Optimierung des Kraftwerksbetriebs ausreichend.

Mit Hilfe der folgenden Diagramme 2.8 und 2.9 werden die drei Einsatzstrategien – Leistungsmaximierung und technische sowie ökonomische Optimierung – beispielhaft miteinander verglichen. Die angewendeten Modelle sind in Kapitel 5 ab Seite 61 und im Anhang C.2 ab Seite 185 erläutert. Eine Optimierungsperiode umfasst dabei jeweils 24 Stunden (beginnend und endend um 6 Uhr morgens). Für diesen Zeitraum wird eine perfekte Voraussicht angenommen. Die Definition einer Optimierungsperiode sowie der Zugriff auf zukünftige Umgebungsbedingungen sind für den solar-bestimmten Betrieb nicht notwendig. Dem Beispiel entsprechend wird die Arbeit zwischen 16 und 23 Uhr mit einem Peakpreis vergütet. In der übrigen Zeit kommt ein Offpeakpreis zur Anwendung. Daher erfolgt bei der ökonomisch getriebenen Fahrweise eine erhebliche Arbeitsabgabe im Peakzeitraum, wie der Grafik 2.9 zu entnehmen ist. Da das Beispiel eine Begrenzung des maximalen Speicherinhalts vorsieht, wird die Elektrizitätsabgabe nicht noch stärker in diese Tageszeit verlagert. Somit muss ein Teil der Energie zu Offpeakpreisen abgegeben werden.

Dagegen kommt es im technisch-optimalen Konzept dazu, dass der Speicher nur zu einem geringen Anteil genutzt wird. Der wesentliche Teil der Solarfeldenergie wird direkt in elektrische Energie umgewandelt. Offensichtlich ist der Verlust durch die Einspeicherung größer als der Effekt der geringeren Umwandlungseffizienz, die durch die tagsüber vergleichsweise hohen Umgebungstemperaturen reduziert wird. Zufällig liefert das solar-bestimmte Konzept in dem betrachteten Beispiel fast ein ähnlich gutes Ergebnis wie die technisch-optimierte Fahrweise, was sich durch das relativ moderate Temperaturniveau an diesem Tag begründen lässt. Beide Konzepte unterscheiden sich im Wesentlichen nur durch die Energieabgabe der technisch-optimierten Fahrweise während der Nacht.

Ein weiterer wichtiger Aspekt ist, dass erst die Betrachtung der Einsatzphilosophie die Möglichkeit eröffnet, solarthermische Kraftwerke in einem auf erneuerbaren Ressourcen basierenden Erzeugungssystem detailliert zu untersuchen. Ein Fokus liegt auf den Systemdienstleistungen, die mittels solarthermischer Anlagen bei einem integrierten Speicher erreicht werden können (European Academies Science Advisory Council, 2011, S. 25 ff.). Prinzipiell wäre denkbar, den Betreibern solcher Kraftwerke besondere Anreize zu bieten, damit sie zu bestimmten Zeiten Energie vorhalten. In Netzen mit einem hohen Windstromanteil könnte dies beispielsweise für ausgeprägte Schwachwindperioden interessant sein. Auf Zeiträume geringer Windstromproduktion wird auch in der Literatur hingewiesen (Ziems und Weber, 2010, S. 3). Zudem wird in Kapitel 6 ein Beispielszenario untersucht, welches sich mit dem Preisgefüge an der erwarteten, vergleichsweise geringen Windstromproduktion in den Sommermonaten orientiert.

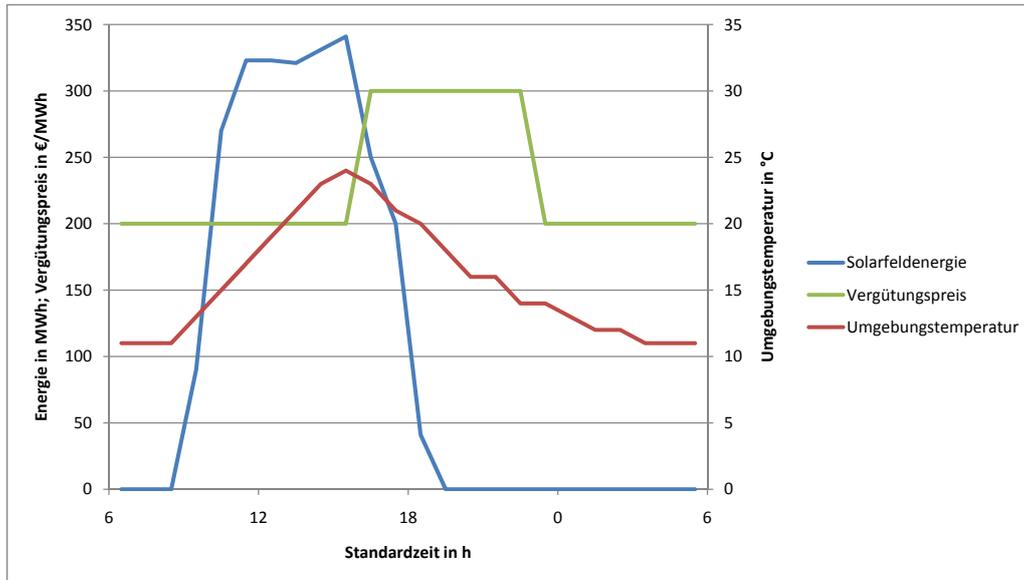


Abbildung 2.8: Solarfeldenergie, Vergütungspreis und Umgebungstemperatur über der Standardzeit, Datengrundlage für den Vergleich der in Abbildung 2.9 dargestellten Einsatzstrategien

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass die Einsatzmöglichkeiten eines Kraftwerksblocks wesentlich durch die Auslegung und die resultierenden Restriktionen bestimmt werden. Damit wirkt sich das während der Planungsphase festgelegte Design erheblich auf die späteren Betriebsoptionen aus.

Eine kombinierte Betrachtung aus Auslegung und Fahrweise zur Optimierung solarthermischer Kraftwerke findet sich in der Literatur in der dargestellten Form bisher nicht. Dies gilt insbesondere auch durch die definierten Zielgrößen, die eine Berücksichtigung von zwei Einsatzstrategien erfordern.

2.2.3 Kombination technischer und ökonomischer Zielgrößen

Wie in Kapitel 2.2 beschrieben, werden in dieser Arbeit technische und ökonomische Zielgrößen als Optimierungskriterien verwendet. Sowohl ihre Berechnung als auch die Motivation ihrer Verwendung werden nachfolgend erörtert.

Die Stromgestehungskosten LCOE (Levelized Cost of Electricity) ergeben sich aus (Short et al., 1995, S. 42 ff., S. 47f.):

$$LCOE = \frac{A_0 + \sum_{t=1}^T A_t \cdot (1 + i_r)^{-t}}{\sum_{t=1}^T \frac{W_t}{(1 + i_r)^t}} \quad (2.2)$$

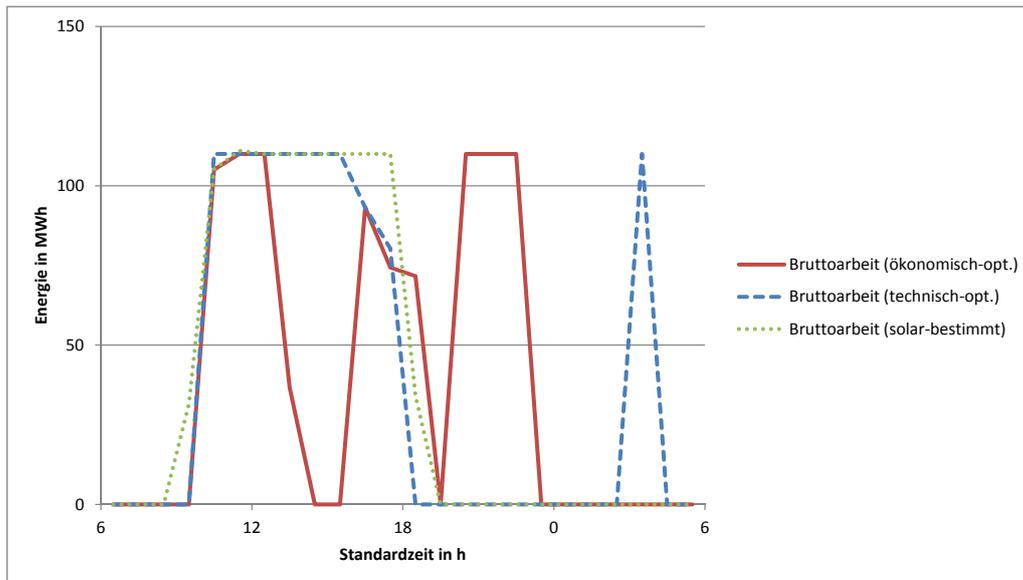


Abbildung 2.9: Beispielhafter Vergleich von drei unterschiedlichen Einsatzstrategien

mit

A_0 : Anfangsinvestition,

A_t : variable und betriebsunabhängige Auszahlungen in der Betriebszeit des Kraftwerks im Jahr t (deren Ermittlung ist in Kapitel 5.2 ab Seite 67 erläutert),

t : Jahr,

T : Planungszeitraum,

i_r : (realer) Kalkulationszins und

W_t : jährliche Nettoarbeitsabgabe des Kraftwerks. Sie setzt sich aus den stündlichen Werten W_{t_j} eines einzelnen Jahres t zusammen:

$$W_t = \sum_{j=1}^J W_{t_j} \quad (2.3)$$

mit

J : Anzahl der Stunden eines Jahres ($J = 8760h$).

In dieser Arbeit werden ausschließlich reale Stromgestehungskosten angegeben und miteinander verglichen. Demnach handelt es sich bei allen angegebenen Werten um inflationsbereinigte Beträge. Auf die Angabe „real“ wird in der Regel aus Gründen der besseren Lesbarkeit verzichtet.

2 Stand der Wissenschaft und Abgrenzung der Arbeit

Der Kapitalwert einer Investition C_0 kann mit Hilfe der nachfolgenden Gleichung bestimmt werden (Perridon und Steiner, 2007, S. 45), (Erdmann und Zweifel, 2008, S. 38 f.), (Götze, 2008, S. 72):

$$C_0 = \sum_{t=0}^T \frac{(E_t - A_t)}{(1 + i_r)^t} \quad (2.4)$$

mit

$$E_t = \sum_{j=1}^J (W_{t_j} \cdot P_{t_j}), \quad (2.5)$$

wobei gilt:

E_t : Einzahlungen im Jahr t und

P_{t_j} : Vergütung in Stunde j im Jahr t .

Vereinfachend wird bei der Ermittlung der Stromgestehungskosten und des Kapitalwerts auf die Berücksichtigung von Steuern verzichtet.

Wie in Kapitel 2.1 beschrieben, kommen die Stromgestehungskosten in zahlreichen Quellen als Beurteilungskriterium von Auslegungsvarianten zur Anwendung. Auf Grund der häufigen Verwendung handelt es sich bei den Stromgestehungskosten um eine in der Literatur und Wissenschaft anerkannte Größe. Daneben sind sie insbesondere für einen Technologievergleich geeignet, sodass die Verwendung dieses Kriteriums als Zielgröße sinnvoll erscheint.

Weiterhin sind die Auswirkungen auf das Kraftwerksdesign bei einer Beurteilung der Auslegungsalternativen auf Basis der Stromgestehungskosten beziehungsweise des Kapitalwerts ein wesentlicher Untersuchungsgegenstand. Daraus ergibt sich unmittelbar die Notwendigkeit, die Stromgestehungskosten als Zielgröße aufzunehmen.

Dynamische Investitionsrechenverfahren wie die Kapitalwertmethode oder die Methode des internen Zinssatzes ermöglichen die Beurteilung des wirtschaftlichen Erfolgs einer Investition (Götze, 2008, S. 70). Dafür werden im Gegensatz zur Berechnung der Stromgestehungskosten auch Einzahlungen berücksichtigt, die aus den Erlösen der verkauften Energie entstehen. Insbesondere in den Fällen, in denen Kraftwerke unter zeitvariablen Vergütungstarifen betrieben werden, sind die genannten Verfahren den Stromgestehungskosten vorzuziehen (Behnke et al., 2010, S. 569). Darüber hinaus lässt sich der ökonomische Mehrwert eines thermischen Speichers nur korrekt bestimmen, wenn die aus seinem Einsatz resultierenden Einzahlungen berücksichtigt werden. Dies gilt insbesondere bei zeitvariablen Vergütungsstrukturen.

Neben den beiden ökonomischen Kriterien soll als ein weiteres Ziel ein maximaler technischer Ertrag in Form der Jahresnettoarbeitsabgabe verfolgt werden. Sie ermöglicht eine Abschätzung der Betriebsflexibilität solarthermischer Kraftwerke. Schließlich ist eine hohe Arbeitsabgabe nur mit entsprechenden Solarfeld- und Speicherauslegungen zu erreichen. Dies kann sich in der Beurteilung eines Gesamtportfolios als hilfreich herausstellen. So ermöglicht ein Kraftwerk mit einem größeren Potential, dass einem Verbundnetz länger Energie zugeführt wird. Allerdings führen diese Anlagen in der Regel nicht zu einer

optimalen ökonomischen Performance. Begründet werden kann dies durch die bei einer großen Dimensionierung zurückgehende Auslastung der Komponenten. Dadurch steigen die spezifischen Kosten, was sich negativ auf die Wirtschaftlichkeit des Projekts auswirkt. Daher sind derartige Auslegungsvarianten in der Regel nicht das Resultat ökonomischer Optimierungen.

Zudem besteht über die Maximierung der Nettoarbeit die Möglichkeit, das technische Potential des jeweiligen Standorts zu ermitteln. Dies erscheint insbesondere in einer Mehrzieloptimierung beachtenswert. Schließlich ermöglicht sie gemäß den Ausführungen in Kapitel 3.1 ab Seite 29 das Auffinden von optimalen Kompromisslösungen. Damit sind Konfigurationen mit einer hohen Arbeitsabgabe und adäquaten ökonomischen Parametern auswählbar. Ohne eine Verwendung mehrerer Beurteilungskriterien wäre dies nicht möglich.

Anzumerken ist, dass gemäß den Gleichungen 2.2 und 2.3 sowohl die Stromgestehungskosten als auch die jährliche Nettoarbeitsabgabe unabhängig vom gewählten (variablen) Vergütungsschema sind. Allerdings wird – wie dargestellt – eine Mehrzieloptimierung durchgeführt. Damit ist auch die Integration der vom Vergütungsschema unabhängigen Kriterien sinnvoll.

2.3 Kritische Diskussion des gewählten Ansatzes

Ein solarthermisches Parabolrinnenkraftwerk lässt sich durch nahezu beliebig viele technische und ökonomische Parameter beschreiben. Letztendlich könnten alle Gegenstand einer Optimierung sein. Trotzdem werden nur die in Kapitel 2.2 genannten Parameter als Variablen verwendet. Ein Hauptproblem ist häufig, dass die einzelnen Größen nicht unabhängig voneinander sind: Mögliche Variablen beeinflussen häufig andere Parameter. Beispielsweise ist der thermische Kreislaufwirkungsgrad unter anderem von der installierten Leistung abhängig. Diese wiederum beeinflusst die ökonomische Projektperformance maßgeblich. So kann die Anzahl der Vorwärmer bei höheren Leistungen im Allgemeinen größer gewählt werden, was sich positiv auf die Umwandlungseffizienz auswirkt. Allerdings zeichnen sich kleine Turbinen insbesondere durch einen in der Regel einfacheren Aufbau aus (Eck et al., 2007, S.32). Sie sind damit – absolut betrachtet – günstig, was sich vorteilhaft auf die ökonomische Projektperformance auswirkt. Allerdings ist bei steigender installierter Leistung von geringeren spezifischen Kosten auszugehen, da sich unter anderem der notwendige administrative Aufwand reduziert (Strauß, 2006, S. 107). Vor diesem Hintergrund erscheint es sinnvoll, die Nominalleistung in der Analyse als konstante Größe zu berücksichtigen.

Ein weiterer wesentlicher, ebenfalls häufig betrachteter Aspekt ist die direkte Optimierung des Umwandlungswirkungsgrades des Kraftwerksblocks. Eine höhere Effizienz führt unter der Annahme einer konstanten Nominalleistung zu einem geringeren Wärmestrom, der dem Kraftwerk zugeführt werden muss. Damit können sowohl Solarfeld als auch Rohrleitungen kleiner dimensioniert werden. Durch den geringeren Materialverbrauch trägt dies zu einer Reduktion der Kosten bei. Allerdings kann zur Erhöhung

des Wirkungsgrades ein aufwändigerer Kraftwerkskreislauf notwendig sein, was von steigenden Kosten begleitet sein dürfte. Der gesamte Effekt lässt sich nur schwierig ohne reale, bei Herstellern und Entwicklern angefragte Daten abschätzen. Aus den genannten Gründen wird der Kraftwerkswirkungsgrad als konstanter Parameter verwendet.

Zudem könnte die geographische Lage des Kraftwerks als eine weitere Entscheidungsvariable gewählt werden. Dabei wäre insbesondere der Einfluss des Längengrades untersuchenswert. Während die Solarzeit standortindividuell ist, handelt es sich bei der Zeitzone – zumindest innerhalb gewisser Grenzen – um eine konstante Größe. Durch eine Verschiebung der Anlage in Ost-West-Richtung innerhalb der gleichen Zeitzone wäre es daher möglich, die Arbeitsabgabe relativ zur Standardzeit zu verändern. Damit kann die Energieabgabe des Kraftwerks an die auftretenden Preisminima und -maxima angepasst werden. Sinnvoll erscheint eine solche Untersuchung beispielsweise für Länder oder Marktgebiete mit großen Ausdehnungen in Ost-West-Richtung. Idealerweise ist dies mit einer einzigen Zeitzone verbunden, wie es etwa in China der Fall ist (Vermeer, 2007, S. 177). Allerdings müssen die Mikroklimata – beispielsweise durch Tallagen oder die Nähe zu großen Gewässern – berücksichtigt werden, da sie erhebliche Auswirkungen auf die Anlagenperformance haben dürften. Auf Grund der sich daraus ergebenden Probleme wird der Standort in dieser Arbeit nicht variiert.

Insgesamt ließe sich das verwendete Modell inklusive weiterer Abhängigkeiten zwischen technischen und ökonomischen Faktoren erheblich erweitern. Dies kann je nach Bedarf vom jeweiligen Anwender vorgenommen werden. Zur Methodenentwicklung und ihrer Überprüfung erscheint die getroffene Parameterauswahl jedoch angemessen und sinnvoll. Zum einen resultiert dies aus der Annahme, dass die gewählten Parameter insbesondere vor dem Hintergrund variabler Vergütungspreise maßgeblichen Einfluss auf die zu erzielenden Einzahlungen haben. Zum anderen wird erwartet, dass das in dieser Arbeit beschriebene Verfahren auch für die Optimierung weiterer oder anderer Auslegungsparameter einsetzbar ist.

3 Ein- und Mehrzieloptimierung

In diesem Kapitel erfolgt die Erläuterung wesentlicher Elemente der Ein- und Mehrzieloptimierung. Nach einer Beschreibung der mathematischen Grundlagen werden die Charakteristika der hier verwendeten Zielgrößen dargestellt und abschließend geeignete Optimierungsverfahren aufgezeigt.

In Kapitel 2.2 ist die Verknüpfung von Auslegungs- und Einsatzoptimierung erläutert. Erstere stellt auf Grund der drei Kriterien (Kapitalwert, Stromgestehungskosten, Jahresnettoarbeitsabgabe) eine Mehrzieloptimierung dar. Für den Kraftwerkseinsatz wird jeweils nur ein Kriterium verwendet, sodass eine Einzieloptimierung vorliegt. Sie kann als ein Spezialfall der Mehrzieloptimierung angesehen werden. Letztendlich reicht eine allgemeine Beschreibung daher aus. Zur besseren Verständlichkeit werden jedoch einige Aspekte der Einzieloptimierung gesondert erläutert. Nur im Bereich der Lösungsverfahren werden geeignete Methoden jeweils differenziert betrachtet.

3.1 Mathematische Grundlagen

Für eine globale Minimierung einer gegebenen Funktion $f : B \subseteq \mathbb{R}^n \rightarrow \mathbb{R}, B \neq \emptyset$ ist für ein $\vec{x}_i \in B$ der Funktionswert $f_i : f(\vec{x}_i) > -\infty$ genau dann ein globales Minimum, falls es keinen weiteren Vektor mit einem noch kleineren Funktionswert gibt. Es muss daher gelten (Bäck, 1996, S. 35):

$$\forall \vec{x} \in B : f(\vec{x}_i) \leq f(\vec{x}). \quad (3.1)$$

\vec{x} repräsentiert einen Vektor mit m Entscheidungsvariablen, der die Freiheitsgrade der Optimierung festlegt. Es gilt (Coello et al., 2007, S. 5):

$$\vec{x} = \begin{pmatrix} x_1 \\ x_2 \\ \vdots \\ x_m \end{pmatrix} \quad (3.2)$$

beziehungsweise

$$\vec{x} = (x_1, x_2, \dots, x_m)^T. \quad (3.3)$$

Häufig sind in einer Optimierung Restriktionen einzuhalten, die man in Form von Nebenbedingungen in das Problem integriert. Deren Anzahl muss stets kleiner als die

3 Ein- und Mehrzieloptimierung

Anzahl der Entscheidungsvariablen sein. Andernfalls ist das Problem überbestimmt (Coello et al., 2007, S. 5 f.).

Im Gegensatz zur Ein- werden bei einer Mehrzieloptimierung mehrere Funktionen gleichzeitig betrachtet. Die Zielfunktionen $f_1(\vec{x})$, $f_2(\vec{x})$, ..., $f_j(\vec{x})$ bilden zusammen eine Vektorfunktion $\vec{f}(\vec{x})$. Diese ist definiert durch (Coello et al., 2007, S. 7):

$$\vec{f}(\vec{x}) = \begin{pmatrix} f_1(\vec{x}) \\ f_2(\vec{x}) \\ \vdots \\ f_j(\vec{x}) \end{pmatrix} \quad (3.4)$$

beziehungsweise

$$\vec{f}(\vec{x}) = (f_1(\vec{x}), f_2(\vec{x}), \dots, f_j(\vec{x}))^T. \quad (3.5)$$

Durch die Verknüpfung mehrerer Zielgrößen ist es im Allgemeinen nicht mehr möglich, ein einziges globales Optimum zu erreichen. Vielmehr strebt man mit diesen Optimierungsverfahren Kompromisslösungen an, in denen alle Zielgrößen adäquate Werte erreichen. Dies gilt insbesondere für Zielfunktionen, die sich gegensätzlich zueinander verhalten.

Die gleichzeitige Verfolgung mehrerer, konkurrierender Zielgrößen führt unmittelbar zu einer Pareto-Front. Auf dieser liegen alle zulässigen, optimalen Lösungen. Ein Vektor befindet sich dann auf der Pareto-Front, wenn keine weitere Lösung gleich gute Resultate für alle Funktionswerte und in mindestens einer Funktion ein besseres Ergebnis liefert. Eine beispielhafte Pareto-Front für ein Minimierungsproblem zeigt Abbildung 3.1 auf der nächsten Seite.

Dementsprechend schließen sich die beiden Ziele, sowohl einen geringen Produktionsausfall als auch niedrige Instandhaltungskosten zu erreichen, annahmegemäß gegenseitig aus. Für die Pareto-optimalen Lösungen führt die Reduktion des einen Funktionswerts stets zu einer Erhöhung des anderen Zielkriteriums. In einem nachfolgenden Schritt muss daher an Hand der eigenen Präferenzen oder mit weiteren Informationen der individuelle, optimale Betriebspunkt ausgewählt werden.

Die nicht-optimalen Vektoren sind nicht in die Grafik 3.1 aufgenommen. Sie befinden sich im zulässigen Lösungsbereich rechts der Pareto-Front.

Mathematisch ist ein Lösungsvektor $\vec{a} \in B$ Pareto-optimal, falls es keinen anderen Vektor $\vec{b} \in B$ gibt, der \vec{a} dominiert. Ein Vektor $\vec{a} = (a_1, \dots, a_j)$ ist einem anderen Vektor $\vec{b} = (b_1, \dots, b_j)$ überlegen, wenn für ein Minimierungsproblem $\vec{a} \leq \vec{b}$ gilt. Daher muss $\forall i \in \{1, \dots, j\}, a_i \leq b_i \wedge \exists i \in \{1, \dots, j\} : a_i < b_i$ erfüllt sein (Coello et al., 2007, S. 11).

Zur weiteren Erläuterung der Pareto-Front dient die Abbildung 3.2 auf Seite 32. Dementsprechend sind für ein Minimierungsproblem die Lösungsvektoren 4, 5 und 6 Pareto-optimal. Sie werden durch keine andere Lösung dominiert. Die übrigen Ergebnisse gehören nicht zur Pareto-Front, da jeweils mindestens einer der genannten Vektoren besser ist.

3 Ein- und Mehrzieloptimierung

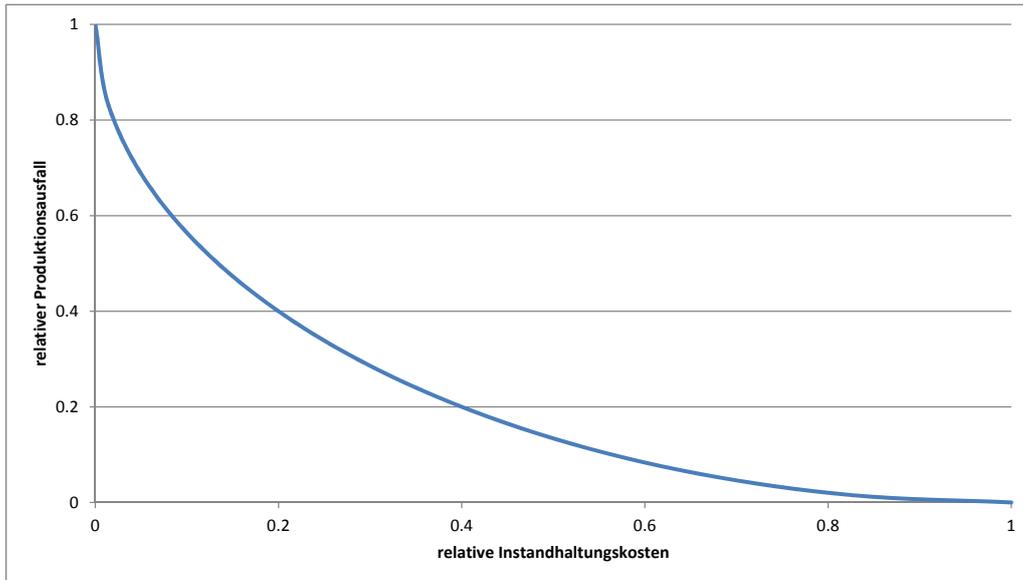


Abbildung 3.1: Beispielhafte Darstellung einer Pareto-Front

Ein wesentliches Unterscheidungskriterium zwischen den Verfahren zur Mehrzieloptimierung ist der Zeitpunkt, zu dem der Entscheider Einfluss auf die Optimierung nimmt. Bei den A-Priori-Methoden erfolgt dieses vor dem Optimierungsdurchlauf. Ein Beispiel dafür sind die aggregierenden Verfahren. Sie fassen die Zielfunktionen zusammen. Damit ist eine Problemreduktion zu einer Einzieloptimierung möglich. Allerdings kann es in der Realität schwierig sein, die Gewichtungsfaktoren, mit der die einzelnen Funktionen $f_j(\vec{x})$ in die aggregierte Form eingehen, korrekt zu bestimmen. Eine mögliche Weiterentwicklung wäre die iterative Variation der Gewichtungsfaktoren (Weicker, 2007, S. 201). Letztendlich handelt es sich bei der Überführung der Mehrziel- in eine Einzieloptimierung um ein Verfahren, in dem ein Problemwissen vorausgesetzt wird, bevor das Ergebnis bereitsteht. Daher wird die Methode nachfolgend nicht weiter berücksichtigt.

Eine weitere Möglichkeit sind Verfahren, bei denen der Entscheider während der Optimierung Einfluss auf den Verlauf nimmt. Nachteilig ist, dass mit einem kleinem Problemwissen nur schwer ein Vorteil für die Optimierung erreicht werden kann. Zudem finden diese Methoden in der Literatur bisher wenig Beachtung (Coello et al., 2007, S. 70 f.).

Die dritte Gruppe sind die A-Posteriori-Methoden. Diese versuchen die Pareto-Front direkt abzubilden. Dafür sind zum einen die jeweils optimalen Lösungsvektoren zu ermitteln. Zum anderen wird eine möglichst hohe Abdeckung der gesamten Front angestrebt. Nachteilig ist, dass diese Methoden bei einer großen Anzahl von Zielkriterien an ihre Grenzen stoßen. Dies ist unter anderem durch die rechen- und damit zeitaufwändige Ermittlung der Dominanzen innerhalb einer Population zu begründen (Coello et al., 2007, S. 111). Allerdings wird bei diesen Methoden kein Problemwissen vorausgesetzt. Ein wei-

3 Ein- und Mehrzieloptimierung

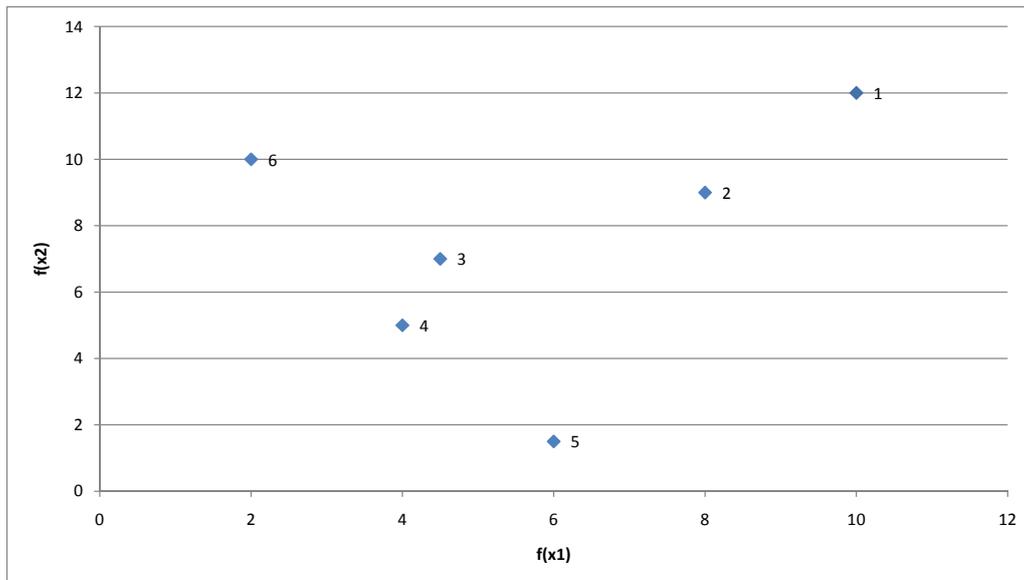


Abbildung 3.2: Darstellung eines Zielfunktionsraums für ein mehrdimensionales Minimierungsproblem

terer Vorteil ist die Möglichkeit, aus der Pareto-optimalen Menge die am besten zu den eigenen Präferenzen passende Lösung wählen zu können.

3.2 Eigenschaften der verwendeten Zielgrößen

Für die erfolgreiche Anwendung eines Optimierungsalgorithmus ist es erforderlich, die Eigenschaften der Zielgrößen zu analysieren. Dabei muss zwischen den Zielgrößen der Auslegungs- und der Einsatzoptimierung differenziert werden.

3.2.1 Zielgrößen der Auslegungsoptimierung

Nach Kapitel 2.2 werden die Stromgestehungskosten, der Kapitalwert und die Jahresarbeitsabgabe als Zielgrößen verwendet. Sie bilden die Basis für die Auswahl des optimalen Kraftwerkdesigns.

Ein erster wesentlicher Aspekt ist, dass in der Auslegungsoptimierung gleichzeitig unterschiedliche Parameter variiert werden. Dadurch überlagern sich verschiedene (nicht-lineare) Effekte, die sich einzeln mathematisch gut beschreiben lassen, wie später noch gezeigt wird (siehe Abschnitt 5 ab Seite 61 und Anhang C ab Seite 182). Dies gilt jedoch nicht für deren Kombination, worauf bereits in Kapitel 2.2.1 hingewiesen wird.

3 Ein- und Mehrzieloptimierung

Auf Grund der multikriteriellen Optimierung mit konkurrierenden Zielgrößen befinden sich die Lösungen auf einer Pareto-Front. Damit gibt es nicht mehr nur eine einzige optimale Konfiguration. Vielmehr stellt eine Gruppe von Vektoren das Endergebnis dar.

Zudem ist der Literatur zu entnehmen, dass bei der Multiparametervariation solarthermischer Kraftwerke verschiedene lokale Minima und Maxima zu erwarten sind (Morin, 2010, S. 34). Als Beispiel kann angeführt werden, dass es für ein kleines beziehungsweise großes Solarfeld jeweils unter gegebenen Randbedingungen eine optimale Speichergröße gibt, um etwa den Kapitalwert zu maximieren. Die Lösungen repräsentierten mindestens lokale Optima. Ob es sich jedoch bereits um ein globales Optimum handelt, könnte erst durch eine weitere, rechenintensive Variation der beiden genannten Parameter belegt werden. Wesentlich ist dabei insbesondere das Vergütungsschema. Es bestimmt unter anderem, ob ein zusätzlicher technischer Ertrag sinnvoll ist oder ob auch der Zeitpunkt der Arbeitsabgabe beachtet werden muss.

In der Auslegungsoptimierung ist weiterhin mit unstetigen Funktionen zu rechnen. So können im Solarfeld durch auftretende Wärmeverluste Sprünge in der nutzbaren Energie auftreten. Zu begründen ist dies durch die in Kapitel 5.1.1 ab Seite 62 und im Anhang C.1 ab Seite 182 dokumentierten funktionalen Zusammenhänge. Die Sprünge in der nutzbaren Energie wirken sich auf die Einsatzmöglichkeiten und den Betrieb des Kraftwerks aus. Daraus resultieren Unstetigkeiten in der ökonomischen und technischen Performance.

3.2.2 Zielgrößen der Einsatzoptimierung

Entsprechend der Grafik 2.2 auf Seite 13 kommen die Einzahlungen und die Arbeitsabgabe als Zielkriterien für die Einsatzoptimierung zur Anwendung. Dabei sind beide Größen zu maximieren. Dafür ist die Fahrweise des Kraftwerks gemäß Abschnitt 2.2.2 bestmöglich an die relevanten Rahmenbedingungen anzupassen. Sie bestimmt infolgedessen die Eigenschaften der Zielfunktionen.

Die Fahrweise wiederum wird durch zahlreiche Faktoren wie etwa das Teillastverhalten des Kraftwerksblocks beeinflusst, die sich unter anderem auf die Betriebsflexibilität und damit auf die Optimierung auswirken. Daher werden diese Parameter nachfolgend erläutert.

Ein erster wesentlicher Aspekt ist der optional in den Kreislauf integrierbare Speicher, durch den die Einsatzoptionen in den einzelnen Zeitschritten nicht unabhängig voneinander sind. Unter anderem hängt der Speicherfüllstand am Anfang der Periode t davon ab, ob das Kraftwerk vorher betrieben wurde oder abgeschaltet war.

Darüber hinaus müssen verschiedene, sich überlagernde nichtlineare Effekte wie der Teillasteinfluss berücksichtigt werden. So sinkt etwa der Umwandlungswirkungsgrad gerade bei sehr geringen Lasten im Vergleich zum nominalen Betriebspunkt überproportional stark (Eck et al., 2007, S. 36). Ein weiterer Aspekt sind die Umgebungsbedingungen, die sowohl auf den Kraftwerksblock als auch auf das Solarfeld Einfluss haben. Während höhere Temperaturen die thermischen Verluste im Solarfeld reduzieren, wirken sie sich

insbesondere auf Anlagen mit einem Luftkondensator auf Grund der schlechteren Rückkühlungsbedingungen nachteilig aus.

Darüber hinaus lässt sich die Arbeitsabgabe des Kraftwerksblocks nicht beliebig variieren. Es ist erforderlich, dass zunächst ein Schwellenwert, die Mindestlast, überschritten wird. Andernfalls muss das Kraftwerk abgeschaltet bleiben. Diese unstetige Funktion erschwert die Optimierung erheblich.

3.3 Angewandte Lösungsverfahren

In den vorausgehenden Kapiteln sind sowohl die mathematischen Grundlagen für eine Optimierung als auch die Eigenschaften der verwendeten Zielgrößen aufgezeigt worden. Im folgenden Kapitel wird darauf aufbauend dargestellt, aus welchen Gründen bestimmte Verfahren für die Einsatz- und Auslegungsoptimierung zur Anwendung kommen.

3.3.1 Lösungsverfahren zur Auslegungsoptimierung

Die gleichzeitige Verfolgung mehrerer Ziele ist ein wesentlicher Aspekt der Auslegungsoptimierung. Eine Entscheidungsgrundlage für ein bestimmtes Optimierungsverfahren ist Kapitel 3.1. Dort werden verschiedene Methoden wie das A-Priori- oder das A-Posteriori-Verfahren beschrieben. Als Resultat lässt sich festhalten, dass nach Abwägung aller Aspekte sowie der Betrachtung der verschiedenen Vor- und Nachteile eine A-Posteriori-Methode besonders geeignet erscheint. Sie kommt dementsprechend in dieser Arbeit zur Anwendung.

Ein weiterer, zu berücksichtigender Gesichtspunkt ist die Variation verschiedener Parameter, wobei unstetige Funktionszusammenhänge zu erwarten sind. Für derartige Problemstellungen erweisen sich evolutionäre Algorithmen (EA) als besonders geeignet. Bei den evolutionären Algorithmen handelt es sich um stochastische, populationsbasierte Optimierungsverfahren. In ihnen wird versucht die natürliche Evolution nachzuahmen, was in Kapitel 4.2.1 ab Seite 39 genauer erläutert wird. Das populationsbasierte Konzept bedingt, dass gleichzeitig mehrere Lösungskandidaten benötigt werden, um eine Optimierung vorzunehmen. Im Bereich der Einzieloptimierung kann dieser Aspekt einen Nachteil darstellen. Allerdings befinden sich die Lösungen einer Mehrzieloptimierung – wie in Kapitel 3.1 dargestellt – auf einer Pareto-Front. Damit gibt es nicht nur ein einziges Ergebnis, sondern verschiedene, optimale Resultate. Allein aus diesem Grund erscheinen evolutionäre Algorithmen geeignet, da sie die Pareto-Front in einem einzigen Durchlauf abbilden können (Sun, 2010, S. 22). Falls trotzdem klassische Verfahren eingesetzt werden sollten, müsste das Mehrziel- beispielsweise in ein Einzieloptimierungsproblem umformuliert werden (Sun, 2010, S. 18). Dies würde allerdings mit den in Kapitel 3.1 genannten Nachteilen einhergehen.

Ein weiterer Vorteil ist, dass EA nur ein geringes Problemwissen voraussetzen. Zwar lässt sich der Einfluss der verschiedenen Entscheidungsparameter einzeln mathematisch

3 Ein- und Mehrzieloptimierung

einfach beschreiben. Dies gilt jedoch nicht für die Kombination der verschiedenen Parameter, da sich verschiedene Einflüsse überlagern und unterschiedliche Wirkungsrichtungen zu beachten sind. Dies führt unmittelbar zu lokalen Optima, die insbesondere für klassische Lösungsverfahren häufig eine erhebliche Schwierigkeit darstellen. Eng damit verknüpft ist die Problematik der Startwertwahl (Sun, 2010, S. 18). Schließlich muss ein Anfangswert so gewählt sein, dass Optima aufzufinden sind und der Optimierungsalgorithmus den lokalen Bereich verlassen kann. Zusätzlich müssen die Unstetigkeiten beachtet werden, die insbesondere in ableitungsbasierten Verfahren zu Problemen führen.

In der Literatur wird auf die nahezu beliebige Verwendbarkeit evolutionärer Algorithmen verwiesen (Hable, 2004, S. 20). Der Autor untersucht dabei detailliert auch andere Optimierungsverfahren (Hable, 2004, S. 18 ff.). Ein weiterer Vorteil ist die Option, sowohl kontinuierliche als auch diskrete Variablen verwenden zu können. Zudem lassen sich die evolutionären Algorithmen einfach implementieren.

Allerdings weisen evolutionäre Algorithmen auch verschiedene Nachteile auf: Da es sich um kein analytisches Verfahren handelt, kann das Erreichen des globalen Optimums nicht gewährleistet werden. Zudem gibt es nicht „den“ evolutionären Algorithmus. Er muss immer an das jeweilige Problem angepasst werden (Weicker, 2007, S. 115–121). Daneben ist das Verfahren im Gegensatz zu klassischen Methoden vergleichsweise zeitintensiv. Dies ist durch den Aufbau dieses Verfahrens bedingt, da eine Population von Lösungskandidaten in Schleifenform, den Evolutionszyklen, optimiert wird. Dies erfordert eine entsprechend hohe Auswertungszahl.

Trotz der genannten Nachteile soll ein evolutionärer Algorithmus zur Auslegungsoptimierung eingesetzt werden. Entsprechend der Literatur kommt dieses Verfahren für eine Vielzahl von technischen und ökonomischen Problemen zur Anwendung. Beispiele mit Problemen technischer Natur sind die Erhöhung der Zuverlässigkeit und die Verbesserung von Instandhaltungsprozessen (Kulturel-Konak, 2007), (Marorell et al., 2007). Im Bereich der Ökonomie kann als klassisches Beispiel das Problem des Handelsreisenden (TSP) genannt werden, bei dem diese Algorithmen eingesetzt werden (Weicker, 2007, S. 21 ff.). Ein weiteres Anwendungsbeispiel aus dem Bereich der Logistik- und Dispositionsprobleme ist zu finden bei Wegele et al. (2005, S. 17 ff.).

In der Energiewirtschaft kommt diese Methode ebenfalls häufig zum Einsatz. Ein umfangreicher Überblick mit Verweisen auf verschiedene Arbeiten, in denen evolutionäre Algorithmen im Bereich der Energiesysteme eingesetzt werden, findet sich bei Miranda et al. (1998, S. 92). Weitere Beispiele zeigen unter anderem Leyland (2002), Toffolo und Lazzaretto (2002), Bonataki und Giannakoglou (2005), Li et al. (2006), Koch et al. (2007), Bertini et al. (2010) sowie Dipama et al. (2010). Die Autoren wenden die evolutionären Algorithmen in den genannten Quellen unter anderem zur Optimierung des Designs von Gas- und Dampfkraftwerken oder auch zur Verbesserung des Anfahrvorgangs von Gasturbinen an (Bonataki und Giannakoglou, 2005, S. 2 ff.), (Koch et al., 2007, S. 1152 f.), (Li et al., 2006) und (Bertini et al., 2010). Bei Leyland steht die Entwicklung eines ge-

eigneten Algorithmus im Vordergrund, der auf verschiedene Probleme angewendet wird (Leyland, 2002, S. 69 ff.).

Darüber hinaus finden sich Beispiele für die Anwendung evolutionärer Algorithmen zur Kraftwerkseinsatzoptimierung (Hable, 2004), (Abido, 2006), (Younes et al., 2006). In einer Untersuchung wird der eingesetzte evolutionäre Algorithmus mit weiteren Verfahren zu einer hybriden Methode verknüpft. Die Autoren entwickeln dabei verschiedene Algorithmen zur Einsatzoptimierung, wobei auch eine Kopplung mit einer linearen Programmierung erfolgt (Dahal et al., 2007, S. 2058 f.).

Auch für die Auslegungsoptimierung solarthermischer Kraftwerke – teilweise mit mehreren Zielgrößen – kommen diese Algorithmen zum Einsatz (Cabello et al., 2008; Baghernezhad und Yaghoubi, 2009; Richter, 2009; Baghernejad und Yaghoubi, 2010; Morin, 2010; Deb et al., 2011). In allen genannten Quellen bilden Parabolrinnensysteme den Untersuchungsschwerpunkt. Ein evolutionärer Algorithmus findet ebenfalls Verwendung in einer Mehrzielloptimierung bei Khalkhali et al. (2010). Die Autoren analysieren einen thermischen Speicher unter Beachtung des Volumens als auch der Entladezeit (Khalkhali et al., 2010, S. 470). Zentral ist mit Sicherheit die Dissertation von Morin, da der Autor sein Vorgehen ausführlich beschreibt. Er variiert mit Hilfe eines evolutionären Algorithmus acht Designparameter zur Minimierung der Stromgestehungskosten eines solarthermischen Parabolrinnenkraftwerks (Morin, 2010, S. 101 ff.).

3.3.2 Lösungsverfahren zur Einsatzoptimierung

Die Betrachtung des Kraftwerkseinsatzes ist nach der Hypothese zur Methodenentwicklung (siehe Kapitel 1.3 ab Seite 6) erforderlich, um die Auslegung der Anlagen unter den hier gegebenen Rahmenbedingungen vornehmen zu können. Dabei müssen – wie dargestellt – insbesondere zwei Eigenschaften beachtet werden: Zum einen treten durch eine zu erreichende Mindestlast unstetige funktionale Zusammenhänge auf. Dies führt entsprechend den Ausführungen im vorausgehenden Kapitel insbesondere in ableitungsbasierten Verfahren zu Problemen. Zum anderen sind die Betriebszustände durch den thermischen Speicher voneinander nicht unabhängig. Damit ist beispielsweise die Dynamische Programmierung nur noch schwer einsetzbar (Hable, 2004, S. 18).

Unter den dargestellten Rahmenbedingungen erscheint eine GGLP zur Optimierung geeignet. Dafür ist es erforderlich, die nichtlinearen Zusammenhänge umzuformulieren. Dies ist – wie später gezeigt wird – mit Hilfe von binären Variablen gut möglich. Ein Vorteil dieses Verfahrens ist, dass zahlreiche Programmpakete sowohl auf kommerzieller als auch auf Open Source Basis verfügbar sind, die zur Optimierung dieser Probleme eingesetzt werden können. Allerdings ist die Lösung schwierig, was insbesondere durch die binären Variablen begründet werden kann. Entsprechend der Literatur ist bis heute kein Algorithmus bekannt, der gemischt-ganzzahlig lineare Probleme in polynomieller Zeit lösen kann (Suhl und Mellouli, 2009, S. 136 f.). Allerdings sind die verfügbaren Rechenkapazitäten als auch die Lösungsmethoden mittlerweile sehr weit entwickelt, sodass ein Einsatz der GGLP angemessen erscheint.

3 Ein- und Mehrzieloptimierung

Prinzipiell könnte auf den Gebrauch dieses Lösungsverfahrens verzichtet werden, da evolutionäre Algorithmen auch direkt zur Einsatzoptimierung eingesetzt werden können. Dies wird im vorausgehenden Kapitel bereits beschrieben. Im Gegensatz zu den dort genannten Arbeiten ist hier die Betrachtung nur eines Kraftwerks und nicht eines Kraftwerksparks notwendig. Daraus resultiert, dass für die Problemformulierung eine deutlich kleinere Anzahl binärer Variablen benötigt wird, welche im Wesentlichen die erforderliche Zeit zur Problemlösung bestimmen. Zusätzlich lässt sich durch ein adäquates Modell die Zahl binärer Variablen weiter reduzieren.

Im Bereich der Energiewirtschaft ist die Optimierung des Kraftwerkseinsatzes häufig als gemischt-ganzzahlig lineares Problem formuliert (Albiger et al., 1996; Hanselmann, 1996; Nowak et al., 2002; Delarue et al., 2007). Dies gilt insbesondere in den Fällen, in denen ein Pumpspeicherkraftwerk in die Analyse einbezogen ist (El-Sawy und Byrd Jr., 1980; Dentcheva et al., 1996; Bagemihl, 2002; Pérez-Díaz et al., 2010). Auch im Bereich von Druckluftspeicherkraftwerken wird die Methode bereits genutzt (Kanngießer et al., 2009). Bei Bouvy wird die Ausgestaltung eines Kraftwerkssystems optimiert, indem ein evolutionärer Algorithmus in Kombination mit einer GGLP zum Einsatz kommt (Bouvy, 2007). Der Autor wendet die Methode zur Strukturoptimierung von zwei Energieversorgungssystemen an (Bouvy, 2007, S. 49 ff.).

Nach Kapitel 2.1 wird die GGLP auch für solarthermische Kraftwerke bereits zur Einsatzoptimierung angewendet (Sioshansi und Denholm, 2010a). Darin werden einzelne Kraftwerkskonfigurationen diskret vorgegeben und analysiert (Sioshansi und Denholm, 2010a, S. 3).

4 Verwendete Optimierungs- und Analyseverfahren

Dem vorausgehenden Kapitel entsprechend kommen zur Optimierung ein evolutionärer Algorithmus und eine GGLP zum Einsatz. Beide Verfahren werden nachfolgend erläutert. Zusätzlich wird zur Reduktion des Rechenaufwands ein Typtagkonzept verwendet: Der Kraftwerkseinsatz wird lediglich an ausgewählten Tagen optimiert. Die dafür angewendete Clusteranalyse ist ebenfalls in diesem Abschnitt beschrieben.

4.1 Zusammenhängende Darstellung des Optimierungsverfahrens

Die Abbildung 4.1 enthält zur Erhöhung der Verständlich- und der Übersichtlichkeit den allgemeinen Aufbau des gesamten Verfahrens. Alle aufgeführten Schritte und Methoden werden in den nachfolgenden Kapiteln detailliert erläutert.

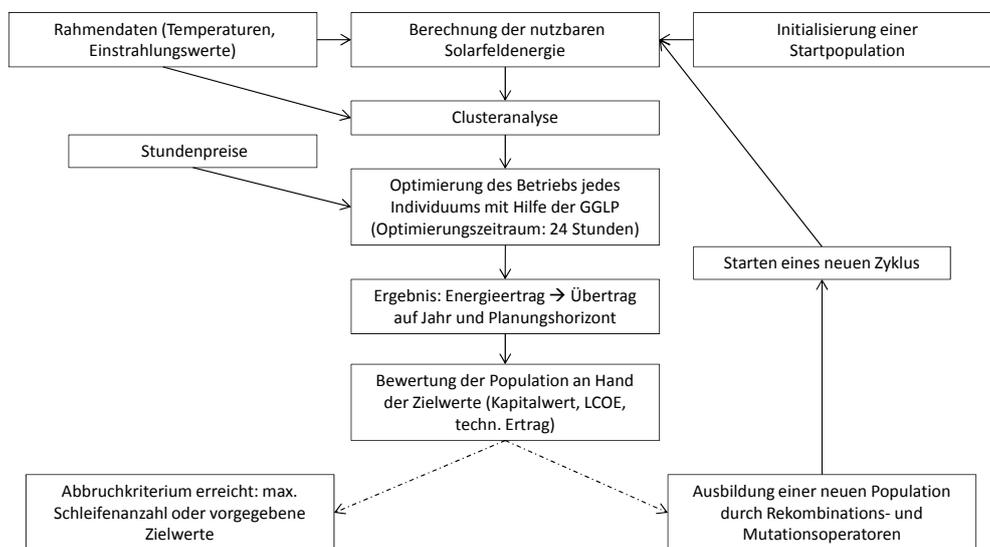


Abbildung 4.1: Zusammenhängende Darstellung des Optimierungsverfahrens

Zu Beginn des Prozesses müssen zunächst verschiedene Datensätze zur Verfügung stehen: die Verkaufspreise für elektrische Energie, die Einstrahlungswerte und die Tempera-

turdaten. Die meteorologischen Größen durchlaufen zur Reduktion des Berechnungsaufwands eine Clusteranalyse.

Neben der Bereitstellung der Daten ist auf Grund der Konzeption evolutionärer Algorithmen die Initialisierung einer Startpopulation mit P Lösungskandidaten erforderlich. Dabei werden zufällige Werte für die Entscheidungsvariablen vorgegeben, wobei jedes Individuum ein mögliches solarthermisches Parabolrinnenkraftwerk repräsentiert. Sobald die Population gefüllt ist, wird der Betrieb eines jeden Individuums an den typischen Zeiträumen – den Ergebnissen der Clusteranalyse – optimiert. Dies geschieht mit Hilfe der GGLP, wobei als Optimierungskriterien nach Grafik 2.2 auf Seite 13 die Einzahlungen oder die Arbeitsabgabe Anwendung finden. Die jeweiligen Zeiträume umfassen stets 24 Stunden. Die Ergebnisse der optimierten Betriebszyklen werden anschließend auf das gesamte Jahr und den vollen Planungszeitraum übertragen.

Nach Durchführung der Betriebsoptimierung für alle Konfigurationen wird jedes Kraftwerk auf die drei Zielkriterien hin untersucht. Mit Erreichen der vorgegebenen Abbruchkriterien wie etwa der maximalen Schleifenanzahl ist die Optimierung beendet und die Datenausgabe erfolgt. Ist dies nicht der Fall, wird mit Hilfe von Rekombinations- und Mutationsoperatoren eine nachfolgende Population für einen neuen Zyklus gebildet. Die Anwendung der Operatoren soll mit fortschreitender Evolution zu einer höheren Güte der Kraftwerke führen. Nach Ausbildung der neuen Population beginnt ein weiterer Evolutionszyklus.

4.2 Evolutionärer Algorithmus zur Mehrzieloptimierung

4.2.1 Allgemeines

Unter dem Sammelbegriff „Evolutionäre Algorithmen“ sind zahlreiche Lösungsmethoden zusammengefasst, die sich an der biologischen Evolution orientieren (Weicker, 2007, S. 45 f.). Sie werden seit mehr als 50 Jahren verwendet und gehören zur Gruppe der stochastischen Optimierungsverfahren (Pohlheim, 2000, S. 11), (Weicker, 2007, S. 1). Durch die Anlehnung an die Biologie werden viele Fachbegriffe direkt für die mathematische Modellierung und Anwendung übernommen. Dazu zählen insbesondere (Gerdes et al., 2004, S. 34), (Lippe, 2006, S. 362 ff.):

- Chromosom: Es enthält die Erbinformationen und setzt sich aus den Genen zusammen.
- Gen: Teil eines Chromosoms, das eine bestimmte Erbinformation trägt.
- Allel: Ausprägung eines Gens.
- Genotyp: Genetisches Erscheinungsbild eines Individuums. Er wird aus allen Genen bestimmt.
- Phänotyp: Das äußere Erscheinungsbild eines Individuums.

4 Verwendete Optimierungs- und Analyseverfahren

- Rekombination: Bildung von Individuen mit neuem Genmaterial ausgehend von Elternindividuen.
- Mutation: Zufällige Erbgutveränderung.

Evolutionären Algorithmen können verschiedene Methoden zugeordnet werden (Weicker, 2007, S. 127):

- Genetische Algorithmen,
- Evolutionsstrategien,
- Evolutionäres Programmieren,
- Genetisches Programmieren.

Die verschiedenen Teilgebiete unterscheiden sich insbesondere darin, welche Evolutionsfaktoren zum Einsatz kommen und wie diese angewendet werden (Weicker, 2007, S. 178 f.). Ein weiteres bedeutendes Differenzierungsmerkmal ist die Codierung der Variablen. Dieser Aspekt wird gesondert im folgenden Kapitel 4.2.2.7 ab Seite 54 erläutert. Auf eine weiterführende Darstellung der Unterschiede zwischen den Verfahren wird hier jedoch verzichtet. Beachtenswert ist, dass ein Anwender evolutionärer Algorithmen zahlreiche Freiheiten besitzt (Hable, 2004, S. 57). Dadurch bestehen für die Lösung eines spezifischen Problems unterschiedlichste Optionen, die innerhalb eines Grundgerüsts zur Anwendung kommen können.

Zur besseren Übersichtlichkeit wird der allgemeine Ablauf eines evolutionären Algorithmus in der Grafik 4.2 veranschaulicht.

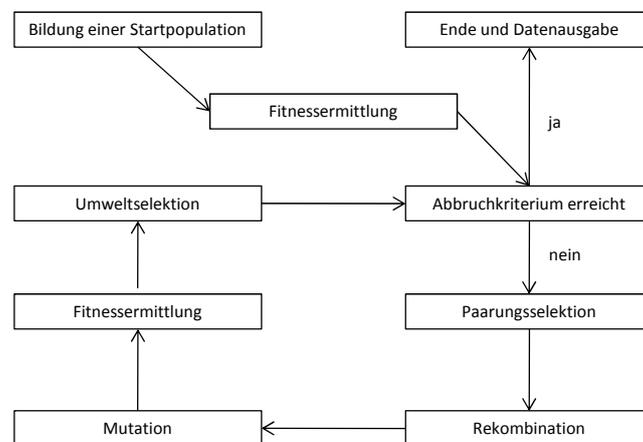


Abbildung 4.2: Allgemeine Darstellung eines evolutionären Algorithmus nach Weicker (2007, S. 25)

Elementare Aspekte eines EA sind das Anlegen einer Population und deren Fitnessermittlung. Die notwendige Startpopulation kann zufällig initialisiert werden, sodass die Variablen beliebige Werte im Definitionsbereich annehmen. Um zu Individuen zu gelan-

gen, die besser an die Umweltbedingungen angepasst sind, werden mehrere Evolutions-schritte benötigt. Dabei soll sich die jeweilige Population durch gesteuerte Zufallsprozesse weiterentwickeln. Dazu zählen Rekombination, Mutation und Selektion. Der Darwinistischen Theorie entsprechend weisen besser an die Umweltbedingungen angepasste Individuen eine höhere Wahrscheinlichkeit auf, selektiert und rekombiniert zu werden (Koza, 1992, S. 17), (Bäck, 1996, S. 7). Für evolutionäre Algorithmen bedeutet dies, dass jedes Individuum in einer Population auf seinen Funktionswert hin untersucht wird. Die Fitness ist dabei umso höher, je kleiner/größer der Funktionswert des einzelnen Individuums bei einem Minimierungs-/Maximierungsproblem ist. Dies gilt insbesondere auch im Vergleich zu den anderen Kandidaten der gleichen Population. Nach jedem Evolutionszyklus wird überprüft, ob das Abbruchkriterium erreicht ist. Dies kann beispielsweise ein vorgegebener Wert sein, der entweder über- oder unterschritten werden soll. Zudem besteht die Möglichkeit, eine maximale Schleifenanzahl festzulegen. Sobald sie erreicht ist, wird der evolutionäre Algorithmus beendet und es kommt zur Datenausgabe.

4.2.2 Beschreibung des Algorithmus

In dieser Arbeit kommt eine Methode zur Mehrzieloptimierung in Anlehnung an den Strength Pareto Evolutionary Algorithm 2 (SPEA2) zum Einsatz. Der SPEA2 wurde entwickelt von Zitzler et al. (2001). Der Literatur zufolge entspricht dieser Algorithmus dem aktuellen Stand der Wissenschaft und liefert gegenüber anderen Verfahren vielversprechende Resultate (Zeng et al., 2011, S. 96). Der hier angewandte Algorithmus kann mit Hilfe des nachfolgenden Pseudocodes beschrieben werden. Er ist im Wesentlichen übernommen von Zitzler et al. (2001, S. 5 f.):

1. Initialisierung: Bildung einer Startpopulation P_1 und Anlegen eines leeren Archivs $A_1 = \emptyset$. Setzen des Generationenzählers $e = 1$ (siehe Kapitel 4.2.2.1).
2. Bewertung: Berechnung der Fitness der Individuen in der Population P_e und im Archiv A_e (siehe Kapitel 4.2.2.2).
3. Umweltselktion: Kopieren aller nicht-dominierten Individuen aus P_e und A_e in das nachfolgende Archiv A_{e+1} . Wenn die Anzahl der Individuen im Archiv A_{e+1} die vorgegebene Größe übersteigt, muss die Zahl durch eine Verkürzung reduziert werden. Weist das Archiv A_{e+1} weniger Kandidaten als vorgesehen auf, werden dominierte Individuen aus P_e und A_e ausgewählt und hinzugefügt (siehe Kapitel 4.2.2.3).
4. Ende: Falls die maximale Schleifenanzahl ($e \geq E$) oder ein anderes Abbruchkriterium erreicht ist, wird die Optimierung beendet. Anschließend werden die nicht-dominierten Individuen ausgegeben (siehe Kapitel 4.2.2.4).
5. Paarungsselektion: Durchführung einer binären Turnierselektion der Individuen aus A_{e+1} – mit Zurücklegen – zur Erzeugung eines Paarungspools (siehe Kapitel 4.2.2.5).

6. Variation: Anwendung der Rekombinations- und Mutationsoperatoren auf die Individuen aus dem Paarungspool. Dadurch entsteht eine neue Population P_{e+1} . Anschließend muss der Wert 1 zum Schleifenzähler e addiert werden. Beginn der nächsten Evolutionsstufe bei Schritt 2 „Bewertung“ (siehe Kapitel 4.2.2.6).

Nachfolgend werden die einzelnen Prozessschritte genauer erläutert, wobei auch auf spezifische Besonderheiten eingegangen wird.

4.2.2.1 Initialisierung

Ziel der Initialisierung ist die Bildung einer Startpopulation. Dafür kommen verschiedene Methoden in Betracht. Beschrieben sind in der Literatur insbesondere die zufällige und die intelligente Initialisierung.

Bei der intelligenten Initialisierung werden die Werte der Entscheidungsparameter bereits so gewählt, dass diese in der Nähe des vermuteten Optimums liegen. Für die intelligente Initialisierung können unter anderem Expertenwissen oder bereits vorhandene Lösungen aus früheren Optimierungsdurchläufen herangezogen werden (Pohlheim, 2000, S. 62), (Koch et al., 2007, S. 1154). Diese Art der Startpopulationsbildung reduziert die notwendige Rechenzeit. Allerdings werden abseits liegende Lösungen, die unter Umständen ebenfalls optimal sind, deutlich schwieriger gefunden (Hable, 2004, S. 60). Die Auswirkungen verschiedener intelligenter Initialisierungsmethoden auf eine Kraftwerkseinsatzoptimierung untersucht beispielsweise Hable. Dabei beschreibt er den Einfluss der Startpopulationsbildung auf Ergebnis und Rechenzeit (Hable, 2004, S. 58–65).

Bei der zufälligen Initialisierung werden die Gene im Definitionsbereich frei gewählt. Die Bildung der Startpopulation erfordert damit kein etwa aus früheren Optimierungen vorhandenes Problemwissen zu sehr guten Konfigurationen. Ziel ist eine anfängliche Population mit einer möglichst hohen Diversität (Lippe, 2006, S. 366). Im Allgemeinen ist damit ein Auffinden der (globalen) optimalen Lösungen gewährleistet, geht jedoch mit einer längeren Rechenzeit einher.

In dieser Arbeit kommt – unter anderem wegen des nicht zwingend erforderlichen Problemwissens – die zufällige Initialisierung für fast alle Gene zur Anwendung. Zur besseren Verständlichkeit sei noch einmal auf die Erläuterung der verwendeten Fachbegriffe in Kapitel 4.2.1 ab Seite 39 hingewiesen. Die Auswahl der Auslegungsvariablen für jedes Individuum in der Population P erfolgt mit Hilfe des nachfolgenden Pseudocodes:

```
for  $i = 1$  to  $l_{Ind}$  do
     $u_i = [0, 1[$ 
     $x_i = x_{l_i} + u_i \cdot (x_{u_i} - x_{l_i})$ 
end for
```

mit

l_{Ind} : Anzahl der Gene (Variablen) der Individuen,

u_i : gleichverteilte Zufallszahl,

4 Verwendete Optimierungs- und Analyseverfahren

x_{l_i} : untere Grenze des Definitionsbereichs der Variablen x_i und

x_{u_i} : obere Grenze des Definitionsbereichs der Variablen x_i .

Die Zahlen u_i werden – wie alle anderen Zufallsvariablen auch – mit Hilfe der boost-Bibliothek „Random“ gebildet, da sie sehr gute Funktionen für die Generierung der Werte enthält (Stephens et al., 2006, S. 438), (Maurer und Watanabe, 2010).

Mit dem dargestellten Code können alle Auslegungsparameter wie die Solarfeldausrichtung oder die -aufteilung zufällig initialisiert werden. Allerdings ist es allein aus technischen Gründen nicht optimal, in einem Kraftwerk eine kleine Solarfeldfläche mit einem großen Speicher zu kombinieren (siehe Grafik 2.3 in Kapitel 2.2.1, Seite 16). Dies wird allerdings durch die dargestellte Initialisierung nicht ausgeschlossen. Folglich wird der Code leicht erweitert, um derartige Designs in der Startpopulation zu vermeiden. Unter der Annahme, dass die Solarfeldfläche an der 1. Position ($i = 1$) und die Speichergröße an der 3. Position ($i = 3$) des Chromosoms platziert sind, ergibt sich:

```
for  $i = 1$  to  $l_{Ind}$  do
   $u_i = [0, 1[$ 
  if  $i == 3$  then
    if  $x_1 < x_{l_1} + \frac{x_{u_1} - x_{l_1}}{2}$  then
       $x_3 = x_{l_3} + u_i \cdot \frac{(x_{u_3} - x_{l_3})}{2}$ 
    else
       $x_3 = x_{l_3} + \frac{(x_{u_3} - x_{l_3})}{2} + u_i \cdot \frac{(x_{u_3} - x_{l_3})}{2}$ 
    end if
  else
     $x_i = x_{l_i} + u_i \cdot (x_{u_i} - x_{l_i})$ 
  end if
end for
```

Demnach ist der Definitionsbereich der Speichergröße in zwei Abschnitte halbiert. Die entsprechende Erweiterung gewährleistet, dass die Initialisierung zu sinnvolleren Konfigurationen mit besser aufeinander abgestimmten Komponenten führt. Die Limitierung der Speichergröße gilt allerdings ausschließlich für die Bildung der Startpopulation. In den darauf folgenden Evolutionsschritten ist der Algorithmus völlig frei in der Variablenauswahl.

Der dargestellte Code ermöglicht die Initialisierung von Individuen innerhalb des gesamten Definitionsbereichs. Nur exakt die obere Intervallgrenze ist bedingt durch den Zufallszahlengenerator nicht zu erreichen. Dies ist jedoch auf Grund der in den nachfolgenden Evolutionsschritten zum Einsatz kommenden Variationsoperatoren unkritisch. Durch die Zufallsauswahl der Auslegungsvariablen erreicht der Algorithmus zwar – wie auf der vorherigen Seite dargestellt – vergleichsweise langsam gute Lösungen. Allerdings ist trotz der gewählten Initialisierung bereits nach wenigen Evolutionsschritten von einer hohen Güte der Individuen auszugehen (siehe beispielsweise Analysen in Kapitel 6.3 ab Seite 109). Zudem entfällt – im Gegensatz zur intelligenten Initialisierung – die Vorauswahl der in die Optimierung eingehenden Individuen.

4.2.2.2 Bewertung

Die Bewertung der einzelnen Individuen ist mit Hilfe verschiedener Verfahren möglich. Im SPEA2-Algorithmus kommt dafür das Dominanzrankingverfahren zum Einsatz (Blum, 2004, S. 22). Ohne Beschränkung der Allgemeinheit ist das Verfahren in der Abbildung 4.3 beispielhaft für ein Minimierungsproblem erläutert. Die aufgeführten Werte entsprechen der sogenannten Strength-Fitness $S(i)$. Sie zählt die Lösungskandidaten, die vom gerade betrachteten Individuum dominiert werden. Ein gutes Kraftwerksdesign erreicht demnach eine hohe Strength-Fitness. Eine Strength-Fitness von 0 bedeutet dagegen, dass die jeweilige Konfiguration keinen anderen Vektor dominiert.

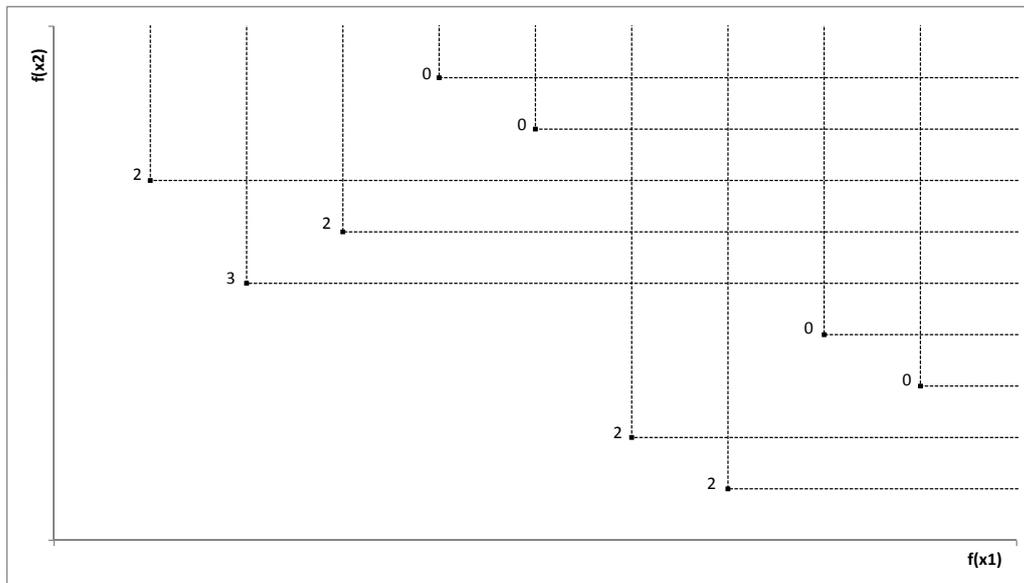


Abbildung 4.3: Beispielhafte Ermittlung der Strength-Fitness

Mathematisch lässt sich die Berechnung der Strength-Werte folgendermaßen darstellen (Zitzler et al., 2003, S. 12):

$$S(i) = |\{j | j \in P_e + A_e \wedge i \prec j\}|. \quad (4.1)$$

Für die Berechnung der Fitness werden folglich sowohl die Individuen aus der Population als auch aus dem Archiv verwendet (Zitzler et al., 2001, S. 6). Durch $i \prec j$ wird in dieser Arbeit eine starke Pareto-Dominanz berücksichtigt. Für eine Minimierung müssen somit alle Zielwerte des Kandidaten i kleiner sein als vom Individuum j (Deb, 2001, S. 32).

Zusätzlich zu der Berechnung der Strength-Werte wird als weiteres Bewertungskriterium die Raw-Fitness herangezogen. Sie ergibt sich aus der Summe der Strength-Werte aller Lösungskandidaten, die das betrachtete Individuum dominieren. Die Berechnung veranschaulicht Abbildung 4.4, wobei die zu addierenden Strength-Werte aus der Grafik 4.3 übernommen sind.

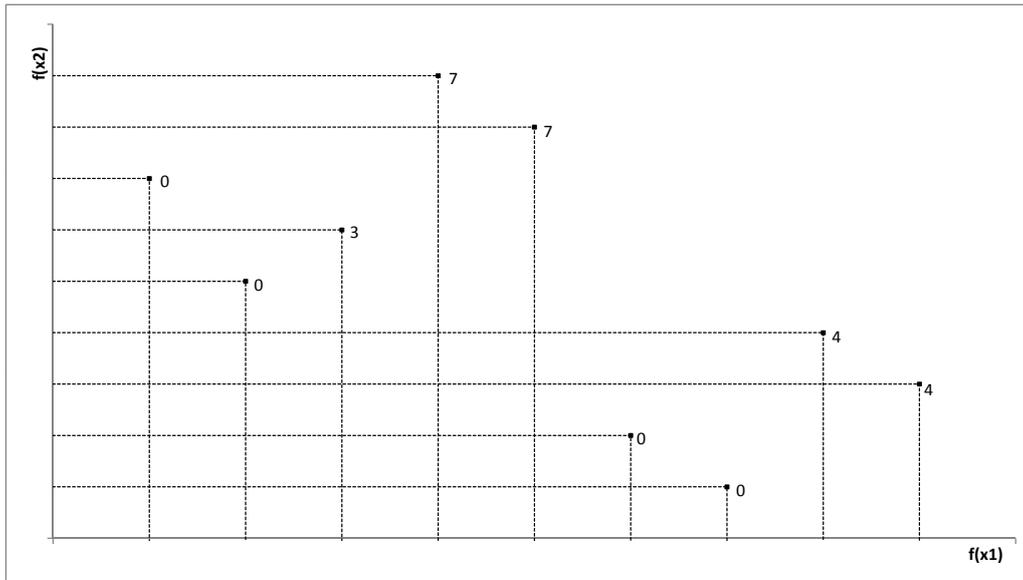


Abbildung 4.4: Beispielhafte Berechnung der Raw-Fitness

Die Raw-Fitness ist definiert durch (Zitzler et al., 2003, S. 12):

$$R(i) = \sum_{j \in P_e + A_e, j \prec i} S(j). \quad (4.2)$$

Wie auch aus der Abbildung hervorgeht, erreichen alle nicht-dominierten Individuen eine Raw-Fitness von 0. Für alle anderen Lösungskandidaten gilt $R(i) > 0$.

Die Berechnung von Strength- und Raw-Fitness ermöglicht bereits eine genaue Differenzierung der Individuen in bessere und schlechtere Konfigurationen. Allerdings haben mehrere Lösungskandidaten – wie Grafik 4.4 verdeutlicht – die gleiche Fitness. Damit sich die Individuen in den nachfolgenden Schritten des evolutionären Algorithmus besser voneinander unterscheiden lassen, ist die Integration einer Dichteabschätzung als weiteres Gütekriterium sinnvoll. Sie erfolgt durch die Berechnung der euklidischen Distanzen zwischen allen Konfigurationen in P_e und A_e . Um eine Skaleninvarianz zu gewährleisten, werden die Zielfunktionswerte standardisiert. Andernfalls würde der Abstand ausschließlich durch den Kapitalwert und die jährliche Nettoarbeitsabgabe bestimmt, da sich deren Werte um Zehnerpotenzen von den Beträgen der Stromgestehungskosten unterscheiden. Folglich wären selbst deutlich voneinander abweichende Stromgestehungskosten unerheblich für das Abstandsmaß und damit irrelevant für die Beurteilung der Individuen. Die Standardisierung erfolgt mit Hilfe der Gleichung (Backhaus et al., 2008, S. 444):

$$z_m = \frac{f(x_m) - \bar{x}_m}{S_m} \quad (4.3)$$

mit

$f(x_m)$: Ergebnis von x in Zielfunktion m ,

\bar{x}_m : Mittelwert des Zielfunktionswerts m und

S_m : Standardabweichung des Zielfunktionswerts m .

Durch diese Transformation wird für die z -Werte z_m ein Mittelwert von 0 und eine Standardabweichung von 1 erzielt.

Anschließend kann entsprechend der folgenden Gleichung der Abstand $\sigma_{i,j}$ vom Individuum i zu allen anderen Lösungskandidaten j berechnet werden (Backhaus et al., 2008, S. 404):

$$\sigma_{i,j} = \sqrt{\sum_{m=1}^M (z_{m_i} - z_{m_j})^2}, \text{ mit} \quad (4.4)$$

M : Anzahl der Zielkriterien (Kapitalwert, Stromgestehungskosten, Jahresnettoarbeitsabgabe).

Der geringste Abstand $\sigma_{i,j}$ geht gemäß der folgenden Gleichung in die Gesamtfitness $F(i)$ ein (Zitzler et al., 2003, S. 13):

$$F(i) = R(i) + D(i) \quad (4.5)$$

mit

$$D(i) = \frac{1}{\sigma_{i,j} + 2}. \quad (4.6)$$

Der zusätzliche Summand im Nenner stellt sicher, dass $0 < D(i) < 1$ gilt (Zitzler et al., 2001, S. 7).

Eine mögliche Variante wäre eine Berechnung von $D(i)$ nicht nur auf Basis des geringsten Abstands zum nächsten Individuum, sondern zu den k -nächsten Nachbarn (Zitzler et al., 2003, S. 13). Allerdings weisen die Autoren darauf hin, dass häufig der Abstand zum nächsten Nachbarn als Kriterium ausreicht. Daher wird die Abstandsberechnung nachfolgend – wie in Gleichung 4.6 dargestellt – verwendet.

4.2.2.3 Umweltselektion

Die Umweltselektion ist ebenfalls ein elementarer Bestandteil evolutionärer Algorithmen. In diesem Teilschritt werden alle nicht-dominierten Individuen im nachfolgenden Archiv A_{e+1} entsprechend der Gleichung

$$A_{e+1} = \{i | i \in P_e + A_e \wedge F(i) < 1\} \quad (4.7)$$

gespeichert (Zitzler et al., 2003, S. 13 f.). Die ausschließliche Berücksichtigung nicht-dominierter Lösungskandidaten wird durch die Vorgabe $F(i) < 1$ gewährleistet. Alle übrigen Individuen können diese Voraussetzung auf Grund ihrer Raw-Fitness nicht erfüllen.

Ein wesentliches Konzept des SPEA2 ist die feste Archivgröße A (Zitzler et al., 2001, S. 8). Da in den seltensten Fällen die Archivgröße mit der Zahl der nicht-dominierten

Individuen übereinstimmt, bestehen zwei mögliche Optionen:

Sollte das Archiv A_{e+1} noch nicht vollständig mit nicht-dominierten Lösungskandidaten gefüllt sein, wird so lange das jeweils beste Individuum aus der dominierten Menge im Archiv gespeichert, bis die vorgegebene Größe erreicht ist.

Falls die Anzahl der nicht-dominierten Individuen die Archivgröße übersteigt, müssen schrittweise Lösungskandidaten aus dieser Menge entfernt werden, bis der vorgegebene Zielwert erreicht ist (Zitzler et al., 2001, S. 8). Dazu erfolgt zunächst mittels der standardisierten z-Werte z_i – wie schon in der Fitnessberechnung – die Ermittlung der euklidischen Distanzen eines jeden Individuums zu den übrigen Lösungskandidaten in der Menge A_{e+1} . Die Abstände zu den drei nächsten Nachbarn werden dabei jeweils zu einer Gesamtdistanz addiert, wobei Gleichung 4.6 zur Anwendung kommt. Für die anschließende Reduktion werden so lange die Lösungskandidaten mit den jeweils geringsten Abständen zu den nächsten Nachbarn aus dem Archiv entfernt, bis die Zahl der Individuen in A_{e+1} der vorgegebenen Größe entspricht.

Eine Entscheidung allein auf Grund des Abstands zum nächsten Nachbarn wäre nicht zielführend, da in der Menge mindestens zwei Individuen den gleichen, minimalen Abstand erreichen. Sie ließen sich damit nicht sicher voneinander unterscheiden. Schon durch die Addition der Abstände zu den beiden nächstgelegenen Vektoren wäre dies zu vermeiden. Durch die Berücksichtigung der drei geringsten Distanzen werden einzeln liegende Individuen jedoch noch stärker bevorzugt. Außerhalb von großen Gruppen liegende Lösungen weisen folglich einen großen Gesamtabstand aus und verbleiben damit im Archiv A_{e+1} .

Im Vergleich zu den Angaben in der Literatur ist die Reduktion der Individuenzahl geringfügig abgewandelt (Zitzler et al., 2001, S. 8). In der angegebenen Quelle wird für jedes Individuum so lange die Distanz zum jeweils nächsten Kandidaten berücksichtigt, bis sich der ergebende Gesamtabstand für alle Vektoren sicher differenzieren lässt. Allerdings liefert die modifizierte Methode ebenfalls eine gute Individuenauswahl (siehe Kapitel 5.3 ab Seite 69) und ist zudem einfacher und schneller.

4.2.2.4 Ende

In diesem Schritt erfolgt die Beendigung des evolutionären Algorithmus. Dafür wird das Erreichen der maximalen Schleifenanzahl als einzige Terminierungsbedingung definiert. Die Optimierung ist demnach beendet, wenn $e \geq E$ erreicht wird. Dieses Abbruchkriterium erscheint gegenüber der Vorgabe von zu erreichenden Fitnesswerten, über die ebenfalls eine Beendigung des Algorithmus erfolgen könnte, für das vorliegende Problem besonders geeignet. So müssen für die verschiedenen Zielwerte keine Vorgaben getroffen werden. Dafür wäre ein Problemwissen erforderlich, welches vor der Optimierung noch nicht zur Verfügung steht. Zudem vereinfacht die Vorgabe einer maximalen Schleifenanzahl als Abbruchkriterium den Aufbau des Algorithmus.

4.2.2.5 Paarungsselektion

Durch die Paarungsselektion wird die Bildung einer neuen Population eingeleitet. In diesem Schritt erfolgt die Auswahl der Individuen durch eine binäre Turnirselektion: Es treten immer zwei Kandidaten aus dem Archiv A_{e+1} in einem Turnier gegeneinander an. Der Prozess ist im Wesentlichen übernommen aus Garen (2005, S. 109 f.). Zunächst wird ermittelt, ob eines der beiden Individuen den Opponenten dominiert oder zumindest gleiche Funktionswerte erreicht. Gleiche Funktionswerte für alle Zielkriterien treten auf, falls zufällig ein Individuum gegen sich selbst antritt. Der jeweilige Turnierdurchlauf ist beendet, sofern ein Sieger ermittelt werden konnte.

Andernfalls kommt wie bei anderen Schritten des Algorithmus eine Auswahl über eine Distanzmessung zum Einsatz. Dazu müssen zunächst die Zielfunktionswerte entsprechend der Gleichung 4.3 standardisiert werden. In der Paarungsselektion wird der Lösungskandidat ausgewählt, der den größeren Abstand zu seinem nächsten Nachbarn aufweist. Wenn auch dieses zweite Kriterium nicht zur Bestimmung des Siegers ausreicht, kommt eine zufällige Auswahl über eine Zufallszahl zum Einsatz (Garen, 2005, S. 110).

Der gesamte Auswahlprozess erfolgt mit Zurücklegen (Zitzler et al., 2001, S. 5). Dadurch haben besonders gut an die Umwelt angepasste Individuen die Chance, mehrmals im nachfolgenden Elternpool enthalten zu sein. Das Gleiche gilt für Konfigurationen, die besonders weit von anderen Kandidaten entfernt liegen und damit diversitätserhöhend wirken.

4.2.2.6 Variation

Mit Hilfe der Variationsoperatoren wird aus dem Elternpool eine neue Population P_{e+1} gebildet. Um aus zwei zufällig ausgewählten Elternindividuen zwei neue Lösungskandidaten für die nachfolgende Generation zu bilden, wird das sogenannte Crossover verwendet. Es lässt sich in Algorithmen unterschiedlich umsetzen. In dieser Arbeit kommen zwei Arten dieses Operators zur Anwendung. Eine vorgegebene Wahrscheinlichkeit definiert, ob und wie oft entweder die eine oder die andere Methode eingesetzt wird.

Der erste Operator ist das Simulated Binary Crossover (SBX). Es ermöglicht die direkte Verwendung von real codierten, kontinuierlichen Lösungskandidaten. Das SBX stellt damit eine Erweiterung gegenüber den ursprünglich genutzten Verfahren dar, in denen binär codierte, diskrete Individuen zum Einsatz kamen (Deb und Agrawal, 1994, S. 116 f.).

Elementar für das Crossover ist der Streuungskoeffizient λ , der sich aus der folgenden Gleichung ergibt (Deb und Agrawal, 1994, S. 120):

$$\lambda = \left| \frac{c_1 - c_2}{p_1 - p_2} \right| \quad (4.8)$$

mit

c_1, c_2 : Gene der Kindindividuen und

p_1, p_2 : Gene der Elternindividuen.

Danach gibt es drei Möglichkeiten für das Crossover: Bei einem kontrahierenden Cross-

over ist der Abstand der Kindindividuen kleiner als der Abstand der Elternindividuen. Falls die Nachkommen weiter voneinander entfernt sind als p_1 und p_2 , handelt es sich um ein expandierendes Crossover. Bei einem stationären Crossover ändern sich die Lösungskandidaten nicht. Die Individuen der nachfolgenden Generation entsprechen in diesem Fall den Vorfahren (Blum, 2004, S. 28).

Um ein binäres Crossover zu simulieren, werden Dichtefunktionen definiert, die abhängig von λ sind. Für ein kontrahierendes Crossover gilt (Deb und Agrawal, 1994, S. 125):

$$f(\lambda) = 0.5 \cdot (n + 1) \cdot \lambda^n \quad (4.9)$$

mit dem Verteilungsparameter n .

Für ein expandierendes Crossover berechnet sich die Dichtefunktion aus (Deb und Agrawal, 1994, S. 126):

$$f(\lambda) = 0.5 \cdot (n + 1) \cdot \frac{1}{\lambda^{n+2}}. \quad (4.10)$$

Durch die Verwendung verschiedener Verteilungsparameter n lässt sich die Dichtefunktion in ihrer Form beeinflussen. Dies veranschaulicht Grafik 4.5 unter Anwendung der beiden Gleichungen 4.9 und 4.10.

Danach führt ein kleiner Wert für den Verteilungsparameter n dazu, dass λ in einem großen Wertebereich auftreten kann. Die Wahrscheinlichkeit für neue, deutlich von den Eltern abweichende Individuen ist damit hoch. Gemäß Gleichung 4.8 sind also sowohl ein stark kontrahierendes als auch expandierendes Crossover möglich. Dagegen führen größere Werte des Verteilungsparameters zu einem engeren Bereich, in dem sich die Gene der nachfolgenden Generation ausbilden. Ein annähernd stationäres Crossover wird daher mit wachsendem n immer wahrscheinlicher.

Demzufolge sollte der Wert des Parameters n im Verlauf des Evolutionszyklus ansteigen, um zunächst einen weiten Suchbereich abzudecken. Später lassen sich bei einer entsprechenden Parametrisierung Ergebnisse mit einer höheren Genauigkeit erzielen (Deb und Agrawal, 1994, S. 126).

Aus diesem Grund wird n durch die folgende Gleichung während der Evolution variiert:

$$n = \frac{e}{E} \cdot n_{max} \quad (4.11)$$

mit

n_{max} : maximaler Wert des Verteilungsparameters.

Ursprünglich war das SBX-Crossover für die Erzeugung von Variablen im Intervall von $-\infty$ bis $+\infty$ vorgesehen (Deb, 2000, S. 335). Daher sind einige Anpassungen notwendig, um die zu optimierenden Entscheidungsparameter zu beschränken. Unter anderem können die Solarfeldfläche oder auch das Speichervolumen keine negativen Werte annehmen. Die mögliche Bildung entsprechender Individuen muss daher ausgeschlossen werden. Darüber hinaus sind in einem realen Kraftwerk auf Grund der physikalischen Gesetzmäßigkeiten keine beliebig großen Komponenten einsetzbar. Folglich ist auch die Vorgabe einer

4 Verwendete Optimierungs- und Analyseverfahren

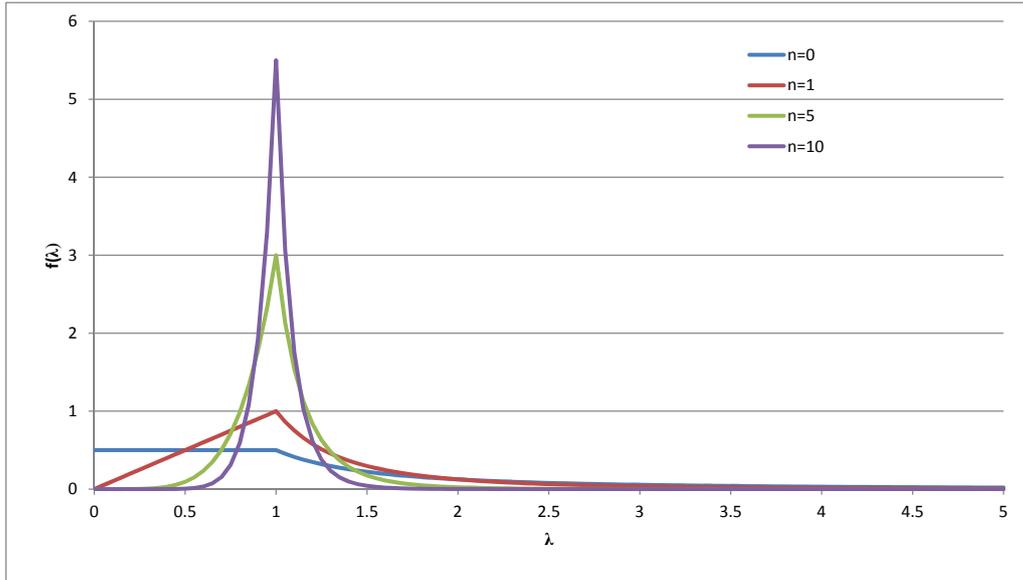


Abbildung 4.5: Abhängigkeit der Dichte vom Verteilungsparameter n

oberen Intervallgrenze erforderlich. Damit für alle Gene die gleiche Methode zur Variation verwendet werden kann, wird auch die Solarfeldausrichtung beschränkt, was streng genommen nicht erforderlich ist. Schließlich lässt sich jede beliebige Winkelangabe in den Bereich eines Vollkreises von 0° bis 360° umrechnen.

Mit den definierten Intervallgrenzen x_l und x_u kann λ unter Verwendung einer gleichverteilten Zufallszahl (Wertebereich zwischen 0 und 1) folgendermaßen erzeugt werden (Deb, 2000, 335 f.), (Blum, 2004, S. 29):

$$\lambda = (\mu \cdot u_i)^{\frac{1}{n+1}} \quad (4.12)$$

bei $u_i \leq \frac{1}{\mu}$, sonst:

$$\lambda = \left(\frac{1}{2 - \mu \cdot u_i} \right)^{\frac{1}{n+1}}. \quad (4.13)$$

μ lässt sich dabei berechnen aus:

$$\mu = 2 - \nu^{-1-n}. \quad (4.14)$$

ν ergibt sich aus:

$$\nu = 1 + \frac{2}{p_b - p_a} \cdot \min[(p_a - x_l), (x_u - p_b)], \quad (4.15)$$

wobei $p_a < p_b$ erfüllt sein muss (Blum, 2004, S.29). Im Fall $p_1 < p_2$ gilt $p_b = p_2$; ansonsten ist $p_b = p_1$. Falls $p_1 = p_2$ ist, wird auf die Anwendung des SBX verzichtet; die Elternindividuen werden direkt übernommen.

Mit Hilfe von λ können ausgehend von den Genen p_1 und p_2 der beiden Eltern die Variablen c_1 und c_2 der Nachkommen gebildet werden (Deb, 2000, S.335):

$$c_1 = 0.5 \cdot [(p_1 + p_2) - \lambda \cdot |p_2 - p_1|] \quad (4.16)$$

und

$$c_2 = 0.5 \cdot [(p_1 + p_2) + \lambda \cdot |p_2 - p_1|]. \quad (4.17)$$

Wie anfänglich beschrieben, kommt nicht nur der SBX-Operator zum Einsatz. Als zweite Variante werden die jeweiligen Elterngene direkt zur Bildung der Nachkommen verwendet. In diesem Fall entsprechen die Variablen der Kindindividuen den Genen der Vorfahren.

Ob der SBX-Operator zur Bildung der Nachkommen zur Anwendung kommt oder direkt Gene der Eltern übernommen werden, ist abhängig von einer definierten Wahrscheinlichkeit P_{SBX} .

Prinzipiell lässt sich der gesamte Crossover-Prozess durch den folgenden Code beschreiben. Er verdeutlicht, wie die beiden Operatoren nebeneinander eingesetzt werden:

```

for  $j = 1$  to  $\frac{P}{2}$  do
  zufällige Auswahl zweier Elternindividuen
  for  $i = 1$  to  $l_{Ind}$  do
     $u_i \leftarrow [0, 1[$ 
    if  $u_i < P_{SBX}$  then
      SBX
    else
      Verwendung der Variablen der ausgewählten Eltern
    end if
  end for
end for

```

Durch die simultane Verwendung der Gleichungen 4.16 und 4.17 zur Bildung von zwei Nachkommen kann eine Verzerrung in Richtung eines Elternteils vermieden werden, da sich beide Kindindividuen symmetrisch zu ihren Vorfahren ausbilden (Deb, 2001, S. 114).

Nach Durchführung des Crossovers wird der Mutationsoperator angewendet. Die Mutation betrifft jedoch nur einen zufällig ausgewählten Anteil der Nachkommen. Dabei finden sich in der Literatur zahlreiche, geeignete Methoden für reellwertig codierte Lösungskandidaten. Im Wesentlichen unterscheiden sich die Verfahren durch die Art der angewendeten Verteilung. Sie bestimmt unter anderem, wo mutierte Gene innerhalb des Definitionsbereichs gebildet werden können (Deb, 2001, S. 122 ff.).

Häufig unterliegt die Mutation während der Evolution einer Adaption (Weicker, 2007, S. 106–114). Das Konzept ähnelt der schon bekannten Anpassung des Verteilungsparameters n aus dem SBX-Crossover.

Als Mutationsoperator kommt die adaptive Gauss-Mutation zum Einsatz. Sie kann ebenso wie das SBX direkt auf reellwertig codierte Individuen angewendet werden (Weicker, 2007, S. 60). Durch die Integration einer Adaption ist zudem gewährleistet, dass

4 Verwendete Optimierungs- und Analyseverfahren

sich die Mutation im Verlauf der Evolution an den erwarteten Suchfortschritt anpasst. Es wird – wie schon beim Crossover – zunächst ein großer Suchbereich zugelassen, der sich mit steigender Evolutionszahl stetig reduziert.

Die Mutation ist in dieser Arbeit entsprechend dem folgenden, problemspezifischen Pseudocode umgesetzt, der zu Teilen entnommen ist von Weicker (2007, S. 60):

```

for  $i = 1$  to  $l_{Ind}$  do
   $u_i \leftarrow [0, 1[$ 
  if  $u_i < P_{Mutation}$  then
     $r_i \leftarrow \mathcal{N}(0, 1)$ 
     $x_i \leftarrow y_i + r_i \cdot \sigma_i$ 
    if  $x_i > x_{u_i}$  then
       $x_i = x_{u_i}$ 
    end if
    if  $x_i < x_{l_i}$  then
       $x_i = x_{l_i}$ 
    end if
  end if
end for

```

Im Pseudocode werden folgende Variablen verwendet:

$P_{Mutation}$: Mutationswahrscheinlichkeit,

y : Individuum aus dem Paarungspool e (nach Umweltselektion und Rekombination),

x : Individuum der nachfolgenden Population $e + 1$,

σ_i : Gewählte Standardabweichung für die Mutation der Variablen i .

Gemäß dem dargestellten Algorithmus wird nach der Mutation der Wert der Variablen überprüft und gegebenenfalls der oberen beziehungsweise unteren Intervallgrenze gleichgesetzt. Nur für die Solarfeldausrichtung wird auf eine Beschränkung verzichtet, da – wie bereits beschrieben – jede Winkelangabe in den Bereich von 0° bis 360° umzurechnen ist. Somit kommt der oben beschriebene Code ausschließlich für die Variablen Solarfeld-, Speichergröße und Solarfeldaufteilung zur Anwendung.

In dem dargestellten Pseudoalgorithmus ist als ein wesentlicher Parameter die Standardabweichung σ_i implementiert. Sie wird in einem adaptiven Algorithmus im Verlauf der Evolution immer weiter reduziert. Damit erhöht sich während der Optimierung stetig die Wahrscheinlichkeit für lokal begrenzte Mutationen, wodurch die erzielten Ergebnisse eine höhere Genauigkeit aufweisen. Dies resultiert in einer größeren Güte der Resultate. Die Adaption ist in Anlehnung an Palit und Popovic (2005, S. 206) wie folgt umgesetzt:

$$\sigma_i = \frac{E - e}{E} \cdot \frac{x_{u_i} - x_{l_i}}{6}. \quad (4.18)$$

Demnach entspricht die Standardabweichung in der ersten Generation ungefähr $1/6$ der Differenz von oberer und unterer Intervallgrenze. Sie verringert sich mit voranschreitender Evolution stetig.

Die Adaption ist dabei das Unterscheidungskriterium zur klassischen Gauss-Mutation, bei

der in jedem Evolutionsschritt eine normalverteilte Zufallszahl mit einer festen Varianz zur Variablen y_i addiert wird.

Ein weiterer, im Pseudocode angegebener Parameter ist die Mutationswahrscheinlichkeit $P_{Mutation}$. In der Regel ist sie kleiner als 1. Die Wahrscheinlichkeit wird häufig über die Anzahl der Gene definiert. Dementsprechend findet sich in der Literatur oftmals die Angabe: $P_{Mutation} = 1/l_{Ind}$ (Li et al., 2005, S. 71), (Ganapathy und Velusami, 2009, S. 360). Daraus resultiert im Mittel eine Mutation pro Individuum.

In bestimmten Fällen kann darüber hinaus ein Anheben der Mutationswahrscheinlichkeit sinnvoll sein. Begründen lässt sich dies durch die Turnierselektion sowie das eingesetzte Rekombinationsverfahren. Beide Methoden ermöglichen, dass ein bereits bewertetes Kraftwerk aus dem Archiv A_{e+1} in den nachfolgenden Paarungspool P_{e+1} gelangt. Zudem können auf Grund der stochastischen Prozesse auch sehr ähnliche Konfigurationen in der Lösungsmenge enthalten sein. Beides ist insbesondere wegen der zeitaufwändigen Auswertung, aber auch wegen der zurückgehenden Diversität unerwünscht.

Die genannten Aspekte erfordern einen Vergleich der Gene von den im Archiv und den im Paarungspool gespeicherten Kandidaten. Dabei werden die Konfigurationen in P_{e+1} markiert, die mit den nachfolgenden Individuen im Paarungspool und den im Archiv gespeicherten Lösungen in mindestens l_{Ind} Genen übereinstimmt. Entscheidend für die Kennzeichnung ist ausschließlich die Anzahl der Übereinstimmungen. Damit ist es für den Vergleich unerheblich, welche Variablen gleich parametrisiert sind. Das Vorgehen verdeutlicht folgender Pseudocode:

```

for  $i = 1$  to  $P$  do
   $m_i = 0$ 
  for  $q = i$  to  $P + A$  do
    if  $i \neq q$  then
      for  $j = 1$  to  $l_{Ind}$  do
        if  $x_{j_i} == x_{j_q}$  then
           $m_i = m_i + 1$ 
        end if
      end for
    end if
  end for
end for

```

In der sich anschließenden Mutation erfolgt zwingend die Variation aller Gene eines Individuums i , wenn $m_i \geq l_{Ind}$. So wird garantiert ein neues Individuum erzeugt und gewährleistet damit eine hohe Diversität der Population.

Die Untersuchungen in Kapitel 5.3 und im Anhang A.2 belegen, dass aus einer gezielten Mutation von ähnlichen und gleichen Individuen für die vorliegende Problemstellung sehr gute Ergebnisse resultieren.

Die Integration von neuen Lösungskandidaten ist in der Literatur für andere Problemstellungen auch als Methode der „zufälligen Einwanderer“ beschrieben (Weicker, 2007, S. 209). Dabei wird stets ein fester Prozentsatz der Population ausgetauscht. Eine Abhängigkeit gegenüber der Ähnlichkeit der Individuen besteht demnach nicht.

4.2.2.7 Codierung

Die Codierung legt die Art der in den Individuen gespeicherten Informationen fest. Wie auf Seite 40 beschrieben, kommen unterschiedliche Codierungsformen in verschiedenen Algorithmen zum Einsatz. In genetischen Algorithmen ist häufig die binäre Codierung zu finden. Allerdings erlauben sie keine beliebig genaue Darstellung reellwertiger Zahlen. Mit einer bestimmten Bitanzahl b liegt stets das Intervall $\frac{x_{u_i} - x_{l_i}}{2^b - 1}$ zwischen zwei benachbarten reellen Zahlen (Weicker, 2007, S. 54). Die Probleme einer binären Codierung sollen mit Hilfe zweier Beispiele verdeutlicht werden.

Falls ein Parameter auf den Definitionsbereich von 0 bis 2 000 000 beschränkt ist, resultiert daraus bei einer gewählten Bitlänge von 10 ein Abstand von ungefähr 1955 zwischen zwei benachbarten Zahlen. Dieser kann während der evolutionären Optimierung nicht verändert werden, da die Bitanzahl vor dem Programmstart fest vorgegeben werden muss. Weiterhin ist problematisch, dass der Abstand zwischen Binärketten, welche benachbarte diskrete Zahlen darstellen, groß sein kann. Die Distanz lässt sich über den Hamming-Abstand messen. Er gibt an, wie viele Stellen der Binärkette verändert werden müssen, um den nächsten Nachbarn aus der jeweils betrachteten Kette zu erreichen. So sind in der Menge der natürlichen Zahlen die $[3]_{10}$ und die $[4]_{10}$ direkte Nachbarn. Wenn diese beiden Zahlen standardbinär codiert und durch drei Bits dargestellt werden, resultieren daraus die Muster $[3]_{10} = [011]_2$ und $[4]_{10} = [100]_2$. Da in diesem Fall alle drei Bits invertiert werden müssen, um von dem einen zum anderen Wert zu gelangen, spricht man von einer Hamming-Klippe (Deb, 2001, S. 110), (Weicker, 2007, S. 56). Dies stellt für nahe beieinander liegende Werte ein erhebliches Problem dar, da durch eine Mutation nur eines Bits nicht der entsprechende Nachbar erreicht werden kann.

In einem Optimierungsalgorithmus mit binär codierten Variablen würden weitere Probleme aus der Verwendung mehrerer Entscheidungsparameter resultieren. So wäre für vier Variablen mit einer jeweiligen Bitlänge von 10 eine Gesamtbitanzahl von 40 erforderlich. Dadurch würde der Rechenaufwand erheblich ansteigen, da die Anwendung der Variationsoperatoren auf alle Bits eine entsprechend große Population beziehungsweise Evolutionszahl erfordert (Deb und Agrawal, 1994, S. 116 f.). Dies erklärt auch, warum die Anzahl der Bits nicht beliebig groß gewählt wird.

Auf Grund ihrer Vorteile kommt für die vorliegende Untersuchung die reellwertige Codierung zum Einsatz. Bei dieser Methode werden die Werte der Variablen direkt gespeichert. Auf die beschriebene Diskretisierung des Suchraums kann damit verzichtet werden. Daneben vereinfacht diese Form der Parameterdarstellung die Modellbildung (Deb, 2001, S. 110 f.).

Die reellwertige Codierung erfordert allerdings spezielle Variationsverfahren (Deb, 2001, S. 111), (Raghuwanshi und Kakde, 2005, S. 151). Es sind jedoch verschiedene Operatoren einsetzbar, sodass diese Notwendigkeit keinen Nachteil darstellt. Dies machen auch die vorausgehenden Ausführungen deutlich, in denen spezifische Variationsmethoden aufgezeigt werden.

4.3 Gemischt-ganzzahlig lineare Programmierung

Die GGLP wird für die Einsatzoptimierung der solarthermischen Kraftwerke angewendet (siehe Grafik 4.1 auf Seite 38). Das Verfahren eignet sich – wie die lineare Programmierung (LP) – zur Lösung von Gleichungssystemen mit ausschließlich proportionalen Zusammenhängen. Daher müssen sowohl die Zielfunktion als auch alle Nebenbedingungen in entsprechender Form vorliegen. Allerdings besteht für eine GGLP die Einschränkung, dass einige Variablen nur diskrete Werte annehmen dürfen beziehungsweise können. Typischerweise handelt es sich dabei um binäre Variablen. Im hier vorliegenden Problem ermöglichen sie etwa die Abbildung des Betriebszustandes vom Kraftwerksblock. Daneben eignen sich binäre Variablen zur Modellierung und Linearisierung nichtproportionaler Zusammenhänge. Dadurch können sie ebenfalls in linearen Modellen berücksichtigt werden. Weiterhin lassen sich Schwellenwerte mit Hilfe von binären Variablen abbilden (Suhl und Mellouli, 2009, S. 102–112). Somit ist unter anderem die Berücksichtigung von Mindestlasten eines Kraftwerksblocks möglich.

Mathematisch lässt sich ein gemischt-ganzzahlig lineares Optimierungsproblem folgendermaßen beschreiben (Kallrath, 2002, S. 14):

$$\min \left\{ f(\vec{x}, \vec{y}) \left| \begin{array}{l} h(\vec{x}, \vec{y}) = 0 \quad \vec{h} : X \times U \rightarrow \mathbb{R}_e^n \quad \vec{x} \in X \subseteq \mathbb{R}_c^n \\ g(\vec{x}, \vec{y}) \geq 0 \quad \vec{g} : X \times U \rightarrow \mathbb{Z}_i^n \quad \vec{y} \in U \subseteq \mathbb{Z}_d^n \end{array} \right. \right\}. \quad (4.19)$$

Der Vektor \vec{x} besteht aus n_c Komponenten, wobei jede eine kontinuierliche Variable darstellt. Mit Hilfe des Vektors \vec{y} werden n_d diskrete Variablen abgebildet. Insgesamt enthält das Gleichungssystem neben der Zielfunktion n_e Gleichungsrestriktionen und n_i Ungleichungsbedingungen. Falls im Gleichungssystem als ganzzahlige Größen nur binäre Variablen auftreten können, gilt $U = \{0, 1\}$.

In der vorliegenden Arbeit wird zur Lösung der GGLP der kommerzielle Solver ILOG CPLEX von IBM genutzt. Für akademische Zwecke ist er kostenlos einsetzbar (IBM, 2011). ILOG CPLEX ist entsprechend verschiedener Benchmark-Tests eines der besten verfügbaren Programme zum Lösen von gemischt-ganzzahlig linearen Problemen (Mittelmann, 2011). Zudem wird er bereits für eine Reihe von Problemen in der Energiewirtschaft angewendet (Bloom, 2009).

ILOG CPLEX nutzt zur Lösung gemischt-ganzzahliger Probleme einen Branch & Cut Algorithmus (IBM, 2009, S. 478). Das Lösungsverfahren wird durch das folgende Beispiel erläutert. Es ist der Arbeit von Mitchell (1999) entnommen.

Die Funktion (Mitchell, 1999, S. 3):

$$-6 \cdot x_1 - 5 \cdot x_2$$

soll minimiert werden, wobei die Nebenbedingungen:

$$3 \cdot x_1 + x_2 \leq 11,$$

$$-x_1 + 2 \cdot x_2 \leq 5,$$

4 Verwendete Optimierungs- und Analyseverfahren

$$x_1, x_2 \in \mathbb{N}_0$$

zu beachten sind. Grafik 4.6 veranschaulicht die zu berücksichtigenden Restriktionen. Sie begrenzen gemeinsam mit den Koordinatenachsen den zulässigen Lösungsbereich. Da beide Variablen entsprechend der dritten Nebenbedingung ganzzahlig sein müssen, kommen nur die markierten Punkte als Lösungen in Betracht.

Zunächst erfolgt die Lösung unter Vernachlässigung der dritten Restriktion. Damit liegt ein konventionelles, lineares Problem vor, welches sich mit dem Simplex-Algorithmus bearbeiten lässt (Suhl und Mellouli, 2009, S. 46). Man erhält mit $x_1 = 2\frac{3}{7}$ sowie $x_2 = 3\frac{5}{7}$ das minimale Ergebnis von $-33\frac{1}{7}$. Folglich erfüllt die Lösung die dritte Restriktion nicht.

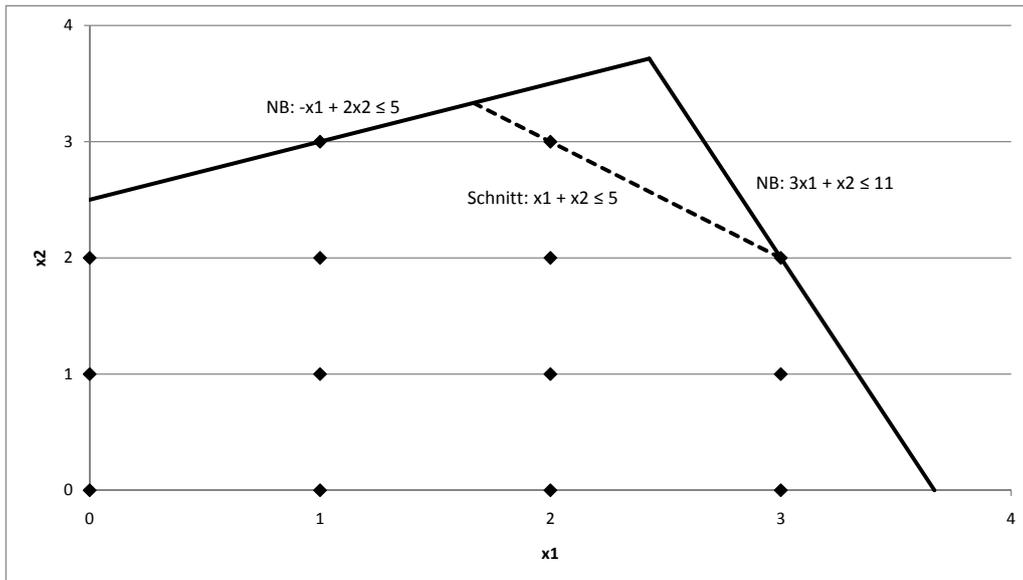


Abbildung 4.6: Darstellung der Nebenbedingungen eines beispielhaften gemischt-ganzzahlig linearen Problems in Anlehnung an Mitchell (1999, S. 4)

In einem Branch & Cut Algorithmus, wie in ILOG CPLEX verwendet, bestehen nach der Lösung des relaxierten Problems zwei Möglichkeiten: Zum einen könnte eine zusätzliche Schnittebene genutzt werden. Zum anderen besteht die Möglichkeit der Aufspaltung in zwei Teile, was nachfolgend verdeutlicht ist.

Nach Mitchell (1999, S. 3) ergibt sich bei einer Problemverzweigung über die Variable x_1 zum einen:

$$-6 \cdot x_1 - 5 \cdot x_2$$

mit den Nebenbedingungen:

$$3 \cdot x_1 + x_2 \leq 11,$$

$$-x_1 + 2 \cdot x_2 \leq 5,$$

$$x_1 \geq 3,$$

$$x_1, x_2 \in \mathbb{N}_0.$$

Zum anderen ergibt sich:

$$-6 \cdot x_1 - 5 \cdot x_2,$$

wobei die folgenden Nebenbedingungen zu beachten sind:

$$3 \cdot x_1 + x_2 \leq 11,$$

$$-x_1 + 2 \cdot x_2 \leq 5,$$

$$x_1 \leq 2,$$

$$x_1, x_2 \in \mathbb{N}_0.$$

Die zusätzlich gewählten Nebenbedingungen schließen den Bereich $2 < x_1 < 3$ aus (Suhl und Mellouli, 2009, S. 156). Die Lösung $x_1 = 2\frac{3}{7}$ aus dem ursprünglichen Problem ist folglich nicht mehr zu erreichen. Die beiden Probleme könnten wieder unter Vernachlässigung der Ganzzahligkeitsbedingung gelöst werden.

In einem Branch & Cut Algorithmus ist das Einziehen eines Schnitts die zweite Möglichkeit zur Problemlösung (Mitchell, 1999, S. 3):

$$x_1 + x_2 \leq 5.$$

Er ist in der Grafik 4.6 enthalten. Der zulässige Lösungsraum engt sich somit ein, es sind jedoch gemäß dem Diagramm weiterhin alle ganzzahligen Lösungen im Polygon enthalten. Das nun modifizierte Problem wird ebenfalls unter Nichtberücksichtigung der Bedingung $x_1, x_2 \in \mathbb{N}_0$ optimiert. Damit ergibt sich ein minimales Ergebnis von -28 , wobei gilt: $x_1 = 3$ und $x_2 = 2$. Durch diese Lösung wird das ursprüngliche Problem direkt gelöst, da beide Variablen ganzzahlig sind. In einem nachfolgenden Schritt wäre zu beweisen, dass es sich um das optimale Resultat handelt. Auf diese zusätzliche Berechnung wird an dieser Stelle verzichtet.

In welcher Reihenfolge die beiden verschiedenen Möglichkeiten zur Lösung von GGLP in den unterschiedlichen Solvern wie dem ILOG CPLEX zum Einsatz kommen, dürfte entscheidend für die Berechnungsgeschwindigkeit und die resultierenden Differenzen im Zeitbedarf sein.

4.4 Clusteranalyse

Die Clusteranalyse reduziert den Berechnungsaufwand für die Einsatzoptimierung, indem die vorhandenen Daten in typische Gruppen klassifiziert werden. Dadurch muss die Fahrweise eines Kraftwerks nicht – wie sonst üblich – für jeden einzelnen Tag des Jahres, sondern nur für einige ausgewählte Zeiträume bewertet werden. Das Ergebnis einer Clusteranalyse veranschaulicht Grafik 4.7. Demnach lassen sich die Einstrahlungsdaten der insgesamt fünf Beispieltage annähernd ohne Qualitätsverlust in zwei Cluster einordnen. Gleiches ist bei der Analyse eines gesamten Jahres insbesondere für den Sommer zu erwarten, da sich die einzelnen Tage in Bezug auf Einstrahlung und Umgebungstemperatur sehr ähnlich sein dürften (Tuschy et al., 2012, S. 166).

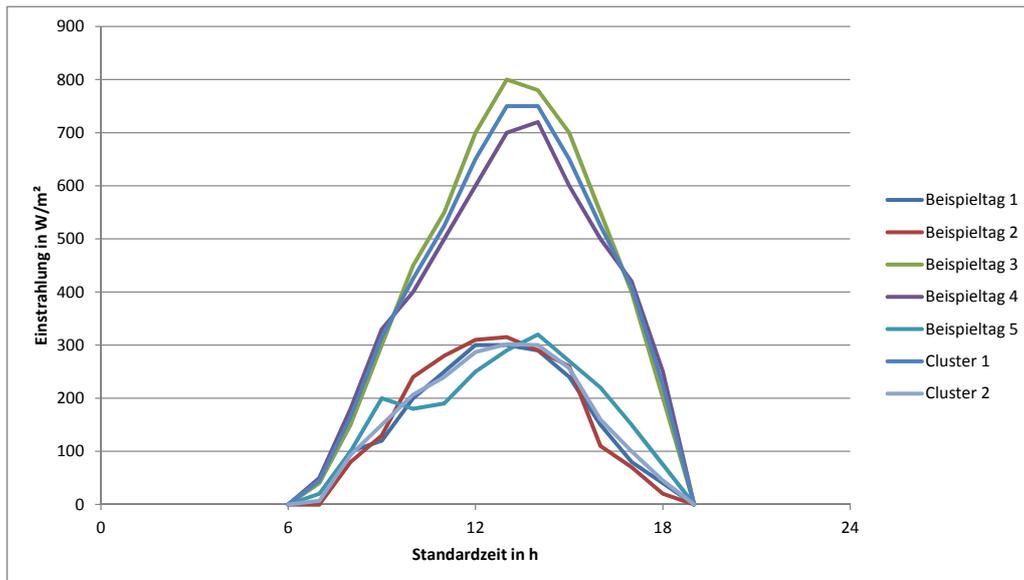


Abbildung 4.7: Beispielhafte Gruppierung der Einstrahlungswerte von fünf Tagen in zwei typische Cluster nach Tuschy et al. (2012, S. 167)

Auch in Untersuchungen energiewirtschaftlicher Problemstellungen kommen Typtagkonzepte zur Anwendung (Maubach, 1994), (Bagemihl, 2002). In den genannten Quellen wird damit ebenfalls eine Reduktion des Berechnungsaufwands angestrebt (Maubach, 1994, S. 50). Ein weiteres Anwendungsgebiet ist die Prognose der Nachfrage nach elektrischer Arbeit. Für deren Vorhersage kommen für verschiedene Verbrauchergruppen Standardlastprofile zum Einsatz, die beispielsweise veröffentlicht sind bei KommEnergie (2011).

In unterschiedlichen Arbeiten wird darüber hinaus die Clusteranalyse zur Problemreduktion angewendet. So nutzt Brown eine Fuzzy-Clusteranalyse, um verschiedene Szenarien für die zufällige Einspeisung aus Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien zu erstellen (Brown et al., 2008, S. 526 f.). In das Erzeugungssystem ist ein Pumpspeicherkraftwerk integriert, von dem Fahrweise und Größe zu optimieren sind (Brown, 2006, S. 59 f., S. 102–115).

Weiterhin wird die Clusteranalyse eingesetzt bei Grigoras et al. (2011). Sie ermöglicht die Bestimmung typischer Lastprofile von Wasserkraftwerken – ebenfalls zur Problemreduktion (Grigoras et al., 2011, S. 58 ff.).

Ein weiteres Anwendungsgebiet stellt die Prognose von photovoltaischer Energieerzeugung dar. Dabei ermöglicht das Analyseverfahren die erheblich einfachere Abschätzung der Performance von Photovoltaik-Anlagen (Di Piazza et al., 2008, S. 1).

Allgemein werden in der Clusteranalyse Objekte auf ihre Ähnlichkeiten beziehungsweise Unähnlichkeiten hin untersucht. Ziele sind eine möglichst hohe Ähnlichkeit innerhalb einer jeweiligen Gruppe sowie gleichzeitig eine hohe Heterogenität gegenüber den übrigen Clustern (Backhaus et al., 2008, S. 391).

Die Clusteranalyse beginnt mit der Bereitstellung einer Datenmatrix, wobei jedes Objekt durch mehrere Variablen charakterisiert ist. In dieser Arbeit nehmen die Variablen ausschließlich metrische Werte an. Zusätzlich können die Daten durch ein Preprocessing noch weiter bearbeitet werden. In der Literatur ist ein solches Verfahren etwa für das Entfernen von Ausreißern aus einem Datensatz beschrieben (Merkl, 2008, S. 14). Ein Preprocessing kommt, wie später in Kapitel 5.4 ab Seite 75 dargestellt, in der in dieser Arbeit entwickelten Methode ebenfalls zum Einsatz.

Zur Clusterbildung wird ein partitionierendes Verfahren verwendet. Dabei werden die in die Analyse eingehenden Objekte in k Cluster aufgeteilt. Der allgemeine Ablauf besteht aus den folgenden Schritten (Backhaus et al., 2008, S. 413):

1. Vorgabe einer Clusteranzahl k mit einer ersten Anfangsgruppierung.
2. Berechnung der Mittelwerte in jedem Cluster für jede Variable.
3. Berechnung der Gesamtfehlerquadratsumme für die getroffene Gruppenzuordnung.
4. Untersuchung aller Objekte, ob sich durch eine Neuordnung zu einem anderen Cluster eine bessere Partitionierung ergibt.
5. Verschieben des Objekts, welches zu maximaler Reduktion der Gesamtfehlerquadratsumme führt.
6. Neuberechnung der Clustermittelwerte der beiden betroffenen Gruppen.
7. Wiederholung des Prozesses ab Schritt 3., bis ein Abbruchkriterium erreicht ist.

In der Literatur finden sich verschiedene Implementierungen partitionierender Verfahren (Kanungo et al., 2002, S. 881 ff.), (de Hoon et al., 2010, S. 10). In dieser Arbeit wird eine Methode nach Kanungo et al. eingesetzt. Die Autoren stellen verschiedene Algorithmen zur Verfügung, mit denen eine Clusteranalyse durchführbar ist (Kanungo et al., 2008).

Ein wesentliches Defizit dieser Verfahren ist die erforderliche Vorgabe einer Clusteranzahl, weil sie unter anderem die Ergebnisqualität beeinflussen kann (Backhaus et al., 2008, S. 413 f.). Ein weiterer Nachteil ergibt sich aus der erforderlichen Vorgabe einer Anfangsgruppierung: Aus verschiedenen Startwertvorgaben resultieren wahrscheinlich unterschiedliche Ergebnisse. Zudem können sich während einer Analyse einzelne leere Gruppen bilden (Ghosh und Liu, 2009, S. 25 f.). In diesen Fall sind einem Clustercenter k_i keine Objekte zugeordnet.

Trotz der verschiedenen Nachteile kommt ein partitionierendes Analyseverfahren zur Anwendung. Zum einen sind, wie dargestellt, verschiedene Implementierungen verfügbar. Die Clusteranalyse ist damit einfach einzusetzen und leicht in ein eigenes Tool zu implementieren. Ein besonderer Vorteil ist außerdem, dass der Algorithmus mit Clustercentern arbeitet, deren Koordinaten gut auslesbar sind. Dies gewährleistet eine schnelle Weiterverarbeitung, was entscheidend für die Einsatzbarkeit des Verfahrens in den zu untersuchenden Problemen ist. Zum anderen wird in Kapitel 5.4 ab Seite 75 die Vorgabe verschiedener Clusteranzahlen mit ihren Auswirkungen untersucht. Dadurch lässt sich belegen, dass sowohl die feste Vorgabe der Clustergröße als auch die Verwendung des Algorithmus unkritisch sind.

4 *Verwendete Optimierungs- und Analyseverfahren*

Darüber hinaus wäre es möglich, Auswahlkriterien in die Wahl der optimalen Clustergröße einfließen zu lassen. So könnte etwa die Clusteranzahl innerhalb fester Grenzen so lange erhöht werden, bis eine merkliche Reduktion der Gesamtvarianz nicht mehr feststellbar ist. Eine weitere Erhöhung der Anzahl würde folglich nicht mehr zu einer wesentlichen Verbesserung der Zuordnung der einzelnen Elemente führen. Dies wird auch als „Elbow-Kriterium“ bezeichnet (Backhaus et al., 2008, S. 430 f.). Damit ließe sich ein Nachteil dieses Verfahrens beseitigen beziehungsweise reduzieren. Der erhöhte Rechenbedarf in der Clusteranalyse ginge jedoch mit einem steigenden Zeitbedarf einher, sodass in dieser Arbeit auf eine problemspezifische Erhöhung der Clusteranzahl verzichtet wird.

5 Mehrdimensionale Optimierung solarthermischer Parabolrinnenkraftwerke

Die technische Beschreibung eines Parabolrinnenkraftwerks erfordert die Modellierung seiner Komponenten Solarfeld, Speicher und Kraftwerksblock. Die dafür jeweils notwendigen Gleichungen sind nachfolgend erläutert. Ebenfalls dargestellt sind die ökonomischen Berechnungen, die Voraussetzungen für die Bestimmung des Kapitalwerts und der Stromgestehungskosten sind. Zudem wird eine weitere Beurteilungsgröße, die Kapitalrückflussquote, beschrieben. Sie ist kein Optimierungskriterium, sondern wird für eine bessere Vergleichbarkeit der verschiedenen Kraftwerkskonfigurationen ermittelt und angegeben.

Danach werden der an die vorliegende Problemstellung angepasste evolutionäre Algorithmus sowie die spezifischen Annahmen und Parameter der Clusteranalyse erläutert. Dabei wird insbesondere auch die Eignung der eingesetzten Methoden für die Optimierung solarthermischer Kraftwerke überprüft. Abschließend sind spezielle Modellierungsansätze für die GGLP zur Kraftwerkseinsatzoptimierung aufgeführt.

5.1 Modell des Parabolrinnenkraftwerks

Im folgenden Abschnitt wird das zur Anwendung kommende Modell des Parabolrinnenkraftwerks und seiner wichtigsten Einzelkomponenten grundlegend erläutert. Daneben ist ebenfalls die Anlagenverfügbarkeit zu berücksichtigen, deren Beschreibung in Kapitel 5.1.4 erfolgt.

Die primäre Gleichung zur Modellierung eines solarthermischen Kraftwerks ist:

$$\dot{Q}_{SF} + \dot{Q}_E - \dot{Q}_{KW} - \frac{\dot{Q}_L}{\eta_L} - \dot{Q}_D = 0 \quad (5.1)$$

mit

\dot{Q}_{SF} : nutzbarer Solarfeldwärmestrom,

\dot{Q}_E : Speicherentladestrom,

\dot{Q}_{KW} : dem Kraftwerksblock zugeführter Wärmestrom,

\dot{Q}_L : Speicherladestrom,

η_L : Speicherladewirkungsgrad und

\dot{Q}_D : überschüssiger Wärmestrom, der eine Defokussierung erfordert.

Demnach kann ein Wärmestrom durch das Solarfeld und / oder durch eine Entladung des Speichers bereitgestellt werden. Potentielle Wärmesenken sind der Kraftwerksblock und der Speicher. Zudem ermöglicht die Defokussierung eine Begrenzung der Wärmeaufnahme des Solarfeldes. Dies ist erforderlich, wenn eine hohe nutzbare Einstrahlung zur Verfügung steht, die Energie aber nicht vom Kraftwerksblock oder dem optional vorhandenen Speicher abgenommen werden kann.

5.1.1 Solarfeld

Das Solarfeld wandelt die Strahlungsenergie der Sonne in thermische Energie um. Das Wärmeträgermedium kann die Direktnormalstrahlung jedoch nicht vollständig aufnehmen. Daher müssen zunächst eine Reihe von optischen Verlusten beachtet werden, welche die zu absorbierende Energie reduzieren. Es gilt in Anlehnung an Patnode (2006, S. 16):

$$\dot{Q}_{abs} = A_{SF} \cdot DNI \cdot \cos(\theta) \cdot IAM \cdot \eta_{Ab} \cdot \eta_{End} \cdot \eta_{opt_{ges}} \quad (5.2)$$

mit

\dot{Q}_{abs} : aufgenommener Wärmestrom,

A_{SF} : (Netto-)Solarfeldfläche,

IAM : Incidence Angle Modifier (Zusammenfassung zusätzlicher, einfallswinkelabhängiger Reflexions- und Absorptionsverluste),

η_{Ab} : Abschattungswirkungsgrad,

η_{End} : Faktor zur Berücksichtigung von Endverlusten sowie

$\eta_{opt_{ges}}$: optischer Gesamtwirkungsgrad. Dieser ergibt sich aus:

$$\eta_{opt_{ges}} = \eta_{opt} \cdot \eta_R \quad (5.3)$$

mit

η_{opt} : optischer Spitzenwirkungsgrad (Zusammenfassung optischer Verlustanteile der Kollektoren und der Receiver) und

η_R : durchschnittliche Spiegelsauberkeit.

Die Berechnung der genannten Faktoren sowie die getroffenen Annahmen zu den Parametern der Gleichungen 5.2 und 5.3 können den Anhängen C und D ab Seite 182 entnommen werden.

Der aufgenommene Solarfeldwärmestrom \dot{Q}_{abs} wird durch thermische Verluste weiter reduziert (National Renewable Energy Laboratory, 2009c, S. 101):

$$\dot{Q}_{SF} = \dot{Q}_{abs} - \dot{Q}_{V_{therm}} \quad (5.4)$$

5 Mehrdimensionale Optimierung solarthermischer Parabolrinnenkraftwerke

Der thermische Verlustwärmestrom $\dot{Q}_{V_{therm}}$ ergibt sich aus (National Renewable Energy Laboratory, 2009c, S. 101):

$$\dot{Q}_{V_{therm}} = \dot{Q}_{V_{SF}} + \dot{Q}_{V_R} \quad (5.5)$$

mit

$\dot{Q}_{V_{SF}}$: thermischer Solarfeldverlustwärmestrom und

\dot{Q}_{V_R} : thermischer Rohrleitungsverlustwärmestrom.

Neben den im Betrieb anfallenden Verlusten ist eine Annahme zu thermischen Stillstandsverlusten E_V in das Solarfeldmodell integriert. Sie sind zu berücksichtigen, wenn keine DNI zur Verfügung steht oder die Einstrahlung nicht hoch genug ist, um $\dot{Q}_{V_{therm}}$ auszugleichen. In diesen Fällen, etwa nachts oder in Bewölkungsphasen, kommt es zu einer Auskühlung des Solarfeldes.

Der Stillstandsverlust berechnet sich auf stündlicher Basis aus:

$$E_V = \dot{Q}_{V_S} \cdot \Delta t \quad (5.6)$$

mit

$$\dot{Q}_{V_S} = \dot{q}_{V_{Spez}} \cdot A_{SF} \quad (5.7)$$

und

$$E_V \leq E_{V_{max}}. \quad (5.8)$$

Die Gleichungen und ihre Parametrisierung (siehe Anhang D ab Seite 190) sind angepasst an die Darstellungen bei Eck et al. (2007, S. 85–90). Im hier verwendeten Modell bestimmt im Wesentlichen das Produkt aus spezifischem Verlustkoeffizienten $\dot{q}_{V_{Spez}}$ und der (Netto-)Solarfeldfläche A_{SF} die auftretenden Verluste E_V . Dabei ergibt sich $E_{V_{max}}$ aus der Zeit, nach der eine vollständige Auskühlung des Solarfeld erwartet wird.

Im Modell ist angenommen, dass das Solarfeld nach einem Stillstand erst dann eine nutzbare Energie Q_{SF} abgibt, wenn die gesamten thermischen Verluste $Q_{V_{therm}}$ und E_V durch Q_{abs} ausgeglichen werden. Sofern die absorbierte Energie die genannten Verluste nicht decken kann, wird diese verworfen, also auch nicht zur Reduktion der thermischen Stillstandsverluste verwendet. Folglich haben prinzipiell Solarfelddesigns einen Vorteil, die morgens eine höhere Energieabgabe erreichen, da sie die insbesondere nachts auftretenden Stillstandsverluste schneller ausgleichen. Dies ist für die Bewertung der Kraftwerkskonfigurationen in den verschiedenen Beispielszenarien zu beachten.

Gemäß Kapitel 2.2 ist in der vorliegenden Untersuchung eine Aufteilung der Solarfeldfläche A_{SF} in mehrere Einzelfelder zulässig. Da die optischen Verluste maßgeblich durch die Aufstellungsrichtung der Kollektoren beeinflusst werden, ist eine individuelle Berechnung des aufgenommenen Wärmestroms \dot{Q}_{abs} für jedes Einzelfeld notwendig. Alle weiteren Verluste wie $\dot{Q}_{V_{therm}}$ sind davon unabhängig. Die übrigen das Solarfeld betreffenden Berechnungen werden daher so verwendet, als ob die gesamte Fläche einheitlich ausgerichtet wäre.

Demnach ergibt sich die Leistung des gesamten Solarfeldes aus folgender Gleichung:

$$\dot{Q}_{abs} = \sum_{i=1}^I \dot{Q}_{abs_i}, \quad (5.9)$$

wobei gilt:

$$A_{SF} = \sum_{i=1}^I A_{SF_i}. \quad (5.10)$$

5.1.2 Kraftwerksblock

Im Kraftwerksblock erfolgt die Umwandlung der thermischen Energie in elektrische Arbeit. Die Modellierung des dafür eingesetzten Dampfkraftprozesses lässt sich durch die nachfolgend dargestellten Gleichungen beschreiben.

Es ist angenommen, dass das Kraftwerk jeweils eine Stunde mit konstanter Leistung betrieben wird. Die abgegebene Nettoarbeit in stündlicher Auflösung berechnet sich daher aus:

$$W = P_{netto} \cdot \Delta t, \quad (5.11)$$

mit

$$P_{netto} = (P_{brutto} - EB) \cdot \sigma_{ges}. \quad (5.12)$$

Dementsprechend ergibt sich die Nettoleistung P_{netto} aus der Differenz der Bruttoleistung P_{brutto} und den Eigenbedarfsverlusten EB . Zusätzlich ist die Gesamtverfügbarkeit σ_{gesamt} berücksichtigt. Ihre Berechnung wird in Kapitel 5.1.4 ab Seite 66 erläutert.

P_{brutto} ist das Produkt aus dem zugeführtem Wärmestrom, dem lastabhängigen Wirkungsgrad $\eta_{KW_{brutto}}$ und einem temperaturabhängigen Korrekturfaktor η_{Temp} :

$$P_{brutto} = \dot{Q}_{KW} \cdot \eta_{KW_{brutto}} \cdot \eta_{Temp}. \quad (5.13)$$

Der Faktor η_{Temp} berücksichtigt den Einfluss der Rückkühlungsbedingungen auf die Kreislaufeffizienz. In einem luftgekühlten Kraftwerksblock wirken sich insbesondere höhere Umgebungstemperaturen erheblich auf den erzielbaren Umwandlungswirkungsgrad aus (siehe Grafik 5.1 auf der nächsten Seite). Der in der Abbildung dargestellte Korrekturfaktor ist nach den Angaben im Solar Advisor Model berechnet (National Renewable Energy Laboratory, 2009a), (National Renewable Energy Laboratory, 2009b, S. 44).

Der dem Kraftwerk zugeführte Wärmestrom \dot{Q}_{KW} ist in seinem Betrag begrenzt. Limitierend wirkt unter anderem der maximal zulässige Frischdampfmassenstrom, da eine Turbine nicht in beliebiger Überlast betrieben werden darf. Folgende Gleichung ist somit zu erfüllen:

$$\dot{Q}_{KW} \leq \dot{Q}_{KW_{max}}. \quad (5.14)$$

Zudem muss eine vorgegebene Mindestlast $P_{brutto_{min}}$ erreicht werden. Andernfalls kann der Kraftwerksblock nicht betrieben werden. Es gilt:

$$P_{brutto} = 0 \vee P_{brutto_{min}} \leq P_{brutto} \leq P_{brutto_{nom}}. \quad (5.15)$$

In dem hier verwendeten Modell sind keine Mindestbetriebszeiten oder -stillstandszeiten vorgegeben, was eine höhere Berechnungsgeschwindigkeit ermöglicht. Zur Berücksichtigung zusätzlicher Restriktionen wären weitere binäre Variablen notwendig. Deren Anzahl

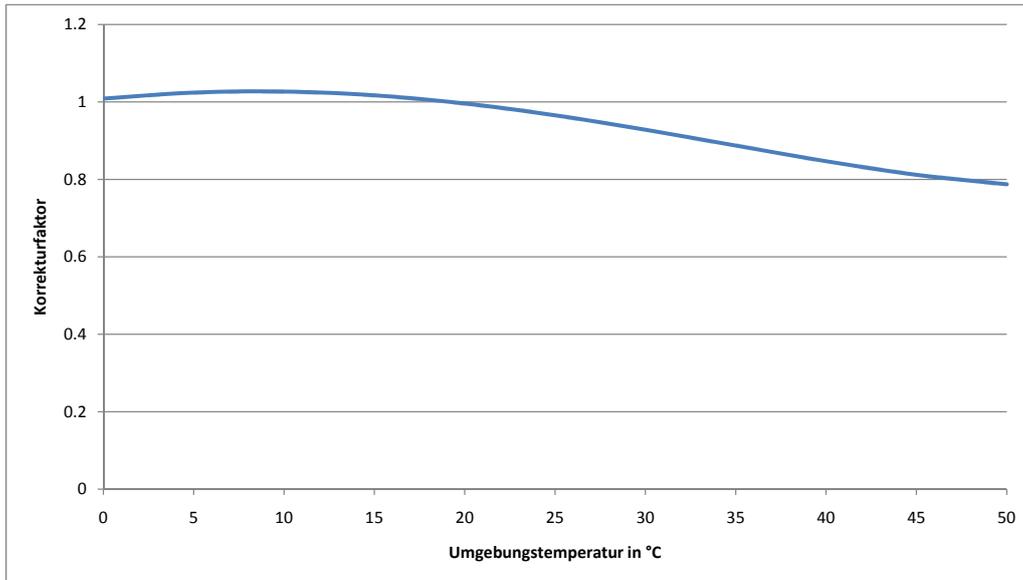


Abbildung 5.1: Wert des Korrekturfaktors η_{Temp} als Funktion der Umgebungstemperatur; berechnet nach den Angaben aus National Renewable Energy Laboratory (2009a) und National Renewable Energy Laboratory (2009b, S. 44)

sollte jedoch so weit wie möglich reduziert werden, da sie den erforderlichen Zeitbedarf zur Lösung des Modells wesentlich beeinflusst (Bagemihl, 2002, S. 42), (Suhl und Mellouli, 2009, S. 136).

Der Einfluss von Stillstandskosten auf den Kraftwerkseinsatz wird beispielhaft im Anhang C.3 ab Seite 188 untersucht. Vereinfacht lassen sich Stillstandszeiten über eine Berücksichtigung von Kosten im Fall des Nichtbetriebs pönalisieren. Prinzipiell ist damit eine Reduktion der Offlinezeiten des Kraftwerksblocks zu erreichen. In der im Anhang C.3 auf Seite 188 dokumentierten Analyse zeigen sich jedoch insgesamt geringe Auswirkungen der zusätzlichen Restriktionen. Sie sind daher für die Ergebnisse von untergeordneter Bedeutung und können folglich in der Bewertung vernachlässigt werden.

Die notwendigen Berechnungen und Annahmen zu den verschiedenen Faktoren und Größen sind in den Anhängen C.2 und D ab Seite 185 dokumentiert. Es handelt sich insbesondere um die Gleichungen zur Ermittlung der last- und temperaturabhängigen Wirkungsgrade sowie um die Berechnungen der Eigenbedarfsverluste.

5.1.3 Thermischer Speicher

Die prognostizierbare Arbeitsabgabe ist ein elementares Merkmal solarthermischer Kraftwerke. Einen flexiblen Betrieb stellt dabei ein thermischer Speicher sicher. Sein Einsatz

lässt sich im Wesentlichen durch eine Energiebilanz beschreiben, die sich in Anlehnung an Sioshansi und Denholm (2010b, S. 174) ergibt aus:

$$Q_{S_{t=1}} = Q_{S_{t=0}} \cdot (1 - \rho_S) + \dot{Q}_L \cdot \Delta t - \dot{Q}_E \cdot \Delta t. \quad (5.16)$$

Gemäß der Gleichung 5.16 resultiert der Speicherinhalt am Ende einer Stunde $Q_{S_{t=1}}$ aus der enthaltenen Energie am Anfang der Stunde $Q_{S_{t=0}}$. Allerdings ist mit ρ_S ein stündlicher Speicherverlust zu berücksichtigen. Zusätzlich müssen eventuelle Entnahme- oder Ladeströme (\dot{Q}_E / \dot{Q}_L) beachtet werden.

Sowohl Lade- als auch Entladestrom sind in ihrem Betrag begrenzt, sodass stets folgende Nebenbedingungen erfüllt sein müssen:

$$\dot{Q}_L \leq \dot{Q}_{L_{max}} \quad (5.17)$$

und

$$\dot{Q}_E \leq \dot{Q}_{E_{max}}. \quad (5.18)$$

Der maximale Speicherinhalt ist eine Auslegungsgröße und wird als eine der unabhängigen Variablen vorgegeben. Es gilt:

$$Q_{S_t} \leq Q_{S_{max}}. \quad (5.19)$$

5.1.4 Verfügbarkeiten

Im Modell werden verschiedene Verfügbarkeiten der einzelnen Komponenten berücksichtigt. Dabei wird keine Unterscheidung zwischen Zuverlässigkeiten und Verfügbarkeiten vorgenommen. Beide Aspekte werden pauschal in einem Faktor zusammengefasst.

Zur Anwendung kommen die Verfügbarkeit σ_{SF} für das Solarfeld und σ_{KW} für den Kraftwerksblock. Aus der Multiplikation der beiden Faktoren ergibt sich die Gesamtverfügbarkeit σ_{ges} :

$$\sigma_{ges} = \sigma_{SF} \cdot \sigma_{KW}. \quad (5.20)$$

Folglich treten die Ausfälle des Kraftwerksblocks nur getrennt von denen des Solarfeldes auf, was eine vorsichtige Annahme darstellt (Eck et al., 2007, S. 60). Auch eventuell zeitgleich auftretende Nichtverfügbarkeiten fließen jeweils einzeln in die Berechnung von σ_{ges} ein.

Die Gesamtverfügbarkeit wird auf die stündlich abgegebene oder zugeführte Nettoarbeit angewendet, die sich entsprechend reduziert.

Der thermische Speicher wird nicht zusätzlich mit einer eigenen Ausfallwahrscheinlichkeit belegt: Zum einen kann er nur aus dem Solarfeld, dessen Verfügbarkeit bereits berücksichtigt ist, geladen werden. Zum anderen ergibt sich σ_{ges} entsprechend der Gleichung 5.20 aus einer zurückhaltenden Annahme, dass nämlich Komponentenausfälle nur getrennt voneinander auftreten (Eck et al., 2007, S. 60). Daher ist eine zusätzliche Berücksichtigung weiterer Faktoren – insbesondere auch auf Grund der im Anhang D beschriebenen Parametrisierung (Tabelle D.1 ab Seite 190) – nicht notwendig.

5.2 Ökonomische Modellierung

In Kapitel 2.2.3 ab Seite 24 sind bereits die grundlegenden Gleichungen zur ökonomischen Bewertung der Kraftwerke dargestellt. Sie umfassen insbesondere die Berechnungen zur Ermittlung der Kapitalwerte und der Stromgestehungskosten. Zusätzlich sind weitere Gleichungen zu beachten. Sie ermöglichen unter anderem die Bestimmung der Anfangsinvestition oder der Auszahlungen, die in der Betriebsphase anfallen.

Darüber hinaus wird ein weiteres Beurteilungskriterium, die Kapitalrückflussquote, dargestellt. Die dafür jeweils erforderlichen Vorschriften werden in diesem Abschnitt erläutert.

Die Anfangsinvestition ergibt sich aus:

$$A_0 = A_{dir} + A_{indir}, \quad (5.21)$$

wobei sich die direkte Investition A_{dir} aus unterschiedlichen Komponenten zusammensetzt:

$$A_{dir} = A_{Sf} + A_{KW} + A_S + A_{LB} + A_{Son}, \quad (5.22)$$

mit

A_{Sf} : Anfangsauszahlungen für das Solarfeld,

A_{KW} : Anfangsauszahlungen für den Kraftwerksblock,

A_S : Anfangsauszahlungen für den thermischen Speicher,

A_{LB} : Anfangsauszahlungen für das Grundstück und die Baumaßnahmen,

A_{Son} : sonstige Anfangsauszahlungen für den Transformator und die Netzanbindung.

Für die Berechnung der Anteile gelten nachfolgende Gleichungen:

$$A_{Sf} + A_{LB} = a_{Sf} \cdot A_{SF}, \quad (5.23)$$

$$A_{KW} = a_{KW} \cdot P_{brutto\,nom} \quad (5.24)$$

und

$$A_S = a_S \cdot Q_{Smax}. \quad (5.25)$$

Durch die Faktoren a_{Sf} , a_{KW} und a_S werden jeweils spezifische Investitionskosten für das Solarfeld, den Kraftwerksblock und den Speicher berücksichtigt.

Für die sonstigen Anfangsauszahlungen A_{Son} ist angenommen, dass diese unabhängig von der Kraftwerksauslegung sind und daher mit einem festen Wert in das ökonomische Modell einfließen. Ihr Wert ist direkt der Tabelle D.2 auf Seite 194 in Anhang D zu entnehmen.

Die Definition der indirekten Investition A_{indir} ist übernommen von Eck et al. (2007, S. 64). Dort wird sie als ein prozentualer Anteil der direkten Anfangsauszahlungen berechnet. A_{indir} enthält unter anderem Kosten für die Projektentwicklung und sonstige, während der Bauphase anfallende Aufwendungen wie die Finanzierungskosten. Es gilt (Eck et al., 2007, S. 64):

$$A_{indir} = a_{indir} \cdot A_{dir}. \quad (5.26)$$

5 Mehrdimensionale Optimierung solarthermischer Parabolrinnenkraftwerke

Zusätzlich zur Anfangsinvestition fallen während der Betriebsphase weitere Auszahlungen A_t an. Wie bereits in Kapitel 2.2.3 beschrieben, setzen sie sich aus variablen und betriebsunabhängigen Anteilen zusammen. Die variablen Bestandteile sind direkt von der abgegebenen Nettoarbeit abhängig. Sie erfassen unter anderem einen Verschleiß der Komponenten oder auch das zum Betrieb der Anlage benötigte Verbrauchswasser. Die betriebsunabhängigen Auszahlungen ergeben sich in dieser Arbeit aus den fixen Betriebs- und Wartungskosten sowie den Ausgaben für die Versicherung und die Verwaltung des Kraftwerksprojekts. Dabei sind die Betriebs- und Wartungskosten als eine Funktion der nominalen Kraftwerksbruttoleistung modelliert. Die notwendigen Ausgaben für Versicherung und Verwaltung A_{V+V} sind entsprechend der folgenden Gleichung mit der Anfangsinvestition verknüpft (Eck et al., 2007, S. 61):

$$A_{V+V} = a_{VW} \cdot A_0 + a_{VS} \cdot A_0 \quad (5.27)$$

mit

a_{VW} : spezifische Verwaltungskosten und

a_{VS} : spezifische Versicherungskosten.

In die Berechnungen sind jährliche Preissteigerungen sowohl für die Vergütung als auch für die Betriebsauszahlungen A_t integriert, wobei gilt (Short et al., 1995, S. 40):

$$P_t = P_{t=0} \cdot (1 + f_{ES})^t \quad (5.28)$$

mit

f_{ES} : jährliche Preisanpassung. Entsprechendes ist mit dem Faktor f_{AS} für die Auszahlungen A_t angenommen.

In der Diskontierung der Zahlungsströme wird die Inflation mit Hilfe der folgenden Gleichung berücksichtigt, um alle Berechnungen in realen Preisen durchzuführen (Short et al., 1995, S. 41):

$$i_r = \frac{1 + i_n}{1 + i_I} - 1, \quad (5.29)$$

wobei gilt:

i_r : realer Kalkulationszinssatz,

i_n : nominaler Kalkulationszinssatz und

i_I : Inflationsrate.

Der in Gleichung 5.29 angegebene nominale Kalkulationszins i_n berechnet sich dabei aus einem gewichteten Mittelwert in Anlehnung an Berk und DeMarzo (2011, S. 515):

$$i_n = \frac{EK}{EK + FK} \cdot i_{EK_n} + \frac{FK}{EK + FK} \cdot i_{FK_n} \quad (5.30)$$

mit

i_{EK_n} : nominaler Eigenkapitalzins,

i_{FK_n} : nominaler Fremdkapitalzins,

EK : Eigenkapital und

FK : Fremdkapital.

Über die bereits in Kapitel 2.2.3 ab Seite 24 genannten Kennzahlen hinaus wird zur Ergebnisauswertung in der Regel noch ein weiteres Beurteilungskriterium, die Kapitalrückflussquote KR , berechnet und angegeben. Sie ist keine Zielgröße der Optimierungen, sondern wird ausschließlich zum Vergleich der verschiedenen Investitionsalternativen herangezogen. Die Kapitalrückflussquote ergibt sich in Anlehnung an die Angaben bei Zajonc (2010, S. 253) aus:

$$KR = \frac{(E_{t=1} - A_{t=1})}{A_0}. \quad (5.31)$$

Die Kennzahl gibt an, welcher Einzahlungsüberschuss sich im ersten Jahr mit einer bestimmten Anfangsinvestition A_0 erzielen lässt.

Wie schon für die Stromgestehungskosten und den Kapitalwert gilt auch für die Kapitalrückflussquote, dass Steuern aus Vereinfachungsgründen unberücksichtigt bleiben.

5.3 Parameter des evolutionären Algorithmus

Entsprechend der Literatur gibt es nicht „den“ evolutionären Algorithmus (Weicker, 1999, S. 31f.). Daher besteht die Möglichkeit, sowohl mehrere Methoden in diese Algorithmen zu implementieren als auch (gleichzeitig) eine eigene Parametrisierung vorzunehmen. Ein wesentlicher Aspekt ist die Vorgabe der Individuenanzahl; darüber hinaus sind weitere Größen festzulegen. Tabelle 5.1 auf der nächsten Seite enthält die verschiedenen Parameter des EA, die in den folgenden Analysen zum Einsatz kommen. Einige Größen sind der Literatur entnommen beziehungsweise an diese angelehnt. Zudem ist ein Großteil der Parameter durch eigene Analysen bestimmt und damit selbst gewählt.

Weitere, über dieses Kapitel hinausgehende Untersuchungen zur Parametrisierung des MOEA (Multi Objective Evolutionary Algorithm) sind im Anhang A.2 ab Seite 168 dargestellt. Analysiert werden unter anderem verschiedene Evolutions- und Populationszahlen sowie die Größe des Archivs. Zusätzlich werden Parameter wie die Mutationswahrscheinlichkeit oder das Crossoververfahren betrachtet. Durch die dort aufgeführten Analysen ist nachweisbar, dass die nachfolgend beschriebene Einstellung des MOEA zu guten Ergebnissen führt.

Mit Hilfe der Populationsgröße P lässt sich die Parallelisierungsbreite des Algorithmus einstellen (De Jong, 2007, S. 7). Sie bestimmt, wie viele Individuen in einer Evolutionsstufe gleichzeitig auf ihre Fitness hin untersucht werden. Zudem legt die Populationsgröße die Anzahl der Individuen fest, die prinzipiell für die Bildung der neuen Generation eingesetzt werden können. Die anzuwendende Populationsgröße P ist problemspezifisch. Kompliziertere Optimierungsaufgaben erfordern in der Regel eine größere Population (De Jong, 2007, S. 7).

Tabelle 5.1: Verwendete Parameter für den evolutionären Algorithmus

Parameter	Wert	Bemerkung
Populationsgröße P	70	eigene Vorgabe nach Abwägung von Qualität und Zeit
Evolutionszahl E	40	eigene Vorgabe nach Abwägung von Qualität und Zeit
Archivgröße A	70	eigene Vorgabe
Wahrscheinlichkeit SBX-Operator P_{SBX}	50 %	übernommen von Deb und Agrawal (1994, S. 127)
Maximale Dichte Verteilungsparameter n_{max}	10	eigene Vorgabe
Dichte Verteilungsparameter n	0.25 - 9.75	eigene Vorgabe
Mutationswahrscheinlichkeit $P_{Mutation}$	min. $1/l_{Ind}$	angelehnt an Li et al. (2005, S. 71)
Min. Standardabweichung σ_i für Mutation	$\approx 0.004 \cdot (x_{i_u} - x_{i_l})$	eigene Vorgabe
Max. Standardabweichung σ_i für Mutation	$0.1625 \cdot (x_{i_u} - x_{i_l})$	eigene Vorgabe

Die Anzahl der Evolutionszyklen E hat ebenfalls einen maßgeblichen Einfluss auf den erfolgreichen Einsatz evolutionärer Algorithmen. In der Regel ergeben sich durch eine größere Evolutionszahl bessere Ergebnisse. Allerdings steigt dadurch die Zahl der notwendigen Auswertungen – und damit der Rechenaufwand. Daher werden die Evolutionszahl wie auch die Populationsgröße auf einen Wert festgelegt, der es ermöglicht, qualitativ hochwertige Ergebnisse in angemessener Zeit zu erzielen.

Die drei Parameter Populationsgröße, Evolutionszahl sowie die in Kapitel 5.4 festgelegte Clusterzahl bestimmen zusammen die Anzahl der erforderlichen Auswertungen des linearen Modells. Beachtet werden muss, dass die GGLP entsprechend der Grafik 2.2 auf Seite 13 bei variablen Vergütungsschemata in der Regel zweimal aufgerufen werden muss. Da die GGLP jedoch bestimmend für den Rechenaufwand ist, sind alle Parameter – und damit auch die Populationsgröße und die Evolutionszahl – adäquat zu wählen. So ergeben sich durch die Angaben in Tabelle 5.1 insgesamt 2 800 auszuwertende Individuen. Bei einer Einsatzoptimierung auf Basis der Daten eines gesamten Jahres müssten zweimal 365 – also 730 – lineare Modelle für jede Kraftwerkskonfiguration ausgewertet werden. Dies ginge mit 2 044 000 Aufrufen der GGLP einher. Noch weiter ansteigen würde die Zahl der Auswertungen bei der Verwendung eines iterativen Verfahrens oder einer Monte-Carlo-Simulation. Damit gewährleisten sowohl der evolutionäre Algorithmus als auch die Clusteranalyse eine handhabbare Optimierung. Auf die konkrete Nennung von

Zeitangaben wird bewusst verzichtet, da nicht nur das Optimierungsproblem, sondern auch die verwendete Hardware den Aufwand ganz erheblich beeinflussen.

Die Archivgröße A umfasst häufig die gleiche Zahl von Lösungskandidaten wie die Population (Tan und Teo, 2008, S. 172), (Tan und Teo, 2009, S. 468), (Dorransoro et al., 2011, S. 63). Die nachfolgend durchgeführten Analysen belegen, dass diese Parametrisierung zu guten Resultaten in der Auslegungsoptimierung solarthermischer Kraftwerke führt. Die Archivgröße kann daher gemäß der Angabe in Tabelle 5.1 gewählt werden.

Wie bereits in Kapitel 4.2.2 beschrieben, kommt der SBX-Operator nur für einen Teil der notwendigen Crossover zum Einsatz. Die übrigen, neu zu bildenden Gene werden – entsprechend dem auf Seite 51 dargestellten Pseudocode – direkt von den Elternindividuen übernommen. Für das SBX sind die Verteilungsparameter n und n_{max} bestimmend. Sie legen fest, in welchem Bereich, ausgehend von den Eltern, die Nachkommen gebildet werden können. Entsprechend dem Kapitel 4.2.2.6 ist es sinnvoll, n während der Evolution anwachsen zu lassen. Dies wird im Rahmen der Arbeit durch die auf Seite 49 erläuterte Gleichung 4.11 berücksichtigt. Dadurch wächst mit steigender Evolutionszahl die Wahrscheinlichkeit für ein annähernd stationäres Crossover. Der in Tabelle 5.1 dargestellte maximale Wert 9.75 für den Verteilungsparameter resultiert aus Gleichung 4.11 unter der Vorgabe, dass das letzte Crossover in der 39. Generation erfolgt. In der 40. Evolutionsstufe kommen die Variationsoperatoren nicht mehr zur Anwendung, da in diesem Zyklus die Datenausgabe erfolgt.

Ein weiterer, wesentlicher Variationsoperator ist die Mutation. In dieser Arbeit wird die Mutationswahrscheinlichkeit von wenigstens $1/l_{Ind}$ angesetzt. Der Wert entspricht in der Regel einer Variation pro Individuum. Allerdings ist bereits in Kapitel 4.2.2 dargestellt, dass die Wahrscheinlichkeit – zur Vermeidung von mehrfachen Auswertungen gleicher oder ähnlicher Individuen – unter bestimmten Bedingungen angehoben wird. Ein wesentlicher Parameter der Mutation ist nach ihrer detaillierten Erläuterung in Abschnitt 4.2.2 die Standardabweichung σ_i . Insbesondere sei auf die Reduktion von σ_i entsprechend der Gleichung 4.18 auf Seite 52 im Verlauf der Evolution hingewiesen, was eine Eingrenzung der Suche zum Ende der Optimierung gewährleistet. Wie schon beim Crossover gilt auch für die Mutation, dass der entsprechende Operator ebenfalls in der 39. Generation letztmalig zur Anwendung kommt.

Zur Analyse und anschließenden Bestimmung der gewählten Parameter wird ein vereinfachtes Testproblem genutzt, da die Berechnung mit der integrierten GGLP zu lange dauern würde. Bei diesem Prozess erfolgt ebenfalls eine Auslegungsoptimierung solarthermischer Kraftwerke, wobei auf die Anwendung der Einsatzoptimierung verzichtet wird. Stattdessen ist der Betrieb solar-bestimmt (detaillierte Beschreibung des Konzepts in Kapitel 2.2.2 auf Seite 21). Obwohl sich die Berechnungszeit damit erheblich verkürzt, kann von einer ähnlichen Problemcharakteristik ausgegangen werden. Daher ist eine Parametrisierung des Optimierungsalgorithmus möglich, um in den später folgenden Beispielszenarien gute Ergebnisse in angemessener Zeit zu erreichen.

Für die Einstellung des MOEA wird ein Szenario mit einer anfänglichen, festen Vergütung von 270 €/MWh angenommen. Der Betrag ist an das spanische Vergütungssystem

angelehnt (Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, 2007, S.22862). Alle anderen Größen sind entsprechend den Angaben ab Seite 190 im Anhang D gewählt.

Dabei stehen der EA und seine Resultate im Vordergrund der nachfolgenden Betrachtungen. Die Analyse der optimalen Konfigurationen sowie die Diskussion zur Form der Pareto-Front erfolgen erst in den unterschiedlichen Beispielanalysen in Kapitel 6. Gleiches gilt für die Schlussfolgerungen bezüglich des technischen Designs solarthermischer Kraftwerke.

Zur Bewertung der Ergebnisse des MOEA muss eine Vergleichsanalyse durchgeführt werden. Andernfalls ist keine Aussage darüber möglich, ob der MOEA die Pareto-Front erreicht und adäquat abbildet. Folglich wird für diese Untersuchung auf die Anwendung des evolutionären Algorithmus verzichtet. In der Benchmark-Analyse erfolgt eine zufällige Auswertung von insgesamt 500 000 möglichen Kraftwerken. Die zu untersuchenden Konfigurationen werden in einer Monte-Carlo-Simulation ausgewählt und an Hand des vereinfachten Testproblems mit den drei bekannten Zielgrößen (Stromgestehungskosten, Kapitalwert, technischer Ertrag) ausgewertet. Die Werte der Variablen werden dabei zufällig entsprechend den in Tabelle 6.1 auf Seite 91 definierten Intervallgrenzen ausgewählt. Es sind keine besonderen Vorgaben oder Restriktionen beispielsweise zu bestimmten Wertekombinationen implementiert beziehungsweise berücksichtigt. Abschließend werden aus der Gesamtmenge der 500 000 Individuen die nicht-dominierten Lösungen zur Darstellung der Pareto-Front entnommen. Durch die große Anzahl der Auswertungen kann man annehmen, dass die reale Pareto-Front angemessen abgebildet wird.

Im Anschluss erfolgt der Abgleich der Ergebnisse von Zufallsauswahl und evolutionärem Algorithmus. Die entsprechenden Resultate finden sich in den Diagrammen 5.2, 5.3 und 5.4. Es sind zum einen alle nicht-dominierten Individuen aus der Zufallsauswahl enthalten. Aus den 500 000 bewerteten Konfigurationen sind insgesamt nur 260 beziehungsweise ca. 0.05 % aller analysierten Lösungskandidaten nicht-dominiert. Zum anderen wird der evolutionäre Algorithmus mehrfach unabhängig voneinander auf das Testproblem angewendet.

Die verschiedenfarbigen, quadratischen Datenpunkte zeigen jeweils die optimalen Individuen der letzten Evolutionsstufe. Die nicht-dominierten Konfigurationen der Zufallsauswahl werden von denen des MOEA überlagert. Damit ist der evolutionäre Algorithmus – wie auch die gewählten Parameter – für die Optimierung geeignet.

Durch die Anwendung des Optimierungsalgorithmus lassen sich Individuen in allen Bereichen der Pareto-Front ermitteln, wobei die Lösungskandidaten annähernd gleichmäßig über die gesamte Front verteilt sind. Einzelne größere Abstände zwischen verschiedenen Individuen wie im 3. Durchlauf resultieren aus dem Einsatz eines stochastischen Verfahrens. Zudem begrenzen die feste Populations- und Archivgröße sowie die vorgegebenen Evolutionszyklen die Anzahl der nicht-dominierten Individuen, wodurch einzelne Abstände zwischen verschiedenen Konfigurationen größer ausfallen können.

Ein weiterer Aspekt zeigt sich insbesondere in Grafik 5.4. Demnach sind Kraftwerke mit niedrigen Stromgestehungskosten durch den MOEA geringfügig schwieriger zu ermitteln. Evident wird dies durch die Lage der Konfigurationen im Vergleich zu den Resultaten der Zufallsauswahl. Anscheinend rufen in diesem Ergebnisbereich bereits kleine Solarfeld-

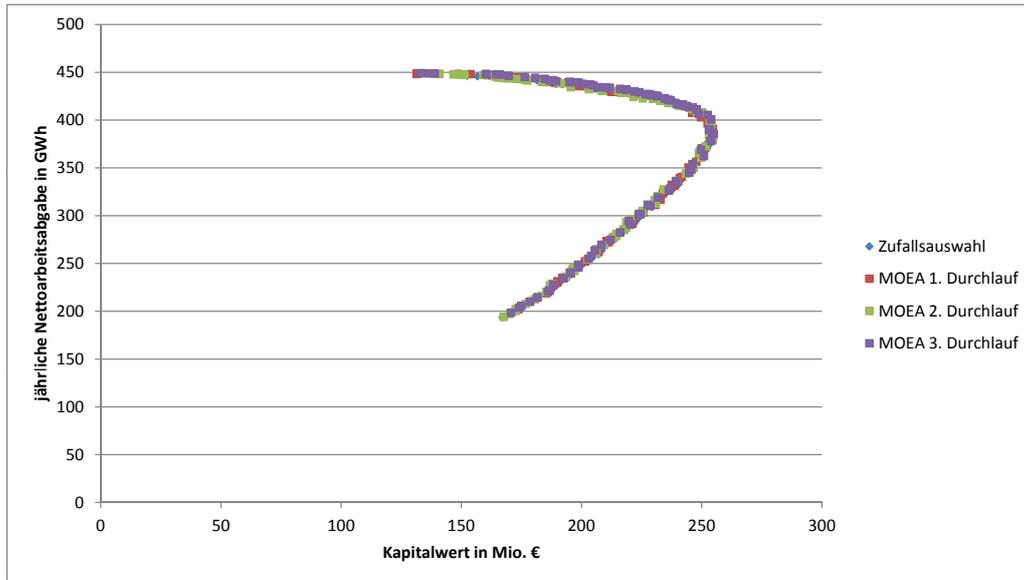


Abbildung 5.2: Pareto-optimale Lösungen der Zufallsauswahl und des auf das Testproblem angewendeten MOEA in der Ebene aus Nettoarbeit und Kapitalwert

und Speichergrößenänderungen relativ große Abweichungen in der technischen und ökonomischen Performance hervor, was die Optimierung erschwert. Dies ist offensichtlich für Kraftwerke mit einem höheren technischen Ertrag und dementsprechenden Solarfeldflächen und Speichervolumina so nicht der Fall, da in diesem Bereich alle dargestellten Konfigurationen übereinander liegen und damit zu gleichen Resultaten kommen.

Sicher erreichen ließe sich die Pareto-Front mit einer (erheblich) größeren Auswertungsanzahl. Dies ginge jedoch mit einem entsprechenden Anstieg des Zeitbedarfs einher. Eine weitere Maßnahme zum Erreichen besserer Lösungen wäre die Anpassung des Optimierungsalgorithmus – unter anderem durch die Festlegung von enger gefassten Intervallgrenzen der verschiedenen Entscheidungsvariablen. Damit würde sich der Definitionsbereich verkleinern, was zu besseren Resultaten bei einem geringeren Rechenaufwand führen dürfte.

Bemerkenswert ist, dass der MOEA die Pareto-Front ebenso gut abbildet wie die Vergleichsanalyse, obwohl der evolutionäre Algorithmus gegenüber der Zufallsauswahl 99.44% weniger Individuen auswertet. Die Anwendung des EA führt somit zu einer deutlichen Zeitersparnis. Dabei ergeben sich aus den insgesamt 2 800 in jedem Durchlauf des evolutionären Algorithmus analysierten Kraftwerksoptionen durchschnittlich 86 nicht-dominierte Konfigurationen in der letzten Generation.

Es sei an dieser Stelle darauf hingewiesen, dass die Anzahl der analysierten Individuen in der Zufallsauswahl sehr groß gewählt ist, um die Pareto-Front – auch an den Rändern – angemessen abzubilden. Sofern es die Vorgabe gäbe, als Resultat der Zufallsauswahl

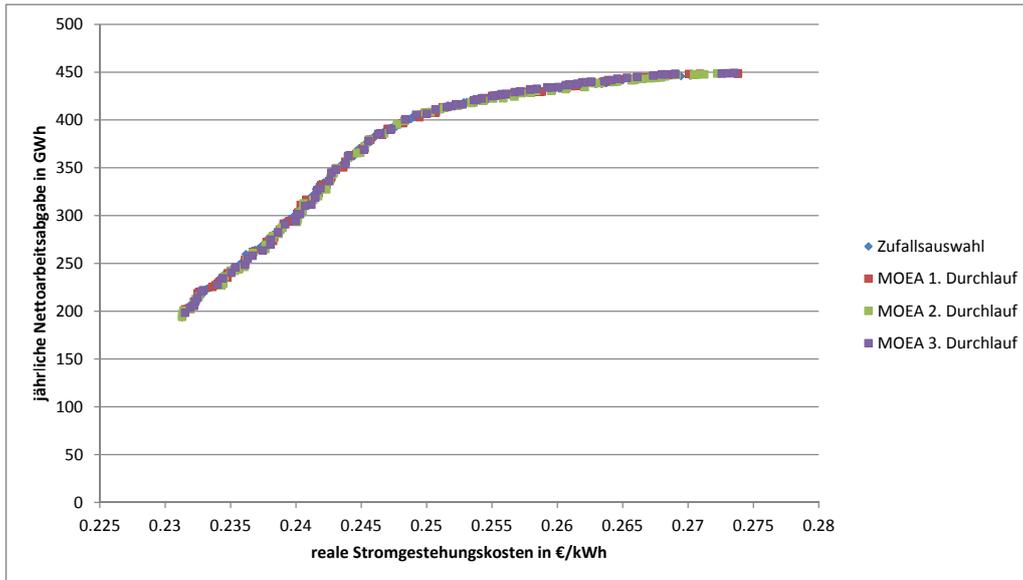


Abbildung 5.3: Pareto-optimale Lösungen der Zufallsauswahl und des auf das Testproblem angewendeten MOEA in der Ebene aus Nettoarbeit und realen Stromgestehungskosten

ebenfalls 86 nicht-dominierte Individuen zu erreichen, wären entsprechend den Untersuchungen des Autors dafür etwas mehr als 16 400 Auswertungen (anstatt der 500 000 betrachteten Konfigurationen) erforderlich. Selbst mit dieser reduzierten Zahl würden sich der MOEA und die Zufallsauswahl in der Anzahl der untersuchten Kraftwerkskonfigurationen im erforderlichen Zeitbedarf immer noch um mindestens den Faktor 5.8 unterscheiden. Insgesamt kann also festgehalten werden, dass sich die Verwendung des evolutionären Algorithmus vorteilhaft auf den erforderlichen Optimierungszeitbedarf auswirkt.

Bei einem Vergleich der Ergebnisse aus den drei MOEA-Optimierungsdurchläufen wird ersichtlich, dass sich jeweils unterschiedliche Kraftwerkskonfigurationen in der letzten Evolutionsstufe befinden. Schließlich sind die Datenpunkte – und damit die Konfigurationen – nicht exakt gleich, was im Wesentlichen auf die Eigenschaften der eingesetzten Methode zurückzuführen ist. Die Abweichungen sind jedoch als unkritisch zu bewerten, da sich die Ergebnisse nur geringfügig voneinander unterscheiden. Zudem wird der evolutionäre Algorithmus mehrfach auf das jeweilige Problem angewendet. So können die Ergebnisse aus den unabhängig voneinander durchgeführten Optimierungen miteinander verglichen werden, was die Qualitätskontrolle und die Verifikation der Resultate gewährleistet.

Auf einen Aspekt – der auch in allen später folgenden Analysen Gültigkeit hat – sei gesondert hingewiesen: Durch die Integration von Individuen aus verschiedenen Durchläufen in die Grafiken und Analysen ist es möglich, dass einzelne Konfigurationen ande-

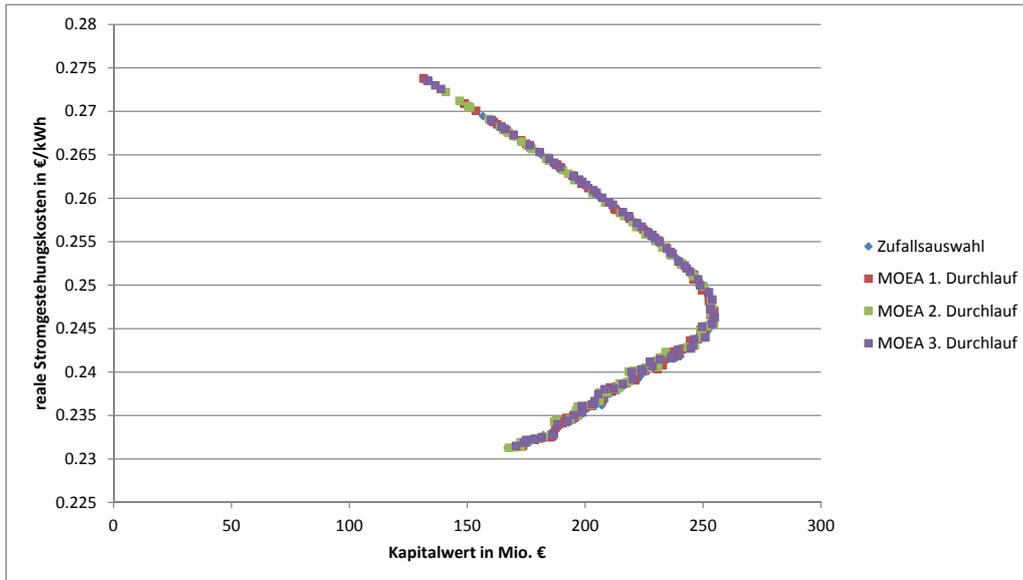


Abbildung 5.4: Pareto-optimale Lösungen der Zufallsauswahl und des auf das Testproblem angewendeten MOEA in der Ebene aus realen Stromgestehungskosten und Kapitalwert

ren Lösungen überlegen sind. Nur diejenigen Kraftwerke, die aus dem gleichen Durchlauf stammen, dominieren sich auf keinen Fall gegenseitig. Allerdings liegen die Ergebnisse entsprechend den Grafiken sehr eng beieinander, sodass diese Art der Darstellung die Qualität des eingesetzten Optimierungsalgorithmus veranschaulicht. Dieses würde eine gemeinsame Datenreihe mit ausschließlich Pareto-optimalen Individuen nicht gewährleisten.

Insgesamt sind mit dem gewählten MOEA und den verwendeten Parametern gute Ergebnisse in angemessener Zeit zu erzielen. Die Pareto-Front kann in allen Durchläufen durch den evolutionären Algorithmus adäquat abgebildet werden. Daher werden die in der Tabelle 5.1 aufgeführten Parameter für alle nachfolgenden Berechnungen verwendet.

5.4 Parameter der Clusteranalyse

In diesem Kapitel wird der genutzte Algorithmus zur Clusteranalyse parametrisiert. Zudem muss überprüft werden, ob dessen Verwendung mit den nachfolgend beschriebenen Parametern zur Auslegungsoptimierung solarthermischer Kraftwerke geeignet ist.

Für die Clusteranalyse kommt – wie in Kapitel 4.4 ab Seite 57 dargestellt – eine Methode von Kanungo et al. zum Einsatz (Kanungo et al., 2008). Es handelt sich um einen hybriden k-means Algorithmus, für den zwei entscheidende Parameter – die Wiederholungszahl und ein Schwellenwert – vom Benutzer vorzugeben sind. Die Wiederholungszahl

ist auf 500 voreingestellt und bestimmt so die maximal zulässigen Ausführungen des Algorithmus. Entsprechend der Literatur handelt es sich dabei um einen typischen Wert (Mount, 2005, S. 12).

Eine Ausführung setzt sich aus zwei Schritten zusammen. Zunächst wird durch einen zufälligen Tausch von Clustercentern versucht, die Ergebnisqualität zu verbessern: Ein Center wird durch ein neues Zentrum ersetzt, wobei dessen Werte von einem in die Analyse eingehenden Objekt übernommen werden. Falls sich durch diesen zufälligen Tausch die Ergebnisqualität nicht verbessert, werden weiterhin die ursprünglichen Mittelpunkte verwendet (Kanungo et al., 2004, S. 5). Anschließend wird der Lloyd's Algorithmus aufgerufen. Sein Ablauf ähnelt dem allgemein dargestellten Prozess eines partitionierenden Clusterverfahrens (siehe Kapitel 4.4 ab Seite 59). Die Methode erfordert die Angabe eines Schwellenwerts. Dieser bestimmt, ob der Lloyd's Algorithmus nach einem Durchlauf noch einmal aufgerufen wird. Der Schwellenwert wird an Hand eines Beispielprogramms auf den typischen Wert 0.1 festgelegt (Mount, 2005, S. 11), (Kanungo et al., 2008). Er berechnet sich aus der relativen Varianzverbesserung zwischen zwei aufeinander folgenden Durchläufen (Mount, 2005, S. 3). Sobald der Schwellenwert unterschritten wird, kommt es zu einem weiteren Clustercentertausch, sofern die maximale Wiederholungszahl noch nicht erreicht ist.

Bereits in Kapitel 4.4 wird auf das Problem der Startwertwahl und den Einfluss auf das Resultat der Clusteranalyse hingewiesen. Deshalb wird stets ein fester Anfangswert eingesetzt, um die Reproduzierbarkeit der Ergebnisse zu gewährleisten: Dieselbe Kraftwerkskonfiguration erreicht somit in verschiedenen Durchläufen immer die gleiche technische Performance.

Neben den Parametern des evolutionären Algorithmus und der gewählten Methode zur Gruppierung der Daten ist die verwendete Clusterzahl k eine weitere entscheidende Größe. Sie legt fest, für wie viele typische Zeiträume die Betriebsoptimierung durchgeführt wird. Zur Bestimmung des optimalen Werts für k werden die Auswirkungen verschiedener Vorgaben auf die Ergebnisqualität analysiert. Dafür kommt die kombinierte Methode aus MOEA und Clusteranalyse zum Einsatz. Angewendet wird der evolutionäre Algorithmus auf das vereinfachte, bereits bekannte Testproblem aus Kapitel 5.3. Zur Bestimmung der optimalen Clusterzahl sind wiederum die nicht-dominierten Individuen abgebildet.

Eine wesentliche Grundlage zur Durchführbarkeit der Berechnungen sind Temperatur- und Einstrahlungsdaten (siehe Grafik 4.1 auf Seite 38). Sie sollten in stündlicher Auflösung für ein gesamtes Jahr zur Verfügung stehen. Ein Datensatz umfasst folglich 8 760 Einzelwerte. Mit diesen Daten sowie den im Kapitel 5.1.1 und im Anhang C.1 angegebenen Berechnungsvorschriften ist eine Ermittlung der nutzbaren Solarfeldenergie \dot{Q}_{SF} – ebenfalls in stündlicher Auflösung – möglich. Dafür sind konfigurationsspezifische Angaben zur Solarfeldgröße und -ausrichtung erforderlich, die durch den evolutionären Algorithmus festgelegt werden (siehe Grafik 5.8 auf Seite 84).

Der Berechnung von \dot{Q}_{SF} folgt die Clusteranalyse. Bei der Untersuchung werden 365 Zeiträume in typische Gruppen klassifiziert. Jede Periode umfasst 24 Stunden und wird durch die Solarfeldenergie und die Umgebungstemperaturen – in stündlicher Auflösung – charakterisiert.

Wie in Kapitel 4.4 beschrieben, geht der Clusteranalyse ein Preprocessing der Daten voraus. Dabei wird überprüft, ob die verfügbare Solarfeldenergiesumme in jedem Zeitraum zumindest eine Betriebsstunde in Mindestlast ermöglicht. Für diese Betrachtung sind Referenzrückkühlungsbedingungen angenommen ($\eta_{Temp} = 1$). Falls sich nicht wenigstens einmal die Mindestlast erreichen lässt, werden alle 24 Solarfeldenergie-Einzelwerte gleich Null gesetzt. Entsprechendes gilt für die Temperaturdaten, die ebenfalls einen einheitlichen Wert annehmen. Durch das beschriebene Verfahren befinden sich die Perioden mit einer sehr geringen Solarfeldenergie voraussichtlich in einer Gruppe wieder. Insgesamt ist durch das Preprocessing mit einer Verbesserung der Ergebnisqualität zu rechnen.

Die 24-stündigen Intervalle sind nicht deckungsgleich mit einem Tag entsprechend der Standardnormalzeit. Die Perioden beginnen jeweils um 7 Uhr morgens und enden einen Tag später zur gleichen Uhrzeit. Damit sind realitätsnähere Ergebnisse zu erwarten, was in Kapitel 5.5 ab Seite 82 detailliert erläutert wird.

Die Eignung der Clusteranalyse für die Optimierung solarthermischer Kraftwerke ist durch eine Untersuchung zu überprüfen: Die mit Hilfe der Clusteranalyse ermittelten Kraftwerkskonfigurationen werden mit den Designs aus der Betrachtung eines gesamten Jahres verglichen. Die Grafiken 5.5, 5.6 und 5.7 enthalten dafür die jeweiligen Projektionen der Pareto-Fronten in die drei, durch die Zielfunktionswerte aufgespannten Ebenen. In allen drei Abbildungen sind die nicht-dominierten Ergebnisse aus 500 000, zufällig gewählten Kraftwerken als blaue Rauten dargestellt. Dies sind die 260, bereits in Kapitel 5.3 als Benchmark verwendeten Konfigurationen. Die Quadrate kennzeichnen jeweils unabhängig voneinander durchgeführte Optimierungsdurchläufe bei verschiedenen Typ-tagzahlen. Beispielsweise steht „MOEA 40 Tage“ für die Verwendung des evolutionären Algorithmus, wobei der Betrieb der Kraftwerke jeweils für maximal 40 typische Zeiträume untersucht wird. Die Clustercenterzahl entspricht in diesem Fall $k = 40$.

Die Diagramme enthalten zudem die Datenreihe „Ergebnisvergleich“. Sie dient dem technischen Vergleich einzelner Konfigurationen. Die Datenreihe besteht aus Kraftwerken der Zufallsauswahl, wobei in allen Grafiken jeweils die gleichen Anlagen dargestellt sind. Die drei ausgewählten Konfigurationen ermöglichen die Analyse und den Vergleich von Auslegungsdessigns aus unterschiedlichen Lösungsbereichen. Die weitere Verwendung dieser Individuen wird an späterer Stelle in diesem Kapitel erläutert.

Nach Auswertung der drei Grafiken gewährleistet auch die Verwendung repräsentativer Zeiträume das Erreichen der Pareto-Front. Nur für Kraftwerkskonfigurationen mit kleineren technischen Erträgen führt die Clusteranalyse zu einer geringfügigen Unterschätzung der Performance. Die Bewertung der Designs über einen Betrieb an lediglich einigen typischen Tagen ist daher für die Auslegungsoptimierung geeignet. Sie führt zu ähnlich guten Resultaten wie die Zufallsauswahl, in der die Anlagenperformance für ein volles Jahr ermittelt wird. Dementsprechend bestehen keine erheblichen Unterschiede in der Ergebnisqualität der verschiedenen Optimierungsansätze solarthermischer Kraftwerke.

Darüber hinaus lassen sich keine wesentlichen Differenzen zwischen den einzelnen Durchläufen mit verschiedenen Clustergrößen erkennen. Nur die Verwendung einer Clustergröße von 40 Tagen führt zu deutlicheren Abweichungen von der realen Front. Dies gilt insbe-

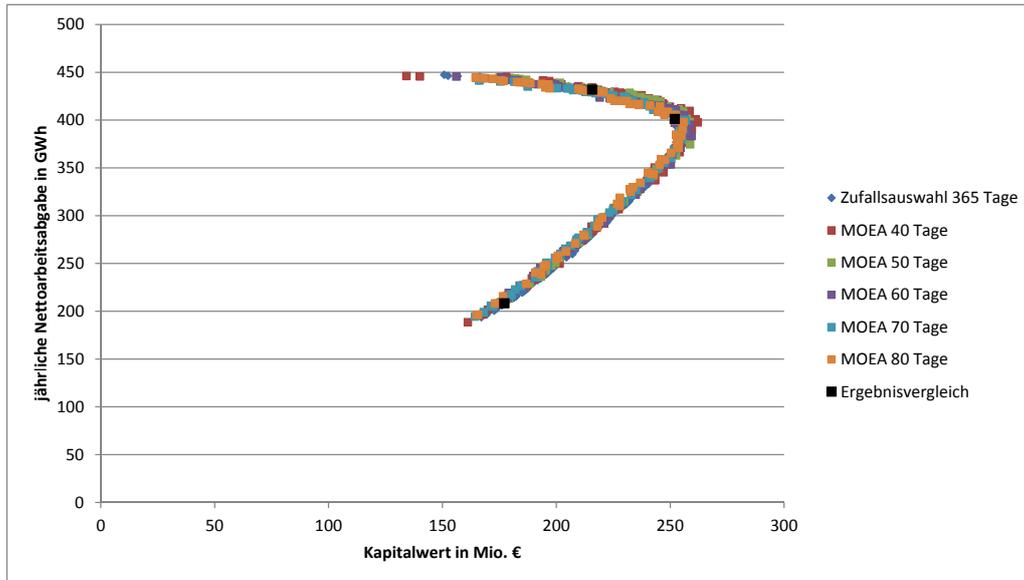


Abbildung 5.5: Pareto-optimale Lösungen der Zufallsauswahl und des mit verschiedenen Clusterzahlen auf das Testproblem angewendeten MOEA in der Ebene aus Nettoarbeit und Kapitalwert

sondere für Kraftwerke mit maximalen Kapitalwerten, wie etwa Grafik 5.7 belegt. Folglich erscheint es sinnvoll, die Anzahl der typischen Zeiträume zu erhöhen.

Im Vergleich zu den in Kapitel 4.4 genannten und in der Literatur beschriebenen Untersuchungen wird im Rahmen dieser Arbeit somit eine verhältnismäßig große Clusterzahl eingesetzt (Di Piazza et al., 2008, S. 3), (Grigoras et al., 2011, S. 61). Allerdings belegen zusätzliche, im Anhang A.1 auf Seite 166 dargestellte Untersuchungen, dass sich die Pareto-Front mit einer geringeren Clusteranzahl schlechter abbilden lässt. Zusammen mit den Analysen dieses Kapitels resultiert daraus eine entsprechend große Typtagzahl.

Die gegenüber der Zufallsauswahl tendenziell geringfügig schlechteren Optimierungsergebnisse unter Einsatz der Clusteranalyse lassen sich auf zwei verschiedene Aspekte zurückführen:

Bei der zusammenhängenden Berechnung über ein gesamtes Jahr kann ein eventueller Speicherinhalt auch über mehrere Tage hinweg – unter Berücksichtigung der stündlichen thermischen Verluste – erhalten bleiben. Ein derartiger Zustand tritt immer dann auf, wenn die im Speicher vorhandene Energie nicht für den Kraftwerksbetrieb in Mindestlast ausreicht. Demnach handelt es sich um lediglich kleine Füllstände, die sich in zukünftige Perioden transferieren lassen. Dahingegen ist die gespeicherte Energie bei der Bewertung der Kraftwerke über repräsentative Tage – bedingt durch die Methode – nicht auf nachfolgende Zeiträume übertragbar. Sie verfällt also am Ende eines jeden Intervalls, was auch die Unterschiede in den Abbildungen erklärt. Die fehlende Übertragbarkeit des Speicherinhalts ist somit ein wesentlicher Nachteil des Typzeitraumkonzepts. In einem realen Kraftwerk könnte ein Transfer etwa sinnvoll sein, um die Energieabgabe vom Wo-

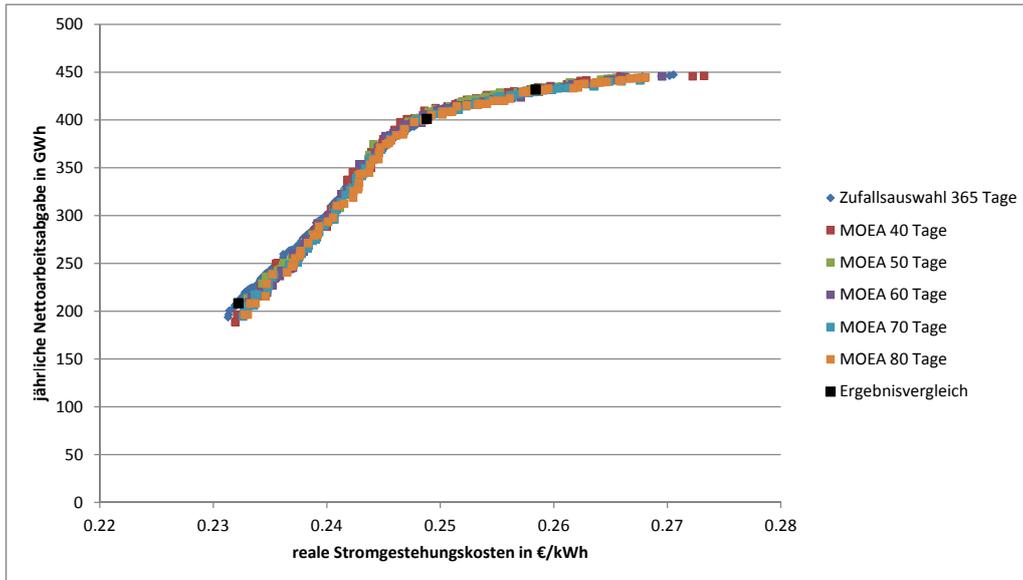


Abbildung 5.6: Pareto-optimale Lösungen der Zufallsauswahl und des mit verschiedenen Clusterzahlen auf das Testproblem angewendeten MOEA in der Ebene aus Nettoarbeit und realen Stromgestehungskosten

chenende mit oftmals vergleichsweise niedrigen Vergütungspreisen auf einen Arbeitstag zu verlagern. Dieser Nachteil wird jedoch in Kauf genommen, da nur eine Problemreduktion die notwendige Rechenzeit verringert. Insgesamt ist durch die Anwendung des Typtagkonzepts davon auszugehen, dass die Speichergröße durch die Clusteranalyse insbesondere für größere Konfigurationen kleiner abgeschätzt wird als dies in der Realität der Fall sein dürfte. Derselbe Faktor führt bei gleicher Speichergröße zu einer etwas geringeren Abschätzung des technischen Ertrags.

Der zweite Aspekt, der zu geringfügig schlechteren Ergebnissen in der Auslegungsoptimierung führt, aber nicht aus der Verwendung des Typtagkonzepts resultiert, ist der evolutionäre Algorithmus. Bereits in Kapitel 5.3 und insbesondere in Grafik 5.4 auf Seite 75 zeigt sich, dass Anlagen mit niedrigen Stromgestehungskosten geringfügig schwieriger aufzufinden sind als Kraftwerke mit höheren Stromgestehungskosten. Dies hat damit auch unmittelbar Auswirkungen auf die dargestellten Resultate, da für ihre Ermittlung ebenfalls der evolutionäre Algorithmus – verknüpft mit der Clusteranalyse – zum Einsatz kommt.

Die aus den Optimierungen resultierenden Konfigurationen sollen nachfolgend miteinander verglichen werden, da ein Entscheider aus der Menge der nicht-dominierten Lösungskandidaten das für ihn optimale Design auswählt. Daher ist nicht nur die gute Abbildung der Pareto-Front entscheidend, sondern auch die technische Ähnlichkeit der Kraftwerke.

Zum einen sind für den Vergleich in den Tabellen 5.2, 5.3 und 5.4 Konfigurationen aus der Menge der zufällig ausgewählten Kraftwerke aufgeführt. Diese sind in den Grafiken 5.5,

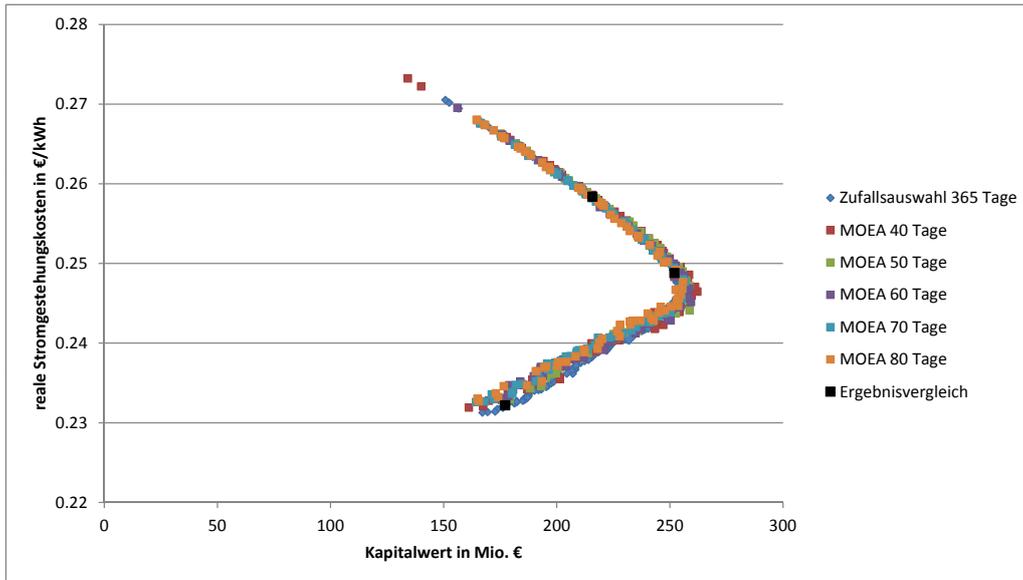


Abbildung 5.7: Pareto-optimale Lösungen der Zufallsauswahl und des mit verschiedenen Clusterzahlen auf das Testproblem angewendeten MOEA in der Ebene aus realen Stromgestehungskosten und Kapitalwert

5.6 und 5.7 als „Ergebnisvergleich“ bezeichnet. Zum anderen werden drei aus der Optimierung mit Hilfe des evolutionären Algorithmus resultierende Konfigurationen ebenfalls in die Tabellen aufgenommen, sofern alle Zielwerte nicht mehr als 1 % relativ von den entsprechenden Resultaten der Referenzkraftwerke abweichen. Durch diese Vorgabe müssen die Konfigurationen technisch vergleichbar sein, falls die Clusteranalyse ein adäquates Hilfsmittel für die Auslegungsoptimierung darstellt. Sofern mehr als drei Kraftwerke die Kriterien erfüllen, erfolgt eine Zufallsauswahl. Dabei stehen zunächst die Ähnlichkeitsbeziehungsweise Unähnlichkeiten der Konfigurationen im Fokus. Nicht diskutiert wird, aus welchen Gründen die Variablen zum Teil unterschiedliche Werte annehmen. Dies erfolgt später in Kapitel 6.

Wie die Tabellen belegen, lassen sich in allen drei zufällig gewählten Fällen auch mit Hilfe der Optimierung durch den evolutionären Algorithmus und das Typtagkonzept ähnliche Ergebnisse erzielen. Vereinzelt ergeben sich jedoch größere Unterschiede. Dies wird insbesondere bei einem Vergleich der Speichergrößen deutlich, etwa in Tabelle 5.3: Die betrachteten Konfigurationen weisen bei einer Verwendung der Clusteranalyse grundsätzlich ein kleineres Speichervolumen auf. Dies ist auf die bereits dargestellte fehlende Übertragbarkeit der Speicherenergie zwischen verschiedenen Tagen zurückzuführen. Zudem dürfen die Beträge der Zielkriterien um bis zu 1 % von denen der Zufallsauswahl abweichen. Dies hat ebenfalls Auswirkungen auf die Differenzen zwischen den einzelnen Konfigurationen und ihrer jeweiligen Auslegung. So ist der Tabelle 5.4 zu entnehmen, dass die Solarfeldgrößen aller Konfigurationen, die aus dem MOEA und der Clusteranalyse resultieren, größer sind als die der Vergleichsanlage. Daraus folgt bei einem ähnlichen

Tabelle 5.2: Vergleich der Optimierungsergebnisse aus einer Gesamtjahresbetrachtung und einer Analyse über typische Zeiträume für Konfigurationen mit einem hohen Kapitalwert

	Einheit	Vergleich	Konf. 1	Konf. 2	Konf. 3
Kapitalwert	Mio. €	252.0	254.4	252.5	252.0
LCOE (real)	€/kWh	0.2488	0.2485	0.2488	0.2486
Nettoarbeitsabgabe	GWh/a	401.2	402.3	402.0	399.7
Kapitalrückflussquote	%	8.44	8.45	8.44	8.44
Anfangsinvestition	Mio. €	987.5	988.9	989.5	982.8
Solarfeldgröße	1000 m ²	1 466.5	1 499.8	1 500.7	1 498.5
Speichergröße	MWh	3 274.4	3 151.9	3 155.1	3 089.8
Ausrichtung SF_1	°	9.6	8.9	1.4	13.0
Ausrichtung SF_2	°	18.6	10.8	23.4	82.7
Solarfeldaufteilung	$A_{SF_1}/A_{SF_{ges}}$	0.72	0.82	0.54	0.86

oder geringfügig modifizierten Speichervolumen ein leicht größerer oder gleichwertiger technischer Ertrag. Insgesamt erscheinen die Ergebnisse daher plausibel.

Weiterhin ist auch den Grafiken zu entnehmen, dass – wie schon in Abschnitt 5.3 diskutiert – nur ähnliche und damit nicht die gleichen Ergebnisse in den einzelnen Durchgängen erreicht werden. Deutlich wird dies vor allem für die Speichergröße, aber auch für die Solarfeldausrichtung und -aufteilung. Die auftretenden Unterschiede sind insbesondere durch die Variation verschiedener Parameter und die Verfolgung der drei Zielkriterien zu begründen. Es ergeben sich beliebig viele, unterschiedliche Pareto-optimale Lösungen. Daher könnte sich zur Vorbereitung einer Investitionsentscheidung eine detaillierte Untersuchung relevanter Definitionsbereiche / Ergebnisse anschließen.

Zusätzlich befindet sich im Anhang A.1 ab Seite 166 eine beispielhafte Analyse von sehr eng beieinander liegenden Optima, die aus der Zufallsauswahl resultieren. Die Untersuchung macht deutlich, dass die Auslegungsunterschiede nicht allein auf das Typtagkonzept zurückzuführen sind.

Entsprechend der Literatur empfiehlt sich eine Begutachtung der Ergebnisse aus der Clusteranalyse. Dazu zählt unter anderem die Gültigkeitsprüfung der Gruppenzuordnung (Bacher et al., 2010, S. 348). Auf Grund der großen Datenmengen und der Vielzahl der zu untersuchenden Konfigurationen muss hier jedoch darauf verzichtet werden. Dies ist auf Basis der vorausgehenden Untersuchungen und Vergleiche als unkritisch zu bewerten. Darüber hinaus besteht für einen Benutzer die Möglichkeit, die Ergebnisse anschließend – unter genauerer Betrachtung des Anlageneinsatzes – zu analysieren. Das hier beschriebene Verfahren bietet dementsprechend die Möglichkeit, zunächst eine Vielzahl von Konfigurationen auszuwerten, wovon in einem nachfolgenden Schritt die aussichtsreichsten Designs eingehend untersucht werden.

Tabelle 5.3: Vergleich der Optimierungsergebnisse aus einer Gesamtjahresbetrachtung und einer Analyse über typische Zeiträume für Konfigurationen mit einer hohen Jahresnettoarbeitsabgabe

	Einheit	Vergleich	Konf. 1	Konf. 2	Konf. 3
Kapitalwert	Mio. €	215.7	215.7	215.6	217.1
LCOE (real)	€/kWh	0.2584	0.2585	0.2586	0.2582
Nettoarbeitsabgabe	GWh/a	431.9	432.9	434.3	432.5
Kapitalrückflussquote	%	8.02	8.02	8.01	8.03
Anfangsinvestition	Mio. €	1 111.2	1 114.2	1 118.7	1 111.8
Solarfeldgröße	1000 m ²	1 771.3	1 834.0	1 826.0	1 793.1
Speichergröße	MWh	3 383.2	3 156.6	3 239.8	3 299.8
Ausrichtung SF_1	°	-2.7	-3.2	5.2	2.4
Ausrichtung SF_2	°	74.6	59.5	79.3	77.2
Solarfeldaufteilung	$A_{SF_1}/A_{SF_{ges}}$	0.78	0.65	0.77	0.77

Insgesamt lässt sich aus den Analysen ableiten, dass sowohl die Clusteranalyse wie auch die verwendeten Parameter für die Optimierung geeignet sind. Das Typtagkonzept kann daher in allen nachfolgenden Beispielszenarien zur Anwendung kommen.

Allerdings ist anzumerken, dass im ausgewerteten Testproblem die Optimierung der Kraftwerksfahrweise keine Berücksichtigung findet. In den hier durchgeführten Untersuchungen werden die Anlagen ausschließlich solar-bestimmt betrieben. Unter Einbeziehung der Einsatzoptimierung erscheint es ebenfalls sinnvoll, die Anzahl der typischen Tage möglichst groß zu wählen. Dies gilt vor allem, wenn verschiedene Verkaufspreise an Werk- und Wochentagen sowie im Sommer beziehungsweise Winter auftreten. Damit sind auf Grund der unterschiedlichen Vergütungssätze separate Gruppierungen erforderlich. Folglich ermöglicht nur eine entsprechend gewählte Clustergröße, dass eine ausreichende Anzahl an Tagen in jeder Gruppe vertreten ist. Kritisch ist eine größere Clusterzahl allerdings aus Sicht des Clusteralgorithmus. Mit ihr steigt die Anzahl der Möglichkeiten für die Gruppierung der einzelnen Objekte. Bei einer vorgegebenen maximalen Wiederholungszahl von 500 führt dies eher zu schlechteren Gruppenbildungen. Unter Berücksichtigung und Abwägung aller genannten Aspekte wird nachfolgend für alle Analysen eine Clusterzahl von 70 Tagen gewählt.

5.5 Modell zur Einsatzoptimierung

In dem bisher analysierten Testproblem wird stets ein solar-bestimmter Betrieb unterstellt. Allerdings erfordern die variablen Vergütungsschemata wie bereits beschrieben einen optimierten Kraftwerkseinsatz, um die Auslegung bestmöglich an die jeweiligen

Tabelle 5.4: Vergleich der Optimierungsergebnisse aus einer Gesamtjahresbetrachtung und einer Analyse über typische Zeiträume für Konfigurationen mit niedrigen Stromgestehungskosten

	Einheit	Vergleich	Konf. 1	Konf. 2	Konf. 3
Kapitalwert	Mio. €	177.1	175.9	176.4	176.3
LCOE (real)	€/kWh	0.2322	0.2329	0.2329	0.233
Nettoarbeitsabgabe	GWh/a	208.4	209.2	209.7	209.9
Kapitalrückflussquote	%	9.35	9.31	9.31	9.3
Anfangsinvestition	Mio. €	448.3	451.7	453.0	453.8
Solarfeldgröße	1000 m ²	723.4	748.1	730.3	732.5
Speichergröße	MWh	377.8	313.0	400.2	400.2
Ausrichtung SF_1	°	16.8	15.0	13.4	13.4
Ausrichtung SF_2	°	16.8	8.2	25.0	25.0
Solarfeldaufteilung	$A_{SF_1}/A_{SF_{ges}}$	0.53	0.96	0.8	0.87

Rahmenbedingungen anzupassen (siehe dazu Hypothese zur Methodenentwicklung im Abschnitt 1.3). Dafür wird nach Kapitel 3.3.2 eine GGLP verwendet. Sie erlaubt ausschließlich die Berücksichtigung proportionaler oder linearisierter Zusammenhänge, die nachfolgend dargestellt sind.

Weiterhin werden verschiedene Annahmen zur Clusteranalyse und deren Schnittstelle mit dem Modell zur Einsatzoptimierung erläutert.

Der Betrieb der Kraftwerke wird stets für einen zusammenhängenden Zeitraum von 24 Stunden optimiert. Dabei ist es sinnvoll, das Intervall am Verlauf der Solareinstrahlung auszurichten. Die Optimierungsperiode beginnt somit mit dem Zeitpunkt, zu dem man frühestens mit einer nutzbaren Einstrahlung rechnet. Für den hier verwendeten Datensatz der Stadt Sevilla gewährleistet dies die Festlegung der Intervallgrenze auf 7 Uhr. Demnach beginnt die Einsatzoptimierung in allen nachfolgenden Beispielszenarien zu dieser Zeit und endet 24 Stunden später. Dies ermöglicht die optionale Abgabe der gespeicherten Energie während der gesamten Nachtstunden, um beispielsweise bessere Rückkühlungsbedingungen zu nutzen. Würde der Betrachtungszeitraum bereits in der Nacht, etwa um 0 Uhr, beginnen, bliebe ein erhebliches Optimierungspotential ungenutzt. Unter der Annahme eines entladenen Speichers wäre weder ein Kraftwerksbetrieb durch die gespeicherte Energie noch durch die solare Einstrahlung möglich. Folglich könnte der Einsatz des Kraftwerks in den ersten Stunden des Intervalls nicht variiert und damit nicht optimiert werden.

Die gewählten Grenzen des Zeitraums bedingen allerdings, dass eine Arbeitsabgabe aus dem jeweils betrachteten Jahr eventuell erst im nächsten Kalenderjahr erfolgt. Dies gilt für das Intervall vom 31. Dezember 7 Uhr bis zum 1. Januar 7 Uhr. Vereinfachend wird die Arbeitsabgabe jedoch noch im jeweils betrachteten Jahr berücksichtigt. Dies ist insbeson-

dere für die notwendige Diskontierung sowie die zur Anwendung kommenden Inflations- und Steigerungsraten von Bedeutung. Letztendlich handelt es sich um eine minimale Modellgenauigkeit, weshalb die Vereinfachung als zulässig betrachtet werden kann. Insgesamt sollten die Grenzen des Optimierungsintervalls immer auf Basis der jeweiligen technischen und ökonomischen Rahmenbedingungen festgelegt werden, um eine realitätsnahe Abbildung und aussagekräftige Ergebnisse zu gewährleisten.

Der gesamte Ablauf der Einsatzoptimierung wird in Grafik 5.8 verdeutlicht. Das Schaubild zeigt auf, welche Daten in die Berechnung einfließen und welche Ergebnisse am Ende des Prozesses erzielt werden. Zur besseren Verständlichkeit sind alle für die Durchführung der Einsatzoptimierung notwendigen Schritte aufgeführt. Davon sind einige bereits in Kapitel 4.1 und dem Diagramm 4.1 ab Seite 38 allgemein erläutert. An dieser Stelle erfolgt die zusammenhängende, detaillierte Darstellung.

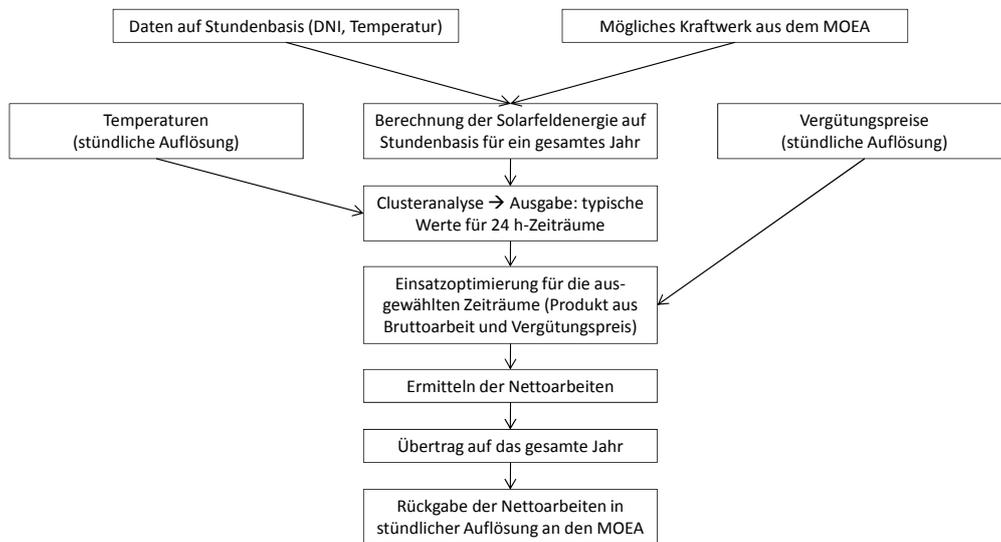


Abbildung 5.8: Einbettung der Einsatzoptimierung in den gesamten Prozess der Auslegungsoptimierung

Der evolutionäre Algorithmus gibt verschiedene Auslegungsvarianten vor. Für jede Konfiguration werden die Solarfeldenergie und die Umgebungstemperatur mittels der Clusteranalyse in typische Gruppen klassifiziert. Dies ist Voraussetzung für die Einsatzoptimierung der solarthermischen Kraftwerke, wofür die GGLP zur Anwendung kommt. Das genutzte, lineare Modell kann für die Maximierung der Einzahlungen und der Arbeitsabgabe eingesetzt werden. In beiden Fällen ist die Summe der stündlichen Produkte aus Bruttoarbeit und Vergütungspreis zu maximieren. Für das Ziel einer hohen Arbeitsabgabe ist dabei lediglich die Vorgabe eines konstanten Vergütungspreises erforderlich. Im Gegensatz dazu sind für das ökonomisch-optimale Konzept in den meisten Fällen die jeweils in der späteren Betriebsphase erwarteten, stündlichen Vergütungspreise zu berücksichtigen. Dies gilt insbesondere dann, wenn Tarifvariationen im Tagesverlauf auftreten. Gleichwohl können die Kapitalwerte in einem Szenario mit einem fixen Einspeisetarif ge-

nauso wie die Stromgestehungskosten und die Nettoarbeitsabgabe optimiert werden. Bei einer entsprechenden Vergütungsstruktur ist die Optimierung aller Zielkriterien durch die Vorgabe eines konstanten Preises möglich.

In der GGLP wird gemäß Grafik 5.8 nicht die Netto-, sondern ausschließlich die Bruttoarbeit verwendet. Die Berechnung der Eigenbedarfsverluste erfolgt damit außerhalb des linearen Modells. Es ist nicht davon auszugehen, dass sich die Vereinfachung merklich auf die Resultate der Einsatzoptimierung auswirkt. Begründet werden kann dies insbesondere durch den Eigenbedarf für die Solarfeldpumpen, der annahmegemäß und entsprechend der Realität stets anfällt, wenn mit $\dot{Q}_{SF} > 0$ nutzbare Energie zur Verfügung steht (National Renewable Energy Laboratory, 2009b, S. 67). Der Verlust ist demnach unabhängig vom Kraftwerkseinsatz und hat zudem in der Regel einen wesentlichen Anteil am Gesamteigenbedarf.

Geringfügige Auswirkungen auf die Wahl der optimalen Betriebspunkte sind durch zwei Verlustanteile zu erwarten. Zum einen erfolgt die Modellierung des Eigenbedarfs für den Kraftwerksblock durch einen linearen Term mit einem größeren Fixanteil (National Renewable Energy Laboratory, 2009a). Daher können sich in einer Optimierung der Bruttoanstatt der Nettoarbeit abweichende Betriebspunkte ergeben. Durch den großen lastunabhängigen Anteil ist zu erwarten, dass kleine Lasten eher vermieden werden. Zum anderen dürfte sich die nicht in der GGLP enthaltene Pumpenarbeit für das Entladen des Speichers auswirken. Durch diese Vereinfachung ist eine vergleichsweise häufige Verwendung des Speichers zu erwarten. Allerdings kann für seinen Einsatz angenommen werden, dass er im Wesentlichen durch die Rahmenbedingungen wie Temperaturen oder Vergütungspreise bestimmt wird.

Insgesamt ist der Anteil der beiden genannten Verluste am Gesamteigenbedarf und insbesondere an der Gesamtarbeit jedoch klein. Damit kann die Vereinfachung als zulässig erachtet werden.

Zudem wären für die Modellierung des Eigenbedarfs in der GGLP auf Grund der nichtlinearen Zusammenhänge zahlreiche binäre Variablen und Nebenbedingungen notwendig. Dies würde sich entsprechend auf den Berechnungs- und den Zeitaufwand auswirken, sodass eine Erweiterung der GGLP vor diesem Hintergrund ebenfalls nicht sinnvoll erscheint.

Ergebnis der linearen Programmierung ist die optimale Fahrweise des Kraftwerks innerhalb des 24-stündigen Intervalls. Um in später folgenden Berechnungsschritten die Einzahlungen realitätsgetreu ermitteln zu können, wird die Bruttoarbeit jeweils außerhalb der GGLP um die Eigenbedarfsverluste reduziert. Zusätzlich finden die Verfügbarkeiten Berücksichtigung. Die resultierenden Nettoarbeiten werden auf das gesamte Jahr übertragen, wofür ein Nebenergebnis der Clusteranalyse zum Einsatz kommt. Es gibt die Zuordnung der einzelnen Tage des Jahres zu den unterschiedlichen Clustern an. Nach Abschluss der Betriebsoptimierung werden die Nettoarbeiten im evolutionären Algorithmus für die gesamte Projektlaufzeit verwendet. Anschließend erfolgt die Bewertung des betrachteten Lösungskandidaten.

Es sei darauf hingewiesen, dass sich alle Berechnungen im EA prinzipiell direkt mit den typischen Tagen und den in diesen Zeiträumen ermittelten Resultaten durchführen lie-

ßen. Dazu wäre es lediglich erforderlich, die Anzahl der Tage in einem Cluster zu zählen und die für diese Gruppe ermittelten Resultate dementsprechend in den nachfolgenden Rechenschritten zu gewichten. Der Übertrag der Nettoarbeiten auf die einzelnen Tage eines Jahres in stündlicher Auflösung ermöglicht einem Anwender allerdings die Ergebniskontrolle und somit einen besseren Überblick über die Resultate.

Wie in Kapitel 5.1 beschrieben, handelt es sich bei der auf Seite 61 angegebenen Gleichung 5.1 um den für den Gesamtkreislauf wesentlichen Zusammenhang. Sie muss dementsprechend auch im linearen Modell beachtet und umgesetzt werden.

Zur Berücksichtigung der Kreislaufumwandlungsverluste wird folgende Gleichung benötigt. Sie ist spezifisch an die GGLP angepasst:

$$P_{brutto'} + \dot{Q}_{abvar} + \dot{Q}_{abkonst} = \dot{Q}_{KW} \quad (5.32)$$

mit

$P_{brutto'}$: Bruttoleistung des Kraftwerksblocks unter Referenzrückkühlungsbedingungen und:

$$\dot{Q}_{abvar} + \dot{Q}_{abkonst} = \dot{Q}_{ab}, \quad (5.33)$$

wobei es sich bei \dot{Q}_{ab} um den über den Kondensator abgeführten Wärmestrom handelt, der sich aus einem variablen und einem fixen Anteil zusammensetzt.

Die Gleichung 5.32 enthält eine geringfügige Simplifikation, da die dem Kraftwerkskreislauf über die Kondensat- und Speisewasserpumpen zugeführte Energie nicht berücksichtigt wird. Allerdings ist die Generatorleistung deutlich größer als die Leistungen der Pumpen, sodass die Vereinfachung als zulässig erachtet werden kann.

Die Bruttoleistung P_{brutto} ergibt sich aus:

$$P_{brutto} = P_{brutto'} \cdot \eta_{Temp}. \quad (5.34)$$

Mit dem Faktor η_{Temp} werden variable Umgebungstemperaturen und ihr Einfluss auf die Kreislaufeffizienz berücksichtigt. Der jeweilige Wert für η_{Temp} geht dabei – wie die nutzbare Solarfeldenergie auch – als Vorgabe in die GGLP ein. Die Gleichung zur Berechnung des Faktors findet sich im Anhang C.2 ab Seite 185.

Weiterhin gilt für die Bruttoleistung:

$$P_{brutto_{min}} \leq P_{brutto} \leq P_{brutto_{nom}}. \quad (5.35)$$

Es ist zu beachten, dass die gleichzeitige Verwendung der Gleichungen 5.32 und 5.34 nicht konsequent thermodynamischen Gesetzen folgt: Die Summe aus P_{brutto} und \dot{Q}_{ab} entspricht nicht dem zugeführten Wärmestrom \dot{Q}_{KW} , falls die Umgebungstemperaturen von den Referenzbedingungen abweichen. Die Größen \dot{Q}_{abvar} und $\dot{Q}_{abkonst}$, die sich in einem realen Kraftwerksblock durch eine Variation der Rückkühlungsbedingungen verändern würden, sind im Modell unabhängig von den äußeren Temperaturen. Die gewählte Darstellung ist jedoch aus zwei Gründen unkritisch: Zum einen ermöglicht sie eine adäquate Abbildung des Teillastverhaltens und damit eine hohe Realitätsnähe. Zum anderen stellen die abgeführten Wärmeströme \dot{Q}_{abvar} und $\dot{Q}_{abkonst}$ ausschließlich Nebenergebnisse dar und werden nicht für nachfolgende Berechnungen benötigt.

5 Mehrdimensionale Optimierung solarthermischer Parabolrinnenkraftwerke

In den Gleichungen 5.32 und 5.33 wird eine Konstante, $\dot{Q}_{ab_{konst}}$, angegeben. Die Notwendigkeit ihrer Berücksichtigung ergibt sich aus dem folgenden Diagramm 5.9, das den thermischen Verlust als Funktion der Bruttolast zeigt. Dementsprechend würde die Funktion die Ordinatenachse nicht im Ursprung schneiden, was die Verwendung einer Konstanten erfordert.

Die in dem Diagramm dargestellten Größen der Regressionsgeraden, die den thermischen Verlust als Funktion der Bruttoleistung beschreibt, werden direkt zur Kraftwerksmodellierung in der GGLP eingesetzt. Die angegebenen Werte werden auf Basis der Angaben bei Eck et al. (2007, S.36) und dem dort dargestellten Wirkungsgradverlauf ermittelt. Zudem ist in der Grafik zur besseren Verständlichkeit auch der zuzuführende Wärmestrom als Funktion der Bruttoarbeit aufgeführt.

Der in der Abbildung angegebene Zusammenhang kann auch in die äquivalente Gleichung

$$P_{brutto'} = \frac{\dot{Q}_{KW} - 14,26138 \text{ MW}}{2,475158} \quad (5.36)$$

umgewandelt werden, da gilt:

$$P_{brutto'} + \dot{Q}_{ab} = \dot{Q}_{KW}. \quad (5.37)$$

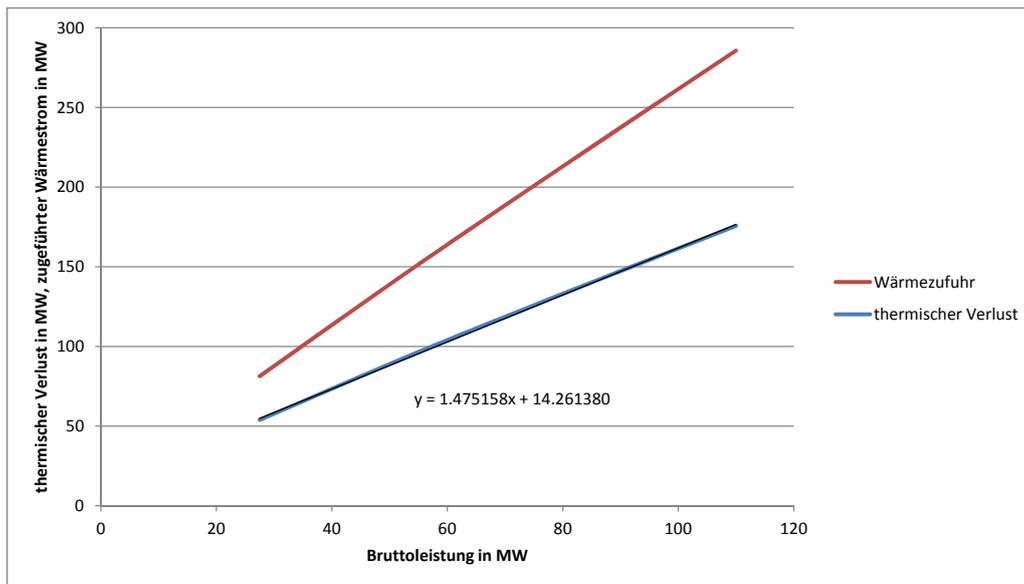


Abbildung 5.9: Darstellung des thermischen Verlusts über der Bruttoleistung

Der Speicher wird gemäß den in Kapitel 5.1.3 beschriebenen Restriktionen und Angaben in der linearen Programmierung berücksichtigt.

Darüber hinaus sind weitere Nebenbedingungen zur Defokussierung aufgenommen: Sie ist nur zulässig, wenn entweder der maximale Speicherladestrom $\dot{Q}_{L_{max}}$ oder $Q_{S_{max}}$ erreicht sind. Durch diese Annahme sind realitätsnähere Ergebnisse zu erwarten.

5 Mehrdimensionale Optimierung solarthermischer Parabolrinnenkraftwerke

Da die GGLP als Optimierungsverfahren zum Einsatz kommt, könnte das verwendete Modell einfach erweitert werden. So ließen sich beispielsweise minimale Betriebszeiten und / oder andere Restriktionen zusätzlich berücksichtigen. Auf diese Weise bestünde die Möglichkeit, das Modell fast beliebig nah an das reale Verhalten von solarthermischen Kraftwerken anzupassen. Allerdings würde mit der Integration weiterer Nebenbedingungen eine erhöhte Berechnungsdauer einhergehen.

6 Auslegung solarthermischer Kraftwerke in verschiedenen Szenarien

Das Kapitel beschreibt den Einsatz der entwickelten Optimierungsmethode auf verschiedene Vergütungsstrukturen, die zur Beantwortung der Forschungsfragen geeignet sind. Detailliert erläutert werden die Gründe für die Verwendung der verschiedenen Preisverläufe in den jeweiligen Unterkapiteln.

Analysiert wird die Kraftwerksauslegung in Szenarien mit:

- einer konstanten Einspeisevergütung (Abschnitt 6.1),
- einem Peakzeitraum von 16 bis 23 Uhr (Abschnitt 6.2),
- Peaks von 8 bis 12 Uhr sowie von 16 bis 20 Uhr (Abschnitt 6.3),
- Peakpreisen im Sommer (Abschnitt 6.4),
- Peakpreisen im Winter (Abschnitt 6.5),
- einem realen Stromabnahmevertrag (Abschnitt 6.6).

In den Beispielen stehen die Auswirkungen unterschiedlicher Vergütungsstrukturen auf das Design solarthermischer Parabolrinnenkraftwerke im Fokus. Dafür werden jeweils die Konfigurationen mit minimalen Stromgestehungskosten, maximalen Kapitalwerten und höchsten Jahresnettoarbeitsabgaben untersucht. Zum Teil sind die Untersuchungen allerdings in den Anhang verschoben, da zwischen einigen optimalen Designs große Ähnlichkeiten bestehen und die erneute Darstellung infolgedessen keinen Mehrwert bedeuten würde. Jeder Abschnitt endet mit einer Bewertung.

Bei den Zeitangaben der verschiedenen Szenarien handelt es sich um Standardzeiten. Wechsel zwischen Sommer- und Winterzeit werden in keinem Szenario berücksichtigt. Abschließend enthält Kapitel 6.7 unterschiedliche (qualitative) Analysen zum Einfluss verschiedener technischer und ökonomischer Parameter auf die Berechnungsergebnisse.

Für alle durchgeführten Untersuchungen wird beispielhaft Sevilla gewählt. Es handelt sich um einen typischen Standort für solarthermische Kraftwerke. Dort beträgt die jährliche Einstrahlungssumme ca. 2000 kWh/m^2 . Die erforderlichen Einstrahlungs- und Temperaturdaten stehen in stündlicher Auflösung zur Verfügung (U. S. Department of Energy, 2012c). Mit der genannten DNI-Summe bietet Sevilla, wie Spanien insgesamt, nur durchschnittliche Voraussetzungen für den Betrieb solarthermischer Kraftwerke (Trieb, 2005, S. 59), (Richter et al., 2009, S. 14).

Auf Grund der bisherigen Rahmenbedingungen für solarthermische Kraftwerke wird dort bereits eine große Anzahl von Anlagen betrieben, weshalb Spanien bis heute einer der größten Märkte für solarthermische Kraftwerke ist (Deloitte und Protermosolar, 2011,

S. 32–36). Weitere Anlagen befinden sich momentan im Bau, sodass für Spanien bis 2015 eine installierte Leistung von 2.8 GW erwartet wird (A.T. Kearney und ESTELA, 2010, S. 8).

Im Jahr 2012 hat die spanische Regierung allerdings eine Gesetzesänderung verabschiedet, wonach Neuinstallationen – wie auch andere Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien – nicht mehr gezielt gefördert werden; diesen wird also für die Betriebszeit keine feste Einspeisevergütung garantiert (Desertec Knowledge Platform, 2012; Revista Eólica y del Vehículo Eléctrico, 2012). Nur Altanlagen bzw. bereits in der Planung befindliche Kraftwerke sind von dieser Neuregelung ausgenommen. Zumindest kurzfristig werden daher noch weitere Anlagen gebaut. Es ist davon auszugehen, dass mittelfristig nicht weiter in Spanien investiert wird, sofern die derzeitige Gesetzeslage Bestand hat.

Da Neuanlagen momentan nicht mehr gefördert werden, könnte die erwartete installierte Leistung von 2.8 GW auch geringer ausfallen. Bereits für das Jahr 2013 werden aber mehr als 2.3 GW prognostiziert, sodass die in der Literatur angegebenen Werte vergleichbar sind (Protermosolar, o. J., S. 2).

Es sei an dieser Stelle darauf hingewiesen, dass sich die in den vorausgehenden Kapiteln dargestellte Methode auch zur Optimierung von Anlagen an beliebigen anderen Standorten eignet, sofern die entsprechenden DNI-Werte und Temperaturdaten auf Stundenbasis verfügbar sind.

In allen folgenden Analysen werden die Definitionsbereiche aus Tabelle 6.1 auf der nächsten Seite für die Entscheidungsparameter verwendet. Alle Größen sind als stetige Variablen definiert.

Die festgelegten Intervallgrenzen gewährleisten die Abdeckung eines großen Wertebereichs. Es ist davon auszugehen, dass relevante optimale Lösungskandidaten innerhalb des Definitionsbereichs liegen. Prinzipiell könnten sowohl Solarfeld- als auch Speichergröße nahezu beliebig erhöht werden. Der zu erreichende technische Ertrag würde dadurch zwar weiter ansteigen, der erzielbare Zuwachs ginge jedoch stetig zurück (siehe Grafik 2.3 auf Seite 16): Bei einem großen Solarfeld müsste in Zeiten höherer Einstrahlungen ein Teil der Kollektoren defokussiert werden, da sowohl Speicher als auch Kraftwerksblock die Energie in diesen Perioden nicht mehr abnehmen können. Demzufolge wird die Anfangsinvestition in das Solarfeld ökonomisch unrentabel. Außerdem besteht für eine solche Anlage ein sehr großer Kapitalbedarf, was in einem realem Projekt ebenfalls als kritisch zu bewerten ist. Ähnliches gilt für die Auslegung des Speichers, wobei an dieser Stelle auf eine detaillierte Erläuterung auf Grund der Ausführungen in Kapitel 2.2.1 ab Seite 14 verzichtet wird.

Der zulässige Wertebereich der Solarfeldausrichtung gewährleistet die Abdeckung eines Vollkreises von 0° bis 360° . Durch die Bauart der Kollektoren und die Annahme, dass diese stets horizontal aufgestellt sein müssen, lassen sich trotz der Beschränkung des Definitionsintervalls auf -90° bis $+90^\circ$ beliebige Ausrichtungen erreichen. Darüber hinaus bedingt die horizontale Aufstellung, dass auch bei einer Begrenzung der Aufteilung A_{SF_1}/A_{SF} auf den Wertebereich von 0.5 bis 1 alle möglichen Solarfeldkombinationen in der Auslegungsoptimierung analysiert werden können.

Tabelle 6.1: Definitionsbereiche der untersuchten Variablen

Parameter	minimaler Wert	maximaler Wert
Solarfeldgröße A_{SF}	500 000 m^2	2 000 000 m^2
Speichergröße $Q_{S_{max}}$	0 MWh_{th}	3 750 MWh_{th}
Solarfeldausrichtung γ	-90°	$+90^\circ$
Solarfeldaufteilung A_{SF_1}/A_{SF}	0.5	1.0

Es sei für alle nachfolgenden Beispielszenarien darauf hingewiesen, dass die jeweils optimalen Auslegungsvarianten der solarthermischen Kraftwerke sehr sensitiv gegenüber den getroffenen Annahmen zu den technischen und ökonomischen Parametern sind. Für reale Projekte sollten die Berechnungen demnach mit dem Fokus auf der Parametrisierung erneut durchgeführt werden. Weitergehend erläutert wird der Einfluss verschiedener technischer und ökonomischer Größen auf die Berechnungsergebnisse in Kapitel 6.7.

6.1 Ergebnis bei einer konstanten Einspeisevergütung

In diesem Unterkapitel wird eine Auslegungsoptimierung der solarthermischen Kraftwerke bei einem konstanten Vergütungspreis von 270 €/MWh vorgenommen. Er ist gemäß Abschnitt 5.3 an das spanische Einspeisegesetz angelehnt (Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, 2007, S. 22862). In dem verwendeten Modell steigt der Vergütungssatz mit nominal 3%/a. Seine Preisentwicklung liegt damit über der angenommenen Inflation. Dies erscheint insbesondere vor dem Hintergrund der realen Strompreisentwicklung in den vergangenen Jahren nicht unrealistisch (Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, 2010, S. 32–37), (Statistisches Bundesamt Deutschland, 2012). Zudem ist im spanischen Einspeisegesetz ebenfalls eine Inflationsanpassung der Vergütung vorgesehen (Geyer, 2008, S. 22).

Die folgenden Diagramme 6.1, 6.2 und 6.3 enthalten verschiedene Datenreihen. Einerseits ist – wie in den Kapiteln 5.3 und 5.4 – die Pareto-Front aus der Zufallsauswahl aufgenommen. Sie dient als Benchmark zur Einordnung der Ergebnisse. Der Betrieb der zufällig gewählten Kraftwerke ist solar-bestimmt, also im Einsatz nicht-optimiert. Andererseits enthalten die Grafiken die Lösungen aus der Anwendung des MOEA. Diese Konfigurationen werden zur Maximierung der Performance optimiert eingesetzt.

Bei einem Vergleich der Resultate werden insbesondere zwei Aspekte offensichtlich: Die Formen der Pareto-Fronten sind trotz der verschiedenen Einsatzstrategien vergleichbar. Darüber hinaus verbessern sich durch die Optimierung der Betriebsweise sowohl das ökonomische als auch das technische Ergebnis. Dies belegen die Abweichungen zwischen den Ergebnissen der Zufallsauswahl und den Resultaten des MOEA. Auswirkungen hat die Einsatzoptimierung demnach insbesondere bei kleineren bis mittelgroßen Anlagen, was unter anderem Abbildung 6.2 verdeutlicht. Dagegen liegen die Datenpunkte der Zu-

6 Auslegung solarthermischer Kraftwerke in verschiedenen Szenarien

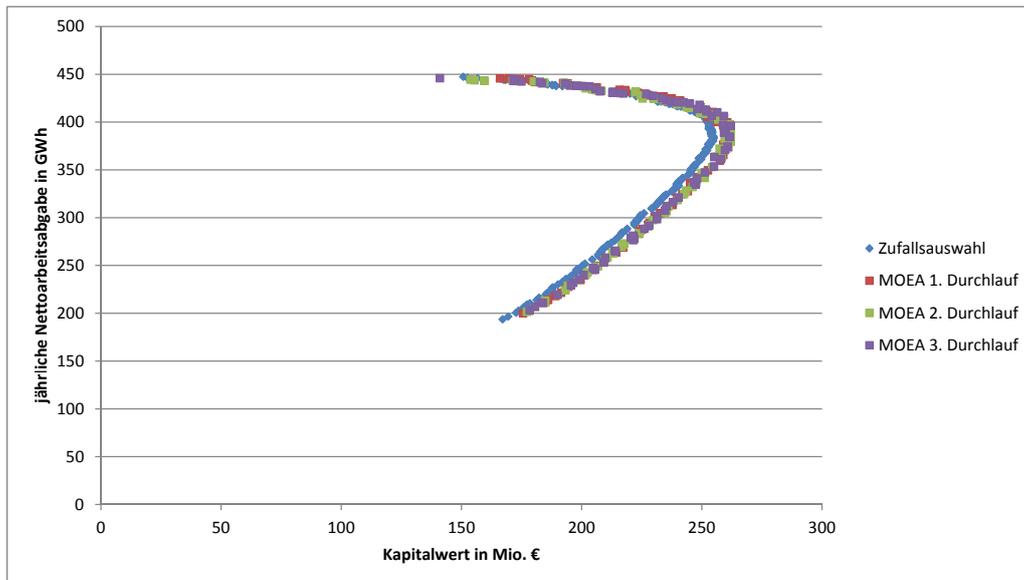


Abbildung 6.1: Pareto-optimale Lösungen der Zufallsauswahl und des MOEA bei konstanten Vergütungspreisen in der Ebene aus Nettoarbeit und Kapitalwert

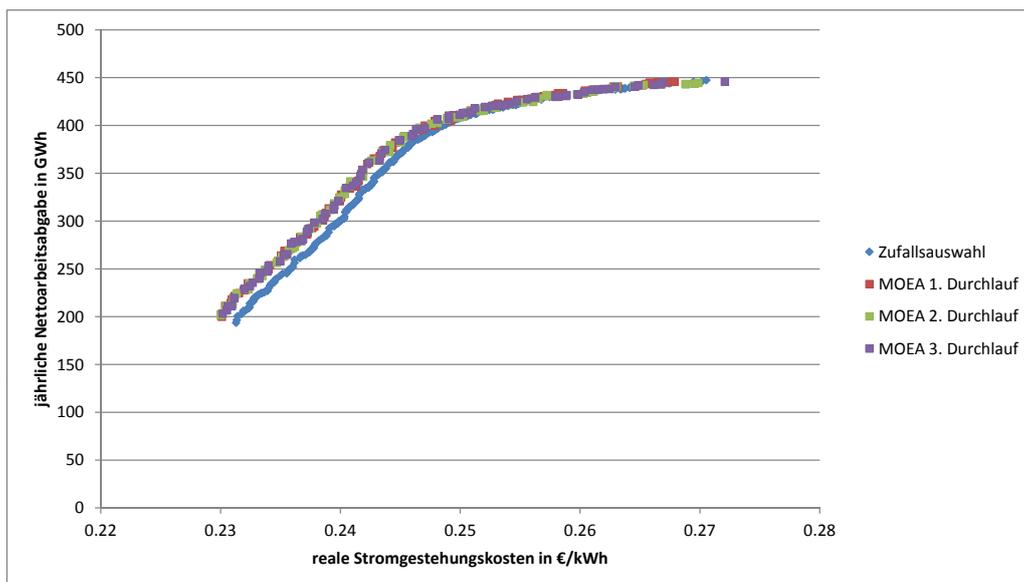


Abbildung 6.2: Pareto-optimale Lösungen der Zufallsauswahl und des MOEA bei konstanten Vergütungspreisen in der Ebene aus Nettoarbeit und realen Stromgestehungskosten

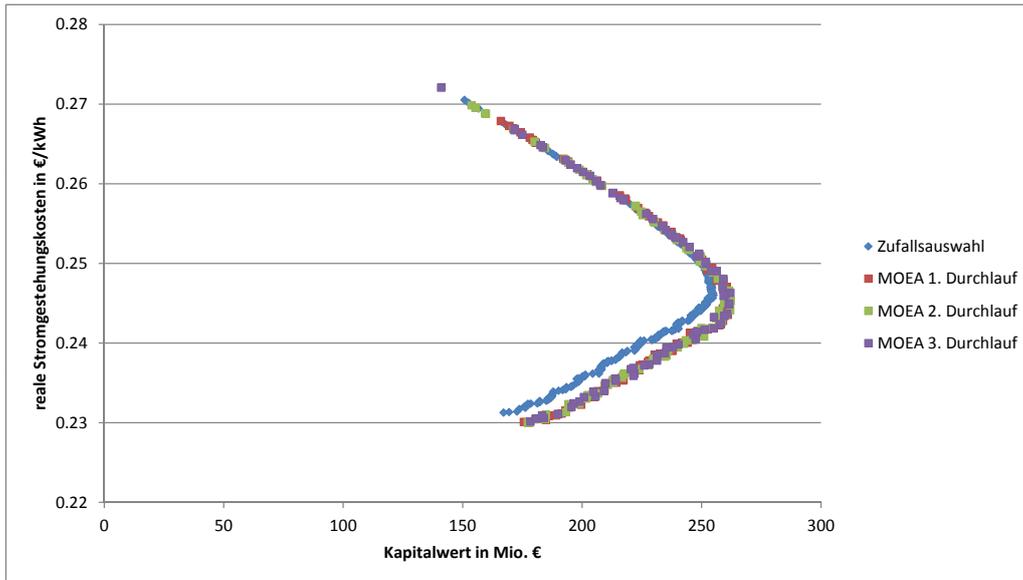


Abbildung 6.3: Pareto-optimale Lösungen der Zufallsauswahl und des MOEA bei konstanten Vergütungspreisen in der Ebene aus realen Stromgestehungskosten und Kapitalwert

fallsauswahl und der Konfigurationen mit einer optimierten Fahrweise oberhalb einer Jahresenergieabgabe von ungefähr 400 GWh übereinander. Die großen Solarfelder stellen vor allem im Sommer so viel Energie zur Verfügung, dass die Kraftwerke annähernd durchgängig betrieben werden können. Damit ist durch einen optimierten Betrieb gegenüber der solar-bestimmten Fahrweise für entsprechend groß ausgelegte Anlagen nur ein geringer Mehrwert zu erwarten.

Auffällig ist zudem die Ausbildung einer linienförmigen Pareto-Front, was mit Sicherheit einen Spezialfall darstellt. Die Form resultiert aus dem Vergütungsszenario. In diesem führt eine größere Arbeitsabgabe zu (jährlich) linear wachsenden Einzahlungen, da der Kraftwerksbetreiber stets den gleichen Preis erhält. Daher sind in diesem Szenario technisch- und ökonomisch-optimaler Betrieb identisch. In Schemata mit variablen Tarifen ist das im Allgemeinen nicht der Fall, sodass keine linienförmige Front zu erwarten ist.

Darüber hinaus bedarf die Lage der nicht-dominierten Konfigurationen in der Ebene aus Kapitalwert und Stromgestehungskosten einer genaueren Analyse (siehe Grafik 6.3). Nach der Pareto-Front in Form eines Bumerangs ist es – selbst unter einem Einspeisetarif mit festen Vergütungssätzen – für das ökonomische Optimum entscheidend, nach welcher Zielgröße das Kraftwerk auslegt wird. Dementsprechend sind Kraftwerke, die zu den niedrigsten Stromgestehungskosten führen, nicht gleichzeitig die Anlagen, mit denen sich die höchsten Kapitalwerte erreichen lassen. Dies erscheint unter den gewählten Bedingungen zunächst erstaunlich, kann jedoch einfach begründet werden: Unter den gewählten Rahmenbedingungen weisen insbesondere Anlagen mit jeweils klein gewählter

Solarfeld- und Speichergröße minimale Stromgestehungskosten auf, wie Unterkapitel 6.1.1 zeigt. Die Kraftwerke geben – über das Jahr gesehen – nur eine relativ geringe Menge an elektrischer Energie ab. Dies resultiert in vergleichsweise kleinen Einzahlungen, sodass der Kapitalwert nicht beliebig wachsen kann. Dagegen sind Anlagen mit einem größeren Solarfeld und einem höheren Speichervolumen nach den Stromgestehungskosten teurer, können jedoch auf Grund ihrer höheren jährlichen Arbeitsabgabe den Kapitalwert entsprechend steigern.

Eine weiterführende Analyse der methodischen Bewertungsdifferenzen von Kapitalwert und Stromgestehungskosten enthält Anhang B.1 ab Seite 175.

Bei einem Vergleich unterschiedlich ausgelegter Kraftwerke ist allerdings die Anfangsinvestition zu beachten. Sie wird maßgeblich durch das Design der Konfigurationen bestimmt und wächst mit der Kraftwerksgröße. Daraus resultiert ein höherer Kapitalbedarf. Dies kann in der Realität zu höheren Zinsforderungen von Kapitalgebern – etwa auf Grund von größeren Projektrisiken – führen. Veränderte Rahmenbedingungen wie höhere Diskontierungzinssätze wirken sich jedoch auf die optimale Kraftwerksauslegung aus. Infolgedessen dürfte die tatsächliche Investitionsentscheidung eines Investors zu einer Konfiguration führen, die im Design von den dargestellten Resultaten abweicht.

Zusätzlich belegen die Abbildungen, dass lediglich aus Sicht des Investors / Betreibers eine beliebige Steigerung der jährlichen Nettoarbeitsabgabe nicht sinnvoll erscheint. Dies würde durch eine sich stetig reduzierende Komponentenauslastung mit höheren Stromgestehungskosten und einem sinkenden Kapitalwert einhergehen.

Nachfolgend wird das Design verschiedener Kraftwerkskonfigurationen näher untersucht, da die jeweilige Auslegung ein entscheidendes Ergebnis der Mehrzieloptimierung ist. Die Beschreibung erfolgt an Hand der Anlagen, die – gemäß den drei Zielkriterien (LCOE, Kapitalwert, technischer Ertrag) – jeweils am besten an die Rahmenbedingungen angepasst sind.

6.1.1 Konfigurationen mit minimalen Stromgestehungskosten

Der MOEA wird dreimal unabhängig voneinander zur Auslegungsoptimierung in einem Vergütungsszenario mit festen Preisen angewendet. Alle optimalen Kraftwerke sind in den Grafiken 6.1, 6.2 und 6.3 enthalten. Insgesamt resultieren aus den drei Durchläufen 238 nicht-dominierte Kraftwerkskonfigurationen. Davon werden die fünf Individuen in Tabelle 6.2 dargestellt, die minimale Stromgestehungskosten aufweisen.

Bei allen fünf Konfigurationen sind sowohl Solarfeld als auch Speicher klein ausgelegt. Dies wirkt sich dementsprechend auf die Anfangsinvestition aus, wie sich im Vergleich mit den nachfolgenden Kapiteln 6.1.2 und 6.1.3 zeigt. Das Speichervolumen reicht unter nominalen Bedingungen lediglich für einen Betrieb von 0.9 bis 1.2 Stunden. Zudem ist es sinnvoll, das Solarfeld in westliche Richtungen (Azimut $\gamma > 0^\circ$) auszurichten, woraus eine leicht in den Morgen verlagerte Energieabgabe resultiert. Dies erscheint vor dem Hintergrund erstaunlich, dass durch eine Drehung des Solarfeldes aus der Nord-Süd-Achse (Azimut $\gamma = 0^\circ$) die am Kollektor nutzbare Energie zurückgeht, was Grafik 6.4

6 Auslegung solarthermischer Kraftwerke in verschiedenen Szenarien

Tabelle 6.2: Kraftwerkskonfigurationen mit minimalen Stromgestehungskosten bei einem fixen Einspeisetarif

	Einheit	Konf. 1	Konf. 2	Konf. 3	Konf. 4	Konf. 5
Kapitalwert	Mio. €	184.8	175.6	177.2	178.1	178.3
LCOE (real)	€/kWh	0.2304	0.2301	0.23	0.23	0.2302
Nettoarbeitsabgabe	GWh/a	211.3	199.9	201.5	202.5	203.2
Kapitalrückflussquote	%	9.45	9.48	9.48	9.48	9.47
Anfangsinvestition	Mio. €	451.4	423.4	427.0	429.4	431.4
Solarfeldgröße	1000 m^2	738.4	678.7	688.7	704.0	709.5
Speichergröße	MWh	349.8	286.5	284.5	248.3	247.9
Ausrichtung SF_1	°	9.2	7.8	11.1	15.1	5.7
Ausrichtung SF_2	°	15.0	25.1	7.0	2.6	6.3
Solarfeldaufteilung	A_{SF_1}/A_{SF}	0.53	0.92	0.74	0.74	0.69

verdeutlicht. Folglich muss dieser Aspekt unter Beachtung verschiedener Faktoren näher betrachtet werden.

Entsprechend der Abbildung 6.4 nimmt die nutzbare Solarfeldenergie zum einen bei einer Auslenkung zunächst nur geringfügig ab. Damit unterscheiden sich die solaren Erträge bei einer Aufstellung der Kollektoren in Nord-Süd-Achse beziehungsweise einer Ausrichtung mit einem Azimut zwischen 0° und etwa 15° nur wenig voneinander. Die nutzbare Einstrahlung berechnet sich dabei – wie in Kapitel 2.2.1 beschrieben – aus der DNI und dem Cosinus-Faktor.

Zum anderen ist die Solarfeldmodellierung zu beachten, die sich ebenfalls auf die Ausrichtung des Feldes auswirkt. Gemäß Kapitel 5.1.1 gibt das Solarfeld nach einem Stillstand erst dann eine nutzbare Energie ab, wenn durch \dot{Q}_{abs} alle thermischen Verluste ausgeglichen werden können (siehe S. 63). Andernfalls wird die verfügbare Energie nicht berücksichtigt und verworfen. Da insbesondere die Zeiten zwischen Sonnenuntergang und -aufgang mit längeren Stillständen verknüpft sind, haben prinzipiell Designs mit einer höheren Energieabgabe am Morgen leichte Vorteile in der Performance. Sie können die Stillstandsverluste schneller ausgleichen. Dies ist ein zweiter Grund für die Auslenkung der Kollektoren aus der Nord-Süd-Achse.

Darüber hinaus beeinflusst die Umgebungstemperatur sowohl die thermischen Verluste im Solarfeld als auch die Rückkühlungsbedingungen. Vorteilhaft sind höhere Temperaturen für die Solarfeldeffizienz. Sie reduzieren die thermischen Verluste auf Grund der geringeren Temperaturunterschiede. Im Gegensatz dazu sind die gleichen Bedingungen nachteilig für den Wasser-Dampf-Kreislauf (siehe Grafik 5.1 auf Seite 65). Für den Kraftwerksblock mit einem Luftkondensator ist damit eine Verschiebung der Energiezufuhr auf Grund der besseren Rückkühlungsbedingungen in den Morgen vorteilhaft.

6 Auslegung solarthermischer Kraftwerke in verschiedenen Szenarien

Alle genannten, sich überlagernden Aspekte sind in Summe für die optimalen Solarfeldausrichtungen nach Tabelle 6.2 verantwortlich.

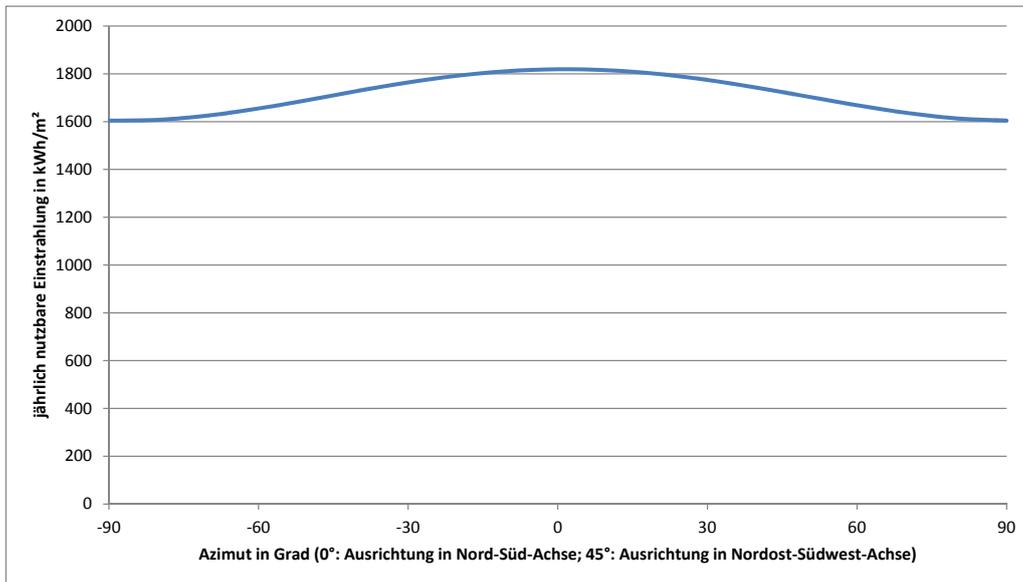


Abbildung 6.4: Sensitivität der jährlich nutzbaren Einstrahlung $DNI \cdot \cos(\theta)$ gegenüber der Solarfeldausrichtung

Ein weiterer, zu analysierender Parameter ist die Solarfeldaufteilung. Gemäß der Aufstellung 6.2 kommt es nur bei der zweiten Konfiguration zu einer deutlichen Aufteilung der Gesamtfläche in zwei Einzelfelder mit sich erheblich voneinander unterscheidenden Ausrichtungen. 8 % der Gesamtfläche sind dem zweiten Solarfeld zugeordnet, in dem die Kollektoren mit einem Azimut von ca. 25° deutlich aus der Nord-Süd-Achse ausgelenkt sind. Allerdings sind die Parabolrinnen des ersten Teilfeldes annähernd in Nord-Süd-Richtung aufgestellt, sodass sich im Vergleich mit den übrigen in der Tabelle dargestellten Konfigurationen nur kleine Differenzen im zeitlichen Verlauf der verfügbaren solaren Energie ergeben. Die geringen Unterschiede lassen sich durch die Analysen belegen, die in den folgenden Kapiteln und insbesondere in Abschnitt 6.7.1 ab Seite 130 beschrieben sind.

Bei den übrigen in Tabelle 6.2 dargestellten Kraftwerken ist die zweite Teilfläche entweder sehr ähnlich ausgerichtet wie die Kollektoren des ersten Teilfeldes oder annähernd in Nord-Süd-Richtung positioniert.

Die aufgeführten Konfigurationen weisen teilweise voneinander abweichende Solarfeld- und Speichergrößen auf. Trotzdem sind die Stromgestehungskosten der verschiedenen Anlagen annähernd gleich. Damit gibt es nicht „das“ optimale Kraftwerk. Die unterschiedlichen Designs wirken sich entsprechend auf die erzielbaren Kapitalwerte und Arbeitsabgaben aus. So liefert etwa die erste Konfiguration mit dem größten Solarfeld und einem großen Speichervolumen den höchsten technischen Ertrag. Auf diesen Aspekt weist auch Morin hin (Morin, 2010, S. 110 f., S. 145). Begründet werden können die Differenzen

durch die Variation verschiedener Parameter. Daraus resultieren eng beieinander liegende Ergebnisse von sich teilweise deutlich voneinander unterscheidenden Kraftwerken. Diesbezüglich befindet sich eine weitergehende Analyse im Anhang A.1 ab Seite 166.

Insgesamt sind durch den evolutionären Algorithmus nicht nur optimale, sondern gemäß der Tabelle 6.2 auf Seite 95 auch deutlich voneinander abweichende Konfigurationen auffindbar. Zudem weist Morin darauf hin, dass in einem der Optimierung folgenden Schritt die erreichten Konfigurationen verglichen und einer genauen Analyse unterzogen werden könnten (Morin, 2010, S. 111). Dies stellt die Auswahl der besten, Pareto-optimalen Lösung sicher. Ein dafür wesentliches Entscheidungskriterium ist beispielsweise die jeweils notwendige Anfangsinvestition.

Es sei darauf hingewiesen, dass in der Tabelle 6.2 eine Variante (Konf. 2) enthalten ist, die von zwei anderen Kraftwerken (Konf. 3, Konf. 4) dominiert wird. Die Dominanz resultiert aus der Berücksichtigung von Designoptionen aus drei voneinander unabhängigen Optimierungsdurchläufen. Diskutiert wird dies bereits in Kapitel 5.3. Der Aspekt ist ebenfalls in den folgenden Abschnitten und den dort beschriebenen Analysen zu beachten.

Die gewählte Darstellungsform erscheint aus mehreren Gründen sinnvoll: Zum einen stehen die Konfigurationen mit minimalen Stromgestehungskosten im Fokus, sodass die entsprechenden Designs in die Tabelle aufzunehmen sind. Zum anderen gewährleistet die Darstellung in den folgenden Beispielauswertungen die Diskussion einiger beachtenswerter Aspekte, die unter anderem aus der Modellierung resultieren. Zusätzlich wird so eine bessere Eingrenzung des Definitionsbereichs für sich eventuell anschließende Untersuchungen ermöglicht. Zur weiteren Erläuterung der gewählten Darstellungsform dient die Tabelle 6.3 auf der nächsten Seite. Sie enthält ausschließlich nicht-dominierte Konfigurationen und soll damit die Unterschiede zur vorhergehenden Auflistung 6.2 verdeutlichen. Demnach weicht insbesondere das Speichervolumen der neu aufgenommenen Variante 2 von den anderen Auslegungsdesigns ab.

6.1.2 Konfigurationen mit maximalen Kapitalwerten

In diesem Abschnitt werden die fünf Kraftwerkskonfigurationen mit den höchsten Kapitalwerten analysiert. Die Layouts sind – wie für die Auswertung im vorausgehenden Kapitel 6.1.1 – aus den insgesamt 238 nicht-dominierten Individuen ausgewählt. Die entsprechenden Designs enthält Aufstellung 6.4 auf Seite 99.

Der Vergleich der beiden Tabellen 6.2 und 6.4 zeigt, dass das Erreichen hoher Kapitalwerte deutlich größere Designs erfordert. Dies wirkt sich dementsprechend auf die Höhe der Anfangsinvestition aus. Dabei ist die Kapitalrückflussquote aller Konfigurationen mit maximalen Kapitalwerten geringer als die Quote der Anlagen mit minimalen Stromgestehungskosten. Dies lässt sich auf Differenzen in der Kapitalbindung zurückführen.

Besonders offensichtlich ist die vergleichsweise große Kraftwerksauslegung für den Speicher. Sein Volumen gewährleistet bei den aufgeführten Konfigurationen unter nominalen Bedingungen einen Betrieb von 10.3 bis 11.2 Stunden. Ähnlich ist hingegen die optimale Solarfeldausrichtung von Kraftwerken mit minimalen Stromgestehungskosten bezie-

6 Auslegung solarthermischer Kraftwerke in verschiedenen Szenarien

Tabelle 6.3: Nicht-dominierte Kraftwerkskonfigurationen mit geringen Stromgestehungskosten bei einem fixen Einspeisetarif

	Einheit	Konf. 1	Konf. 2	Konf. 3	Konf. 4	Konf. 5
Kapitalwert	Mio. €	184.8	184.6	177.2	178.1	178.3
LCOE (real)	€/kWh	0.2304	0.2305	0.23	0.23	0.2302
Nettoarbeitsabgabe	GWh/a	211.3	211.3	201.5	202.5	203.2
Kapitalrückflussquote	%	9.45	9.44	9.48	9.48	9.47
Anfangsinvestition	Mio. €	451.4	451.6	427.0	429.4	431.4
Solarfeldgröße	1000 m^2	738.4	723.6	688.7	704.0	709.5
Speichergröße	MWh	349.8	412.8	284.5	248.3	247.9
Ausrichtung SF_1	°	9.2	19.1	11.1	15.1	5.7
Ausrichtung SF_2	°	15.0	6.9	7.0	2.6	6.3
Solarfeldaufteilung	A_{SF_1}/A_{SF}	0.53	0.58	0.74	0.74	0.69

hungsweise mit maximalen Kapitalwerten. Die Kollektoren sind überwiegend in westliche Richtungen ausgerichtet, was sich auf die in Kapitel 6.1.1 ab Seite 95 genannten Aspekte zurückführen lässt. Dass bei drei Konfigurationen ein Teil des Feldes in östliche Richtungen ausgelenkt ist und trotzdem eine ähnliche Performance wie bei den anderen Anlagen wird, lässt sich durch mehrere Aspekte begründen. Zum einen sinkt nach Grafik 6.4 auf Seite 96 die nutzbare Einstrahlung bei einer Drehung der Kollektoren aus der Nord-Süd-Achse zunächst nur geringfügig. Zum anderen belegen unter anderem die Analysen in Kapitel 6.7.1 ab Seite 130, dass die Solarfeldausrichtung nur kleine Auswirkungen auf die technische und ökonomische Performance hat.

Hohe Kapitalwerte sind ebenfalls – wie minimale Stromgestehungskosten auch – mit verschiedenen Konfigurationen erzielbar, was aus der Variation unterschiedlicher Parameter resultiert. Die Unterschiede werden besonders deutlich bei der jährlichen Nettoarbeitsabgabe, die je nach Auslegung zwischen 379.4 GWh und 396.3 GWh liegt.

Für eine reale Investitionsentscheidung sei auf folgenden Aspekt besonders hingewiesen: Im Vergleich mit den nachfolgenden Kapiteln ergeben sich in der Kapitalwertmaximierung sehr große Kraftwerke, was aus dem Vergütungsszenario resultiert. Es ist angenommen, dass die Anlagen über die gesamte Projektlaufzeit unter der angenommenen Preisstruktur betrieben werden können. Damit ist ein Betreiber sehr stark von eventuellen regulatorischen Änderungen der Vergütung betroffen, da die ermittelten Kraftwerke eine entsprechend große Anfangsinvestition bedingen. Nachträgliche Modifikationen der Preise wirken sich somit erheblich auf die ökonomische Performance aus, was für reale Projekte zu beachten ist.

Tabelle 6.4: Kraftwerkskonfigurationen mit maximalen Kapitalwerten bei einem fixen Einspeisetarif

	Einheit	Konf. 1	Konf. 2	Konf. 3	Konf. 4	Konf. 5
Kapitalwert	Mio. €	262.0	261.9	262.0	262.0	262.0
LCOE (real)	€/kWh	0.2454	0.2441	0.2452	0.2454	0.2463
Nettoarbeitsabgabe	GWh/a	388.7	379.4	387.8	388.7	396.3
Kapitalrückflussquote	%	8.59	8.65	8.6	8.59	8.55
Anfangsinvestition	Mio. €	940.7	911.9	937.9	940.6	964.2
Solarfeldgröße	1000 m^2	1 401.5	1 347.4	1 409.2	1 415.6	1 423.1
Speichergröße	MWh	3 025.1	2 930.3	2 962.7	2 965.4	3 196.5
Ausrichtung SF_1	°	12.7	7.8	17.7	18.2	4.8
Ausrichtung SF_2	°	-6.4	10.4	-13.1	-13.1	38.1
Solarfeldaufteilung	A_{SF_1}/A_{SF}	0.87	0.53	0.68	0.68	0.93

6.1.3 Konfigurationen mit maximalen technischen Erträgen

Tabelle 6.5 enthält die fünf Kraftwerkskonfigurationen mit der höchsten jährlichen Nettoarbeitsabgabe, die nachfolgend näher betrachtet werden.

Gemäß den Erwartungen erfordert eine Maximierung der Arbeitsabgabe große Solarfelder. In allen untersuchten Konfigurationen entspricht die Fläche exakt beziehungsweise nahezu der oberen Grenze des Definitionsbereichs (siehe Tabelle 6.1 auf Seite 91). Damit lassen sich zwei wesentliche Aspekte verdeutlichen: Einerseits kann erneut nachgewiesen werden, dass der evolutionäre Algorithmus für das vorliegende Optimierungsproblem geeignet ist, da er die vorher formulierten Erwartungen erfüllt. Andererseits ließe sich die Arbeitsabgabe durch eine noch größere Solarfeldfläche weiter steigern, sofern die Variable nicht beschränkt wäre. Allerdings weisen die hier dargestellten Auslegungen bereits vergleichsweise hohe Stromgestehungskosten sowie relativ niedrige Kapitalwerte und Kapitalrückflussquoten auf. Dies resultiert aus den groß dimensionierten Solarfeldflächen und aus den entsprechenden Anfangsinvestitionen. Die Auslegung bedingt, dass die Komponentenauslastung vergleichsweise klein ist.

Alle in der Tabelle 6.5 aufgeführten Konfigurationen resultieren trotz der Unterschiede im Speichervolumen in gleichwertigen technischen Erträgen. Dementsprechend wird der Speicher, wenn überhaupt, nur sehr selten voll genutzt. Dies erklärt, warum sein Volumen nicht noch größer gewählt ist und beispielsweise nicht exakt der oberen Intervallgrenze von 3750 MWh entspricht.

Wie in den vorausgehenden Kapiteln führen die Auslegungsunterschiede bei gleicher technischer Performance zu abweichenden Stromgestehungskosten und Kapitalwerten, was im Wesentlichen auf die Differenzen zwischen den Anfangsinvestitionen zurückzuführen ist.

6 Auslegung solarthermischer Kraftwerke in verschiedenen Szenarien

Tabelle 6.5: Kraftwerkskonfigurationen mit maximalen technischen Erträgen bei einem fixen Einspeisetarif

	Einheit	Konf. 1	Konf. 2	Konf. 3	Konf. 4	Konf. 5
Kapitalwert	Mio. €	166.0	171.1	169.5	141.0	171.7
LCOE (real)	€/kWh	0.2679	0.267	0.2673	0.2721	0.2669
Nettoarbeitsabgabe	GWh/a	445.7	445.2	445.5	445.9	445.2
Kapitalrückflussquote	%	7.65	7.68	7.67	7.49	7.68
Anfangsinvestition	Mio. €	1 193.2	1 187.4	1 889.7	1 213.6	1 187.2
Solarfeldgröße	1000 m^2	2 000.0	1 995.1	2 000.0	2 000.0	2 000.0
Speichergröße	MWh	3 345.1	3 301.3	3 305.6	3 570.7	3 277.7
Ausrichtung SF_1	°	-3.6	-5.5	-3.0	-5.2	3.4
Ausrichtung SF_2	°	75.2	75.0	76.2	76.3	82.6
Solarfeldaufteilung	A_{SF_1}/A_{SF}	0.75	0.74	0.74	0.68	0.81

Im Gegensatz zu den meisten der in den beiden Tabellen 6.2 und 6.4 dargestellten Konfigurationen fällt auf, dass ein erheblicher Anteil der Solarfeldfläche aus der Nord-Süd-Achse ausgelenkt ist, was zunächst bemerkenswert erscheint. Allerdings ist durch die große Solarfeldfläche eine häufige Defokussierung zu erwarten. Hier kann eine Ausrichtung in Ost-West-Richtung Abhilfe schaffen, was nach Grafik 2.5 auf Seite 19 in einer gleichmäßigeren Energieabgabe über das Jahr resultiert und damit zu einer insgesamt besseren technischen Performance führt.

Für die Maximierung der Jahresnettoarbeitsabgabe scheinen sich sowohl die Variation der Solarfeldausrichtung als auch der -aufteilung positiv auszuwirken.

6.1.4 Bewertung

Die Beispielanalyse belegt, dass solarthermische Kraftwerke auch unter fixen Einspeisevergütungen nicht nur nach den Stromgestehungskosten ausgelegt werden sollten. Zwischen den optimalen Designalternativen bestehen deutliche Unterschiede insbesondere in Bezug auf Solarfeld- und Speichergröße. Damit wird die Kraftwerksauslegung stark durch das jeweils angewendete Zielkriterium beeinflusst. Dies ist ein zentraler Aspekt der durchgeführten Untersuchung.

Zudem scheint sich die Ausrichtung der Solarfeldfläche in überwiegend westliche Richtungen vorteilhaft auszuwirken. Dadurch stellt das Solarfeld am Morgen eine höhere Energie bereit, was sich auf Grund der verschiedenen genannten Aspekte positiv auf die technische Performance auswirkt.

Besonders auffällig sind die Konfigurationen mit maximalen technischen Erträgen (siehe Tabelle 6.5). Die Designs weisen einen Flächenanteil auf, der zumindest annähernd in Ost-West-Achse ausgerichtet ist. Auch wenn dadurch die nutzbare Solarfeldenergie ge-

mäß Grafik 6.4 auf Seite 96 zurückgeht, hat die – bezogen auf das Jahr – gleichmäßigere Verteilung des Solarfeldoutputs einen positiven Effekt auf die Jahresnettoarbeitsabgabe.

6.2 Ergebnis bei einem Peak von 16 bis 23 Uhr

Das folgende Kapitel beinhaltet die Analyse der optimalen Kraftwerkskonfigurationen für ein Beispielszenario mit einem Peakzeitraum von 16 bis 23 Uhr. In diesem Intervall beträgt die Vergütung 300 €/MWh, für die Offpeakzeit sind 200 €/MWh angenommen. Sowohl Peak- als auch Offpeakpreis wachsen jährlich um 3 %. Im Vergleich zum vorausgehenden Kapitel mit festen spezifischen Erlösen von 270 €/MWh ist demnach die maximal zu erzielende Vergütung höher. Allerdings ist sie zu Offpeakzeiten deutlich geringer als in Abschnitt 6.1.

Das Preisgefüge forciert auf Grund seiner Struktur den prognostizierbaren Kraftwerksbetrieb. Durch die Lage des Peakzeitraums am Nachmittag und vor allem am Abend nach Sonnenuntergang können Konfigurationen nur dann hohe Einzahlungen erreichen, wenn sie eine planbare Arbeitsabgabe ermöglichen. Vor dem Hintergrund der Arbeit lassen sich insbesondere die Vorteilhaftigkeit eines thermischen Speichers sowie die Berücksichtigung der Einsatzoptimierung im Planungsstadium eines Kraftwerks diskutieren.

Die nicht-dominierten Ergebnisse sind in den Grafiken 6.5, 6.6 und 6.7 dargestellt. Danach hat die integrierte Einsatzoptimierung einen erheblichen Einfluss auf die erzielbaren Kapitalwerte. Besonders deutlich wird dies in der Abbildung 6.7 auf Seite 103. Im Gegensatz dazu hat die Einsatzoptimierung nur geringe Auswirkungen auf die Jahresnettoarbeitsabgabe und die Stromgestehungskosten, wie Grafik 6.6 belegt. Dies ist mit der Unabhängigkeit beider Zielkriterien gegenüber der Vergütung zu begründen.

Auch in diesem Szenario wäre eine Auslegung auf die niedrigsten Stromgestehungskosten nicht geeignet, um einen maximalen Kapitalwert zu erreichen. Für ein variables Vergütungsschema wurde dies allerdings – im Gegensatz zu einer Struktur mit festen Preisen – im Voraus erwartet.

6.2.1 Konfigurationen mit minimalen Stromgestehungskosten

Tabelle 6.6 auf Seite 104 enthält die fünf Konfigurationen mit niedrigsten Stromgestehungskosten. Insgesamt resultieren 259 nicht-dominierte Individuen aus den drei voneinander unabhängigen Optimierungsdurchläufen. Folglich werden ungefähr 2 % der Konfigurationen in der Aufstellung detailliert dargestellt.

Wie im Vergütungsschema mit einem fixen Einspeisetarif erreichen prinzipiell kleine Kraftwerke minimale Stromgestehungskosten. Dementsprechend ist auch die jeweils notwendige Anfangsinvestition klein. Die ähnliche Anlagenauslegung wie in Kapitel 6.1.1 lässt sich mit der Unabhängigkeit des Zielwerts gegenüber dem Vergütungsszenario begründen, da Einzahlungen für die Berechnung der Stromgestehungskosten nicht berücksichtigt werden. Die optimale Ausrichtung der Solarfelder unter den hier analysierten Rahmenbedingungen unterscheidet sich damit nicht von der Aufstellung bei einer festen

6 Auslegung solarthermischer Kraftwerke in verschiedenen Szenarien

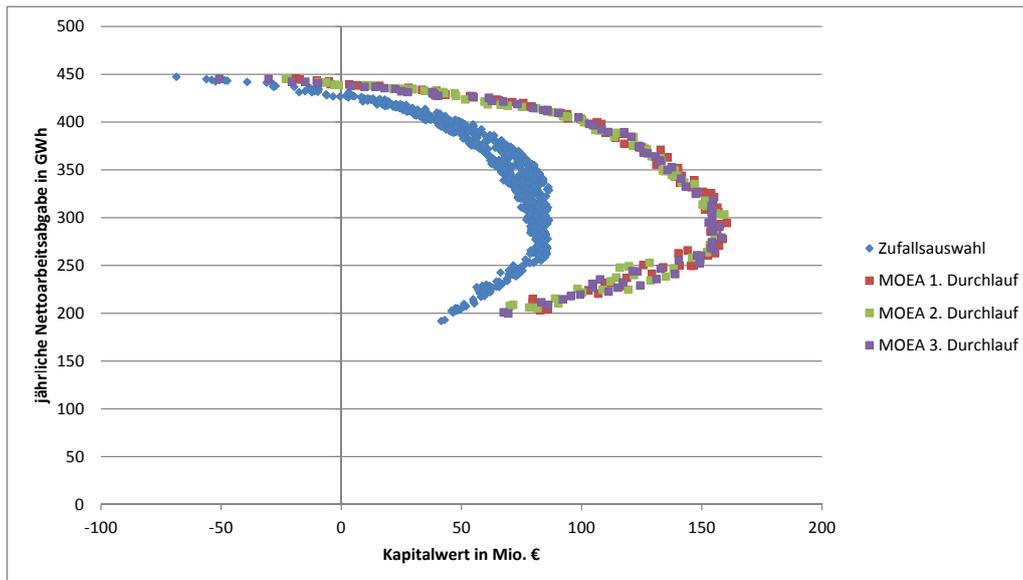


Abbildung 6.5: Pareto-optimale Lösungen der Zufallsauswahl und des MOEA bei Peakpreisen von 16 bis 23 Uhr in der Ebene aus Nettoarbeit und Kapitalwert

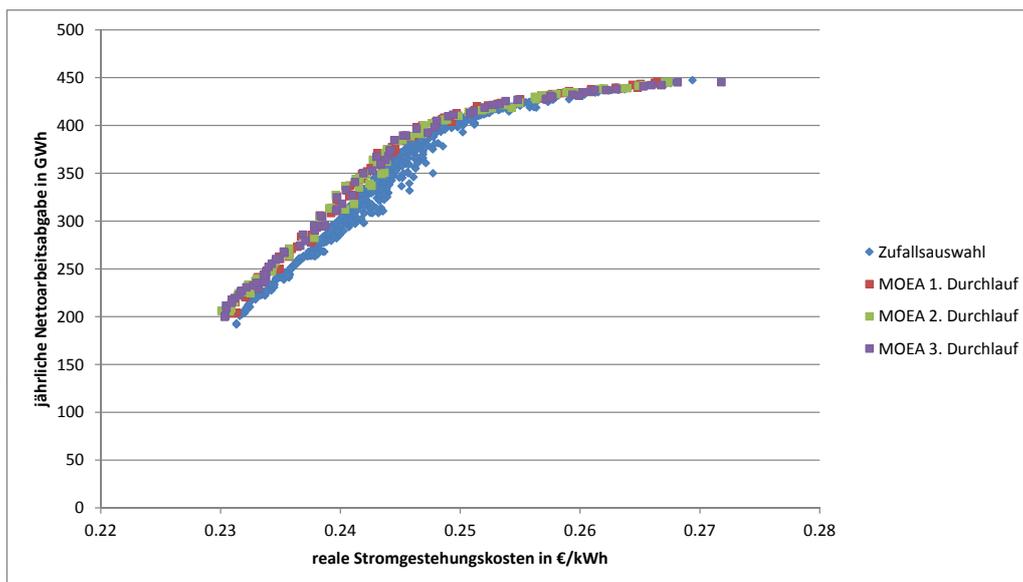


Abbildung 6.6: Pareto-optimale Lösungen der Zufallsauswahl und des MOEA bei Peakpreisen von 16 bis 23 Uhr in der Ebene aus Nettoarbeit und realen Stromgestehungskosten

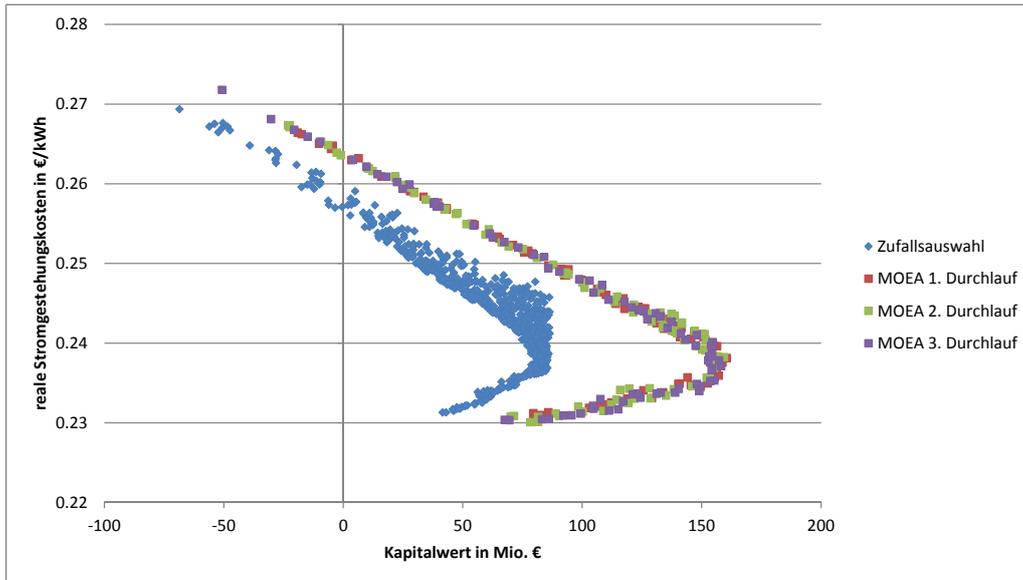


Abbildung 6.7: Pareto-optimale Lösungen der Zufallsauswahl und des MOEA bei Peakpreisen von 16 bis 23 Uhr in der Ebene aus realen Stromgestehungskosten und Kapitalwert

Einspeisevergütung (siehe Abschnitt 6.1.1). In beiden Fällen ist die höchste Umwandlungseffizienz am späten Vormittag gewährleistet, was sich – wie bereits beschrieben – vorteilhaft auf die Performance auswirkt.

Alle Konfigurationen in Tabelle 6.6 erreichen einen positiven Kapitalwert, wobei sich nach Grafik 6.7 in diesem Szenario noch deutlich größere Beträge erzielen ließen. Voraussetzung dafür wäre jedoch eine Anpassung der Kraftwerksauslegung, wie das nachfolgende Kapitel 6.2.2 belegt.

6.2.2 Konfigurationen mit maximalen Kapitalwerten

In Tabelle 6.7 auf Seite 105 sind die fünf Konfigurationen aufgeführt, die in diesem Beispielszenario die höchsten Kapitalwerte erreichen. Die Auswahl erfolgt aus allen nicht-dominierten Individuen der jeweils letzten Evolutionsstufe der voneinander unabhängigen Optimierungsdurchläufe.

Demnach führen im Vergleich mit den Ergebnissen bei einem fixen Einspeisetarif kleinere Kraftwerke zu maximalen Kapitalwerten. Folglich resultieren aus dem niedrigeren Preislevel und der variablen Vergütungsstruktur Designs mit einer geringeren betrieblichen Flexibilität. Dies ist insbesondere auch von Bedeutung, wenn solarthermische Kraftwerke in einem weitgehend auf erneuerbaren Ressourcen basierenden Erzeugungsportfolio zur Bereitstellung einer planbaren Lastabgabe eingesetzt werden sollen. Dabei sind in diesem Szenario die Kapitalrückflussquoten der in Tabelle 6.7 dargestellten Anlagen

6 Auslegung solarthermischer Kraftwerke in verschiedenen Szenarien

Tabelle 6.6: Kraftwerkskonfigurationen mit minimalen Stromgestehungskosten bei Peakpreisen von 16 bis 23 Uhr

	Einheit	Konf. 1	Konf. 2	Konf. 3	Konf. 4	Konf. 5
Kapitalwert	Mio. €	78.2	81.5	83.2	67.5	69.4
LCOE (real)	€/kWh	0.2301	0.2301	0.2305	0.2304	0.2303
Nettoarbeitsabgabe	GWh/a	206.1	205.9	211.6	201.0	199.9
Kapitalrückflussquote	%	7.85	7.91	7.89	7.71	7.75
Anfangsinvestition	Mio. €	438.3	437.7	452.3	426.7	423.8
Solarfeldgröße	1000 m^2	714.3	704.5	743.2	700.0	692.9
Speichergröße	MWh	303.9	338.1	339.9	234.6	232.2
Ausrichtung SF_1	°	9.6	12.0	6.0	4.1	5.6
Ausrichtung SF_2	°	18.8	19.4	18.5	27.4	6.9
Solarfeldaufteilung	A_{SF_1}/A_{SF}	0.8	0.84	0.61	0.66	0.63

größer als die der Designs mit minimalen Stromgestehungskosten. Dies ist ein wesentlicher Unterschied zum vorausgehenden Kapitel 6.1, in dem die Kraftwerke mit minimalen Stromgestehungskosten einen höheren Kapitalrückfluss aufweisen als die Varianten mit maximalen Kapitalwerten.

Im Gegensatz zu den Kraftwerken mit niedrigsten Stromgestehungskosten nach Tabelle 6.6 weisen die dargestellten Konfigurationen erheblich größere Solarfelder und höhere Speichervolumina auf, was mit entsprechend höheren Anfangsinvestitionen einhergeht. Allerdings lässt der Speicher unter nominalen Bedingungen nur 4.9 bis 5.6 Betriebsstunden zu. Dementsprechend ermöglicht er keine Arbeitsabgabe unter Nominallast über den gesamten Peakzeitraum, was durch verschiedene Aspekte zu begründen ist. Insbesondere im Sommer dürfte am Beginn der Peakperiode am Nachmittag noch eine genügend große Solarfeldenergie zur Verfügung stehen. Somit erfordert ein Betrieb in diesen Stunden keinen Speicher. Zudem kann davon ausgegangen werden, dass eine Arbeitsabgabe während der gesamten Peakperiode nicht optimal ist. Dies ist auf die allgemein höheren Umgebungstemperaturen zu dieser Zeit, besonders am Nachmittag, zurückzuführen. Infolgedessen erreicht der Kreislauf eine schlechte Umwandlungseffizienz, sodass die erzielbaren Einzahlungen nur unwesentlich steigen. Außerdem muss die Variabilität der Solarenergie über das Jahr berücksichtigt werden. Vor allem in den Wintermonaten resultiert dies in einer geringeren Nutzung des thermischen Speichers. Ein zu großes Volumen lässt sich demnach nur schlecht auslasten, woraus kein messbarer ökonomischer Mehrwert resultiert. Die mit der Speichergröße steigende Anfangsinvestition würde lediglich zu einer Reduktion der Projektperformance führen.

Auch in diesem Szenario weisen die Konfigurationen bei ähnlichen Kapitalwerten teilweise voneinander abweichende Solarfeldflächen und Speichervolumina auf. Somit un-

6 Auslegung solarthermischer Kraftwerke in verschiedenen Szenarien

Tabelle 6.7: Kraftwerkskonfigurationen mit maximalen Kapitalwerten bei Peakpreisen von 16 bis 23 Uhr

	Einheit	Konf. 1	Konf. 2	Konf. 3	Konf. 4	Konf. 5
Kapitalwert	Mio. €	158.7	157.5	160.4	159.4	158.1
LCOE (real)	€/kWh	0.2376	0.2380	0.2381	0.2383	0.2371
Nettoarbeitsabgabe	GWh/a	277.8	293.3	294.5	303.5	279.2
Kapitalrückflussquote	%	8.38	8.27	8.29	8.23	8.37
Anfangsinvestition	Mio. €	632.9	672.8	676.3	699.0	634.9
Solarfeldgröße	1000 m^2	972.5	1 037.8	1 044.9	1 096.7	960.1
Speichergröße	MWh	1 391.2	1 562.4	1 572.2	1 609.5	1 465.2
Ausrichtung SF_1	°	−0.3	16.9	17.8	16.3	12.5
Ausrichtung SF_2	°	80.3	−17.0	76.3	73.2	16.3
Solarfeldaufteilung	A_{SF_1}/A_{SF}	0.81	0.79	0.79	0.86	0.78

terscheidet sich die Arbeitsabgabe bei den verschiedenen Kraftwerken. Dies ist – wie in Kapitel 6.1 beschrieben – durch die Variation verschiedener Parameter zu begründen.

Bemerkenswert ist die Solarfeldausrichtung. Selbst bei der analysierten Preisstruktur mit einem Peakzeitraum von 16 bis 23 Uhr erreichen die Solarfelder der optimalen Designs häufig in den Morgenstunden eine hohe Energieabgabe, was sich durch verschiedene Aspekte begründen lässt. Zum einen steht die Sonne am betrachteten Standort Sevilla auf Grund des Längengrades und der Zeitzone verhältnismäßig spät, also deutlich nach 12 Uhr im Zenit (siehe etwa Grafik 2.4 auf Seite 18). Damit ist die Differenz zwischen dem Zeitpunkt der maximalen Energieabgabe und dem Beginn der Peakperiode vergleichsweise klein und wesentlich geringer als an vielen anderen Standorten. Eine Verschiebung der Solarfeldenergieabgabe in Richtung des Vormittags fällt daher weniger ins Gewicht als vorher erwartet. Zum anderen kann auf die in Kapitel 6.1 ab Seite 95 diskutierten Aspekte verwiesen werden. Dementsprechend haben Konfigurationen auf Grund der Stillstandsverlustmodellierung einen Vorteil, wenn sie morgens einen höheren Energieertrag erreichen. Ein weiterer, relevanter Faktor sind die niedrigen stündlichen Speicherverluste, sodass der Zeitpunkt des Speicherladevorgangs fast zu vernachlässigen ist. Dies gilt insbesondere dann, wenn die Energie bereits nach einigen Stunden wieder ausgespeichert wird.

Den Ergebnissen nach haben sowohl Solarfeldausrichtung als auch -aufteilung relativ geringe Auswirkungen auf die optimalen Konfigurationen. Trotz voneinander abweichender Aufstellungsrichtungen insbesondere der zweiten Teilfläche erreichen Kraftwerke mit ähnlichen Solarfeld- und Speichergrößen gleichwertige technische und ökonomische Erträge. Damit scheint der Einfluss von Ausrichtung und Aufteilung – zumindest im hier analysierten Szenario – vergleichsweise klein zu sein.

6 Auslegung solarthermischer Kraftwerke in verschiedenen Szenarien

Bei einem Vergleich der Ergebnisse aus der Zufallsauswahl und aus den Optimierungsdurchläufen zeigen sich insbesondere in den Abbildungen 6.5 und 6.7 erhebliche Unterschiede. Die Integration der Einsatzoptimierung ermöglicht eine beträchtliche Steigerung der ökonomischen Performance. Der maximal zu erreichende Kapitalwert verdoppelt sich durch die integrierte Betrachtung der Einsatzweise nahezu. Allerdings könnten in der Realität auch die Kraftwerke aus der Zufallsauswahl einzahlungsoptimiert betrieben werden. Daher muss analysiert werden, ob aus der Kombination von Auslegungs- und Einsatzoptimierung andere Designs als aus der Benchmark-Analyse resultieren. Für einen entsprechenden Vergleich sind in der nachfolgenden Tabelle 6.8 die fünf Konfigurationen mit maximalen Kapitalwerten aus der Zufallsauswahl aufgeführt.

Tabelle 6.8: Kraftwerkskonfigurationen – resultierend aus der Zufallsauswahl – mit maximalen Kapitalwerten bei Peakpreisen von 16 bis 23 Uhr

	Einheit	Konf. 1	Konf. 2	Konf. 3	Konf. 4	Konf. 5
Kapitalwert	Mio. €	86.1	86.4	86.4	86.2	86.0
LCOE (real)	€/kWh	0.242	0.2439	0.2412	0.2458	0.2436
Nettoarbeitsabgabe	GWh/a	298.1	328.7	297.2	332.0	310.7
Kapitalrückflussquote	%	7.51	7.43	7.52	7.41	7.47
Anfangsinvestition	Mio. €	697.1	781.6	692.6	796.4	734.4
Solarfeldgröße	1000 m^2	1 113.8	1 243.7	1 098.7	1 286.8	1 197.9
Speichergröße	MWh	1 517.7	1 916.1	1 530.1	1 900.9	1 582.9
Ausrichtung SF_1	°	-9.2	72.7	-11.9	72.8	-7.2
Ausrichtung SF_2	°	75.6	-4.6	75.3	-14.6	69.4
Solarfeldaufteilung	A_{SF_1}/A_{SF}	0.65	0.53	0.75	0.62	0.5

Entsprechend den Tabellen 6.7 und 6.8 unterscheiden sich die Auslegungen nicht wesentlich voneinander. Die aus dem kombinierten Ansatz resultierenden Kraftwerke mit maximalen Kapitalwerten sind lediglich geringfügig kleiner als die Anlagen aus der Zufallsauswahl. Dies zeigt sich insbesondere an der Solarfeldgröße.

Insgesamt lässt sich durch die miteinander verknüpfte Design- und Einsatzoptimierung zumindest für dieses Szenario kein deutlicher Mehrwert in Bezug auf die technischen Eigenschaften der Kraftwerke mit maximalen Kapitalwerten erzielen. Trotzdem erscheint die gewählte Methodik aus zwei Gründen angemessen: Ein Anwender bekommt direkt eine Aussage darüber, welche ökonomische Performance mit einer bestimmten Kraftwerksauslegung zu erreichen ist. Zusätzlich wird die Auswahl eines angemessenen Designs erleichtert. Schließlich stellt die Pareto-Front der Zufallsauswahl einen deutlich geringeren Kapitalwert in Aussicht, als in der Realität zu erreichen wäre. Damit gewinnen in einer Entscheidung auf Basis der Zufallsauswahl die Konfigurationen mit minimalen Stromgestehungskosten an Attraktivität, da sie bei einer deutlichen Kostendifferenz nur eine geringfügig schlechtere ökonomische Performance als die Kraftwerke mit maximalen

Kapitalwerten aufweisen. Infolgedessen könnte ein Anwender zu einer suboptimalen Investitionsentscheidung kommen.

Insgesamt ist demnach eine integrierte, verknüpfte Betrachtung unter Anwendung eines evolutionären Algorithmus außerordentlich sinnvoll.

6.2.3 Konfigurationen mit maximalen technischen Erträgen

Tabelle 6.9: Kraftwerkskonfigurationen mit maximalen technischen Erträgen bei Peakpreisen von 16 bis 23 Uhr

	Einheit	Konf. 1	Konf. 2	Konf. 3	Konf. 4	Konf. 5
Kapitalwert	Mio. €	-19.1	-22.5	-23.1	-50.8	-30.3
LCOE (real)	€/kWh	0.2664	0.2671	0.2673	0.2718	0.2681
Nettoarbeitsabgabe	GWh/a	445.8	445.4	445.5	445.4	445.2
Kapitalrückflussquote	%	6.58	6.56	6.55	6.4	6.51
Anfangsinvestition	Mio. €	1 186.6	1 188.5	1 190.1	1 210.6	1 193.0
Solarfeldgröße	1000 m^2	1 999.1	1 994.8	1 990.7	2 000.0	1 992.4
Speichergröße	MWh	3 275.2	3 314.6	3 349.1	3 537.8	3 373.9
Ausrichtung SF_1	°	-5.0	3.2	3.2	4.9	-8.1
Ausrichtung SF_2	°	69.4	74.5	81.1	73.6	73.0
Solarfeldaufteilung	A_{SF_1}/A_{SF}	0.7	0.75	0.75	0.77	0.77

Alle in Tabelle 6.9 dargestellten Konfigurationen resultieren in einer gleichwertigen, hohen Jahresnettoarbeitsabgabe – jedoch verbunden mit vergleichsweise großen Stromgestehungskosten und entsprechenden Anfangsinvestitionen.

Besonders bemerkenswert ist die 4. Konfiguration: Sie erreicht trotz der größten Solarfeldfläche und dem höchsten Speichervolumen nicht die maximale technische Performance. Dies lässt sich durch mehrere Faktoren begründen. Zum einen handelt es sich bei allen aufgeführten Kraftwerken um große Anlagen. Die weitere Anhebung von Solarfeld- und Speichergröße resultiert demnach nur noch in einem marginalen Mehrertrag (siehe Grafik 2.3 in Kapitel 2.2.1 auf Seite 16). Zusätzlich verhindert der Optimierungsansatz auf Basis typischer Zeiträume den Übertrag von Energie auf nachfolgende Perioden mit Hilfe des Speichers, sodass sich ein sehr großes Volumen modellierungsbedingt nicht sinnvoll nutzen lässt. Zum anderen unterscheiden sich die Solarfeldausrichtungen der einzelnen Konfigurationen. Auch daraus resultieren letztendlich Differenzen zwischen den Erträgen der verschiedenen Kraftwerke.

Ein weiterer, elementarer Aspekt dürfte sich durch die Clusteranalyse ergeben. Der eingesetzte Algorithmus führt teilweise zu Gruppierungen, bei denen es sich um lokale Minima handelt. Damit sind durch die Anwendung des Verfahrens unterschiedliche technische

Erträge von verschiedenen Kraftwerken zu erwarten. Folglich werden einige Auslegungsvarianten in ihrer Jahresnettoarbeitsabgabe über- beziehungsweise unterschätzt.

Alle Konfigurationen führen unter den gewählten Rahmenbedingungen zu negativen Kapitalwerten. Die Höhe der Vergütungssätze reicht demnach nicht aus, um einen Vermögenszuwachs für den Investor zu realisieren.

Da die Jahresnettoarbeitsabgabe unabhängig von den Einzahlungen ist, ergeben sich ähnliche Kraftwerkskonfigurationen wie schon in Kapitel 6.1.3 unter einem fixen Einspeisetarif (siehe Seite 99). Auch hier ist ein erheblicher Anteil der Gesamtfläche annähernd in Ost-West-Achse aufgestellt, was zu einer – über das Jahr gesehen – relativ gleichmäßigen Energieabgabe des Solarfeldes führt.

6.2.4 Bewertung

Für das untersuchte Vergütungsschema mit einem Peak von 16 bis 23 Uhr ist die Verknüpfung von Einsatz- und Auslegungsoptimierung empfehlenswert. Auch wenn sich gemäß dem Kapitel 6.2.2 die Kraftwerksauslegungen mit maximalen Kapitalwerten aus Zufallsauswahl und kombiniertem Ansatz nicht wesentlich voneinander unterscheiden, ist doch durch das neu entwickelte Verfahren eine bessere Investitionsentscheidung zu erwarten. Schließlich kann ein Investor auf Basis der Benchmark-Analyse zu einer suboptimalen Kraftwerksauswahl kommen, weil schlechtere Kapitalwerte in Aussicht gestellt werden, als in der Realität zu erreichen sind. Dadurch scheinen Auslegungen mit minimalen Stromgestehungskosten attraktiver.

Wie für ein variables Preisszenario angenommen, resultiert aus der Mehrzieloptimierung ein erheblicher Vorteil für die Investitionsentscheidung. Beispielsweise differiert die Auslegung von Kraftwerken mit minimalen Stromgestehungskosten erheblich vom Design der Konfigurationen mit maximalen Kapitalwerten. Die Differenzen wirken sich maßgeblich auf den notwendigen Kapitaleinsatz aus, sodass die Wahl einer akzeptablen Kompromisslösung sinnvoll sein kann.

Auch in diesem Vergütungsschema ergeben sich aus der Solarfeldausrichtung in westliche Richtungen in der Regel Vorteile für die Performance. Dies gilt für die Optimierung nach allen drei Zielgrößen. Durch die entsprechende Auslegung stellt das Solarfeld am Morgen eine höhere Energie bereit, was sich auf Grund der genannten Aspekte positiv auf die technische Performance auswirkt. Gemäß den Ausführungen in Kapitel 6.2.2 haben sowohl Solarfeldausrichtung als auch -aufteilung allerdings einen insgesamt vergleichsweise geringen Einfluss auf die Erträge der Konfigurationen. Daher ist es nicht erstaunlich, dass – entgegen der anfänglich formulierten Hypothese – die Kraftwerke mit optimalen Kapitalwerten auch bei diesem Vergütungsszenario geteilte Solarfelder aufweisen. Die Aufteilung bedeutet demnach weder einen ökonomischen Vor- noch einen wirtschaftlichen Nachteil. Somit ist die entsprechende These – zumindest für dieses Szenario – zu verwerfen.

6.3 Ergebnis bei Peaks von 8 bis 12 Uhr sowie von 16 bis 20 Uhr

Das Unterkapitel umfasst die Analyse der Kraftwerkskonfigurationen, die optimal auf Peaks von 8 bis 12 Uhr sowie von 16 bis 20 Uhr abgestimmt sind. In diesen Zeiträumen beträgt die Vergütung 300 €/MWh, in allen anderen Stunden liegt sie bei 200 €/MWh. Damit forciert das Szenario die Energieabgabe am Vormittag beziehungsweise am späten Nachmittag und frühen Abend. Die übrigen Parameter sind wie in den vorausgehenden Kapiteln gewählt.

Wie zuvor werden in den nachfolgenden Diagrammen 6.8, 6.9 und 6.10 die nicht-dominierten Kraftwerkskonfigurationen aus drei voneinander unabhängigen Optimierungsdurchläufen dargestellt. Ebenfalls aufgenommen sind die Resultate einer Zufallsauswertung, um eine Aussage über den Mehrwert der Optimierung treffen zu können.

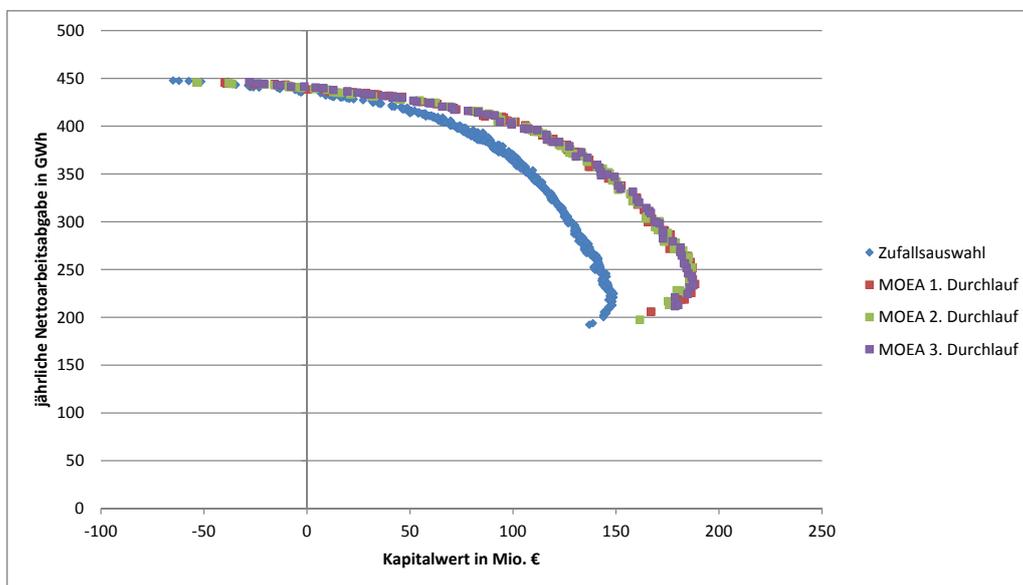


Abbildung 6.8: Pareto-optimale Lösungen der Zufallsauswahl und des MOEA bei Peakpreisen von 8 bis 12 sowie 16 bis 20 Uhr in der Ebene aus Nettoarbeit und Kapitalwert

In diesem Szenario führt die gleichzeitige Betrachtung von Auslegung und Einsatzstrategie nach den Abbildungen 6.8 und 6.10 ebenfalls zu einer höheren ökonomischen Performance. Die Differenzen zwischen den Ergebnissen von Zufallsauswahl und MOEA resultieren aus der Lage der Peakzeiträume. Gemäß der Vorgabe wird die elektrische Arbeit in der Mittagszeit und am frühen Nachmittag mit einem niedrigen Preis vergütet. In dieser Periode sind allerdings in Spanien auf Grund der Zeitzone und der geografischen Lage typischerweise die besten solaren Bedingungen zu beobachten. Daher erfordert eine

6 Auslegung solarthermischer Kraftwerke in verschiedenen Szenarien

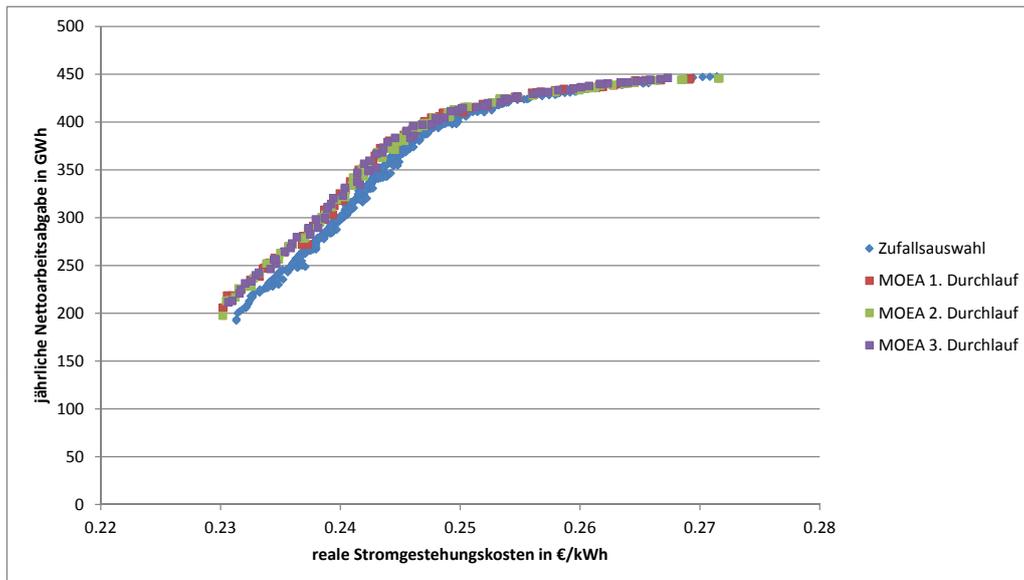


Abbildung 6.9: Pareto-optimale Lösungen der Zufallsauswahl und des MOEA bei Peakpreisen von 8 bis 12 sowie 16 bis 20 Uhr in der Ebene aus Nettoarbeit und realen Stromgestehungskosten

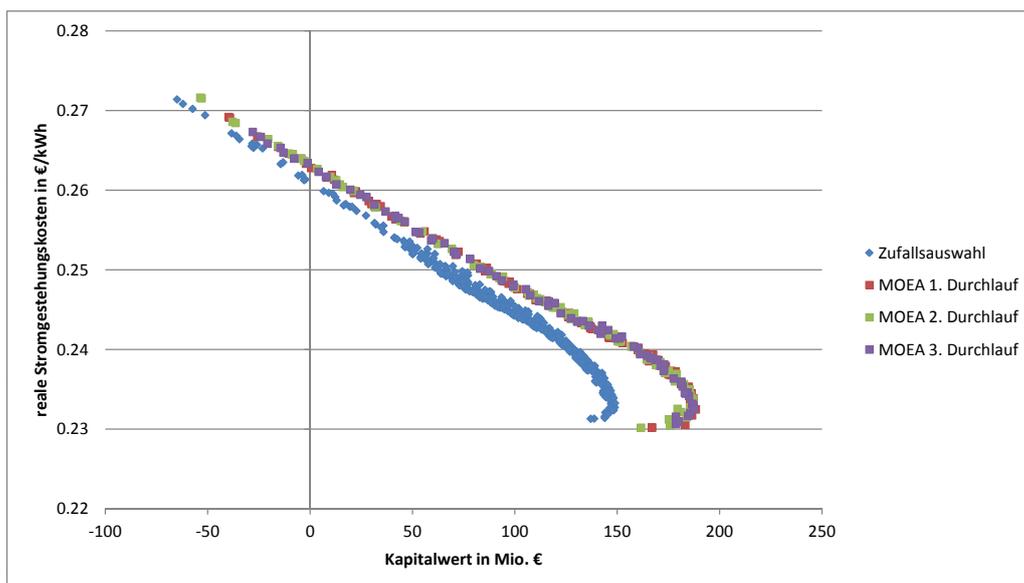


Abbildung 6.10: Pareto-optimale Lösungen der Zufallsauswahl und des MOEA bei Peakpreisen von 8 bis 12 sowie 16 bis 20 Uhr in der Ebene aus realen Stromgestehungskosten und Kapitalwert

Maximierung des ökonomischen Ertrages zwingend die Verschiebung der Energieabgabe in den Zeitraum von 16 bis 20 Uhr.

Bemerkenswert ist das Ergebnis des 3. Durchlaufs. Er führt nicht zu optimalen Konfigurationen mit sehr kleinen Nettoarbeiten. Dies ist unter anderem der Grafik 6.8 zu entnehmen, sodass eine zusätzliche Analyse angebracht erscheint. Dafür sind in der Abbildung 6.11 die nicht-dominierten Individuen verschiedener Evolutionsstufen des 3. Durchlaufs dargestellt. Demnach erreicht auch dieser Durchlauf prinzipiell sehr kleine Konfigurationen zumindest als Zwischenlösungen, wie für den 10. Evolutionsschritt deutlich wird. Die Kraftwerke fallen jedoch in nachfolgenden Schritten aus dem Archiv, da sie von anderen, besseren Konfigurationen dominiert werden. Daher ist das Endergebnis dieses Durchlaufs als unproblematisch einzustufen.

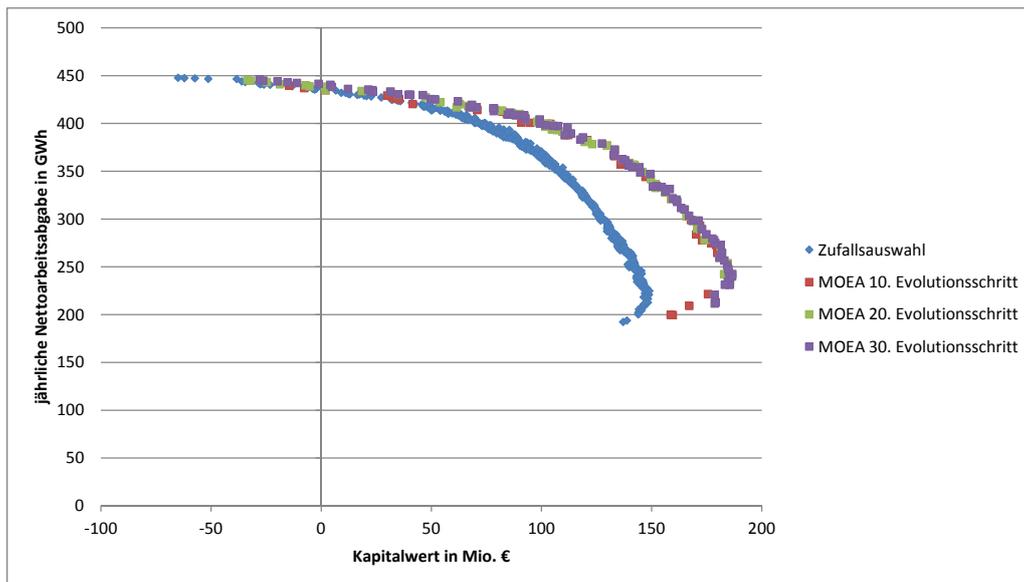


Abbildung 6.11: Pareto-optimale Lösungen der Zufallsauswahl und des MOEA in verschiedenen Evolutionsschritten bei Peakpreisen von 8 bis 12 sowie 16 bis 20 Uhr in der Ebene aus Nettoarbeit und Kapitalwert

Keinen Einfluss hat das Vergütungsszenario auf die Kraftwerkskonfigurationen mit minimalen Stromgestehungskosten und mit maximalen technischen Erträgen. In der Optimierung ergeben sich ähnliche Designs wie in den vorausgehenden Kapiteln. Lediglich die Kapitalwerte der Kraftwerke unterscheiden sich auf Grund der abweichenden Vergütungsstruktur von den Resultaten der bisherigen Beispiele. Die Differenzen sind jedoch bei der Verfolgung der beiden Zielkriterien Stromgestehungskosten und Jahresnettoarbeitsabgabe nicht auslegungsbestimmend. Daher sind die Aufstellungen mit den Konfigurationsdetails in den Anhang B.2 verschoben (ab Seite 176).

6.3.1 Konfigurationen mit maximalen Kapitalwerten

Aus den drei Optimierungsdurchläufen resultieren insgesamt 256 nicht-dominierte Kraftwerke. Davon enthält Tabelle 6.10 die fünf Designs mit maximalen Kapitalwerten.

Tabelle 6.10: Kraftwerkskonfigurationen mit maximalen Kapitalwerten bei Peakpreisen von 8 bis 12 sowie 16 bis 20 Uhr

	Einheit	Konf. 1	Konf. 2	Konf. 3	Konf. 4	Konf. 5
Kapitalwert	Mio. €	188.3	187.1	186.9	187.2	187.5
LCOE (real)	€/kWh	0.2325	0.2339	0.2338	0.2329	0.2326
Nettoarbeitsabgabe	GWh/a	234.9	252.0	251.1	239.8	233.6
Kapitalrückflussquote	%	9.16	8.95	8.96	9.09	9.17
Anfangsinvestition	Mio. €	513.5	558.9	556.6	526.6	510.6
Solarfeldgröße	1000 m^2	817.4	890.6	894.2	840.4	809.5
Speichergröße	MWh	710.7	909.9	870.3	760.4	710.7
Ausrichtung SF_1	°	12.7	24.2	24.6	18.1	15.1
Ausrichtung SF_2	°	31.4	23.5	23.2	11.7	22.8
Solarfeldaufteilung	A_{SF_1}/A_{SF}	1.0	0.77	0.77	0.94	0.72

Im Verhältnis zu den bisherigen Auswertungen führen hier Konfigurationen mit kleinen Solarfeldflächen und geringen Speichervolumina zu den höchsten Kapitalwerten. So ermöglicht der Speicher in allen dargestellten Konfigurationen unter nominalen Bedingungen lediglich einen Betrieb von 2.5 bis 3.2 h. Die geringe Größe resultiert aus der Lage der Peakzeiträume. Am Morgen zwischen 8 und 12 Uhr liefert das Solarfeld typischerweise ausreichend Energie, sodass der Betrieb keinen thermischen Speicher erfordert. Zudem ist auf Grund des Typtagkonzepts modellierungsbedingt kein Verschieben von Energie zwischen einzelnen Optimierungszeiträumen möglich.

Im Vergleich mit den Ergebnissen aus Kapitel 6.2 lassen sich in diesem Vergütungsszenario größere Kapitalwerte erzielen. Dies resultiert daraus, dass der Kraftwerksbetrieb am Morgen zwischen 8 und 12 Uhr entsprechend den Erläuterungen keinen Speicher erfordert, was letztendlich die Anfangsinvestitionen reduziert. Infolgedessen sind auch die Kapitalrückflussquoten der hier dargestellten Kraftwerke vergleichsweise hoch. Außerdem ist der Peakzeitraum in dem hier untersuchten Szenario zwar nicht zusammenhängend, allerdings eine Stunde länger. Damit haben sowohl Länge als auch Preisstruktur einen positiven Effekt auf die ökonomische Performance.

Weiterhin sind die beiden Auslegungsparameter Solarfeldausrichtung und -aufteilung untersuchens- und beachtenswert. Die Hypothese ist, dass sich ein innovatives Solarfeld-design insbesondere in Szenarien mit mehreren, voneinander getrennten Peakzeiträumen vorteilhaft auf die ökonomische Performance auswirkt. Die Behauptung kann allerdings widerlegt werden. Nach Tabelle 6.10 ergibt sich – auch im Vergleich zu den vorausgehen-

6 Auslegung solarthermischer Kraftwerke in verschiedenen Szenarien

den Kapiteln – keine grundsätzlich neue Solarfeldauslegung. Im Gegensatz zu den bisher durchgeführten Analysen enthält die Aufstellung sogar eine Konfiguration, bei der die gesamte Solarfeldfläche einheitlich ausgerichtet ist.

Insgesamt ist auf Grund der Resultate – auch in Verbindung mit den Ergebnissen aus Abschnitt 6.2.2 – von einem geringen Einfluss der beiden Auslegungsparameter auszugehen.

Da sich im vorausgehenden Beispielszenario nach Kapitel 6.2.2 nur geringfügige Designunterschiede zwischen den optimalen Konfigurationen der Zufallsauswahl und den Resultaten des kombinierten Ansatzes gezeigt haben, soll an dieser Stelle eine erneute Gegenüberstellung vorgenommen werden. Daher sind in der folgenden Tabelle 6.11 die fünf Konfigurationen mit maximalen Kapitalwerten aus der Benchmark-Analyse aufgeführt.

Tabelle 6.11: Kraftwerkskonfigurationen –resultierend aus der Zufallsauswahl – mit maximalen Kapitalwerten bei Peakpreisen von 8 bis 12 sowie 16 bis 20 Uhr

	Einheit	Konf. 1	Konf. 2	Konf. 3	Konf. 4	Konf. 5
Kapitalwert	Mio. €	148.8	148.0	148.3	148.3	148.9
LCOE (real)	€/kWh	0.2328	0.2339	0.2324	0.2326	0.2333
Nettoarbeitsabgabe	GWh/a	221.0	226.6	212.8	216.7	224.9
Kapitalrückflussquote	%	8.76	8.69	8.85	8.81	8.72
Anfangsinvestition	Mio. €	480.4	496.5	459.5	469.6	491.1
Solarfeldgröße	1000 m^2	777.4	810.9	753.5	761.5	805.1
Speichergröße	MWh	508.9	549.1	376.3	454.8	513.8
Ausrichtung SF_1	°	15.2	13.6	12.9	14.9	20.0
Ausrichtung SF_2	°	13.1	16.0	35.6	24.3	9.1
Solarfeldaufteilung	A_{SF_1}/A_{SF}	0.92	0.85	0.97	0.94	0.6

Bei einem Vergleich der beiden Tabellen 6.10 und 6.11 wird deutlich, dass sich die Kraftwerksauslegungen – insbesondere in Bezug auf die Speichergrößen – voneinander unterscheiden. Die Volumina sind bei den optimalen, aus der Zufallsauswahl resultierenden Kraftwerken stets kleiner als bei den mit Hilfe des kombinierten Ansatzes ermittelten Konfigurationen. Die Anlagen aus Tabelle 6.10 können dabei durch die Verwendung des Speichers zwischen ungefähr 0.6 h und ca. 1.9 h länger in Volllast betrieben werden als die aus der Benchmark-Analyse stammenden Konfigurationen, die in der Optimierung solar-bestimmt eingesetzt werden.

Das Beispielszenario belegt, dass die Verknüpfung von Einsatz- und Auslegungsoptimierung zu einer besseren Investitionsentscheidung führt. Nur dieses Verfahren gewährleistet Kraftwerke, die optimal an die Vergütungsstrukturen angepasst sind. Schließlich ergeben sich durch die beiden verschiedenen Ansätze unterschiedliche Konfigurationen, die maxi-

male Kapitalwerte erreichen. Die Anlagen aus der Benchmark-Analyse würden auf Grund zu geringer Speichervolumina zu einer suboptimalen ökonomischen Performance führen.

6.3.2 Bewertung

Die Konfigurationen mit maximalen Kapitalwerten sind wegen der Vergütungsstruktur vergleichsweise klein.

Das Kapitel zeigt, dass nur die kombinierte Betrachtung von Auslegung und Einsatzstrategie das Auffinden optimaler Konfigurationen gewährleistet. Die aus der Zufallsauswahl resultierenden Konfigurationen würden in diesem Szenario ein zu geringes, und damit suboptimales Speichervolumen aufweisen.

Darüber hinaus bestätigt die Analyse die vergleichsweise geringen Auswirkungen von Solarfeldausrichtung und -aufteilung. Unter der gewählten Vergütungsstruktur resultieren keine besonderen Solarfeldtypen aus der Designoptimierung.

6.4 Ergebnis bei extremen Peakpreisen im Sommer

Im folgenden Szenario beträgt die Vergütung im Zeitraum vom 1. April bis zum 30. September 300 €/MWh. Für die übrigen Monate des Jahres ist ein sehr niedriger Off-peakpreis von 50 €/MWh angenommen. Er liegt damit deutlich unterhalb der Stromgestehungskosten. Die Vergütungsstruktur forciert demnach die Energieabgabe im Sommer. Dabei steigen die Preise, wie schon in den vorausgehenden Beispielen, jährlich um 3%. Für die Clusteranalyse und die anschließende Einsatzoptimierung wird das Jahr in Sommer- und Winterzeitraum unterteilt. Dies wäre streng genommen – insbesondere für die Minimierung der Stromgestehungskosten sowie die Maximierung der Nettoarbeitsabgabe – nicht erforderlich, da die Vergütungssätze in der jeweiligen Periode nicht über den Tag variieren. Allerdings ist durch die Differenzierung und die daraus resultierenden Ergebnisse nachweisbar, dass das beschriebene Verfahren auch auf unterschiedliche Schemata angewendet werden könnte und ähnlich gute Resultate liefert wie die Anwendung der Methode in den übrigen Szenarien. Der Vergleich ist dabei nur deshalb möglich, da bei allen drei Zielkriterien die gleiche Basis für die Einsatzoptimierung genutzt wird.

Angenommen ist folgende Clusteraufteilung:

- 01.04. bis 30.09. (35 charakteristische Zeiträume)
- 01.10. bis 31.03. (35 charakteristische Zeiträume).

Damit wird insgesamt die gleiche Typtagzahl wie in den anderen Szenarien verwendet, was in allen Beispielen eine ähnliche Ergebnisqualität erwarten lässt. Die Aufteilung in zwei Gruppen macht noch einmal deutlich, aus welchem Grund eine vergleichsweise große Clusteranzahl angesetzt wird. Nur die entsprechende Vorgabe gewährleistet ausreichend viele typische Tage in jedem Zeitraum und somit realitätsnahe Ergebnisse.

Für die Einsatzoptimierung wird eine geringe Vereinfachung vorgenommen. Gemäß dem Kapitel 5.5 beginnt sie stets um 7 Uhr und endet 24 Stunden später am darauf

folgenden Morgen. Sowohl am 1. April als auch am 1. Oktober ändert sich für die Einsatzoptimierung der Vergütungspreis nicht mit dem Kalendertagwechsel, sondern erst um 7 Uhr des jeweiligen Tages. So sind die ersten Stunden des 1. April noch in die Gruppierung des Winterzeitraums integriert, während der Sommerzeitraum erst am 1. Oktober um 7 Uhr endet. Ohne diese Vereinfachung wäre es erforderlich, die beiden genannten Zeiträume aus der Clusteranalyse auszuschließen und die Einsatzoptimierung gesondert auszuführen. Auf Grund der geringen Stundenzahl ist dieses Vorgehen und die Art der Modellbildung unkritisch. Die angewendete Vereinfachung wird nur auf die Einsatzoptimierung angewendet und betrifft nicht die folgenden Berechnungsschritte wie die Kapitalwertbildung.

Realistisch ist ein Szenario mit einem extremen Peakpreis im Sommer aus verschiedenen Gründen: Zum einen können ein Kraftwerksportfolio und seine Charakteristik der Energieabgabe zu einer entsprechenden Vergütungsstruktur führen. Zum anderen wird aber auch der Energiebedarf stark durch die Jahreszeit beeinflusst.

Eine Technologie zur Nutzung erneuerbarer Ressourcen ist die Windkraft. Ihre Erzeugung unterliegt im Jahresverlauf allerdings erheblichen Schwankungen. Man kann davon ausgehen, dass im Winter die Einspeisung durch Windenergie deutlich größer ist als im Sommer. Daher wird auch in der Literatur auf die Komplementarität der beiden Erzeugungsformen hingewiesen (Vogel und Kalb, 2010, S. 290 f.). Dies ist vor allem relevant, wenn Windkraftanlagen einen hohen Anteil an der Gesamterzeugung haben. Weitergehend untersucht wird die Leistungsabgabe von solarthermischen Kraftwerken in einem Verbundsystem mit anderen auf erneuerbaren Ressourcen basierenden Anlagen bei Quaschnig und Geyer (2000, S. 4 ff.).

Einen prognostizierten Verlauf der Einspeisung aus Windenergieanlagen in stündlicher Auflösung enthält Abbildung 6.12 auf der nächsten Seite (Ist-Daten werden nicht zur Verfügung gestellt). Der Grafik liegen Angaben des spanischen Netzbetreibers Red Eléctrica de España aus dem Jahr 2010 zu Grunde. In dem Diagramm zeigen sich sowohl die insgesamt sehr fluktuierende Einspeisung als auch die vergleichsweise geringe Leistung der Windenergieanlagen während des Sommers. Lang anhaltend niedrig ist die Arbeitsabgabe insbesondere in den Monaten Juli und August (Zeitraum zwischen 4000 und 6000 Stunden). Da diese Periode von hohen solaren Einstrahlungen begleitet wird, lassen sich solarthermische Kraftwerke zur komplementären Energieerzeugung einsetzen. Im Umkehrschluss bedeutet dies allerdings, dass die Arbeitsabgabe solarthermischer Anlagen im Winter einen geringeren Wert besitzt.

Darüber hinaus hat die Jahreszeit Auswirkungen auf die Energienachfrage. Auf Grund der Außentemperatur ist im Sommer – vor allem an den typischen Standorten solarthermischer Kraftwerke – ein hoher Klimatisierungsbedarf für Gebäude zu erwarten. Dieser Sachverhalt führt speziell in den Sommermonaten zu einem großen Elektrizitätsbedarf und damit zu tendenziell steigenden Preisen.

Die Darstellung der Pareto-Front erfolgt in drei Grafiken. Eine Referenz-Datenreihe ist ebenfalls integriert. Sie enthält die nicht-dominierten Kraftwerke aus insgesamt 500 000 zufällig ausgewählten Konfigurationen, deren Betrieb solar-bestimmt ist.

6 Auslegung solarthermischer Kraftwerke in verschiedenen Szenarien

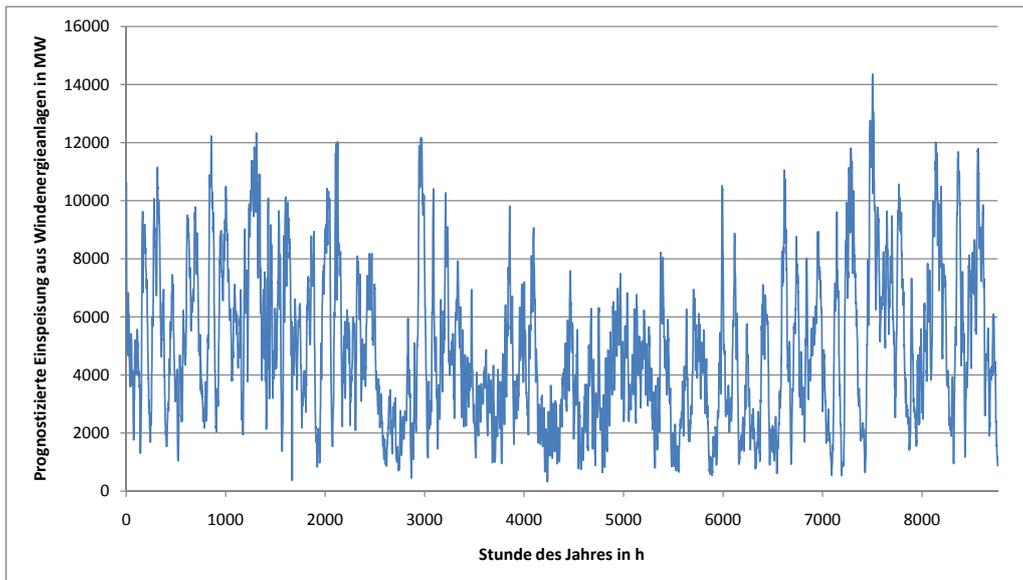


Abbildung 6.12: Prognostizierte Einspeisung aus Windenergieanlagen in das spanische Übertragungsnetz mit Daten aus dem Jahr 2010 in stündlicher Auflösung, Quelle: (Red Eléctrica de España, 2011)

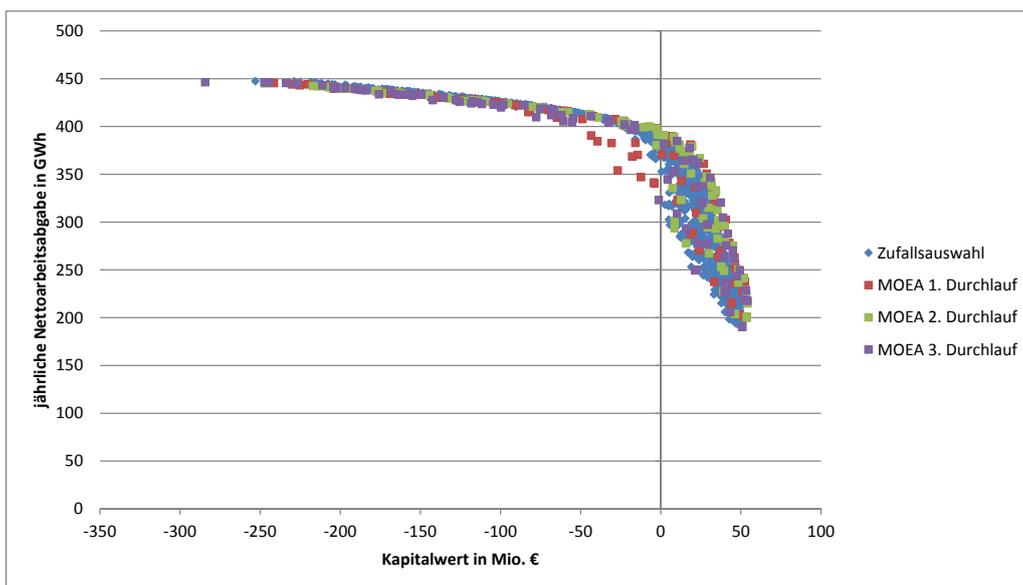


Abbildung 6.13: Pareto-optimale Lösungen der Zufallsauswahl und des MOEA bei extremen Peakpreisen im Sommer in der Ebene aus Nettoarbeit und Kapitalwert

6 Auslegung solarthermischer Kraftwerke in verschiedenen Szenarien

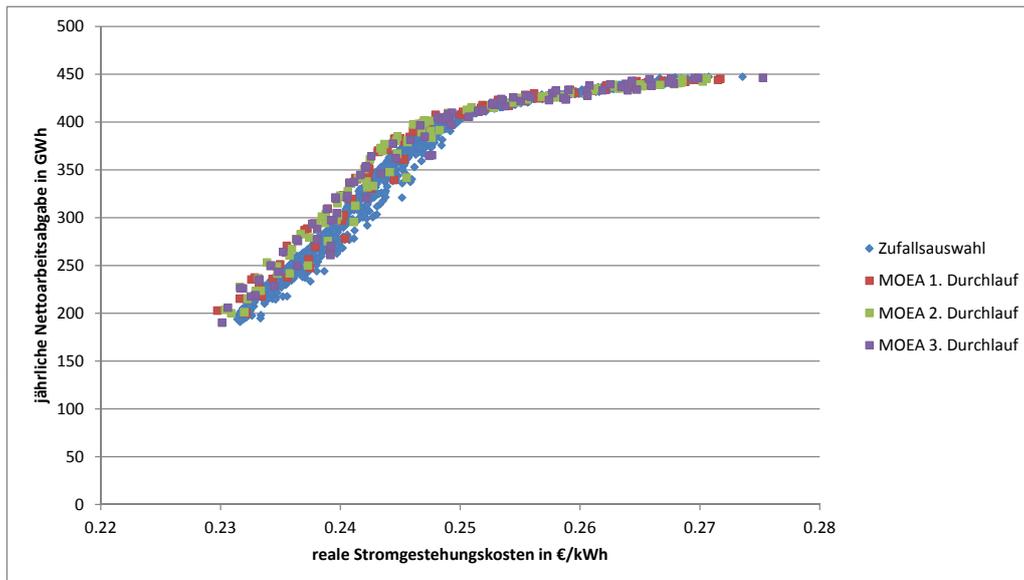


Abbildung 6.14: Pareto-optimale Lösungen der Zufallsauswahl und des MOEA bei extremen Peakpreisen im Sommer in der Ebene aus Nettoarbeit und realen Stromgestehungskosten

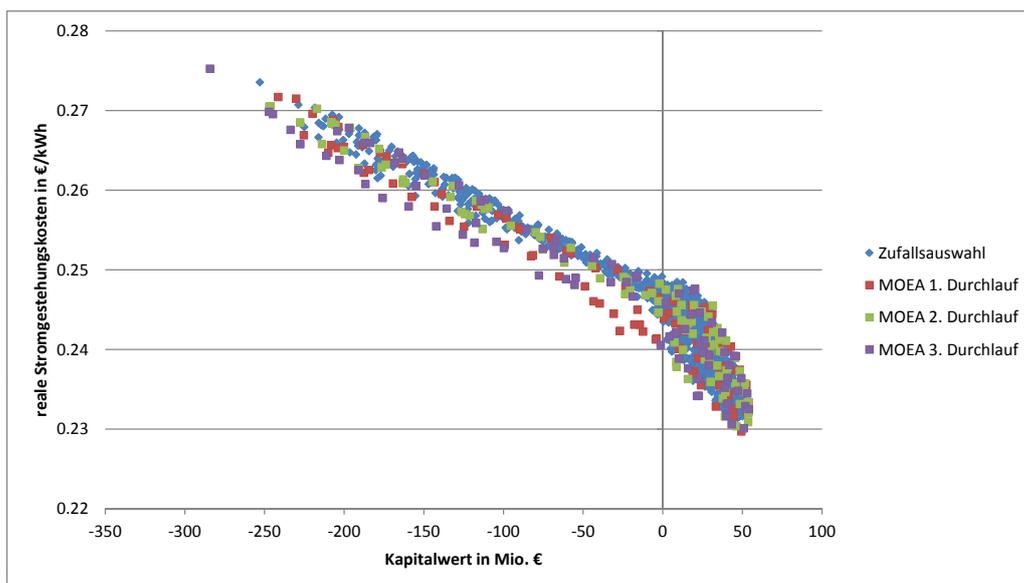


Abbildung 6.15: Pareto-optimale Lösungen der Zufallsauswahl und des MOEA bei extremen Peakpreisen im Sommer in der Ebene aus realen Stromgestehungskosten und Kapitalwert

Entsprechend den Abbildungen scheint die zur Anwendung kommende Optimierungsmethode keinen erheblichen Mehrwert zu liefern. Schließlich sind auch ohne eine besondere Berücksichtigung der Einsatzstrategie annähernd die gleichen Zielwerte erreichbar. Daneben ist die Form der Pareto-Front auffällig. Im Gegensatz zu den Grafiken aus Kapitel 6.1 ab Seite 92 bildet sich keine klare, linienförmige Front, sondern eine Fläche heraus. Beide Aspekte werden im Rahmen der Bewertung in Kapitel 6.4.2 diskutiert. Dafür ist es hilfreich, zunächst die Darstellung und Analyse der Konfigurationen mit maximalen Kapitalwerten vorzunehmen.

Die Kraftwerksdesigns sowohl mit minimalen Stromgestehungskosten als auch mit den höchsten technischen Erträgen sind im Anhang B.3 ab Seite 177 detailliert dargestellt. Auf Grund der Unabhängigkeit der beiden Zielkriterien vom Vergütungsszenario müssen sich ähnliche Konfigurationen wie in den vorausgehenden Kapiteln – trotz der Unterteilung des Jahres in zwei Zeiträume – ergeben. Da die im Anhang aufgeführten Anlagen im Design und den erreichten Zielwerten mit den optimalen, in den anderen Szenarien dargestellten Kraftwerken vergleichbar sind, kann die Unterteilung des Jahres als zulässig erachtet werden. Lediglich in den resultierenden Kapitalwerten unterscheiden sich die Anlagen auf Grund der verschiedenen Vergütungsschemata voneinander. Die Differenzen haben jedoch keine Auswirkungen auf die Diskussion der Ergebnisse.

6.4.1 Konfigurationen mit maximalen Kapitalwerten

Tabelle 6.12 enthält die fünf zu den höchsten Kapitalwerten führenden Konfigurationen. Es ergeben sich insgesamt 288 Kraftwerkskonfigurationen aus den drei voneinander unabhängigen Optimierungsdurchläufen.

Tabelle 6.12: Kraftwerkskonfigurationen mit maximalen Kapitalwerten bei extremen Peakpreisen im Sommer

	Einheit	Konf. 1	Konf. 2	Konf. 3	Konf. 4	Konf. 5
Kapitalwert	Mio. €	53.8	54.1	53.7	53.6	54.0
LCOE (real)	€/kWh	0.2334	0.2322	0.232	0.2309	0.2325
Nettoarbeitsabgabe	GWh/a	218.0	215.1	201.3	200.1	217.7
Kapitalrückflussquote	%	7.41	7.43	7.48	7.49	7.42
Anfangsinvestition	Mio. €	474.6	464.8	430.8	425.5	471.7
Solarfeldgröße	1000 m^2	721.2	720.2	670.9	676.1	739.0
Speichergröße	MWh	677.6	573.1	400.5	320.7	571.6
Ausrichtung SF_1	°	9.8	6.2	5.6	5.6	-0.4
Ausrichtung SF_2	°	8.5	48.4	1.2	1.2	2.9
Solarfeldaufteilung	A_{SF_1}/A_{SF}	0.54	1.0	0.64	0.64	0.65

Die Auflistung macht zwei wesentliche Aspekte deutlich: Zum einen führt eine der genannten Konfigurationen nicht nur zu einem der höchsten Kapitalwerte, sondern entsprechend der Tabelle B.5 (siehe Seite 179) gleichzeitig auch zu einem der niedrigsten Stromgestehungskosten. Im angenommenen Vergütungsszenario resultieren aus der Optimierung nach den LCOE demnach sehr ähnliche Ergebnisse wie aus der Verfolgung maximaler Kapitalwerte.

Zum anderen sind auch in der Aufstellung 6.12 Anlagen mit erheblich voneinander abweichenden Designs mit dementsprechenden Differenzen zwischen den erforderlichen Anfangsinvestitionen dargestellt. Besonders deutlich werden die Unterschiede für den Speicher, der in den verschiedenen Kraftwerken den Volllastbetrieb unter Referenzbedingungen für 1.1 bis 2.4 Stunden ermöglicht. Trotzdem ergibt sich nur eine marginale Differenz zwischen den erzielbaren Kapitalwerten. Folglich ist es auch in diesem Szenario möglich, ähnliche Ergebnisse mit durchaus unterschiedlichen Konfigurationen zu erreichen. Das ist auf die Variationsmöglichkeiten der verschiedenen Parameter zurückzuführen, was bereits in den vorausgehenden Untersuchungen diskutiert wurde. Für ein reales Projekt wäre es in einem folgenden Schritt sinnvoll, den Definitionsbereich insbesondere der Solarfeld- und der Speichergröße einzuschränken. Damit ließe sich das betrachtete Intervall genauer analysieren.

Alle Konfigurationen weisen ein annähernd in Nord-Süd-Achse aufgestelltes Feld auf, wie man es auch vorher erwarten konnte. Schließlich ist die Vergütung im Winterhalbjahr sehr klein, sodass nur eine Arbeitsabgabe im Sommer honoriert wird. Daher sind die Solarfeldkonfigurationen dann optimal ausgerichtet, wenn sie während des Peakzeitraums vom 01.04. bis zum 30.09. eine hohe Energieabgabe ermöglichen. Dies stellen Kollektoren mit einem Azimut von 0° sicher.

6.4.2 Bewertung

Die Ergebnisse erlauben eine Diskussion der bemerkenswerten Aspekte der Pareto-Front. Zum einen ist ihre Form erläuterungsbedürftig. In der Menge der optimalen Konfigurationen sind offenbar zahlreiche dominierte Kraftwerksdesigns enthalten, da sich keine klare, linienförmige Front herausbildet (siehe etwa Grafik 6.15). Suboptimal erscheinen unter anderem die Anlagen, die einen positiven Kapitalwert liefern, aber im linken Teil der Punktwolke liegen. Entsprechend der Darstellung ermöglichen andere Konfigurationen eine höhere ökonomische Performance – zu gleichen Kosten. Da aber alle aufgeführten Kraftwerke nicht-dominiert sind, müssen sie sich in ihrem technischen Ertrag unterscheiden, wie in einer detaillierten Analyse gezeigt werden könnte. Die scheinbar dominierten Designs aus Abbildung 6.15 sind also mit einem größeren Solarfeld und Speicher ausgelegt. Allerdings begrenzt der niedrige Offpeakpreis im Winterzeitraum die ökonomische Performance. Daher bildet sich im Gegensatz zum Spezialfall, dem Szenario mit konstanten Vergütungspreisen, keine klar strukturierte Front, sondern eine Fläche heraus.

Zum anderen folgt aus der Vergütungsstruktur, dass über die angewendete Einsatzoptimierung zumindest für die Designs mit positiven Kapitalwerten kein erheblicher Mehrwert erzielt werden kann. Dies ist im Wesentlichen auf die optimalen Kraftwerkskon-

figurationen zurückzuführen. Die Anlagen, die maximale Kapitalwerte erreichen, sind mit vergleichsweise kleinen Speichern ausgerüstet. Daraus resultieren nur eine geringe Verschiebbarkeit der Energieabgabe und damit ein geringes Potenzial zur Einsatzoptimierung. Hervorzuheben ist, dass eine der zu einem maximalen Kapitalwert führenden Konfigurationen auch gleichzeitig minimale Stromgestehungskosten aufweist. Zu erklären ist das Resultat der Auslegungsoptimierung mit dem Vergütungsszenario, bei dem der Verkaufspreis im Winter erheblich unter den Stromgestehungskosten liegt. Damit wirkt sich eine höhere technische Performance nicht vorteilhaft auf die erzielbaren Kapitalwerte aus.

Einen scheinbar deutlich positiven Effekt auf die ökonomische Performance hat die Einsatzoptimierung für Anlagenvarianten mit negativen Kapitalwerten, was etwa die in Grafik 6.15 dargestellten Resultate des 1. Durchlaufs zeigen. Demnach lassen sich durch eine ökonomisch-optimale Fahrweise im Vergleich mit den Kraftwerken, die solar-bestimmt betrieben werden, gleiche Kapitalwerte mit niedrigeren Stromgestehungskosten erreichen. Allerdings geht dies mit einer erheblich geringeren technischen Performance einher, was sich durch eine detaillierte Analyse belegen ließe. An dieser Stelle wird jedoch auf eine weiterführende Untersuchung verzichtet.

Ein weiteres wesentliches Ergebnis ist die Option, eine Aufteilung des Jahres in unterschiedliche Gruppierungen vorzunehmen. Entsprechend den im Anhang B.3 ab Seite 177 dokumentierten Tabellen ergeben sich auch in diesem Szenario ähnliche Konfigurationen wie in den anderen Beispielen. Damit kann die Anwendbarkeit der Methode – auch für komplexere Vergütungsschemata, die eine separate Clusterbildung erfordern – nachgewiesen werden.

6.5 Ergebnis bei Peakpreisen im Winter

Nachfolgend werden die Kraftwerke in einem Szenario betrieben, welches die Energieabgabe in den Wintermonaten besonders vergütet. Es handelt sich um ein eher theoretisches Beispiel, da gemäß dem vorausgehenden Abschnitt 6.4 vom umgekehrten Fall auszugehen ist. Trotzdem sollen die unterschiedlichen Auslegungs- und Einsatzoptionen, die ein solarthermisches Kraftwerk bietet, aufgezeigt werden. Hingewiesen sei insbesondere auf die Solarfeldausrichtung, die sich zur Kapitalwertoptimierung – auch nach den Analysen aus Kapitel 2.2.1.3 ab Seite 17 – deutlich von den vorhergehend untersuchten Beispielen unterscheiden dürfte.

Für dieses Szenario erfolgt die Annahme, dass in der Zeit vom 1. April bis zum 30. September ein Offpeakzeitraum vorliegt. In diesem wird die Energieabgabe mit 200 €/MWh vergütet. Im Winter beträgt der Verkaufspreis 300 €/MWh. Sowohl Peak- als auch Offpeakpreis wachsen im Modell mit 3%/a.

Wie in Kapitel 6.4 werden sowohl die Winter- als auch die Sommerzeiträume in einzelne Gruppen mit jeweils 35 repräsentativen Perioden klassifiziert. Verzichtet wird ebenfalls auf die genaue Optimierung der Fahrweise an den beiden Tagen mit Vergütungspreiswech-

6 Auslegung solarthermischer Kraftwerke in verschiedenen Szenarien

seln. Es ist aber nur von einem minimalen Fehler auszugehen, sodass die Vereinfachung als zulässig betrachtet werden kann.

Die Darstellung der Pareto-optimalen Lösungen erfolgt in drei Diagrammen. Ebenfalls in die Grafiken aufgenommen sind die nicht-dominieren Ergebnisse aus einer Zufallsauswertung. Der Betrieb der in der zufälligen Auswahl enthaltenen Konfigurationen erfolgt solar-bestimmt.

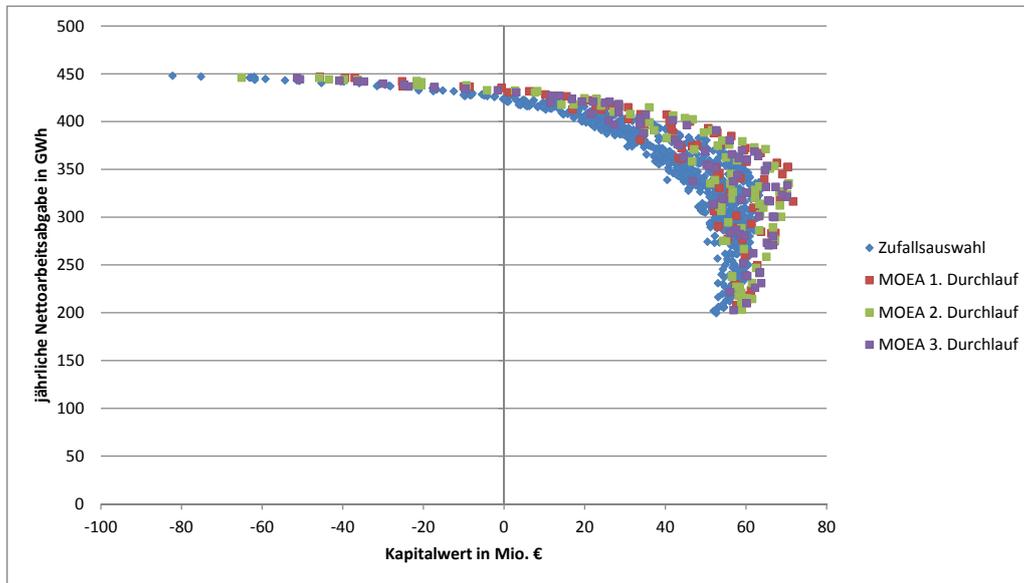


Abbildung 6.16: Pareto-optimale Lösungen der Zufallsauswahl und des MOEA bei Peakpreisen im Winter in der Ebene aus Nettoarbeit und Kapitalwert

Gemäß den Abbildungen 6.16, 6.17 und 6.18 kann durch die Optimierung der Kraftwerksfahrweise nur ein geringer Mehrwert gegenüber der zufälligen Auswertung erzielt werden. Dass die Einsatzoptimierung dabei keine größeren Auswirkungen auf die ökonomische Performance hat, ist durch das Vergütungsszenario mit einem Peakpreis im Winter zu erklären. In diesem erreicht auch der solar-bestimmte Betrieb ein gutes Ergebnis, da in dieser Jahreszeit auch tagsüber gute Rückkühlbedingungen vorliegen und damit nicht notwendigerweise eine Verlagerung der Arbeitsabgabe erfolgen muss, um den Ertrag zu steigern. Darüber hinaus gibt es auch in diesem Szenario entsprechend der Grafik 6.18 nicht das ökonomisch-optimale Kraftwerk. Es ist daher entscheidend, nach welchem Zielkriterium die Anlagenauslegung erfolgt.

Die technischen Details der Konfigurationen mit minimalen Stromgestehungskosten sowie maximalen technischen Erträgen sind im Anhang B.4 ab Seite 177 dargestellt. Die Verfolgung beider Zielkriterien wird nicht durch das Preisgefüge beeinflusst, sodass sich ähnliche Konfigurationen wie in den bereits analysieren Szenarien ergeben. Die Diskussion der Auslegungsvarianten an dieser Stelle würde daher keinen Mehrwert bedeuten.

6 Auslegung solarthermischer Kraftwerke in verschiedenen Szenarien

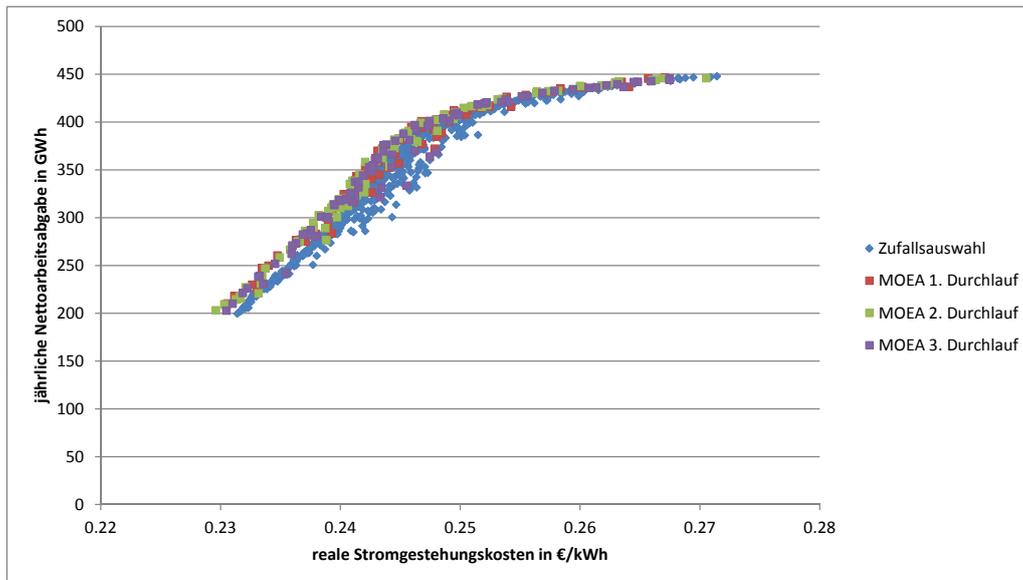


Abbildung 6.17: Pareto-optimale Lösungen der Zufallsauswahl und des MOEA bei Peakpreisen im Winter in der Ebene aus Nettoarbeit und realen Stromgestehungskosten

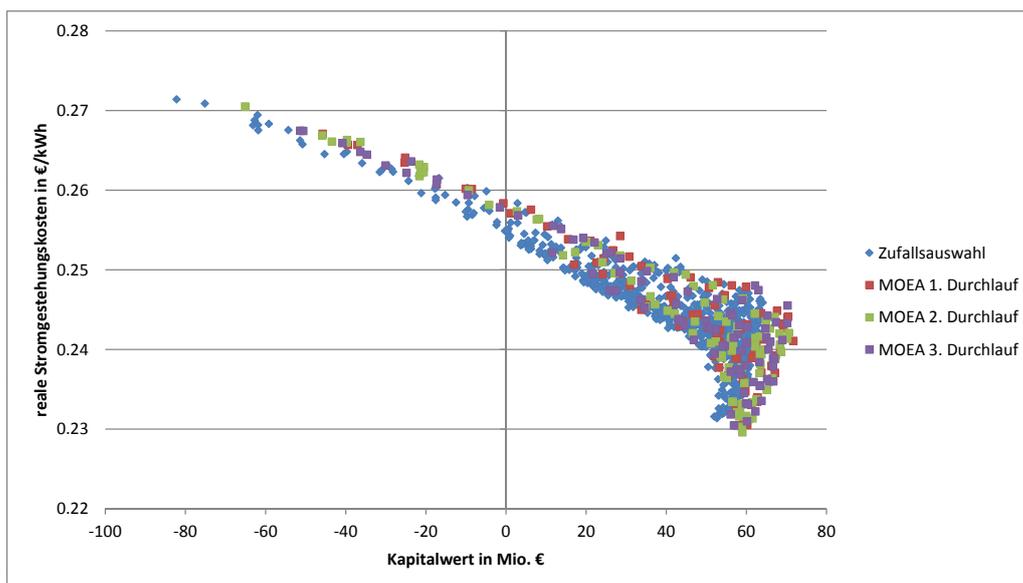


Abbildung 6.18: Pareto-optimale Lösungen der Zufallsauswahl und des MOEA bei Peakpreisen im Winter in der Ebene aus realen Stromgestehungskosten und Kapitalwert

6.5.1 Konfigurationen mit maximalen Kapitalwerten

Insgesamt führen die drei voneinander unabhängigen MOEA-Durchläufe zu 264 nicht-dominierten Kraftwerkskonfigurationen. Davon zeigt Tabelle 6.13 die fünf Designvarianten mit den höchsten Kapitalwerten.

Tabelle 6.13: Kraftwerkskonfigurationen mit maximalen Kapitalwerten bei Peakpreisen im Winter

	Einheit	Konf. 1	Konf. 2	Konf. 3	Konf. 4	Konf. 5
Kapitalwert	Mio. €	71.7	70.2	70.4	70.6	70.3
LCOE (real)	€/kWh	0.2411	0.244	0.2441	0.2421	0.2455
Nettoarbeitsabgabe	GWh/a	316.4	352.3	352.6	335.5	333.5
Kapitalrückflussquote	%	7.33	7.25	7.25	7.28	7.27
Anfangsinvestition	Mio. €	740.6	842.2	843.5	792.4	799.5
Solarfeldgröße	1000 m^2	1 182.1	1 349.5	1 355.6	1 254.2	1 312.4
Speichergröße	MWh	1 717.1	2 148.7	2 137.8	1 991.9	1 829.6
Ausrichtung SF_1	°	9.7	2.4	2.3	1.1	66.7
Ausrichtung SF_2	°	73.5	77.6	77.6	75.4	-3.5
Solarfeldaufteilung	ASF_1/ASF	0.51	0.51	0.51	0.54	0.83

Gemäß den Erwartungen wird ein erheblicher Anteil des Solarfeldes (min. 46 %) deutlich aus der Nord-Süd-Achse gedreht. Dabei führt die Ausrichtung dieser Teilfelder mit einem Azimut der Kollektoren von jeweils 67° bis 78° dazu, dass Sonnenstände am späten Vormittag optimal fokussiert werden können. Eine solche Aufstellung der Parabolrinnen ist auf Grund des angenommenen Vergütungsschemas sinnvoll. Durch die entsprechende Feldausrichtung ist eine vergleichsweise hohe Energieabgabe im Winter möglich. Dies geht jedoch mit einer insgesamt geringeren technischen Performance einher. Auf Grund der Preisgestaltung ist der ökonomische Erfolg trotzdem höher. Allerdings bleibt in allen optimalen Designs weiterhin ein erheblicher Solarfeldanteil in Nord-Süd-Richtung ausgerichtet. Es ist aber zu erwarten, dass der Anteil bei einer weiteren Verzerrung der Preisstruktur mit einer höheren Vergütung im Winter stetig sinkt.

Darüber hinaus weisen in diesem Szenario deutlich voneinander abweichende Kraftwerkskonfigurationen ähnliche Kapitalwerte auf. Besonders offensichtlich sind die Auslegungsdifferenzen für das Speichervolumen, das je nach Konfiguration einen Volllastbetrieb unter Referenzbedingungen für 6.0 bis 7.5 h erlaubt. Grund dafür sind die verschiedenen, sich überlagernden Effekte. Daher wäre es wiederum sinnvoll, in einem nächsten Schritt den relevanten Bereich für eine Investitionsentscheidung genauer zu untersuchen. Eine Möglichkeit dafür ist die Einschränkung des Definitionsbereichs.

Bei einem Vergleich der Ergebnisse mit den Resultaten beispielsweise aus den Abschnitten 6.1.2 und 6.2.2 zeigt sich, dass Peakpreise im Winter zu relativ großen Kraftwerks-

konfigurationen führen. Nur das Design mit einer entsprechend gewählten Solarfeldfläche gewährleistet die optimale Nutzung der hohen Vergütung im Winterzeitraum. Auf Grund des Preisgefüges sind jedoch die Kapitalwerte deutlich kleiner als in den beiden genannten Kapiteln, da die Arbeitsabgabe im Sommer mit einem reduzierten Wert vergütet wird.

6.5.2 Bewertung

Das Vergütungsszenario belegt, dass sich zumindest in dem untersuchten Preisgefüge eine erhebliche Auslenkung eines Teils der Solarfeldkollektoren aus der Nord-Süd-Achse positiv auf die ökonomische Performance auswirkt. Während eine entsprechende Ausrichtung in den bisherigen Beispielen im Wesentlichen die technische Arbeitsabgabe maximiert, lässt sich dadurch in diesem Szenario der Kapitalwert steigern.

Wie erwartet ist es weiterhin nicht unerheblich, nach welcher ökonomischen Zielgröße das Design des solarthermischen Kraftwerks optimiert wird. So resultiert eine Fokussierung auf minimale Stromgestehungskosten in kleinen Anlagen. Sie erreichen damit keinen maximalen Kapitalwert. Für dessen Maximierung sind – auch im Vergleich mit den vorausgehenden Kapiteln – größere Konfigurationen notwendig.

6.6 Ergebnis bei einem Stromabnahmevertrag (PPA)

Nachfolgend werden optimal auf einen Stromabnahmevertrag abgestimmte Kraftwerkskonfigurationen untersucht. Dafür kommen Daten aus einem realen PPA (Power Purchase Agreement) zur Anwendung (Bethel Energy und San Diego Gas & Electric Company, 2006, Confirmation Letter S. 6f.). Die in dem PPA angegebenen Vergütungspreise werden jedoch modifiziert, um vergleichbare Kapitalwertbeträge wie in den anderen Beispielszenarien zu erreichen. Zudem ließe sich mit den im Vertrag genannten Preisen aus verschiedenen Gründen keine ökonomische Vorteilhaftigkeit der Investition erzielen, was nachfolgend erläutert wird.

Der Stromabnahmevertrag gilt für eine Anlage in Kalifornien. Damit sind erheblich bessere Einstrahlungsbedingungen als in Sevilla, dem in dieser Arbeit verwendeten Standort, zu erwarten. Die jährliche Direktnormalstrahlungssumme ist etwa im kalifornischen Barstow, einem für solarthermische Kraftwerke ebenfalls typischen Standort, ungefähr 30 % höher als in Sevilla (U. S. Department of Energy, 2012b,c). Weiterhin ist eine Zufuehrung in den Kreislauf, für den das PPA gilt, integriert. Die Hybridisierung kann zu einer erheblichen Verbesserung der ökonomischen Performance durch eine erhöhte Anlagennutzung beitragen (Richter et al., 2009, S. 13). Außerdem werden den Betreibern solarthermischer Kraftwerke in den USA verschiedene Subventionen wie Steuervergünstigungen gewährt, die ebenfalls die ökonomische Performance erhöhen (Hinkley et al., 2011, S. 4), (U. S. Department of Energy Loan Programs Office, 2011). Das hier verwendete Modell berücksichtigt jedoch weder eine Zusatzfuehrung noch Subventionen.

Ein weiterer wesentlicher Aspekt ist, dass das Projekt, für welches das PPA verhandelt wurde, nicht realisiert wird (California Public Utilities Commission, 2011). Auch am

6 Auslegung solarthermischer Kraftwerke in verschiedenen Szenarien

Standort in den USA scheint somit ein wirtschaftlicher Betrieb des Kraftwerks unter den gegebenen Rahmenbedingungen nicht möglich zu sein.

Aus den genannten Gründen werden die im Stromabnahmevertrag angegebenen Stundenpreise mit dem selbst gewählten Faktor 4 multipliziert, wobei zusätzlich ein Umrechnungskurs von $1 \text{ €} = 1.4 \text{ \$}$ verwendet wird. Damit ergibt sich das in der Grafik 6.19 dargestellte Preisgefüge. Dementsprechend liegen die Peakpreise über der Vergütung nach dem spanischen Einspeisegesetz (Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, 2007, S. 22862). Wie in den vorausgehenden Kapiteln steigt die Vergütung um 3%/a. In dieser Arbeit wird aus Gründen der einfacheren Modellierbarkeit angenommen, dass eventuelle Preisänderungen nicht vor 7 Uhr morgens des jeweiligen Tages auftreten. Damit ändern sich die Preise an jedem betrachteten Tag frühestens zeitgleich mit dem Beginn der Optimierungsperiode für den Kraftwerkseinsatz. So werden Probleme vermieden, die auf Grund der Lage des Optimierungszeitraums beim Wechsel von Freitag auf Samstag beziehungsweise von Sonntag auf Montag auftreten könnten.

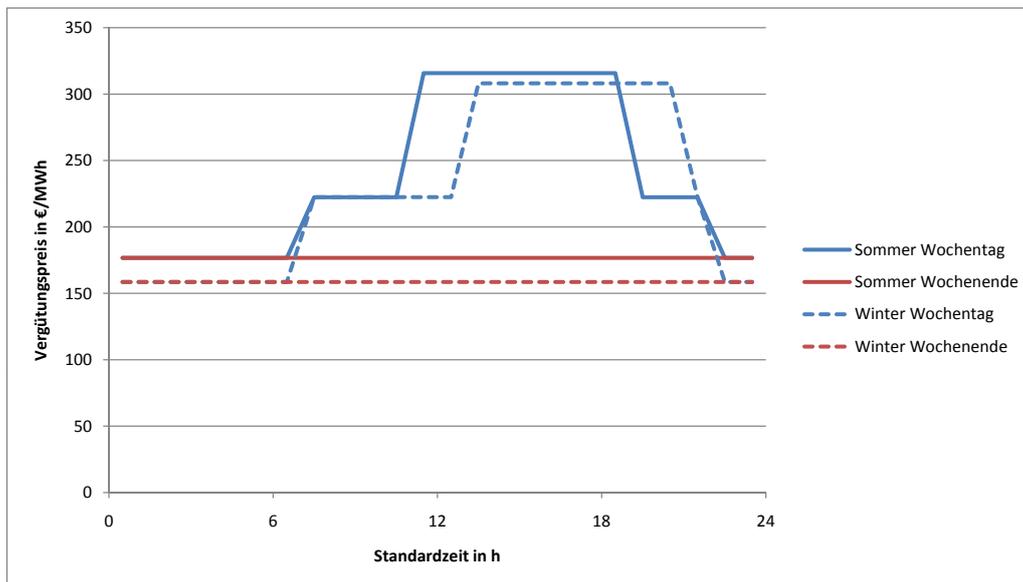


Abbildung 6.19: Preisgefüge des PPAs in Abhängigkeit von der Jahreszeit, dem Wochentag und der Stunde des Tages

Offensichtlich bestehen zwischen den einzelnen Zeiträumen erhebliche Abweichungen. Am deutlichsten sind dabei die Vergütungspreisunterschiede zwischen Wochenenden und -tagen. Aber auch an den Arbeitstagen kommt es in Abhängigkeit von der Zeit zu deutlichen Differenzen. Die höchsten Preise treten im Sommer zwischen 11 und 19 Uhr und im Winter zwischen 13 und 21 Uhr auf (Bethel Energy und San Diego Gas & Electric Company, 2006, Confirmation Letter S. 7). Entsprechend dem PPA beginnt der Sommerzeitraum am 1. Juli und endet am 31. Oktober. Die übrigen Tage des Jahres sind der Winterperiode zugeordnet (Bethel Energy und San Diego Gas & Electric Company, 2006, Confirmation Letter S. 7).

Zur Abbildung des Preisgefüges im Optimierungstool ist eine getrennte Gruppierung der verschiedenen charakteristischen Zeiträume in jeweils unterschiedliche Cluster notwendig. Andernfalls bestünde nur die Möglichkeit der Verwendung eines Durchschnittspreises. Daraus würde sehr wahrscheinlich eine suboptimale Auslegung der Kraftwerke resultieren. Dabei ist nicht nur eine Unterscheidung zwischen Sommer und Winter, sondern auch zwischen Arbeitstagen und Wochenenden erforderlich.

Für dieses Szenario kommt ebenfalls eine feste Clusteranzahl von 70 charakteristischen Zeiträumen für die Einsatzoptimierung zur Anwendung. Dabei teilt sich die Gesamtzahl entsprechend der Häufigkeit der einzelnen Wochentage in einem Kalenderjahr und den Angaben im Stromabnahmevertrag über die Länge des Sommers folgendermaßen auf:

- Sommer-Wochentag (17 charakteristische 24-Stunden Zeiträume),
- Sommer-Wochenende (7 charakteristische 24-Stunden Zeiträume),
- Winter-Wochentag (33 charakteristische 24-Stunden Zeiträume) und
- Winter-Wochenende (13 charakteristische 24-Stunden Zeiträume).

Durch die gewählte Vorgabe und Aufteilung der Periodenanzahl ist keine Gruppe über- oder unterrepräsentiert.

Streng genommen wäre die Aufteilung des Jahres nur für die Optimierung des Kapitalwerts, nicht aber für die Minimierung der Stromgestehungskosten sowie die Maximierung der Nettoarbeitsabgabe notwendig. Allerdings wird auch für die Optimierung von Stromgestehungskosten und Arbeitsabgabe das Jahr wie oben beschrieben unterteilt, wobei stets ein konstanter Vergütungspreis vorgegeben ist. Dieses ist aus mehreren Gründen sinnvoll. Zum einen muss die Clusteranalyse nur einmal ablaufen; das Ergebnis kann also für die Optimierung aller drei Zielkriterien verwendet werden und spart damit Zeit. Zum anderen ist – wie bereits in Kapitel 6.4 ausgeführt – die Ergebnisqualität besser mit den Resultaten der übrigen Szenarien zu vergleichen. Schließlich müssen sich auch bei einer entsprechenden Programmmodifikation ähnliche Stromgestehungskosten und Nettoarbeitsabgaben mit gleichwertigen Designs erzielen lassen. Ohne dass die zur Kapitalwertmaximierung zwingend erforderliche Unterteilung des Jahres auch für die Optimierung der beiden anderen Kriterien angewendet wird, könnte dazu keine Aussage getroffen werden. Ein weiterer Vorteil ist darüber hinaus die einfachere Umsetzung im Berechnungstool.

Wie in den vorausgehenden Kapiteln erfolgt die Darstellung der nicht-dominierten Lösungen in drei Diagrammen. Die Grafiken enthalten ebenfalls die Pareto-optimalen Ergebnisse aus einer Zufallsauswertung. Für die darin analysierten Kraftwerke ist ein solar-bestimmter Betrieb angenommen.

Entsprechend den drei Grafiken 6.20, 6.21 und 6.22 kann durch die Berücksichtigung der Einsatzstrategie unter dem realen Stromabnahmevertrag nur ein geringer Mehrwert erzielt werden. Dies ist im Wesentlichen darauf zurückzuführen, dass die Kraftwerke mit minimalen Stromgestehungskosten vergleichsweise große Kapitalwerte erreichen. Die ökonomisch-optimalen Kraftwerke sind demnach relativ klein, sodass der Einsatzoptimierung auf Grund der Auslegung enge Grenzen gesetzt sind. Zusätzlich fallen die Peakpreise

6 Auslegung solarthermischer Kraftwerke in verschiedenen Szenarien

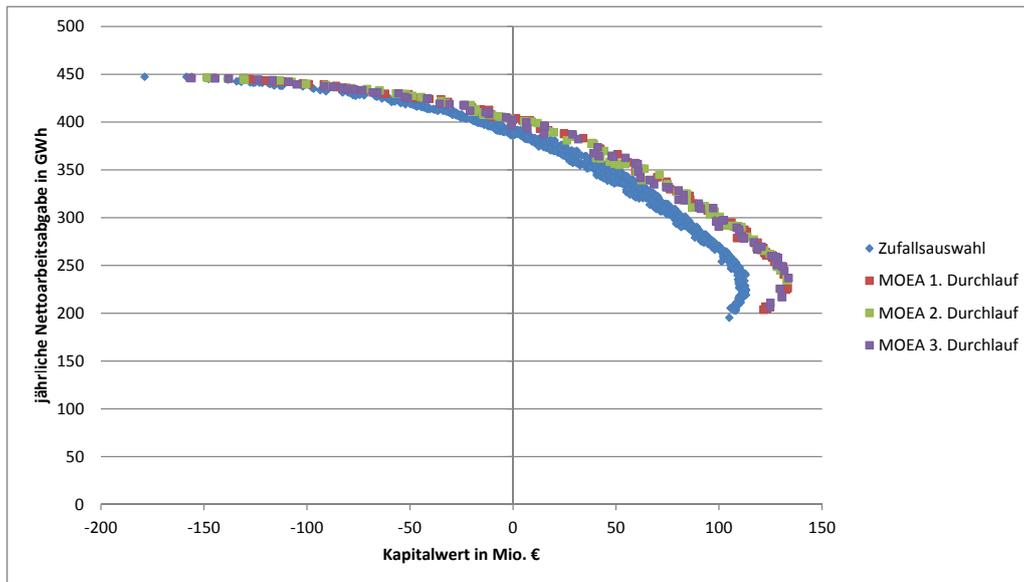


Abbildung 6.20: Pareto-optimale Lösungen der Zufallsauswahl und des MOEA bei einem PPA in der Ebene aus Nettoarbeit und Kapitalwert

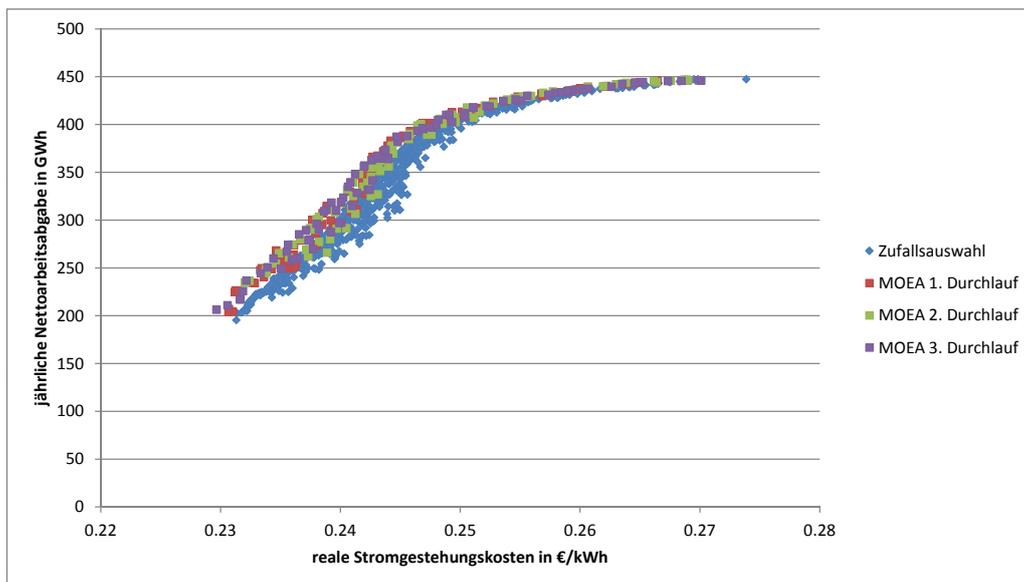


Abbildung 6.21: Pareto-optimale Lösungen der Zufallsauswahl und des MOEA bei einem PPA in der Ebene aus Nettoarbeit und realen Stromgestehungskosten

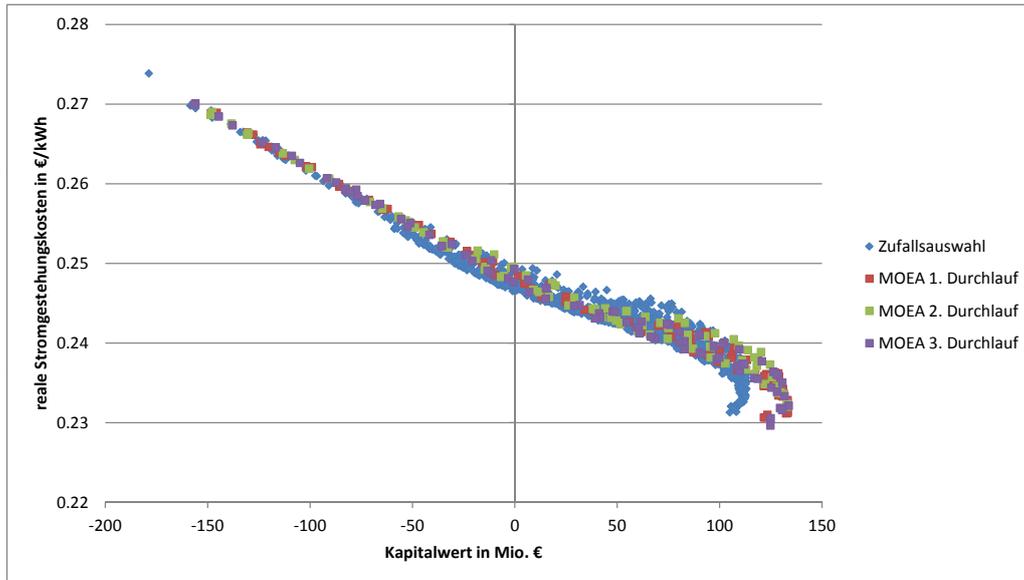


Abbildung 6.22: Pareto-optimale Lösungen der Zufallsauswahl und des MOEA bei einem PPA in der Ebene aus realen Stromgestehungskosten und Kapitalwert

zum Großteil in die Zeiten, in denen üblicherweise Energie aus dem Solarfeld zur Verfügung stehen dürfte. Dadurch führt auch der solar-bestimmte Betrieb zu vergleichsweise guten Resultaten. Das Preisgefüge bedingt damit ebenfalls den kleinen Abstand zwischen den Ergebnissen des MOEA und der Zufallsauswahl.

Sowohl die Konfigurationen mit niedrigsten Stromgestehungskosten als auch die Designs mit der höchsten Jahresnettoarbeitsabgabe sind im Anhang B.5 ab Seite 178 erläutert, da sich ähnliche Kraftwerke wie in den anderen Szenarien ergeben. Damit lässt sich – wie schon durch die Kapitel 6.4 und 6.5 – belegen, dass eine Unterteilung des Jahres in unterschiedliche Clustergruppen keine Auswirkungen auf die Ergebnisse hat. Die im Anhang aufgeführten Anlagen erreichen im Vergleich mit den Designs der übrigen Beispiele lediglich abweichende Kapitalwerte, was jedoch auf die verschiedenen Vergütungsstrukturen zurückzuführen ist.

6.6.1 Konfigurationen mit maximalen Kapitalwerten

Die drei voneinander unabhängigen Durchläufe des MOEA führen zu insgesamt 266 nicht-dominierten Kraftwerkskonfigurationen. Die fünf Auslegungen mit den höchsten Kapitalwerten sind in der Tabelle 6.14 detailliert beschrieben.

Demnach führen vergleichsweise kleine Konfigurationen zu maximalen Kapitalwerten. Auch unter diesen Rahmenbedingungen weisen gemäß der Auflistung sich technisch leicht voneinander unterscheidende Anlagen eine ähnliche ökonomische Performance auf. Die

Tabelle 6.14: Kraftwerkskonfigurationen mit maximalen Kapitalwerten bei einem PPA

	Einheit	Konf. 1	Konf. 2	Konf. 3	Konf. 4	Konf. 5
Kapitalwert	Mio. €	133.0	133.2	133.2	133.2	133.7
LCOE (real)	€/kWh	0.2326	0.2328	0.2312	0.2314	0.2321
Nettoarbeitsabgabe	GWh/a	234.6	234.4	226.4	226.4	236.9
Kapitalrückflussquote	%	8.42	8.43	8.51	8.51	8.42
Anfangsinvestition	Mio. €	513.1	513.1	490.0	490.2	517.6
Solarfeldgröße	1000 m^2	817.1	817.1	792.0	792.0	829.0
Speichergröße	MWh	707.4	707.4	555.2	558.0	707.4
Ausrichtung SF_1	°	8.4	7.5	10.4	10.4	20.7
Ausrichtung SF_2	°	18.7	11.9	22.3	14.2	7.6
Solarfeldaufteilung	A_{SF_1}/A_{SF}	0.76	0.76	0.72	0.72	0.99

geringfügigen Differenzen im technischen Ertrag lassen sich auf die kleinen Unterschiede von Solarfeld- und Speichergröße zurückführen.

Die Solarfeldausrichtung und die Solarfeldaufteilung der optimalen Designs unterscheiden sich nicht wesentlich von den anderen Beispielszenarien und den darin analysierten Resultaten. Auch hier wird das Solarfeld überwiegend in westliche Richtungen aufgestellt. Zudem finden sich in der Tabelle 6.14 ebenfalls deutliche Unterschiede zwischen der horizontalen Ausrichtung und der entsprechenden Aufteilung bei unterschiedlichen Konfigurationen. Daher bestätigt sich auch durch dieses Szenario der bereits diskutierte geringe Einfluss der beiden Parameter.

6.6.2 Bewertung

Insgesamt führen unter Berücksichtigung des Stromabnahmevertrages vergleichsweise kleine Kraftwerkskonfigurationen zu maximalen Kapitalwerten, was vor allem in Bezug auf das Speichervolumen offensichtlich ist. Unter den gegebenen Randbedingungen wirkt sich eine Verschiebung der Arbeitsabgabe folglich ökonomisch nicht sinnvoll aus. Wie Grafik 6.22 belegt, sind zudem die geringen Differenzen zwischen den Anlagen mit niedrigsten Stromgestehungskosten beziehungsweise mit den höchsten Kapitalwerten beachtenswert (siehe dazu auch Tabelle B.9 auf Seite 181). Ein ähnliches Ergebnis konnte in Kapitel 6.4 nachgewiesen werden.

6.7 Einfluss verschiedener Parameter und Variablen

In den vorausgehenden Kapiteln wird der Einfluss verschiedener Vergütungsszenarien auf das Kraftwerksdesign untersucht. Ziel ist es, die technische Auslegung bestmöglich an den

späteren Einsatz und damit an das anzuwendende Preisgefüge anzupassen. Allerdings erfolgte bisher keine Analyse der Auswirkungen einzelner Parameter auf die Ergebnisse, da in den jeweiligen Optimierungen stets alle Entscheidungsvariablen gleichzeitig variiert wurden. Betrachtungen zu verschiedenen Größen finden sich daher in den nachfolgenden Unterkapiteln 6.7.1 und 6.7.2.

Nicht in die Untersuchung einbezogen werden die Solarfeld- und die Speichergröße, da die Auswertungen eindeutig zeigen, dass beide Parameter erhebliche Auswirkungen auf die technische und somit auch auf die ökonomische Performance haben (siehe beispielsweise auch Abbildung 2.3 auf Seite 16).

6.7.1 Solarfeldausrichtung und Solarfeldaufteilung

Nachfolgend wird der Einfluss der beiden Variablen Solarfeldausrichtung und -aufteilung analysiert, um die in Kapitel 1.3 ab Seite 6 formulierten Hypothesen vollständig überprüfen zu können. Dafür sind in den drei Abbildungen 6.23, 6.24 und 6.25 die nicht-dominierten Kraftwerke aus 500 000 zufällig gewählten Konfigurationen dargestellt, die sich bei einer festen Aufstellung aller Parabolrinnen in Nord-Süd-Achse ergeben. Als Preisgefüge ist aus Vereinfachungsgründen eine feste Einspeisevergütung angenommen, da sich auch in den bereits untersuchten Szenarien mit variablen Preisstrukturen eher geringe Auswirkungen der beiden Parameter abzeichnen. Der Betrieb der Anlagen erfolgt solar-bestimmt. In die gleichen Grafiken sind zum Vergleich die nicht-dominierten Konfigurationen der Zufallsauswahl aufgenommen, die schon in der Analyse in Kapitel 6.1 ab Seite 91 Verwendung finden. Sowohl Solarfeldausrichtung als auch -aufteilung dieser Kraftwerke sind zufällig gewählt und damit nicht fest vorgegeben. Eine Aufteilung der gesamten Solarfeldfläche in zwei Einzelfelder ist demnach zulässig.

Entsprechend den Grafiken kann durch die Variation der beiden Auslegungsparameter insgesamt nur ein relativ geringer Mehrwert erreicht werden. Dies lässt sich durch verschiedene Aspekte begründen: Für diese Analyse wird ein fester Vergütungspreis verwendet, sodass zumindest auf Grund der ökonomischen Rahmenbedingungen eine Verlagerung des Solarfeldoutputs und ein Verschieben der Arbeitsabgabe in bestimmte Tageszeiten nicht belohnt werden. Größere Einzahlungen sind in diesem Szenario daher nur durch eine Erhöhung der Arbeitsabgabe möglich. Beispielsweise lässt sich der Betrieb gezielt in die kühleren Nachtstunden verlagern, um von besseren Rückkühlungsbedingungen zu profitieren. Allerdings erfordert der solar-bestimmte Betrieb dafür eine Drehung der Kollektoren aus der Nord-Süd-Achse, was sich nachteilig auf die nutzbare Einstrahlung – wie in Grafik 6.4 auf Seite 96 dargestellt – auswirkt. Aus der Kombination der beiden Effekte, dem Rückgang der nutzbaren Einstrahlung sowie der Verbesserung der Kreislaufeffizienz, resultiert letztendlich nur ein geringer Mehrwert, der durch die Variation der Solarfeldausrichtung und die Solarfeldaufteilung erreicht werden kann.

Hingewiesen sei an dieser Stelle noch einmal auf die bereits in den Kapiteln 5.1.1 und 6.1.1 genannten Aspekte der Solarfeldmodellierung. Die dort diskutierten Punkte dürften sich ebenfalls auf die Differenzen zwischen den beiden Datenreihen auswirken.

6 Auslegung solarthermischer Kraftwerke in verschiedenen Szenarien

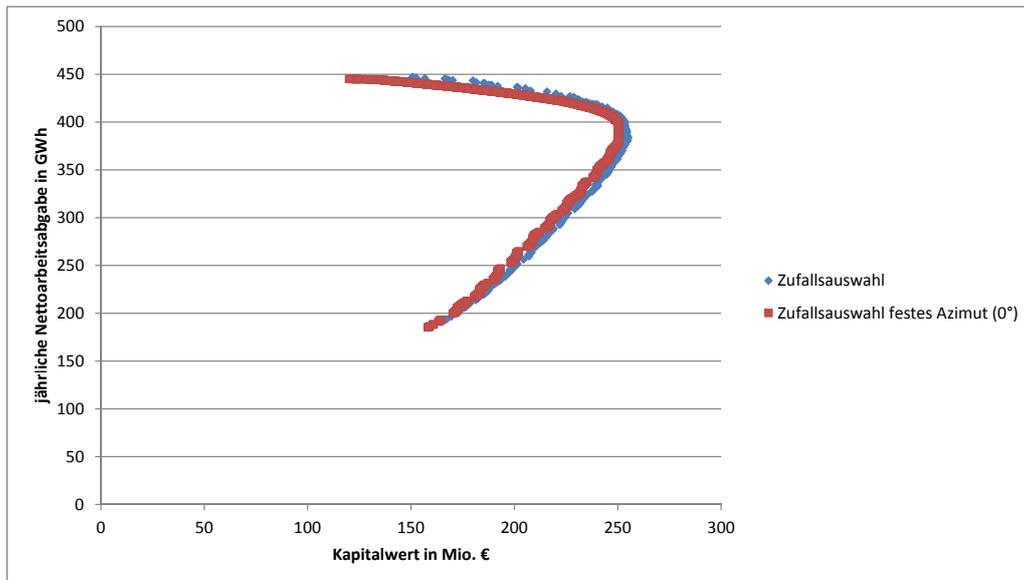


Abbildung 6.23: Pareto-optimale Lösungen der Zufallsauswahl mit beliebiger sowie mit fester Solarfeldausrichtung bei konstanten Vergütungspreisen in der Ebene aus Nettoarbeit und Kapitalwert

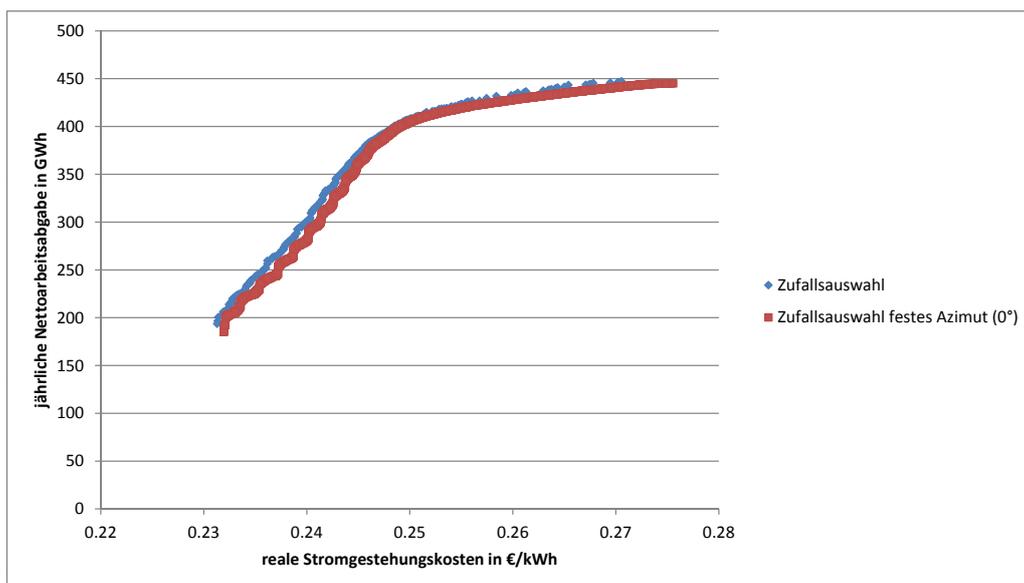


Abbildung 6.24: Pareto-optimale Lösungen der Zufallsauswahl mit beliebiger sowie mit fester Solarfeldausrichtung bei konstanten Vergütungspreisen in der Ebene aus Nettoarbeit und realen Stromgestehungskosten

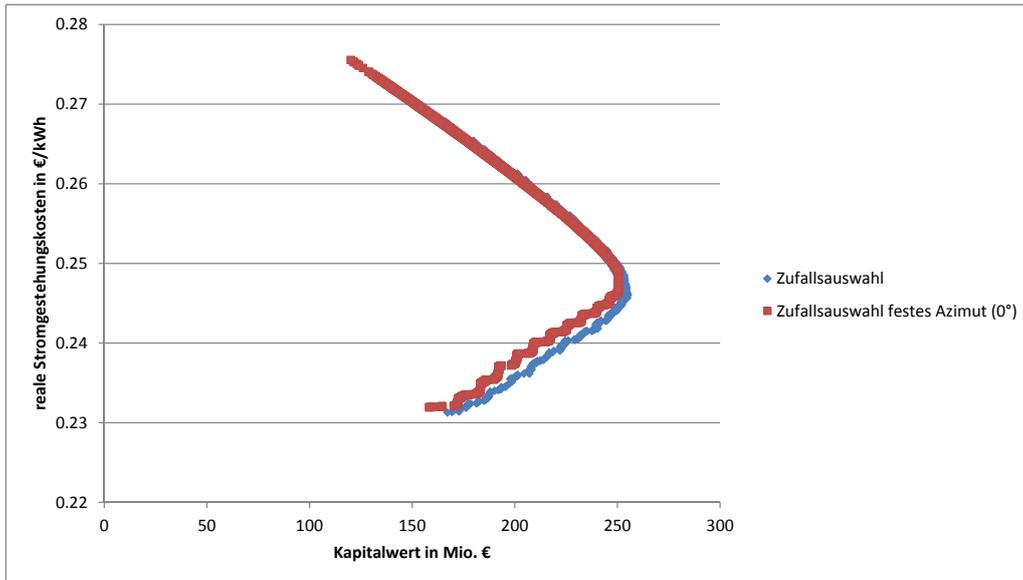


Abbildung 6.25: Pareto-optimale Lösungen der Zufallsauswahl mit beliebiger sowie mit fester Solarfeldausrichtung bei konstanten Vergütungspreisen in der Ebene aus realen Stromgestehungskosten und Kapitalwert

Zu diskutieren sind die in den drei Grafiken dargestellten Ergebnisse mit den Resultaten aus den vorausgehenden Abschnitten. Gemäß den Auswertungen wie etwa in Kapitel 6.1.3 scheinen sich Variationen von Solarfeldausrichtung und -aufteilung insbesondere auf die zu erzielenden technischen Erträge vorteilhaft auszuwirken. Besonders auffällig ist demgegenüber Abbildung 6.25. Danach haben Solarfeldausrichtung und -aufteilung ausschließlich Auswirkungen auf die ökonomische Performance von vergleichsweise kleinen Konfigurationen, was den bisherigen Ergebnissen widerspricht. Nach Grafik 6.25 ergibt sich auf der Oberseite der Front durch eine feste Solarfeldausrichtung offensichtlich kein Nachteil, da die optimalen Lösungen beider Datenreihen exakt übereinander liegen. Dies ist allerdings mit der Auflösung des Diagramms zu begründen. Die Vorteilhaftigkeit der Möglichkeit, beide Auslegungsparameter zu variieren, belegen dagegen die Diagramme 6.23 und 6.24. Insgesamt stellen die hier dargestellten Ergebnisse daher keinen Widerspruch zu den bisherigen Resultaten dar.

Auch wenn beide Auslegungsparameter gemäß den Analysen geringe Auswirkungen auf die Ergebnisse haben, sollte für kommerzielle Kraftwerksprojekte trotzdem analysiert werden, ob eine Variation der Feldausrichtung zu einer besseren ökonomischen Performance führt. Dies gilt insbesondere, wenn die Anlagen unter variablen Vergütungsschemata betrieben werden.

Sofern nur die Solarfeldausrichtung variiert wird, ergeben sich die folgenden Abbildungen 6.26, 6.27 und 6.28. Dementsprechend ist im Gegensatz zu der vorausgehenden Analyse die Drehung des Solarfeldes aus der Nord-Süd-Achse zulässig, wobei die gesamte

Fläche einheitlich ausgerichtet wird. Dadurch lässt sich der Einfluss der Solarfeldaufteilung auf die Berechnungsergebnisse untersuchen.

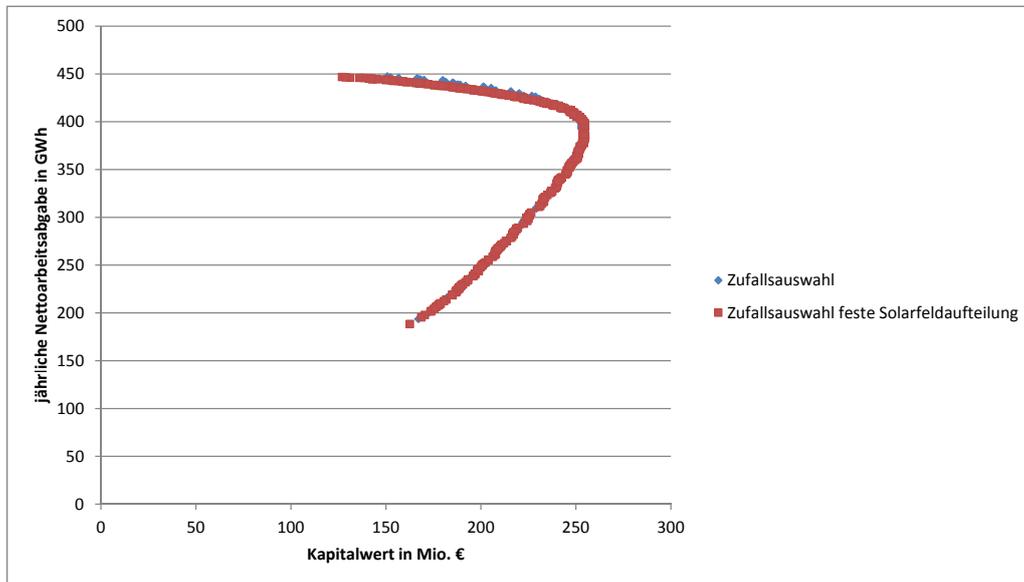


Abbildung 6.26: Pareto-optimale Lösungen der Zufallsauswahl mit beliebiger sowie mit fester Solarfeldaufteilung bei konstanten Vergütungspreisen in der Ebene aus Nettoarbeit und Kapitalwert

Demnach ergibt sich zumindest unter dem hier gewählten Vergütungsszenario mit zeit-invarianten Tarifen durch eine Solarfeldaufteilung kein Mehrwert. Man kann jedoch auch in anderen Vergütungsschemata von einem relativ geringen Einfluss der Solarfeldaufteilung ausgehen, da sich auch bei den meisten untersuchten Preisstrukturen in den Beispielanalysen keine grundsätzlich abweichenden Solarfeldaufteilungen und -ausrichtungen ergeben. Zudem führen zwei Einzelfelder in einem realen Projekt zu einem größeren Verrohrungsaufwand und einem höheren Platzbedarf. Beides ließe sich wahrscheinlich durch den lediglich kleinen Mehrertrag nicht rechtfertigen.

6.7.2 Einfluss weiterer Parameter

Nachfolgend werden die Auswirkungen weiterer ökonomischer und technischer Parameter auf die Berechnungsergebnisse qualitativ diskutiert. Es sind insbesondere die Größen analysiert, die erheblichen Einfluss auf die resultierenden, optimalen Kraftwerkskonfigurationen haben.

Für die meisten ökonomischen Parameter gilt, dass sie Kapitalwert und Stromgestehungskosten maßgeblich beeinflussen. Trivial ist eine solche Diskussion für die Anfangsinvestition. Sie geht direkt mit ihrem nominalen Wert in den Kapitalwert und die Stromgestehungskosten ein, da die Auszahlung zum Bezugszeitpunkt anfällt. So führt eine

6 Auslegung solarthermischer Kraftwerke in verschiedenen Szenarien

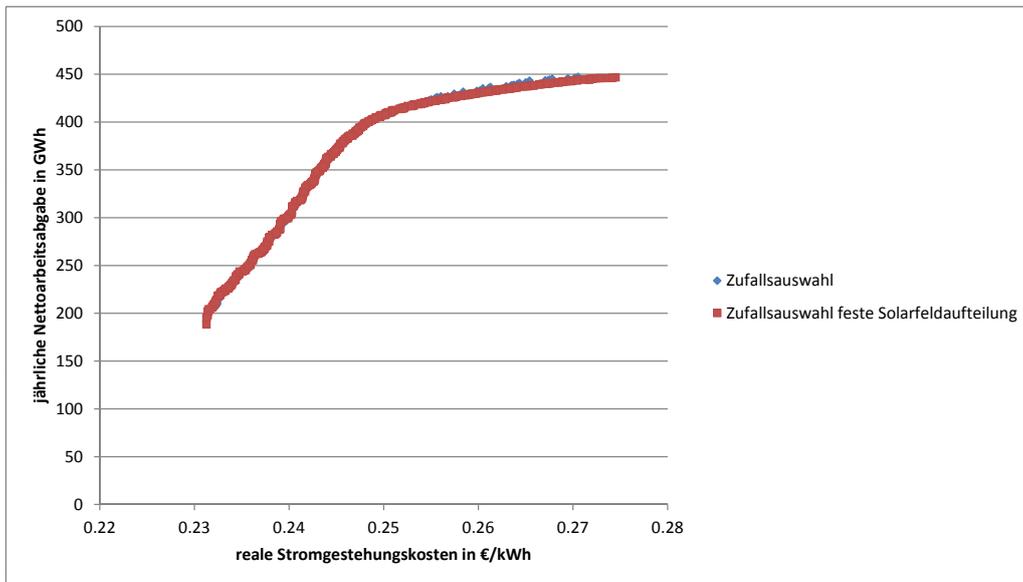


Abbildung 6.27: Pareto-optimale Lösungen der Zufallsauswahl mit beliebiger sowie mit fester Solarfeldaufteilung bei konstanten Vergütungspreisen in der Ebene aus Nettoarbeit und realen Stromgestehungskosten

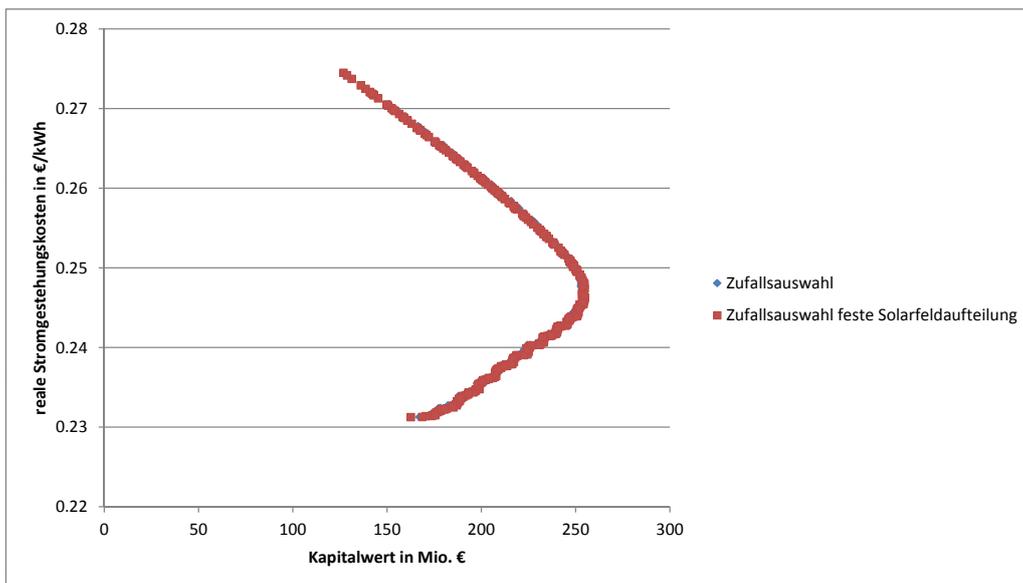


Abbildung 6.28: Pareto-optimale Lösungen der Zufallsauswahl mit beliebiger sowie mit fester Solarfeldaufteilung bei konstanten Vergütungspreisen in der Ebene aus realen Stromgestehungskosten und Kapitalwert

geringere / höhere Investition für das Kraftwerk zu einer steigenden / sinkenden ökonomischen Performance. Demnach dürften bei einer geringeren / höheren Anfangsauszahlung und sonst gleichen Rahmenbedingungen größere / kleinere Kraftwerkskonfigurationen eine optimale ökonomische Performance aufweisen.

In den Beispielauswertungen sind mehrfach die Kapitalkosten genannt, die mit Hilfe des Diskontierungszinses berücksichtigt sind. Dabei weist ein höherer Zins in der Zukunft auftretenden Zahlungen einen geringeren Wert zu (Erdmann und Zweifel, 2008, S. 51 f.). Folglich werden unter anderem die Kosten für den Betrieb des Kraftwerksblocks oder auch die Erlöse aus dem Verkauf der elektrischen Energie mit einem kleineren Gewicht in der Kapitalwertberechnung berücksichtigt als die Anfangsinvestition. Gleiches gilt in Bezug auf die abgegebene Arbeit und die daraus resultierenden Stromgestehungskosten. In beiden Fällen steigt der Einfluss der Anfangsinvestition auf die Wirtschaftlichkeitsberechnung, wodurch kleinere Kraftwerke die optimalen Lösungen darstellen. Dagegen führen geringere Diskontierungszinssätze zu größeren Anlagen, die bestmöglich an die Rahmenbedingungen angepasst sind.

Ein weiterer, gewichtiger Faktor ist die Vergütung. Mit Hilfe der verschiedenen Beispielszenarien konnten die Auswirkungen unterschiedlicher Preisstrukturen analysiert werden. Entsprechend den Untersuchungen erweisen sich bei einer höheren Vergütung größere Kraftwerke als optimal. Ein weiterer Aspekt ist zudem die Preissteigerung der Erlöse. Die Wertentwicklung der elektrischen Energie liegt im verwendeten Modell auch wegen der Entwicklungen der vergangenen Jahre über dem allgemeinen Preistrend (Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, 2010, S. 32–37), (Statistisches Bundesamt Deutschland, 2012). Zudem ist auch in Einspeisetarifen wie in Spanien eine Inflationsanpassung vorgesehen (Geyer, 2008, S. 22). Die Steigerung der Vergütung im Verlauf der Betriebsphase des Kraftwerks führt ebenfalls dazu, dass vergleichsweise große Anlagendesigns maximale Kapitalwerte aufweisen.

Der Planungshorizont bestimmt, inwieweit die in der Zukunft auftretenden Zahlungen in die ökonomische Bewertung einfließen. In dieser Arbeit erfolgt die Kraftwerksbewertung stets für 20 Jahre. Ein längerer Zeitraum – beispielsweise eine auf 30 Jahre ausgedehnte Periode – dürfte dabei zu größeren, optimalen Kraftwerkskonfigurationen führen. Dadurch erreichen laufende Zahlungen, die im Wesentlichen aus dem Verkauf der elektrischen Energie resultieren, ein stärkeres Gewicht. Beschränkend wirkt allerdings die Barwertbildung. Die Diskontierung führt dazu, dass Zahlungen einen immer kleineren Effekt auf die ökonomischen Kriterien haben, je weiter sie in der Zukunft liegen. Damit hat eine beliebige Verlängerung des Planungshorizonts kaum Auswirkungen auf die Ergebnisse und ist somit nicht sinnvoll.

Viele technische Parameter wirken sich ebenfalls erheblich auf die Berechnungsergebnisse aus. Prinzipiell hat eine höhere technische Performance – etwa resultierend aus einem höheren Kraftwerkswirkungsgrad – eine größere Arbeitsabgabe und damit einen besseren ökonomischen Ertrag zur Folge. Das gleiche technische Resultat lässt sich unter diesen Umständen mit einem kleineren Kraftwerk erzielen, sodass sich die notwendige Anfangsinvestition auf Grund der geringeren Kraftwerksgröße reduziert. Die korrekte Wahl der Komponentengrößen, beispielsweise in einer Kapitalwertmaximierung, hängt aller-

dings von vielen Faktoren ab und lässt sich nicht einfach im Voraus bestimmen. Zum einen könnte ein konstanter technischer Ertrag – erreicht mit einem kleineren Kraftwerk – vorteilhaft sein. Zum anderen ließe sich eine bessere Performance auch einsetzen, um die Komponenten besser zu nutzen und die Energieabgabe des Kraftwerks zu erhöhen. Letztendlich werden für die Auswirkungen auf die jeweils optimale Konfiguration immer die ökonomischen Rahmenbedingungen entscheidend sein. Wesentliche Elemente sind unter anderem der Diskontierungszins und das erwartete Vergütungsszenario.

Zudem müssen in der Realität weitere Restriktionen beachtet werden, die bisher noch nicht beschrieben sind. Dazu zählt unter anderem eine Größenbeschränkung der Kraftwerksleistung durch politische Vorgaben. Ein Beispiel dafür ist Spanien, wo eine Anlage eine maximale elektrische Leistung von 50 MW aufweisen darf, um unter das Einspeisegesetz zu fallen (Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, 2007, S. 22847). Eine weitere praktische Einschränkung ist die Standardisierung von Komponenten, sodass Aggregate nicht in jeder beliebigen Größe (zu angemessenen Preisen) bei Lieferanten bezogen werden können.

Aus allen genannten Aspekten ergibt sich unmittelbar die Notwendigkeit, die technisch-ökonomische Evaluation ganzheitlich vorzunehmen. Andernfalls sind keine optimalen Konfigurationen zu erwarten.

7 Schlussfolgerungen

Im nachfolgenden Kapitel werden die Schlussfolgerungen aus den durchgeführten Analysen gezogen. Dafür werden die in Kapitel 1.3 ab Seite 6 formulierten Hypothesen nacheinander und einzeln überprüft. Außerdem erfolgt eine qualitative Beschreibung der Einsatzmöglichkeiten solarthermischer Kraftwerke in auf erneuerbare Energien ausgerichteten Erzeugungssystemen, wobei insbesondere auch auf Ergebnisse aus der Auslegungsoptimierung in den Beispielszenarien zurückgegriffen wird.

7.1 Überprüfung der Hypothesen

Hypothese zur Methodenentwicklung In der vorliegenden Arbeit ist eine Methode zur Mehrzieloptimierung solarthermischer Kraftwerke unter variablen Vergütungsschemata entwickelt und erfolgreich angewendet worden; der erste Teil der Hypothese kann somit bestätigt werden.

Wie Abschnitt 5.3 belegt, ist der eingesetzte evolutionäre Algorithmus für eine Auslegungsoptimierung anhand verschiedener Kriterien geeignet. Ein großer Vorteil des EA ist die Verwendung einer Population, die eine simultane Betrachtung unterschiedlicher Kraftwerkskonfigurationen ermöglicht. Damit kann die Pareto-Front direkt abgebildet werden, wobei sich die Zahl der auszuwertenden Kraftwerke gegenüber einer Zufallsauswahl erheblich – entsprechend den Untersuchungen um mindestens den Faktor 5.8 – reduziert. Ähnliches ist für einen Vergleich des evolutionären Algorithmus mit einem iterativen Prozess zu erwarten. Vorteilhaft auf den Rechenaufwand wirkt sich dies insbesondere dann aus, wenn die Zahl der zu analysierenden Auslegungsvarianten, etwa durch eine Erhöhung der berücksichtigten Variablen und damit der Kombinationsmöglichkeiten, wächst.

In dem in dieser Arbeit entwickelten Verfahren werden Einsatz- und Auslegungsoptimierung miteinander kombiniert. Für die Einsatzoptimierung hat sich die gemischt-ganzzahlig lineare Programmierung als geeignet erwiesen, die jedoch rechenintensiv ist. Um Ergebnisse in angemessener Zeit erreichen zu können, bedarf es einer Problemreduktion. Für diesen Zweck kommt eine Clusteranalyse zur Anwendung: Die Optimierung der Fahrweise kann auf einige typische Zeiträume beschränkt werden und ist nicht für jeden Tag des Jahres erforderlich. Die Auswahl der Periodenanzahl erfolgt dabei im Spannungsfeld aus einer erheblichen Reduktion des Berechnungsaufwands und einer Abnahme der Abbildungsgenauigkeit. Entsprechend den Ausführungen in Abschnitt 5.4 ist jedoch eine adäquate Clustergröße auffindbar.

7 Schlussfolgerungen

Zur weiteren Überprüfung der anfänglich aufgestellten Hypothese ist außerdem zu diskutieren, ob durch die Verknüpfung von Auslegungs- und Einsatzoptimierung ein Mehrwert erreicht wird. Die Analyse erfolgt an Hand der beiden Kapitel 6.2 und 6.3. In Abschnitt 6.2 zeigt sich, dass die Benchmark-Auswertung und der kombinierte Ansatz trotz deutlicher Unterschiede im ökonomischen Ertrag ähnliche Konfigurationen als optimal ausweisen. Dennoch erscheint auch in diesem Szenario mit einem Peakpreis von 16–23 Uhr eine Verknüpfung von Einsatz- und Auslegungsoptimierung sinnvoll, da sich so die Investitionsentscheidung verbessern lässt. Schließlich gewinnen in der Benchmark-Analyse die Konfigurationen mit minimalen Stromgestehungskosten an Attraktivität, weil sie bei einer deutlichen Kostendifferenz (unter der Annahme eines solar-bestimmten Betriebs) nur zu einer geringfügig schlechteren ökonomischen Performance als die Anlagen mit maximalen Kapitalwerten führen. In der Realität ließe sich jedoch mit größeren Anlagen, die einzahlungsoptimiert eingesetzt werden, eine deutliche Steigerung des wirtschaftlichen Ertrags realisieren. Dies wird durch die Benchmark-Analyse allein nicht ersichtlich und führt einen Investor eventuell zu einer suboptimalen Entscheidung.

In Kapitel 6.3 wird ebenfalls ein detaillierter Ergebnisvergleich von der Zufallsauswahl und dem kombinierten Ansatz vorgenommen. Es zeigt sich, dass unter den dort gewählten Rahmenbedingungen unterschiedliche Konfigurationen als optimal ausgewiesen werden. Der verknüpfte Ansatz aus Einsatz- und Auslegungsoptimierung führt zu Kraftwerken mit größeren Speichervolumina. In diesem Fall würde eine Optimierung auf Basis der solar-bestimmten Fahrweise in Anlagen mit einem zu kleinen Speicher resultieren. Die Investitionsentscheidung auf Basis der Benchmark-Analyse wäre damit suboptimal. Aus den Ergebnissen der beiden Kapitel lässt sich ableiten, dass die Kombination von Auslegungs- und Einsatzoptimierung in jedem Fall sinnvoll ist. Dabei dürfte insbesondere die Vergütungsstruktur verantwortlich dafür sein, ob entweder nur die Entscheidung verbessert wird (wie in Kapitel 6.2) oder beide Optimierungsansätze auch tatsächlich zu anderen Ergebnissen (wie in Abschnitt 6.3) führen.

Zusätzlich ist zu hinterfragen, welcher Nutzen aus der Verwendung von mehreren Zielwerten gegenüber einer Einzieloptimierung, beispielsweise einer ausschließlichen Maximierung des Kapitalwerts, resultiert. Schließlich dürfte ein Betreiber stets am größten Vermögenszuwachs interessiert sein, der jedoch weder mit den Stromgestehungskosten noch mit dem technischen Ertrag messbar ist. Zudem haben variable Vergütungspreise – wie dargelegt – keinen Einfluss auf die Stromgestehungskosten und die technische Performance. Ein wesentlicher Aspekt ist die notwendige Anfangsinvestition. Sie ist im Allgemeinen unter den gewählten Rahmenbedingungen bei den Konfigurationen mit maximalen Kapitalwerten größer als bei den Kraftwerken mit minimalen Stromgestehungskosten. Demnach ist es für die Investitionsentscheidung vorteilhaft und hilfreich, wenn eine Wahlmöglichkeit hinsichtlich einer guten Kompromisslösung besteht. Die alleinige Verwendung des Kapitalwerts als Zielgröße würde dieses nicht erlauben. Gleiches gilt für den technischen Ertrag. Bei der Optimierung nach dieser Zielgröße ergeben sich große Konfigurationen, was für die Beurteilung eines gesamten Kraftwerksportfolios vorteilhaft sein kann. Die Anlagen sind auf Grund ihrer Auslegung sehr flexibel einsetzbar; sie weisen allerdings auch eine hohe Anfangsinvestition auf. Durch die Mehrzieloptimierung lässt

7 Schlussfolgerungen

sich ein gutes Kraftwerksdesign auswählen, das sowohl zu einem adäquaten Kapitalwert als auch zu einer guten technischen Performance führt. Zusätzlich kann der Entscheider in einem folgenden Schritt eine Ergebnisbewertung der Pareto-optimalen Lösungen vornehmen. Insgesamt erscheint eine gemeinsame Verwendung aller drei genannten Zielwerte angemessen und sinnvoll.

Nach der vorausgehenden Diskussion kann die erste Hypothese voll bestätigt werden. Es werden zahlreiche neue Aspekte in die Optimierung solarthermischer Kraftwerke eingebracht und erstmalig auf diese angewendet.

Es lassen sich insbesondere folgende Aspekte herausstellen:

- Zeitgewinn durch den Verzicht auf iterative oder zufällige Prozesse: Eine Designoptimierung über eine Monte-Carlo-Simulation ist insbesondere bei der Betrachtung vieler Auslegungsgrößen sehr zeitaufwändig. Gleiches gilt für eine iterative Variation verschiedener Parameter, die ebenfalls mit einem hohen Rechenaufwand einhergeht. Beide Methoden stellen daher keine Option zur Auslegungsoptimierung dar. Dies gilt insbesondere, wenn die Zahl der Variablen steigt und damit die Kombinationsmöglichkeiten wachsen.
- Verknüpfung von Auslegungs- und Einsatzoptimierung: Bisher stand in der wissenschaftlichen Literatur vielfach entweder das Design oder der Betrieb solarthermischer Kraftwerke im Fokus – siehe beispielsweise Morin (2010). Demnach wird bei Verbesserungen des Anlagendesigns häufig ein klassischer Kraftwerksbetrieb unterstellt: Die Fahrweise ist solar-bestimmt. Daraus resultiert insbesondere unter variablen Vergütungsschemata eine ökonomisch suboptimale Anlagenperformance, was sich dementsprechend auf die Ergebnisse einer Optimierung auswirken kann. Zur Bestimmung des besten Kraftwerksdesigns ist dieses Vorgehen nicht geeignet, da es keine optimale Investitionsentscheidung gewährleistet.
- Problemreduktion durch Clusteranalyse: Das Verfahren eignet sich entsprechend den durchgeführten Untersuchungen für eine deutliche Reduktion des notwendigen Berechnungsaufwands. Der Anlagenoutput ist demnach über einige ausgewählte, typische Zeiträume mit einer ähnlichen Qualität zu bestimmen wie über die Betrachtung eines gesamten Jahres.
- Verwendung einer Mehrzieloptimierung: Ein solches Verfahren ermöglicht gegenüber einer Einzieloptimierung die Auswahl einer guten Kompromisslösung. Bei einer alleinigen Verwendung eines Kriteriums, beispielsweise des Kapitalwerts, werden weitere Größen wie die Stromgestehungskosten oder die technische Performance ausgeblendet. Die beiden Kriterien haben jedoch deutlichen Einfluss auf die notwendige Anfangsinvestition beziehungsweise die Einsatzflexibilität des Kraftwerks. Die Optimierung nach den drei genannten Größen wirkt sich demnach vorteilhaft auf die Investitionsentscheidung aus.

Hypothese zum Kraftwerksdesign In Kapitel 1.3 ist die Hypothese formuliert, dass sich der Auslegungsprozess solarthermischer Kraftwerke unter variablen Vergütungsschemata grundlegend ändert und mehrere optimale Konfigurationen aus der Verfolgung der drei

7 Schlussfolgerungen

Zielgrößen resultieren. Erwartet wird, dass insbesondere bei ungleichmäßigen Preisgefügen der Kapitalwert auslegungsbestimmend ist. Unter derartigen Rahmenbedingungen nimmt nach der anfänglichen These die Wichtigkeit der Stromgestehungskosten und des technischen Ertrages ab. Dies kann nur teilweise bestätigt werden.

Entgegen den ursprünglichen Erwartungen gilt die Behauptung sogar für ein Vergütungszenario mit einem festen Preisgefüge: Kein Design weist unter den gewählten Rahmenbedingungen gleichzeitig sowohl minimale Stromgestehungskosten als auch einen maximalen Kapitalwert auf. Niedrigste Stromgestehungskosten werden von vergleichsweise kleinen Kraftwerken erreicht. Dies gilt für alle Szenarien, da die Vergütungsstruktur keinen Einfluss auf das Zielkriterium hat. Maximale Kapitalwerte resultieren – wie in anderen Vergütungsstrukturen auch – aus erheblich größeren Kraftwerken, was durch das fixe, hohe Preisniveau mit entsprechend großen Einzahlungen zu begründen ist. Dieser Effekt wird weiter verstärkt, da gemäß der Annahme die Vergütungspreissteigerung über der Inflationsrate liegt (siehe auch Kapitel 6.7.2). Ebenfalls zu deutlichen Unterschieden zwischen den Designs mit minimalen Stromgestehungskosten und maximalen Kapitalwerten kommt es in Szenarien wie in Abschnitt 6.2 (Peak von 16 bis 23 Uhr). In dem untersuchten Beispiel wird durch die Lage des Peakzeitraums für ein ökonomisch optimales Ergebnis zwingend ein Speicher benötigt. Entsprechende Preisstrukturen belohnen folglich den einstrahlungsunabhängigen Anlagenbetrieb. Ein weiteres Szenario mit sehr großen Kraftwerken, die für maximale Kapitalwerte notwendig sind und die sich damit wesentlich von den relativ kleinen Anlagen mit minimalen Stromgestehungskosten unterscheiden, wird in Kapitel 6.5 analysiert. Das für die Untersuchung angenommene Preisgefüge forciert die Arbeitsabgabe im Winter, was jedoch aus technischen Gesichtspunkten auf Grund der saisonal schlechten Einstrahlungsbedingungen suboptimal ist. Damit gewährleistet nur ein entsprechend groß ausgelegtes Kraftwerk die optimale Nutzung der angesetzten Vergütungsstruktur.

Unter bestimmten Rahmenbedingungen können demgegenüber einzelne Kraftwerkskonfigurationen gleichzeitig sowohl minimale Stromgestehungskosten als auch maximale Kapitalwerte aufweisen. Dies geht beispielsweise aus der Analyse mit hohen Peakpreisen im Sommer in Kapitel 6.4 hervor: Durch das sehr niedrige Vergütungsniveau im Winter wirkt sich ein größerer technischer Ertrag nicht vorteilhaft auf die ökonomische Performance aus, sodass vergleichsweise kleine Anlagen wirtschaftlich optimal sind.

Ein Vergütungsgefüge mit einer sehr variablen Preisgestaltung und einem ähnlichen Resultat wie in Abschnitt 6.4 wird in Kapitel 6.6 analysiert. Trotz der ungleichmäßigen Vergütung sind die Unterschiede zwischen den Kraftwerken mit minimalen Stromgestehungskosten beziehungsweise maximalen Kapitalwerten auch in diesem Szenario vergleichsweise klein. Dies resultiert im Wesentlichen daraus, dass das Vergütungspreisniveau insgesamt relativ niedrig ist. Der Elektrizitätsabgabe wird damit nur ein geringer Wert beigemessen. Außerdem führt die Lage des Peakzeitraums zu lediglich kleinen Differenzen in der Auslegung, da insbesondere die Energieabgabe am Mittag und Nachmittag belohnt wird. In diesem Preisgefüge ist somit für eine Einzahlungsmaximierung nur eine geringe Verschiebung der Arbeitsabgabe erforderlich. Die ökonomisch-optimalen Konfigurationen weisen dementsprechend einen kleinen Speicher auf.

7 Schlussfolgerungen

Insgesamt lassen sich die folgenden Aspekte aus einem Vergleich der Anlagen mit minimalen Stromgestehungskosten beziehungsweise maximalen Kapitalwerten herausstellen:

- Kleine Konfigurationen führen – unabhängig vom Vergütungsszenario – zu minimalen Stromgestehungskosten, was aus dem Bewertungsverfahren resultiert.
- Relativ kleine Designs führen zu maximalen Kapitalwerten, wenn entweder das Preisniveau niedrig ist oder die Arbeitsabgabe auch ohne Verschiebung über den Zwischenschritt des thermischen Speichers in der Peakperiode erfolgen kann.
- Vergleichsweise große Anlagen sind unter dem Aspekt einer Kapitalwertmaximierung notwendig bei:
 - Szenarien mit einem insgesamt hohen Preisniveau,
 - Vergütungsschemata, die die Energieumwandlung nach Sonnenuntergang forcieren und
 - Szenarien mit einem Peakzeitraum im Winter.

Demnach ergeben sich in der Regel deutliche Differenzen in der Kraftwerksauslegung, die aus den methodischen Unterschieden der beiden Bewertungsansätze resultieren.

Im Gegensatz zu den Ausführungen für die ökonomischen Kriterien weichen in allen untersuchten Vergütungsszenarien die Kraftwerke mit maximalen technischen Erträgen immer erheblich von den optimal auf die anderen beiden Ziele abgestimmten Konfigurationen ab. Zu erklären ist dies durch die sehr hohe Anfangsinvestition, die für einen maximalen technischen Ertrag erforderlich ist. Die vergleichsweise großen Solarfeldflächen und hohen Speichervolumina führen dazu, dass diese Komponenten über das Jahr schlecht ausgelastet sind und damit die ökonomische Performance – unter den angenommenen Vergütungssätzen – negativ beeinflussen.

Hypothese zur Solarfeldgestaltung Die Hypothese zur Solarfeldgestaltung kann verworfen werden. Sowohl Solarfeldausrichtung als auch -aufteilung haben gemäß Kapitel 6.7.1 einen vergleichsweise geringen Einfluss auf die Kraftwerksperformance. Außerdem bestehen zwischen den optimalen Kraftwerkskonfigurationen unter verschiedenen Vergütungsszenarien keine wesentlichen Unterschiede bezüglich der beiden Auslegungsparameter. So kann mit der Untersuchung in Abschnitt 6.3 nachgewiesen werden, dass selbst unter einer Vergütungsstruktur mit zwei voneinander getrennten Peakzeiträumen auch Konfigurationen ohne eine Solarfeldaufteilung zu maximalen Kapitalwerten führen können. Die Aufteilung des Gesamtfeldes in zwei Einzelsegmente ist damit nicht notwendig. Entgegen der anfänglichen Hypothese kann sich zudem auch unter einem Szenario mit einem Peak am Abend eine Solarfeldaufteilung vorteilhaft auf die ökonomische Performance auswirken (vgl. Kapitel 6.2). Im Wesentlichen wirken sich Variationen der Solarfeldausrichtung und der Solarfeldaufteilung nur bei zwei Aspekten deutlicher aus. Zum einen kann durch die Berücksichtigung der beiden Parameter ein geringfügig größerer technischer Ertrag erreicht werden. Folglich wird bei den Konfigurationen mit einer maximalen Jahresnettoarbeitsabgabe in der Regel eine Solarfeldaufteilung vorgenommen.

Dies führt zu einer Vergleichmäßigung der Energieabgabe aus dem Solarfeld im Jahresverlauf, wodurch sich die technische Gesamtleistung geringfügig erhöht. Zum anderen ergibt sich durch eine Variation der beiden Parameter bei Peakpreisen im Winter – wie in Kapitel 6.5 analysiert – auf Grund der Vergütungsstruktur ein höherer Kapitalwert. Unter derartigen Rahmenbedingungen kann sich die Variation der Solarfeldausrichtung demnach als sinnvoll erweisen. Im Gegensatz dazu ist wegen des höheren Flächenbedarfs und des größeren Verrohrungsaufwands nicht davon auszugehen, dass Solarfelder in der Realität aus einzelnen Segmenten bestehen werden. Letztendlich ist der Mehrertrag zu gering, um den zusätzlichen Aufwand zu rechtfertigen.

Hypothese zur Integration eines thermischen Speichers Die verbleibende Hypothese, dass ein thermischer Speicher immer in das Kraftwerk integriert werden sollte, kann bestätigt werden. In allen durchgeführten Analysen ist für jedes betrachtete Szenario und für alle berücksichtigten Zielgrößen die Integration eines Speichers in den Kreislauf sinnvoll. Für einen maximalen Kapitalwert ist das Speichervolumen – verglichen mit den anderen Beispielszenarien – bei festen Einspeisetarifen am größten, was sich auch mit den Angaben in der Literatur deckt. Demgegenüber führt ein Szenario entsprechend dem Kapitel 6.3 (Peakzeiträume von 8 bis 12 und 16 bis 20 Uhr) zu deutlich kleineren Speichervolumina. Das Preisgefüge belohnt vor allem die Arbeitsabgabe während des Tages. Eine Verschiebung der Energieabgabe durch den Einsatz eines thermischen Speichers ist somit nicht erforderlich. Insgesamt gilt für die Dimensionierung des Speichers in verschiedenen Vergütungsschemata, dass höhere Vergütungspreise nach Sonnenuntergang zu größeren Speichern führen. Dies belegen die durchgeführten Analysen in Abschnitt 6.

7.2 Solarthermische Kraftwerke in einem auf erneuerbare Ressourcen ausgerichteten Erzeugungsportfolio

Der Einsatz solarthermischer Kraftwerke kann bei einer Ausrichtung von Erzeugungsportfolios auf erneuerbare Energien eine hohe Bedeutung gewinnen, was sich vor allem durch die mögliche prognostizierbare Arbeitsabgabe begründen lässt. Relevant ist dies daher vor allem für Systeme, in denen Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien einen großen Anteil an der Gesamtstromerzeugung haben (National Renewable Energy Laboratory, 2012, S. xxix). Auf Grund der Problemkomplexität, beispielsweise wegen zahlreicher stochastischer Prozesse, wird hier eine qualitative Diskussion vorgenommen. Zu den zufälligen Vorgängen zählen unter anderem die variablen „Transmissionseigenschaften der Atmosphäre (Wetterbedingungen)“ (Schölkopf, 2002, S. 291).

In einem Erzeugungsportfolio kommen solarthermische Kraftwerke zum aktuellen Zeitpunkt ohne eine Förderung nicht zum Einsatz, da mit ihnen elektrische Energie nicht zu Marktpreisen bereitgestellt werden kann (A.T. Kearney und ESTELA, 2010, S. 31–33). Entsprechende Fördermechanismen werden auch kurz- bis mittelfristig noch erforderlich sein. Einige Optionen zur Verbesserung der Marktintegration werden daher nachfolgend

7 Schlussfolgerungen

erläutert. Ein umfassender Überblick zu Förderungsmechanismen von Systemen zur Nutzung erneuerbarer Energiequellen findet sich bei Langniß et al. (2007, S. 65–80).

Gemäß Grafik 6.12 in Kapitel 6.4 (siehe Seite 116) ist die Einspeisung aus Windkraftanlagen erheblichen Schwankungen unterworfen. In der Abbildung ist gegen Ende des Jahres ein extremer Anstieg der Einspeisung innerhalb von sehr kurzer Zeit ersichtlich. Die Leistung der Windkraftanlagen steigt in ca. drei Tagen von insgesamt 648 MW auf über 14 000 MW. Allein in den ersten 24 Stunden wächst die Einspeisung mit dem Faktor 10 auf über 6500 MW. Am zweiten Tag verdoppelt sie sich dann annähernd auf fast 12 000 MW. Damit haben Systeme dann besondere Vorteile, wenn sie schnell und gesichert Leistung zur Verfügung stellen beziehungsweise Energie zwischenspeichern können. Es handelt sich etwa um Anlagen wie Pump- oder Luftspeicherkraftwerke, die bei Angebotsspitzen Energie aus dem Netz für spätere Perioden speichern und bei Bedarf wieder abgeben können. Weiterhin können solarthermische Kraftwerke eingesetzt werden, um einen Teil der Residualnachfrage in Zeiträumen mit einer schwachen Windeinspeisung zu decken (Trieb, 2005, S. 119). Die residuale Last ergibt sich dabei aus der Differenz zwischen dem Bedarf und dem Energieangebot von Anlagen, die fluktuierende Ressourcen nutzen (Sachverständigenrat für Umweltfragen, 2011, S. 155). Dies sind insbesondere Windkraft- oder Photovoltaikanlagen.

Für die Berechnung der Residualnachfrage müssen verschiedene Aspekte berücksichtigt werden: Einerseits unterliegt die Einspeisung aus fluktuierenden Quellen stochastischen Prozessen. Dementsprechend kann sie nicht mit Sicherheit prognostiziert werden, insbesondere nicht über einen längeren Zeitraum. Dies führt zu einer hohen Problemkomplexität, da sich bei der Auslegung eines Kraftwerks nicht sicher voraussagen lässt, wann die Residuallast in der Betriebszeit der Anlage einen bestimmten Wert annimmt. Andererseits müssen solarthermische Kraftwerke, sofern sie an der Deckung der verbleibenden Nachfrage beteiligt werden sollen, für diesen Einsatz ausgelegt sein. Insbesondere die Solarfeld- und die Speichergröße sind adäquat zu wählen, wobei die Kraftwerksblockleistung ebenfalls einen wesentlichen Parameter darstellt. Schließlich bestimmt die Blockgröße, welchen Anteil an der residualen Last ein einzelnes solarthermisches Kraftwerk übernehmen kann. Aus technischen Aspekten ist eine hohe Betriebsflexibilität wünschenswert, was eine entsprechend große Kraftwerksauslegung gewährleistet. Allerdings ist ein derartiges Design aus ökonomischen Gründen – wegen der zurückgehenden Komponentenauslastung – im Allgemeinen zu vermeiden. Daher dürfte die einzelwirtschaftlich optimale Lösung in der Regel nicht gleichzeitig auch das gesamtwirtschaftlich beste Ergebnis darstellen.

Es bieten sich daher verschiedene Möglichkeiten an, um sowohl einzel- als auch volkswirtschaftliche Ziele adäquat zu erreichen. Empfehlenswert ist es, eine Marktpreiskomponente in die Vergütung aufzunehmen. Schließlich resultiert auf Grund der gegenseitigen Abhängigkeit von Angebot und Nachfrage aus einer größeren Residuallast ein höherer Preis. Dieser wäre mit einem entsprechend ausgelegten solarthermischen Kraftwerk nutzbar. Eine weitere Vergütungsoption stellt die Verwendung des Marktpreises mit einem (zeitabhängigen) Faktor dar. Er forciert die Anpassung der Energieabgabe an die Residualnachfrage, wobei sich Preisänderungen bei einer entsprechenden Faktorwahl sehr

7 Schlussfolgerungen

stark auf die Vergütungssätze auswirken.

Hilfreich für eine Marktintegration kann darüber hinaus ein Vergütungssystem wie in Spanien sein, das einem Betreiber den Wechsel zwischen einer festen Vergütung und einer marktbasierter Variante (Marktpreis + Bonus) erlaubt (Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, 2007, S. 22855). Die Möglichkeit, einen Tarif mit einem festen Preis zu wählen, gibt den Betreibern Planungssicherheit. Ein attraktives Bonussystem hingegen schafft den Anreiz, mit dem Kraftwerk am Markt aufzutreten. Folglich würde die Anlage einen Teil der Residualnachfrage decken. Dabei sind in Spanien die Bonuszahlungen auf ein bestimmtes Minimum beziehungsweise Maximum je erzeugter Kilowattstunde begrenzt (Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, 2007, S. 22862). So lassen sich die von Verbrauchern zu leistenden Zahlungen begrenzen. Gleichzeitig gewährleistet diese Festlegung verlässliche Rahmenbedingungen für potentielle Betreiber und Investoren.

Bei einem Vergleich der optimal auf die verschiedenen Beispielszenarien abgestimmten Konfigurationen zeigt sich, dass unter der Berücksichtigung eines fixen Vergütungsschemas und den sonstigen Rahmenparametern relativ große Kraftwerke maximale Kapitalwerte aufweisen (Relloso et al., 2010, S. 5). Damit hat die Struktur der angesetzten Vergütung einen erheblichen Einfluss auf die Kraftwerkskonfigurationen. Allerdings weist das Vergütungsszenario mit einem festen Verkaufspreis einen entscheidenden Nachteil auf: Die Anlage wird unter einem derartigen Szenario ausschließlich mit dem Ziel betrieben, die maximale Nettoarbeitsabgabe zu erreichen. Die Residualnachfrage hat in Systemen fester Vergütungspreise für einen Anlagenbetreiber im Allgemeinen keine Bedeutung, weil ein Verschieben der Abgabe nicht vergütet wird. Für das Erzeugungssystem stellt dies einen erheblichen Nachteil dar, woraus sich letztendlich zu hohe Gesamterzeugungskosten ergeben. Dementsprechend führt der feste Einspeisetarif in Spanien aktuell zu überdimensionierten Anlagen, die nicht optimal zum Erzeugungsmix passen (Nagl et al., 2011, S. 16 ff.). Allerdings sind zwei Aspekte zu berücksichtigen: Zum einen können Erfahrungen mit solarthermischen Kraftwerken und einem integrierten Speicher nur gesammelt werden, wenn derartige Anlagen gebaut und betrieben werden. Erst damit ist gewährleistet, dass geeignete Anlagen zukünftig kommerziell zur Verfügung stehen und wettbewerbsfähig sind. Zum anderen sind heute errichtete Kraftwerke auch in 20 und mehr Jahren noch in Betrieb. Während dieser Zeit ist von einem erheblichen Wandel der Erzeugungsstrukturen auszugehen. Daher müssen langfristige Faktoren ebenfalls in die Entscheidungsfindung integriert werden. Diesbezüglich weisen die Autoren der genannten Quelle darauf hin, dass der Wert des Speichers in Strukturen mit einem hohen Anteil von Systemen zur Nutzung fluktuierender Ressourcen ansteigt (Nagl et al., 2011, S. 16 ff., S. 22).

Insgesamt bieten marktpreisbasierte Modelle Anreize zum Bau von flexibel einsetzbaren Kraftwerken. Bei dem Design eines solchen Vergütungssystems müssen zahlreiche Faktoren berücksichtigt werden. Dazu gehört unter anderem die Ermittlung der Häufigkeiten von bestimmten Residuallastzuständen. Für solarthermische Kraftwerke ist nicht nur entscheidend, wie oft, sondern auch wann Nachfragesituationen mit höheren Preisen auftreten. Schließlich schwankt die solare Einstrahlung im jahres- und tageszeitlichen Verlauf erheblich.

7 Schlussfolgerungen

Zudem entwickeln sich sowohl Angebots- als auch Nachfragestrukturen permanent weiter. Man muss daher das Kraftwerksdesign bestmöglich an zukünftige, erwartete Entwicklungen anpassen und die Förderungsmechanismen entsprechend gestalten und einsetzen.

Für Untersuchungen zur Integration solarthermischer Kraftwerke in ein Erzeugungsportfolio bietet das im Rahmen dieser Arbeit entwickelte Optimierungsverfahren zahlreiche Vorteile. Die Verwendung mehrerer Kriterien wie der Nettoarbeitsabgabe und des Kapitalwerts ermöglicht das Auffinden akzeptabler Kompromisslösungen. So kann gewährleistet werden, dass ein Investor einen angemessenen ökonomischen Ertrag erzielt. Daneben führt eine entsprechende Auslegung zu einer adäquaten Betriebsflexibilität. Somit erscheint eine Mehrzieloptimierung mit den genannten Zielgrößen – auch aus Systemgesichtspunkten – angemessen und sinnvoll.

8 Ansatzpunkte für weitere Forschungsarbeiten

Neben den in dieser Arbeit behandelten Fragestellungen können zu verschiedenen Aspekten Anschlussuntersuchungen durchgeführt werden. Vorstellbar wären weitergehende Analysen mit methodischem, energiewirtschaftlichem und ökonomischem sowie technischem Fokus.

Methodische Fragestellungen Ein Anknüpfungspunkt für zusätzliche Forschungsarbeiten ist die Weiterentwicklung der eingesetzten Methode. Prinzipiell können andere stochastische Verfahren auf ihre Eignung und Anwendbarkeit für die Optimierung solarthermischer Kraftwerke analysiert werden. Einerseits ist die Kopplung des evolutionären Algorithmus mit Methoden wie den künstlichen neuronalen Netzen untersuchenswert. Entsprechend der Literatur kann sich dadurch ein Zeitvorteil ergeben (Richter et al., 2011, S. 196 f.). Andererseits ließen sich auch andere probabilistische Optimierungsverfahren wie das Simulated Annealing anwenden (Morin, 2010, S. 145).

Eine weitere Fragestellung wäre eine vertiefende Betrachtung der Clusteranalyse. In verschiedenen Quellen wird schließlich eine detaillierte Untersuchung des Anlagenbetriebs solarthermischer Kraftwerke, teilweise in Intervallen unterhalb einer Stunde, dargestellt beziehungsweise als notwendig erachtet (Beyer et al., 2010, S. 1), (Hirsch et al., 2010, S. 1), (National Renewable Energy Laboratory, 2011b, S. 426). Dabei besteht unter anderem die Möglichkeit, die erreichbare Abbildungsgenauigkeit durch eine Gruppierung in typische Tage bei gleichzeitiger Zeitreduktion umfassend zu untersuchen. Insbesondere der Vergleich mit dem Ansatz einer detaillierten Bewertung solarthermischer Anlagen über Zeitschritte von unter einer Stunde ist dabei eine wesentliche Option.

Energiewirtschaftliche und ökonomische Fragestellungen In Kapitel 7.2 werden die Einsatzmöglichkeiten solarthermischer Kraftwerke in einem auf vorwiegend erneuerbare Energien ausgerichteten Erzeugungsportfolio qualitativ diskutiert. Ein mögliches Anwendungsgebiet solarthermischer Anlagen kann die Deckung der Residuallast sein, die verschiedenen Einflüssen unterliegt. Damit sind die Ermittlung der möglichen Lastzustände und ihre Gewichtung entsprechend der Häufigkeiten wesentliche Anknüpfungspunkte. Eine derartige Analyse kann unter anderem zur Effizienzsteigerung des Gesamterzeugungssystems und / oder einer Erhöhung der ökonomischen Performance einer einzelnen Anlage eingesetzt werden.

Dies führt zu einer Erweiterung der dargestellten Methode um die Option, Kraftwerke in

Vergütungsszenarien mit einer noch größeren Variabilität untersuchen zu können. Dies ist insbesondere von Relevanz, wenn die Anlagen direkt am Markt eingesetzt und über Spotauktionen vermarktet werden sollen.

Ein zusätzlicher Aspekt für Anschlussarbeiten sind die zumindest kurz- und mittelfristig noch notwendigen Fördermechanismen. Während der Betriebszeit ist wegen der Langfristigkeit der Investition mit einer erheblichen Veränderung der Erzeugungsstruktur zu rechnen. Demnach bedarf es sinnvoller Verfahren, die den Bau von bestmöglich angepassten Kraftwerken besonders fördern.

Für ein einzelnes solarthermisches Kraftwerk kann darüber hinaus die ökonomische Modellierung weiter verfeinert werden. So wäre es etwa möglich, für verschiedene Kraftwerksgrößen unterschiedliche Finanzierungsbedingungen zu berücksichtigen. Weiterhin könnte für die betriebsbedingten Auszahlungen eine detaillierte Parametrisierung vorgenommen werden.

Daneben lassen sich andere oder auch weitere Optimierungskriterien verwenden. Beispiele sind die Minimierung der Anfangsinvestition oder eine Maximierung des internen Zinssatzes.

Technische Fragestellungen In zukünftigen Analysen besteht die Option, das technische Modell zu erweitern beziehungsweise andere Variablen zu berücksichtigen. So könnte die Kraftwerksblockleistung als wesentliche Größe variiert werden. Allerdings würde daraus eine deutlich aufwändigere Modellierung resultieren. Zahlreiche technische und ökonomische Größen wie die Kreislaufeffizienz oder die spezifischen Kraftwerkskosten werden erheblich durch die Kraftwerksgröße beeinflusst. Zusätzlich ist eine detailliertere Modellierung der unterschiedlichen Anlagenkomponenten möglich. Eine Möglichkeit ist die Verwendung von stündlichen thermischen Verlusten des Speichers, in denen das Speichervolumen – und damit die Größe der Tankoberfläche – stärker berücksichtigt wird.

Schließlich könnte die gefundene Methode auch auf weitere solarthermische Kraftwerkstypen angewendet werden. Dabei handelt es sich nicht nur um andere Technologien wie Solarturm- oder Fresnelkraftwerke, sondern auch um Anlagen mit Parabolrinnen, bei denen zum Beispiel innovative Wärmeträgermedien zum Einsatz kommen.

Zudem ist davon auszugehen, dass das entwickelte Optimierungsverfahren auch auf andere flexibel einsetzbare Kraftwerke anwendbar sein dürfte. Beispielhaft genutzt wurde die Methode für solarthermische Anlagen, sodass die Eignung belegt werden konnte. Die zahlreichen Auswertungen in den Kapiteln 5.3, 5.4 und 6 zeigen, dass der kombinierte Ansatz aus einer Auslegungsoptimierung und einer Optimierung der Einsatzweise an ausschließlich typischen Tagen zu guten Ergebnissen führt. Daher könnte das Verfahren in folgenden Analysen aufgegriffen und für andere Anlagen entsprechend angepasst beziehungsweise erweitert werden.

Literaturverzeichnis

- [Abido 2006] ABIDO, M. A.: Multiobjective Evolutionary Algorithms for Electric Power Dispatch Problem. In: *IEEE TRANSACTIONS ON EVOLUTIONARY COMPUTATION* 10 (2006), Juni, Nr. 3, S. 315–329
- [Adinberg 2010] ADINBERG, Roman: SOLAR THERMAL STORAGE SIMULATION MODELING AND ANALYSIS. In: *Digitale Tagungsunterlagen der SolarPACES 2010*. Perpignan, 2010
- [Albiger et al. 1996] ALBIGER, Jonas ; HANSELMANN, Martin ; KALTSCHMITT, Martin: PROFAKO: Ein umfassendes Instrument für die Kraftwerkseinsatzplanung. In: INGENIEURE, Verein D. (Hrsg.): *Betriebsmanagementsysteme in der Energiewirtschaft* Bd. VDI-Berichte 1252, VDI Verlag, 1996, S. 101–110
- [Arvizu 2008] ARVIZU, Dan E.: Potential Role and Contribution of Direct Solar Energy to the Mitigation of Climate Change. In: HOHMEYER, Olav (Hrsg.) ; TRITIN, Tom (Hrsg.): *IPCC SCOPING MEETING ON RENEWABLE ENERGY SOURCES*, Intergovernmental Panel on Climate Change, 2008, S. 33–58
- [A.T. Kearney und ESTELA 2010] A.T. KEARNEY ; ESTELA: *Solar Thermal Electricity 2025: Clean electricity on demand: attractive STE cost stabilize energy production*. 2010. – URL http://www.estelasolar.eu/fileadmin/ESTELAdocs/documents/Cost_Roadmap/2010-06%20-%20Solar%20Thermal%20Electricity%202025%20-%20ENG.pdf. – Abgerufen am 03.02.11
- [Bacher et al. 2010] BACHER, Johann ; PÖGE, Andreas ; WENZIG, Knut: *Clusteranalyse*. Oldenbourg Verlag, 2010
- [Bäck 1996] BÄCK, Thomas: *Evolutionary Algorithms in Theory and Practice*. New York : Oxford University Press, 1996
- [Backhaus et al. 2008] BACKHAUS, Klaus ; ERICHSON, Bernd ; PLINKE, Wulff ; WEIBER, Rolf: *Multivariate Analysemethoden*. 12. Auflage. Berlin : Springer-Verlag, 2008
- [Bagemihl 2002] BAGEMIHL, Joachim: *Optimierung eines Portfolios mit hydrothermischem Kraftwerkspark im börslichen Strom- und Gasterminmarkt*, Universität Stuttgart, Dissertation, 2002
- [Baghernejad und Yaghoubi 2011] BAGHERNEJAD, A. ; YAGHOUBI, M.: Exergoeconomic analysis and optimization of an Integrated Solar Combined Cycle System (ISCCS)

- using genetic algorithm. In: *Energy Conversion and Management* 52 (2011), S. 2193–2203
- [Baghernejad und Yaghoubi 2010] BAGHERNEJAD, Ali ; YAGHOUBI, Mahmood: Multi-objective exergoeconomic optimization of an Integrated Solar Combined Cycle System using evolutionary algorithms. In: *INTERNATIONAL JOURNAL OF ENERGY RESEARCH* 35 (2010), S. 601–615
- [Baghernezhad und Yaghoubi 2009] BAGHERNEZHAD, Ali ; YAGHOUBI, Mahmood: THERMOECONOMIC ANALYSIS OF PARABOLIC TROUGH COLLECTOR INTEGRATION INTO COMBINED CYCLE SYSTEM (ISCCS). In: *Digitale Tagungsunterlagen der SolarPACES 2009*. Berlin, 2009
- [Behnke et al. 2010] BEHNKE, Klaus ; POLKAS, Thomas ; SCHWARZ, Mark A. ; TUSCHY, Ilja ; VOGELSANG, Aiko: Entwicklungslinien bei Wasser-Dampf-Kreisläufen und Dampfturbinen für solarthermische Kraftwerke. In: BECKMANN, Michael (Hrsg.) ; HURTADO, Antonio (Hrsg.): *Kraftwerkstechnik* Bd. 2. Neuruppin : TK Verlag, 2010, S. 563–572. – ISBN 9783935317573
- [Berk und DeMarzo 2011] BERK, Jonathan ; DEMARZO, Peter: *Grundlagen der Finanzwirtschaft*. Pearson Education Deutschland, 2011
- [Bertini et al. 2010] BERTINI, Ilaria ; DE FELICE, Matteo ; MORETTI, Fabio ; PIZZUTI, Stefano: Start-Up Optimization of a Combined Cycle Power Plant with Multiobjective Evolutionary Algorithms. In: DI CHIO, Cecilia (Hrsg.) et al.: *Applications of Evolutionary Computation*, 2010, S. 151–160
- [Bethel Energy und San Diego Gas & Electric Company 2006] BETHEL ENERGY ; SAN DIEGO GAS & ELECTRIC COMPANY: *MASTER POWER PURCHASE AND SALE AGREEMENT (BETHEL SOLAR 2 FACILITY)*. 2006. – URL ftp://ftp.cpuc.ca.gov/RPS_PPAs/SDGE%20Bethel%20Solar%202.pdf. – Abgerufen am 25.02.11
- [Beyer et al. 2010] BEYER, Hans G. et al.: Synthesis of DNI time series with sub-hourly time resolution. In: *Digitale Tagungsunterlagen der SolarPACES 2010*. Perpignan, 2010
- [BINE Informationsdienst 2003] BINE INFORMATIONSDIENST: *Solarthermische Kraftwerke*. Dezember 2003. – URL http://www.bine.info/fileadmin/content/Publikationen/Projekt-Infos/2003/Projekt-Info_12-2003/projekt1203internet3.pdf. – Abgerufen am 12.05.12
- [Blair et al. 2008] BLAIR, Nate ; MEHOS, Mark ; CHRISTENSEN, Craig: *SENSITIVITY OF CONCENTRATING SOLAR POWER TROUGH PERFORMANCE, COST, AND FINANCING WITH THE SOLAR ADVISOR MODEL*. 2008. – URL <http://www.nrel.gov/csp/pdfs/42852.pdf>. – Abgerufen am 17.02.11
- [Bloom 2009] BLOOM, Jeremy: *Optimization Applications in the Energy and Power Industries*. November 2009. – URL <http://class.ece.iastate.edu/ee458/ArticleBloomIBM.pdf>. – Abgerufen am 17.03.11

- [Blum 2004] BLUM, Stephan: *Implementation und Anwendung von Mehrzieloptimierung*, Bauhaus-Universität Weimar, Diplomarbeit, 2004
- [Bonataki und Giannakoglou 2005] BONATAKI, Eleni T. ; GIANNAKOGLU, K. C.: *PRELIMINARY DESIGN OF OPTIMAL COMBINED CYCLE POWER PLANTS THROUGH EVOLUTIONARY ALGORITHMS*. 2005. – URL http://velos0.1tt.mech.ntua.gr/research/pdfs/3_077.pdf. – Abgerufen am 27.01.11
- [Bouvy 2007] BOUVY, Claude: *Kombinierte Struktur- und Einsatzoptimierung von Energieversorgungssystemen mit einer Evolutionsstrategie*, RWTH Aachen, Dissertation, 2007
- [Brown et al. 2008] BROWN, Paul D. ; LOPES, J. A. P. ; MATOS, Manuel A.: Optimization of Pumped Storage Capacity in an Isolated Power System With Large Renewable Penetration. In: *IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS* 23 (2008), S. 523–531
- [Brown 2006] BROWN, Paul D.: *Evaluation of Integration of Pumped Storage Units in an Isolated Network*, University of Porto, Dissertation, 2006
- [Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie 2010] BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND TECHNOLOGIE: *Energie in Deutsch.* August 2010. – URL <http://www.bmwi.de/Dateien/Energieportal/PDF/energie-in-deutschland,property=pdf,bereich=bmwi,sprache=de,rwb=true.pdf>. – Abgerufen am 18.02.12
- [Cabello et al. 2008] CABELLO, José M. ; CEJUDO, José M. ; LUQUE, Mariano ; RUIZ, Francisco: *Optimization of the Sizing of a Solar Thermal Electricity Plant: Mathematical Programming Versus Genetic Algorithms*. 2008. – URL <http://www.iitk.ac.in/kangal/papers/k2008008.pdf>. – Abgerufen am 3.10.11
- [California Public Utilities Commission 2011] CALIFORNIA PUBLIC UTILITIES COMMISSION: *Status of RPS Projects*. Oktober 2011. – URL http://www.cpuc.ca.gov/NR/rdonlyres/10C75885-9C94-45A8-A551-91BD91863277/0/RPS_Project_Status_Table_2011_Oct_Final.xls. – Abgerufen am 06.10.2011
- [Chen et al. 2010] CHEN, Daniel T. ; MOLNAR, Attila ; COSGROVE, Dylan ; REYNOLDS, Glenn ; VEZZUTO, Robert: *ADVANCED TROUGH DESIGNS USING PANELIZED REFLECTORS*. In: *Digitale Tagungsunterlagen der SolarPACES 2010*. Perpignan, 2010
- [Coello et al. 2007] COELLO, Carlos A. C. ; LAMONT, Gary B. ; VAN VELDHUIZEN, David A.: *Evolutionary Algorithms for Solving Multi-Objective Problems*. 2. Auflage. New York : Springer-Verlag, 2007
- [Dahal et al. 2007] DAHAL, Keshav P. et al.: Evolutionary hybrid approaches for generation scheduling in power systems. In: *European Journal of Operational Research* 177 (2007), S. 2050–2068

- [De Jong 2007] DE JONG, Kenneth: Parameter Setting in EAs: a 30 Year Perspective. In: LOBO, Fernando G. (Hrsg.) ; LIMA, Cláudio F. (Hrsg.) ; MICHALEWICZ, Zbigniew (Hrsg.): *Parameter Setting in Evolutionary Algorithms* Bd. 54. Berlin : Springer-Verlag, 2007, S. 1–18
- [Deb 2000] DEB, Kalyanmoy: An efficient constraint handling method for genetic algorithms. In: *Computer methods in applied mechanics and engineering* 186 (2000), S. 311–338
- [Deb 2001] DEB, Kalyanmoy: *Multi-Objective Optimization using Evolutionary Algorithms*. Nachdruck 2001. Wiley, 2001
- [Deb et al. 2011] DEB, Kalyanmoy et al.: *On the Sizing of a Solar Thermal Electricity Plant for Multiple Objectives Using Evolutionary Optimization*. 2011. – URL <http://www.iitk.ac.in/kangal/papers/k2011008.pdf>. – Abgerufen am 3.10.11
- [Deb und Agrawal 1994] DEB, Kalyanmoy ; AGRAWAL, Ram B.: SIMULATED BINARY CROSSOVER FOR CONTINUOUS SEARCH SPACE. In: *Complex Systems* 9 (1994), S. 115–148. – Abgerufen am 03.02.11
- [Delarue et al. 2007] DELARUE, Erik et al.: Development of a Comprehensive Electricity Generation Simulation Model Using a Mixed Integer Programming Approach. In: *Engineering and Technology* 28 (2007), S. 99–104
- [Deloitte und Protermosolar 2011] DELOITTE ; PROTERMOSOLAR: *Macroeconomic impact of the Solar Thermal Electricity Industry in Spain*. Oktober 2011. – URL http://www.estelasolar.eu/fileadmin/ESTELAdocs/documents/Publications/Macroeconomic_impact_of_the_Solar_Thermal_Electricity_Industry_in_Spain_Protermo_Solar_Deloitte_21x21.pdf. – Abgerufen am 21.02.12
- [Dentcheva et al. 1996] DENTCHEVA, Darinka et al.: *Optimale Blockauswahl bei der Kraftwerkseinsatzplanung*. Februar 1996. – URL <http://opus4.kobv.de/opus4-zib/files/214/SC-96-03.pdf>. – Abgerufen am 06.07.11
- [Desertec Knowledge Platform 2012] DESERTEC KNOWLEDGE PLATFORM: *Spain*. März 2012. – URL <http://knowledge.desertec.org/wiki/index.php5/Spain>. – Abgerufen am 27.01.13
- [Di Piazza et al. 2008] DI PIAZZA, Annalisa ; DI PIAZZA, Maria C. ; VITALE, Gianpaolo: *Statistical Processing of Data Coming from a Photovoltaic Plant for Accurate Energy Planning*. 2008. – URL <http://www.icrepq.com/icrepq-08/400-di-piazza.pdf>. – Abgerufen am 08.12.2011
- [Dipama et al. 2010] DIPAMA, J. et al.: A grid based multi-objective evolutionary algorithm for the optimization of power plants. In: *Applied Thermal Engineering* 30 (2010), S. 807–816

Literaturverzeichnis

- [Dorrnsoro et al. 2011] DORRONSORO, Bernabé ; DANOY, Grégoire ; BOUVRY, Pascal ; NEBRO, Antonio J.: Multi-objective Cooperative Coevolutionary Evolutionary Algorithms for Continuous and Combinatorial Optimization. In: BOUVRY, Pascal (Hrsg.) ; GONZÁLEZ-VÉLEZ, Horacio (Hrsg.) ; KOŁODZIEJ, Joanna (Hrsg.): *Intelligent Decision Systems in Large-Scale Distributed Environments*. Berlin : Springer-Verlag, 2011, S. 49–74
- [Du et al. 2011] DU, Bing et al.: Preference Vector Ant Colony System for Minimizing Make-span and Energy Consumption in a Hybrid Flow Shop. In: WANG, Lihui (Hrsg.) ; DEB, Kalyanmoy (Hrsg.) ; NG, Amos H. C. (Hrsg.): *Multi-Objective Evolutionary Optimisation for Product Design and Manufacturing*. London : Springer-Verlag, 2011, S. 279–304
- [Duffie und Beckman 2006] DUFFIE, John A. ; BECKMAN, William A.: *Solar engineering of thermal processes*. 3. Auflage. Hoboken, NJ : Wiley, 2006
- [Eck et al. 2007] ECK, Markus et al.: *Verbundvorhaben DIVA: Solare Direktverdampfung vor der Anwendung*. 2007. – URL <http://edok01.tib.uni-hannover.de/edoks/e01fb09/590710117.pdf>. – Abgerufen am 03.02.11
- [El-Sawy und Byrd Jr. 1980] EL-SAWY, Abdel Hamid A. ; BYRD JR., Jack: A Mixed Integer Scheduling Model for Combined Thermal and Hydroelectric-Pumped Storage Generator Systems. In: *Energy Systems and Policy* 3 (1980), S. 337–351
- [Electric Power Research Institute und California Energy Commission 2002] ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE ; CALIFORNIA ENERGY COMMISSION: *Comparison of Alternate Cooling Technologies for California Power Plants*. 2002. – URL http://www.energy.ca.gov/reports/2002-07-09_500-02-079F.PDF. – Abgerufen am 15.06.11
- [Erdmann und Zweifel 2008] ERDMANN, Georg ; ZWEIFEL, Peter: *Energieökonomik*. Berlin : Springer-Verlag, 2008
- [European Academies Science Advisory Council 2011] EUROPEAN ACADEMIES SCIENCE ADVISORY COUNCIL: *Concentrating solar power: its potential contribution to a sustainable energy future*. November 2011. – URL http://www.easac.eu/fileadmin/Reports/Easac_CSP_Web-Final.pdf. – Abgerufen am 03.02.12
- [Evonik Industries 2010] EVONIK INDUSTRIES: *Hilfe zu EbsSolar*, 2010
- [Ganapathy und Velusami 2009] GANAPATHY, S. ; VELUSAMI, S.: Design of MOEA based Decentralized Load-Frequency Controllers for Interconnected Power Systems with AC-DC Parallel Tie-lines. In: *International Journal of Recent Trends in Engineering* 2 (2009), S. 357–361
- [García-Barberena et al. 2009] GARCÍA-BARBERENA, Javier ; GARCIA, Pierre ; SANCHEZ, Marcelino ; BLANCO, Manuel J. ; LASHERAS, Jaime A.: ANALYSIS OF THE INFLUENCE OF OPERATIONAL STRATEGIES IN PLANT PERFORMANCE USING SIMULCET, SIMULATION SOFTWARE FOR PARABOLIC TROUGH

- POWER PLANTS. In: *Digitale Tagungsunterlagen der SolarPACES 2009*. Berlin, 2009
- [Garen 2005] GAREN, Joost: *Schriften zur Produktion*. Bd. 18: *Mehrzieloptimierung betriebswirtschaftlicher Probleme durch evolutionäre Algorithmen: Univ., Diss.–Osnabrück, 2004*. Frankfurt am Main : Lang, 2005
- [Gerdes et al. 2004] GERDES, Ingrid ; KLAWONN, Frank ; KRUSE, Rudolf: *Evolutionäre Algorithmen*. 1. Auflage. Wiesbaden : Vieweg Verlag, 2004
- [Geyer 2008] GEYER, Michael: *Solar Power for a Sustainable World*. European Workshop on Success factors for International Cooperation on Research, Technological Development and Demonstration in the Area of Renewable Energy. Juli 2008. – URL http://ec.europa.eu/research/energy/pdf/gp/gp_events/wrec/wrec_2008_solar_michael_geyer_en.pdf. – Abgerufen am 26.04.12
- [Ghosh und Liu 2009] GHOSH, Joydeep ; LIU, Alexander: K-Means. In: WU, Xindong (Hrsg.) ; KUMAR, Vipin (Hrsg.): *The Top Ten Algorithms in Data Mining*, Chapman & Hall/CRC, 2009, S. 21–36
- [Grigoras et al. 2011] GRIGORAS, Gheorghe et al.: Optimal Operation of a Hydro Cascade Using Typical Loading Profiles. In: *International Journal of Academic Research* 3 (2011), S. 58–63
- [Götze 2008] GÖTZE, Uwe: *Investitionsrechnung*. 6. Auflage. Berlin : Springer-Verlag, 2008
- [Hable 2004] HABLE, Matthias: *Beitrag zur Energieeinsatzoptimierung mit evolutionären Algorithmen in lokalen Energiesystemen mit kombinierter Nutzung von Wärme- und Elektroenergie: Dissertation*. 2004. – URL http://windland.ch/doku_wind/Diss_Matthias_Hable.pdf. – Abgerufen am 03.02.11
- [Hanselmann 1996] HANSELMANN, Martin: *Entwicklung eines Programmsystems zur Optimierung der Fahrweise von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen*, Universität Stuttgart, Dissertation, 1996
- [Heimsath et al. 2010] HEIMSATH, Anna ; HECK, Markus ; MORIN, Gabriel ; KIEWITT, Wilhelm ; PLATZER, Werner: SOILING OF ALUMINUM AND GLASS MIRRORS UNDER DIFFERENT CLIMATIC CONDITIONS AND TECHNO-ECONOMIC OPTIMIZATION OF CLEANING INTERVALS. In: *Digitale Tagungsunterlagen der SolarPACES 2010*. Perpignan, 2010
- [Hermes 2010] HERMES, Roland: Systemintegration Solarthermischer Kraftwerke. In: *Solarthermische Kraftwerke: Fragen und Wege zur Standardisierung*, September 2010
- [Hinkley et al. 2011] HINKLEY, Jim et al.: *Concentrating solar power - drivers and opportunities for cost-competitive electricity*. März 2011. – URL <http://www.csiro.au/files/files/p10ge.pdf>. – Abgerufen am 16.06.11

- [Hirsch et al. 2010] HIRSCH, Tobias et al.: ANNUAL SIMULATIONS WITH THE EB-SILON PROFESSIONAL TIME SERIES MODULE. In: *Digitale Tagungsunterlagen der SolarPACES 2010*. Perpignan, 2010
- [Ho und Dobos 2010] HO, Clifford K. ; DOBOS, Aron P.: STOCHASTIC MODELING OF CONCENTRATING SOLAR POWER PLANTS USING THE SOLAR ADVISOR MODEL (SAM). In: *Digitale Tagungsunterlagen der SolarPACES 2010*. Perpignan, 2010
- [Holze et al. 2009] HOLZE, Carsten et al.: CONCEPTION, DESIGN AND TEST OF AN INNOVATIVE LIGHT WEIGHT PARABOLIC TROUGH COLLECTOR. In: *Digitale Tagungsunterlagen der SolarPACES 2009*. Berlin, 2009
- [de Hoon et al. 2010] HOON, Michiel de ; IMOTO, Seiya ; MIYANO, Satoru: *The C Clustering Library*. Dezember 2010. – URL <http://bonsai.hgc.jp/~mdehoon/software/cluster/cluster.pdf>. – Abgerufen am 26.02.11
- [IBM 2009] IBM: *User's Manual for CPLEX*. 2009. – URL ftp://ftp.software.ibm.com/software/websphere/ilog/docs/optimization/cplex/ps_usrmanplex.pdf. – Abgerufen am 03.08.2011
- [IBM 2011] IBM: *IBM Academic Initiative*. März 2011. – URL <https://www.ibm.com/developerworks/university/academicinitiative/>. – Abgerufen am 17.03.2011
- [International Energy Agency 2010] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY: *Technology Roadmap Concentrating Solar Power*. 2010. – URL http://www.iea.org/papers/2010/csp_roadmap.pdf. – Abgerufen am 03.02.12
- [International Finance Corporation 2012] INTERNATIONAL FINANCE CORPORATION: *Utility Scale Solar Power Plants*. Februar 2012. – URL <http://www1.ifc.org/wps/wcm/connect/04b38b804a178f13b377ffdd29332b51/SOLAR+GUIDE+BOOK.pdf?MOD=AJPERES>. – Abgerufen am 29.04.12
- [Kallrath 2002] KALLRATH, Josef: *Gemischt-ganzzahlige Optimierung*. 1. Auflage. Braunschweig/Wiesbaden : Vieweg Verlag, 2002
- [Kaltschmitt et al. 2006] KALTSCHMITT, Martin ; STREICHER, Wolfgang ; WIESE, Andreas: *Erneuerbare Energien: Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte*. 4. Auflage. Berlin : Springer-Verlag, 2006
- [Kanngießner et al. 2009] KANNGIESSER, A. ; WOLF, D. ; THEOFILIDI, M. ; BRUCKNER, T.: Optimierter Einsatz von Druckluftspeicherkraftwerken unter Berücksichtigung von Restriktionen im Verteilnetz. In: VDI (Hrsg.): *Optimierung in der Energiewirtschaft* Bd. VDI-Berichte 2080, VDI Verlag, 2009, S. 251–265
- [Kanungo et al. 2002] KANUNGO, Tapas ; MOUNT, David M. ; NETANYAHU, Nathan S. ; PIATKO, Christine D. ; SILVERMAN, Ruth ; WU, Angela Y.: An Efficient k-Means Clustering Algorithm: Analysis and Implementation. In: *IEEE TRANSACTIONS ON PATTERN ANALYSIS AND MACHINE INTELLIGENCE* 24 (2002), S. 881–892

- [Kanungo et al. 2004] KANUNGO, Tapas ; MOUNT, David M. ; NETANYAHU, Nathan S. ; PIATKO, Christine D. ; SILVERMAN, Ruth ; WU, Angela Y.: *A Local Search Approximation Algorithm for k-Means Clustering*. 2004. – URL <http://www.cs.umd.edu/~mount/Projects/KMeans/kmlocal-cgta.pdf>. – Abgerufen am 11.08.2011
- [Kanungo et al. 2008] KANUNGO, Tapas ; MOUNT, David M. ; NETANYAHU, Nathan S. ; PIATKO, Christine D. ; SILVERMAN, Ruth ; WU, Angela Y.: *Efficient Algorithms for K-Means Clustering*. März 2008. – URL <http://www.cs.umd.edu/~mount/Projects/KMeans/>. – Abgerufen am 02.03.11
- [Khalkhali et al. 2010] KHALKHALI, Abolfazl ; SADAFI, Mohamadhosein ; REZAPOUR, Javad ; SAFIKHANI, Hamed: PARETO BASED MULTI-OBJECTIVE OPTIMIZATION OF SOLAR THERMAL ENERGY STORAGE USING GENETIC ALGORITHMS. In: *Transactions of the Canadian Society for Mechanical Engineering* 34 (2010), S. 463–474
- [Koch et al. 2007] KOCH, Christoph ; CZIESLA, Frank ; TSATSARONIS, George: Optimization of combined cycle power plants using evolutionary algorithms. In: *Chemical Engineering and Processing* 46 (2007), S. 1151–1159
- [KommEnergie 2011] KOMMENERGIE: *SLP 2011*. 2011. – URL http://www.kommenergie.de/SLP_2011.zip. – Abgerufen am 09.11.11
- [Koza 1992] KOZA, John R.: *Genetic Programming: On the Programming of Computers by Means of Natural Selection*. 6. Auflage. Cambridge : Massachusetts Institute of Technology, 1992
- [Kulturel-Konak 2007] KULTUREL-KONAK, Sadan: Multiobjective Metaheuristic Approaches to Reliability Optimization. In: LEVITIN, Gregory (Hrsg.): *Computational Intelligence in Reliability Engineering*. Berlin : Springer-Verlag, 2007, S. 37–62
- [Langniß et al. 2007] LANGNISS, Ole et al.: *Die Förderung Erneuerbarer Energien als Regulierungsaufgabe*. Dezember 2007. – URL <http://bwplus.fzk.de/berichte/SBer/BWK24011SBer.pdf>. – Abgerufen am 21.10.11
- [Leyland 2002] LEYLAND, Geoff: *Multi-Objective Optimisation applied to industrial energy problems*, ÉCOLE POLYTECHNIQUE FÉDÉRALE DE LAUSANNE, Dissertation, 2002
- [Li et al. 2006] LI, Hongtao et al.: Multi-objective optimization of an advanced combined cycle power plant including CO2 separation options. In: *Energy* 31 (2006), S. 3117–3134
- [Li et al. 2005] LI, Xu-yong ; ZHENG, Jin-hua ; XUE, Juan: A Diversity Metric for Multi-objective Evolutionary Algorithms. In: WANG, Lipo (Hrsg.) ; CHEN, Ke (Hrsg.) ; ONG, Yew S. (Hrsg.): *Advances in Natural Computation*, 2005, S. 68–73

- [Lippe 2006] LIPPE, Wolfram-Manfred: *Soft-Computing*. Berlin : Springer-Verlag, 2006
- [Lippke 1995] LIPPKE, Frank: *Simulation of the part-load behavior of a 30 MWe SEGS plant*. 1995. – URL <http://www.osti.gov/bridge/servlets/purl/95571-J2jgHW/webviewable/95571.pdf>. – Abgerufen am 23.02.13
- [Lüpfert et al. 2001] LÜPFERT, Eckhard ; GEYER, Michael ; SCHIEL, Wolfgang ; ESTEBAN, Antonio ; OSUNA, Rafael: *EUROTROUGH DESIGN ISSUES AND PROTOTYPE TESTING AT PSA*. April 2001. – URL <http://www.p2pays.org/ref/22/21028.pdf>. – Abgerufen am 03.04.11
- [Marorell et al. 2007] MARORELL, Sebastián ; CARLOS, Sofia ; VIALLNUEVA, José F.: Genetic Algorith Applications in Surveillance and Maintenance Optimization. In: LEVITIN, Gregory (Hrsg.): *Computational Intelligence in Reliability Engineering*. Berlin : Springer-Verlag, 2007, S. 63–99
- [Maubach 1994] MAUBACH, Klaus-Dieter: *Mittelfristige Energieeinsatzoptimierung in Versorgungssystemen mit Kraft-Wärme-Kopplung*, Bergische Universität-Gesamthochschule Wuppertal, Dissertation, 1994
- [Maurer und Watanabe 2010] MAURER, Jens ; WATANABE, Steven: *Boost C++ Libraries - Boost.Random*. November 2010. – URL http://www.boost.org/doc/libs/1_44_0/doc/html/boost_random.html. – Abgerufen am 09.03.12
- [Merkl 2008] MERKL, Dieter: *Clustering*. 2008. – URL <http://www.ec.tuwien.ac.at/~dieter/teaching/dm08-clustering.pdf>. – Abgerufen am 10.02.13
- [Meyer et al. 2010] MEYER, Lutz ; BAND, Dirk ; GATHMANN, Nils ; HOLTEN, Wolfgang ; ROTH, Manfred ; SCHMITZ, Kai: OPTIMISATION OF THE CONFIGURATION OF PARABOLIC TROUGH POWER PLANTS IN THE RANGE OF 250 MW. In: *Digitale Tagungsunterlagen der SolarPACES 2010*. Perpignan, 2010
- [Ministerio de Industria, Turismo y Comercio 2007] MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO: *Real Decreto 661/2007*. Mai 2007. – URL <http://boe.es/boe/dias/2007/05/26/pdfs/A22846-22886.pdf>. – Abgerufen am 27.03.11
- [Miranda et al. 1998] MIRANDA, Vladimiro ; SRINIVASAN, Dipti ; PROENÇA, L. M.: Evolutionary computation in power systems. In: *Electrical Power & Energy Systems* 20 (1998), S. 89–98
- [Mitchell 1999] MITCHELL, John E.: *Branch-and-Cut-Algorithms for Combinatorial Optimization Problems*. 1999. – URL <http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.131.740&rep=rep1&type=pdf>. – Abgerufen am 03.08.2011
- [Mittelmann 2011] MITTELMANN, H.: *Mixed Integer Linear Programming Benchmark (serial codes)*. Januar 2011. – URL <http://plato.asu.edu/ftp/milpf.html>. – Abgerufen am 04.02.11

Literaturverzeichnis

- [Morin 2010] MORIN, Gabriel: *Techno-Economic Design Optimization of Solar Thermal Power Plants*, Technische Universität Braunschweig, Dissertation, 2010
- [Mount 2005] MOUNT, David M.: *KMlocal: A Testbed for k-means Clustering Algorithms*. August 2005. – URL <http://www.cs.umd.edu/~mount/Projects/KMeans/kmlocal-doc.pdf>. – Abgerufen am 08.11.11
- [Nagl et al. 2011] NAGL, Stephan ; FÜRSCH, Michaela ; JÄGEMANN, Cosima ; BETTZÜGE, Marc o.: *The economic value of storage in renewable power systems - the case of thermal energy storage in concentrating solar plants*. August 2011. – URL http://www.ewi.uni-koeln.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Working_Paper/EWI_WP_11-08_The_economic_value_of_storage.pdf. – Abgerufen am 25.01.12
- [Naser et al. 2009] NASER, Adel D. ; DERSCH, Jürgen ; KAGIGI, Khaled: LEVELIZED ENERGY COST OF A 50 MWe PARABOLIC TROUGH PLANT WITH A MOLTEN SALT HEAT STORAGE SYSTEM IN LIBYA. In: *Digitale Tagungsunterlagen der SolarPACES 2009*. Berlin, 2009
- [National Renewable Energy Laboratory 2009a] NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY: *Solar Advisor Model*. Oktober 2009
- [National Renewable Energy Laboratory 2009b] NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY: *Solar Advisor Model Reference Manual for CSP Trough Systems*. Juli 2009. – URL <https://www.nrel.gov/analysis/sam/pdfs/sam-empirical-trough-draft-reference-manual-20090715rev.pdf>. – Abgerufen am 14.08.11
- [National Renewable Energy Laboratory 2009c] NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY: *Solar Advisor Model User Guide*, Oktober 2009
- [National Renewable Energy Laboratory 2010a] NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY: *System Advisor Model*. November 2010
- [National Renewable Energy Laboratory 2010b] NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY: *System Advisor Model*. April 2010
- [National Renewable Energy Laboratory 2010c] NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY: *System Advisor Model (SAM) User Guide*. 2010.11.9, November 2010
- [National Renewable Energy Laboratory 2011a] NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY: *System Advisor Model*. Juni 2011
- [National Renewable Energy Laboratory 2011b] NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY: *System Advisor Model (SAM) User Guide*. 2011.6.30, Juni 2011

Literaturverzeichnis

- [National Renewable Energy Laboratory 2012] NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY: *Renewable Electricity Futures Study Volume 1: Exploration of High-Penetration Renewable Electricity Futures*. Hand, M. M.; Baldwin, S.; DeMeo, E.; Reilly, J.M.; Mai, T.; Arent, D.; Porro, G.; Meshek, M.; Sandor, D. 2012. – URL <http://www.nrel.gov/docs/fy12osti/52409-1.pdf>. – Abgerufen am 12.02.13
- [Nowak et al. 2002] NOWAK, Matthias P. et al.: *Optimization of Simultaneous Power Production and Trading by Stochastic Integer Programming*. 2002. – URL <http://duepublico.uni-duisburg-essen.de/servlets/DerivateServlet/Derivate-5233/mathe2.pdf>. – Abgerufen am 02.07.11
- [Oglesby 1998] OGLESBY, Mac: *Fourier Paper*. Februar 1998. – URL <http://www.mail-archive.com/sundial@uni-koeln.de/msg01050.html>. – Abgerufen am 18.02.11
- [Palit und Popovic 2005] PALIT, Ajoy K. ; POPOVIC, Dobrivoje: *Computational Intelligence in Time Series Forecasting*. London : Springer-Verlag, 2005
- [Patnode 2006] PATNODE, Angela: *Simulation and Performance Evaluation of Parabolic Trough Solar Power Plants*, University of Wisconsin-Madison, Masterthesis, 2006. – URL https://www.nrel.gov/analysis/sam/pdfs/thesis_patnode06.pdf. – Abgerufen am 01.02.11
- [Pérez-Díaz et al. 2010] PÉREZ-DÍAZ, Juan I. et al.: *Optimal Short-term Operation and Sizing of Pumped-Storage Storage Power Plants in Systems with high Penetration of Wind Energy*. 2010. – URL http://oa.upm.es/7498/2/INVE_MEM_2010_76585.pdf. – Abgerufen am 06.07.11
- [Perridon und Steiner 2007] PERRIDON, Louis ; STEINER, Manfred: *Finanzwirtschaft der Unternehmung*. 14. Auflage. München : Verlag Franz Vahlen, 2007
- [Philibert 2010] PHILIBERT, Cédric: The CSP Roadmap of the IEA. In: *Digitale Tagungsunterlagen der SolarPACES 2010*. Perpignan, 2010
- [Pohlheim 2000] POHLHEIM, Hartmut: *Evolutionäre Algorithmen*. Berlin : Springer, 2000
- [Porras et al. 2010] PORRAS, Marcos ; SERRANO, Enrique ; WIESENBERG, Ralf: OPTIMIZATION IN THE OPERATION OF A SOLAR THERMAL POWER PLANT USING THE S2M SOLVER 1.0 TOOL. In: *Digitale Tagungsunterlagen der SolarPACES 2010*. Perpignan, 2010
- [Protermosolar o. J.] PROTERMOSOLAR: *LOCALIZACIÓN DE CENTRALES SOLARES TERMOÉLECTRICAS EN ESPAÑA*. o. J.. – URL <http://www.protermosolar.com/boletines/23/Mapa.pdf>. – Abgerufen am 11.02.13

- [Quaschning und Geyer 2000] QUASCHNING, Volker ; GEYER, Michael: *Einsatzmöglichkeiten regenerativer Energien für eine klimaverträgliche Elektrizitätsversorgung in Deutschland*. 2000. – URL http://volker-quaschning.de/downloads/sonnenforum2000_1.pdf. – Abgerufen am 16.09.11
- [Raghuwanshi und Kakde 2005] RAGHUWANSHI, M. M. ; KAKDE, O. G.: Survey on multiobjective evolutionary and real coded genetic algorithms. In: *Complexity International* Bd. 11, URL <http://www.complexity.org.au/conference/upload/raghuw01/raghuw01.pdf>, 2005
- [Red Eléctrica de España 2011] RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA: *Peninsular wind power generation forecast*. 2011. – URL <http://www.esios.ree.es/web-publica/>. – Abgerufen am 07.09.11
- [Relloso et al. 2010] RELLOSO, Sergio ; CALVO, Roberto ; GUTIÉRREZ, Yolanda: ADAPTATION TO ELECTRICITY DEMAND CURVE THROUGH MOLTEN SALT THERMAL STORAGE. In: *Digitale Tagungsunterlagen der SolarPACES 2010*. Perpignan, 2010
- [Relloso und Domingo 2006] RELLOSO, Sergio ; DOMINGO, Miguel: *SOLAR PROJECTS ANALYSIS USING SENSOL*. 2006. – URL <ftp://ftp.crs4.it/pub/References/SolarPaces2006/A7/A7-S8-RELLOSO.pdf>. – Abgerufen am 25.02.11
- [Revista Eólica y del Vehículo Eléctrico 2012] REVISTA EÓLICA Y DEL VEHÍCULO ELÉCTRICO: *Spain's conservative government decreed a moratorium on renewable energy*. Februar 2012. – URL <http://www.evwind.es/2012/02/01/spains-conservative-government-decreed-a-moratorium-on-renewable-energy/16325/>. – Abgerufen am 27.01.13
- [Richter et al. 2009] RICHTER, Christoph ; TESKE, Sven ; SHORT, Rebecca: *Concentrating Solar Power Global Outlook 09*. Greenpeace International; SolarPACES; ESTELA. 2009. – URL http://www.estelasolar.eu/fileadmin/ESTELAdocs/documents/Greenpeace_Concentrating_Solar_Power_2009.pdf. – Abgerufen am 16.06.11
- [Richter 2009] RICHTER, Pascal: *Simulation und Auslegungsoptimierung solarthermischer Kraftwerke unter Einsatz evolutionärer Algorithmen und neuronaler Netze*, RWTH Aachen, Diplomarbeit, 2009
- [Richter et al. 2011] RICHTER, Pascal ; ÁBRAHÁM, Erika ; MORIN, Gabriel: Optimisation of Concentrating Solar Thermal Power Plants with Neural Networks. In: DOBNIKAR, Andrej (Hrsg.) et al.: *ICANNNGA 2011*, 2011, S. 190–199
- [Riffelmann et al. 2009] RIFFELMANN, Klaus-Jürgen et al.: HELIOTROUGH - A NEW COLLECTOR GENERATION FOR PARABOLIC TROUGH POWER PLANTS. In: *Digitale Tagungsunterlagen der SolarPACES 2009*. Berlin, 2009

Literaturverzeichnis

- [Roy et al. 2003] ROY, Sujoy B. ; SUMMERS, Karen V. ; GOLDSTEIN, Robert A.: Water Sustainability in the United States and Cooling Water Requirements for Power Generation. In: *Water Resources Update* 126 (2003), S. 94–99
- [Sachverständigenrat für Umweltfragen 2011] SACHVERSTÄNDIGENRAT FÜR UMWELTFRAGEN: *Wege zur 100 % erneuerbaren Stromversorgung*. Januar 2011. – URL http://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/02_Sondergutachten/2011_07_SG_Wege_zur_100_Prozent_erneuerbaren_Stromversorgung.pdf?__blob=publicationFile. – Abgerufen am 17.02.12
- [Sánchez et al. 2010] SÁNCHEZ, D. ; AMODEO, L. ; PRINS, C.: Meta-heuristic Approaches for Multi-objective Simulation-based Optimization in Supply Chain Inventory Management. In: BENYOUCEF, Lyes (Hrsg.) ; GRABOT, Bernard (Hrsg.): *Artificial Intelligence Techniques for Networked Manufacturing Enterprises Management*. London : Springer-Verlag, 2010, S. 249–270
- [Schölkopf 2002] SCHÖLKOPF, Wolfgang: Solarthermie. In: REBHAN, Eckhard (Hrsg.): *Energiehandbuch*. Berlin : Springer-Verlag, 2002, S. 290–316
- [Short et al. 1995] SHORT, Walter ; PACKEY, Daniel J. ; HOLT, Thomas: *A Manual for the Economic Evaluation of Energy Efficiency and Renewable Energy Technologies*. März 1995. – URL <http://large.stanford.edu/publications/coal/references/troughnet/market/docs/5173.pdf>. – Abgerufen am 15.06.11
- [Silva et al. 2009] SILVA, Manuel ; BARÓN, Alejandro ; VÉLEZ, José A. ; LÓPEZ, Javier ; RUIZ, Concepción ; MORENO, Jesús: SENSITIVITY ANALYSIS OF CSP PLANTS IN SPAIN USING EOS. In: *Digitale Tagungsunterlagen der SolarPACES 2009*. Berlin, 2009
- [Sioshansi und Denholm 2010a] SIOSHANSI, Ramteen ; DENHOLM, Paul: *The Value of Concentrating Solar Power and Thermal Energy Storage*. 2010. – URL <http://www.nrel.gov/docs/fy10osti/45833.pdf>. – Abgerufen am 03.02.11
- [Sioshansi und Denholm 2010b] SIOSHANSI, Ramteen ; DENHOLM, Paul: The Value of Concentrating Solar Power and Thermal Energy Storage. In: *IEEE Transactions on Sustainable Energy* 1 (2010), S. 173–183
- [Spiegel Online 2010] SPIEGEL ONLINE: *Forscher wollen Sonnenkraft in Sand zwischen speichern*. März 2010. – URL <http://www.spiegel.de/wissenschaft/technik/0,1518,684965,00.html>. – Abgerufen am 03.02.12
- [Statistisches Bundesamt Deutschland 2012] STATISTISCHES BUNDESAMT DEUTSCHLAND: *Preisindizes*. Februar 2012. – URL <http://www.destatis.de/jetspeed/portal/cms/Sites/destatis/Internet/DE/Content/Statistiken/Zeitreihen/WirtschaftAktuell/Preise/Content100/pre110a.psml>. – Abgerufen am 21.02.12

Literaturverzeichnis

- [Stekli 2010] STEKLI, Joseph: Overview of Storage and Heat Transfer Fluid Technologies Funded by the United States Department of Energy. In: *Digitale Tagungsunterlagen der SolarPACES 2010*. Perpignan, 2010
- [Stephens et al. 2006] STEPHENS, D. R. ; DIGGINS, Christopher ; TURKANIS, Jonathan ; COGSWELL, Jeff: *C++ Kochbuch*. 1. Auflage. Köln : O'Reilly, 2006
- [Stine und Geyer 2001] STINE, William B. ; GEYER, Michael: *Power From The Sun*. 2001. – URL <http://www.powerfromthesun.net/book.html>. – Abgerufen am 11.02.11
- [Strauß 2006] STRAUSS, Karl: *Kraftwerkstechnik*. 5. Auflage. Berlin : Springer-Verlag, 2006
- [Streichert et al. 2005] STREICHERT, Felix ; ULMER, Holger ; ZELL, Andreas: Parallelization of Multi-objective Evolutionary Algorithms Using Clustering Algorithms. In: COELLO, Carlos A. C. (Hrsg.) ; AGUIRRE, Arturo H. (Hrsg.) ; ZITZLER, Eckart (Hrsg.): *Evolutionary Multi-Criterion Optimization*. Berlin : Springer-Verlag, 2005, S. 92–107
- [Suhlund Mellouli 2009] SUHL, Leena ; MELLOULI, Tajeb: *Optimierungssysteme: Modelle, Verfahren, Software, Anwendungen*. 2. Auflage. Dordrecht : Springer-Verlag, 2009. – ISBN 9783642015793
- [Sun 2010] SUN, Hongtao: *Efficiency Improvement of Evolutionary Multiobjective Optimization Methods for CFD-Based Shape Optimization*, TU Darmstadt, Dissertation, 2010
- [Tan und Teo 2008] TAN, Tse G. ; TEO, Jason: Evolving Opposition-Based Pareto Solutions: Multiobjective Optimization Using Competitive Coevolution. In: TIZHOOSH, Hamid R. (Hrsg.) ; VENTRESCA, Mario (Hrsg.): *Oppositional Concepts in Computational Intelligence*. Berlin : Springer-Verlag, 2008, S. 161–208
- [Tan und Teo 2009] TAN, Tse G. ; TEO, Jason: Improving the Performance of Multiobjective Evolutionary Optimization Algorithms using Coevolutionary Learning. In: CHIONG, Raymond (Hrsg.): *Nature-Inspired Algorithms for Optimisation*. Berlin : Springer-Verlag, 2009, S. 457–487
- [Teske et al. 2012] TESKE, Sven ; MUTH, Josche ; SAWYER, Steve et al.: *energy revolution*. Greenpeace International; European Renewable Energy Council; Global Wind Energy Council. Juni 2012. – URL <http://elib.dlr.de/76047/1/EnergyRevolution2012.pdf>. – Abgerufen am 12.02.13
- [Toffolo und Lazzaretto 2002] TOFFOLO, A. ; LAZZARETTO, A.: Evolutionary algorithms for multi-objective energetic and economic optimization in thermal system design. In: *Energy* 27 (2002), S. 549–576

- [Trieb 2001] TRIEB, Franz: *Expert System for Solar Thermal Power Stations*. 2001. – URL http://www.dlr.de/tt/Portaldata/41/Resources/dokumente/institut/system/publications/prospects_and_products_ge.pdf. – Zugriffsdatum: 11.11.2010. – Abgerufen am 03.02.11
- [Trieb 2005] TRIEB, Franz: *Concentrating Solar Power for the Mediterranean Region*. April 2005. – URL http://www.dlr.de/tt/Portaldata/41/Resources/dokumente/institut/system/projects/MED-CSP_Full_report_final.pdf. – Abgerufen am 17.02.11
- [Trieb 2006] TRIEB, Franz: *Trans-Mediterranean Interconnection for Concentrating Solar Power*. Juni 2006. – URL http://www.dlr.de/tt/Portaldata/41/Resources/dokumente/institut/system/projects/TRANS-CSP_Full_Report_Final.pdf. – Abgerufen am 17.02.11
- [Trieb et al. 2004] TRIEB, Franz et al.: *Solarthermische Kraftwerkstechnologie für den Schutz des Erdklimas*. 2004. – URL http://www.dlr.de/tt/Portaldata/41/Resources/dokumente/institut/system/projects/AP_2_1_Modellbildung.pdf. – Abgerufen am 11.05.11
- [Trieb et al. 2009] TRIEB, Franz ; O’SULLIVAN, Marlene ; PREGGER, Thomas ; SCHILLINGS, Christoph ; KREWITT, Wolfram: *Characterisation of Solar Electricity Import Corridors from MENA to Europe*. Juli 2009. – URL http://www.dlr.de/tt/Portaldata/41/Resources/dokumente/institut/system/publications/Solar_import_DLR_2009_07.pdf. – Abgerufen am 06.04.11
- [Tuschy et al. 2012] TUSCHY, Ilja ; RENDER, Maik ; VOGELSANG, Aiko: Planung, Einsatz und Entwicklung thermischer Kraftwerke mittlerer Größe unter neuen energie-wirtschaftlichen Rahmenbedingungen. In: BECKMANN, Michael (Hrsg.) ; HURTADO, Antonio (Hrsg.): *Kraftwerkstechnik: Sichere und nachhaltige Energieversorgung* Bd. 4. Neuruppin : TK Verlag, 2012, S. 159–168
- [U. S. Department of Energy 2012a] U. S. DEPARTMENT OF ENERGY: *SunShot Vision Study*. Februar 2012. – URL <http://www1.eere.energy.gov/solar/pdfs/47927.pdf>. – Abgerufen am 12.02.13
- [U. S. Department of Energy 2012b] U. S. DEPARTMENT OF ENERGY: *Weather Data – Barstow*. Daten im TMY3-Format. Juli 2012. – URL http://apps1.eere.energy.gov/buildings/energyplus/cfm/weather_data3.cfm/region=4_north_and_central_america_wmo_region_4/country=1_usa/cname=USA. – Abgerufen am 07.11.12
- [U. S. Department of Energy 2012c] U. S. DEPARTMENT OF ENERGY: *Weather Data – Sevilla*. Daten im SWEC-Format bereitgestellt durch Pérez-Lombard, Luis. Juli 2012. – URL http://apps1.eere.energy.gov/buildings/energyplus/cfm/weather_data3.cfm/region=6_europe_wmo_region_6/country=ESP/cname=Spain. – Abgerufen am 21.10.12

Literaturverzeichnis

- [U. S. Department of Energy Loan Programs Office 2011] U. S. DEPARTMENT OF ENERGY LOAN PROGRAMS OFFICE: *DOE Offers Conditional Commitment for Loan Guarantee, Support Solar Generation Project in Nevada*. Mai 2011. – URL <https://lpo.energy.gov/?p=4557>. – Abgerufen am 16.06.11
- [Vermeer 2007] VERMEER, Manuel: *China.de: Was Sie wissen müssen, um mit Chinesen erfolgreich Geschäfte zu machen*. 2. Auflage. Wiesbaden : Gabler-Verlag, 2007
- [Vogel und Kalb 2010] VOGEL, Werner ; KALB, Henry: *Large-Scale Solar Thermal Power*. 1. Auflage. Weinheim : WILEY-VCH, 2010
- [Vogelsang und Tuschy 2011] VOGELANG, Aiko ; TUSCHY, Ilja: Auswirkungen verschiedener technischer Parameter auf Einsatzmöglichkeiten und Ertrag solarthermischer Parabolrinnenkraftwerke. In: BECKMANN, Michael (Hrsg.) ; HURTADO, Antonio (Hrsg.): *Kraftwerkstechnik: Sichere und nachhaltige Energieversorgung* Bd. 3. Neuruppin : TK Verlag, 2011, S. 411–421
- [Vogelsang et al. 2011] VOGELANG, Aiko ; TUSCHY, Ilja ; HOHMEYER, Olav: MULTI-OBJECTIVE OPTIMIZATION OF PARABOLIC TROUGH RECEIVER POWER PLANTS UNDER VARIABLE ELECTRICITY PRICING SCHEMES BY DIFFERENT TECHNICAL DESIGN CRITERIA. In: *Digitale Tagungsunterlagen der SolarPACES 2011*. Granada, 2011
- [Wegele et al. 2005] WEGELE, Stefan ; SLOVAK, Roman ; SCHNIEDER, Eckehard: *Echtzeioptimierung in der Disposition im Schienenverkehr*. Dezember 2005. – URL http://www.dlr.de/fs/Portaldata/16/Resources/dokumente/vk/VP_FS_EX_Vortrag_Wegele_051201.pdf. – Abgerufen am 20.01.2011
- [Weicker 1999] WEICKER, Karsten: Evolutionäre Algorithmen. In: *Softcomputing - Tagungsband zum ersten Softcomputing-Treffen*. Informatikverbund Stuttgart, 1999, S. 27–39
- [Weicker 2007] WEICKER, Karsten: *Evolutionäre Algorithmen*. 2. Auflage. Wiesbaden : Teubner Verlag, 2007
- [Wittmann et al. 2008] WITTMANN, Michael ; ECK, Markus ; HIRSCH, Tobias ; PITZ-PAAL, Robert: *THEORETICAL ECONOMIC POTENTIAL OF THE SPANISH PREMIUM TARIFF FOR SOLAR THERMAL POWER PLANTS*. 2008. – URL <http://solarpaces2008.sandia.gov/SolarPACES%20PLENARIES/2%20WEDNESDAY%20INDUSTRY%20DAY%20SESSIONS/2%20PLEN%20CURRENT%20POLICY%20FRAMEWORK/DLRPitzPaal.pdf>. – Abgerufen am 03.02.11
- [Wittmann et al. 2009] WITTMANN, Michael ; ECK, Markus ; PITZ-PAAL, Robert ; MÜLLER-STEINHAGEN, Hans: METHODOLOGY FOR OPTIMIZED OPERATION STRATEGIES OF SOLAR THERMAL POWER PLANTS WITH INTEGRATED HEAT STORAGE. In: *Digitale Tagungsunterlagen der SolarPACES 2009*. Berlin, 2009

Literaturverzeichnis

- [Younes et al. 2006] YOUNES, Mimoun ; RAHLI, Mostefa ; KORIDAK, Lahouari A.: ECONOMIC POWER DISPATCH USING EVOLUTIONARY ALGORITHM. In: *Electrical Engineering* 57 (2006), S. 211–217
- [Zajonz 2010] ZAJONZ, Rafael ; LOCAREK-JUNGE, Hermann (Hrsg.) ; RÖDER, Klaus (Hrsg.) ; WAHRENBURG, Mark (Hrsg.): *Die Bewertung europäischer Immobilienaktien*. 1. Auflage. JOSEF EUL VERLAG, 2010
- [Zeng et al. 2011] ZENG, Fanchao et al.: Diversity-Driven Self-adaption in Evolutionary Algorithms. In: AO, Sio-long (Hrsg.) ; CASTILLO, Oscar (Hrsg.) ; HUANG, Xu (Hrsg.): *Intelligent Control and Computer Engineering* Bd. 70. Dordrecht : Springer-Verlag, 2011, S. 95–106
- [Ziems und Weber 2010] ZIEMS, Christian ; WEBER, Harald: *Auswirkungen steigender Windstromproduktion auf den Kraftwerksbetrieb in Deutschland*. 2010. – URL http://www.e-technik.uni-rostock.de/ee/download/publications_EEV/Langfassung%20KELI%202010%20komplett.pdf. – Abgerufen am 07.04.11
- [Zitzler et al. 2003] ZITZLER, Eckart ; LAUMANN, Marco ; BLEULER, Stefan: A Tutorial on Evolutionary Multiobjective Optimization. In: *In Metaheuristics for Multiobjective Optimisation*, Springer, 2003, S. 3–38. – URL <http://www.cs.cinvestav.mx/~emooworkgroup/zitzler04.pdf>. – Abgerufen am 03.02.11
- [Zitzler et al. 2001] ZITZLER, Eckart ; LAUMANN, Marco ; THIELE, Lothar: *SPEA2: Improving the Strength Pareto Evolutionary Algorithm*. 2001. – URL <http://e-collection.ethbib.ethz.ch/eserv/eth:24689/eth-24689-01.pdf>. – Abgerufen am 30.01.11

Index

- Allel, 39
- Archiv, 46
- Betriebsstrategie, *siehe* Einsatzstrategie
- Bewertung, 44
- Chromosom, 39
- Clusteranalyse, 57, 59, 75, 76, 137
 - partitionierendes Verfahren, 59
- Codierung, 54
- Direktnormalstrahlung, 3
- Einsatzstrategie, 5, 21–24, 36, 82
- Einzielloptimierung, 29
- Evolutionärer Algorithmus, 34, 39, 40, 69, 137
- Evolutionszahl, 70
- gemischt-ganzzahlig lineare Programmierung, *siehe* GGLP
- Gen, 39
- Genotyp, 39
- GGLP, 36, 55, 86
- Initialisierung, 42
- Kapitalwert, 26
- Kreislaufwirkungsgrad, 27
- Mehrzielloptimierung, 30
- Mutation, 40, 51
- Nominalleistung, 27
- Optimierung
 - Grundlagen, 29–32
 - ökonomischer Fokus, 10
 - technischer Fokus, 9
- Paarungsselektion, 48
- Parabolrinnenkraftwerk
 - Funktionsweise, 3
 - Modell, 61, 182
 - Kraftwerksblock, 64
 - ökonomisch, 67
 - Solarfeld, 62
 - thermischer Speicher, 65
 - Verfügbarkeit, 66
- Pareto-Front, 30
- Phänotyp, 39
- Populationsgröße, 69
- Rekombination, 40
- SBX, 48, 49, 71
- Simulated Binary Crossover, *siehe* SBX
- Solarfeldaufteilung, 18–20, 91, 130
- Solarfeldausrichtung, 17–18, 91, 130, 141
- Solarfeldgröße, 14–15, 91
- SPEA2, 41
- Speichergröße, 15–16, 91
- Stillstandskosten, 188
- Stromgestehungskosten, 24
- Umweltselektion, 46
- Variation, 48
- Vergütung
 - fest, 23
 - zeitvariabel, 4
- Zielgrößen, 24
 - Eigenschaften, 32–33
- Zielkriterien, *siehe* Zielgrößen

A Zusätzliche Angaben zum Optimierungs- und Analyseverfahren

A.1 Clusteranalyse

Wie in Kapitel 5.4 ab Seite 75 dargestellt, kommt für die analysierten Beispielprobleme eine vergleichsweise große Clusteranzahl zum Einsatz, an denen der Kraftwerksbetrieb optimiert wird. Eine kleinere Typtagzahl bildet die Pareto-Front erheblich schlechter ab. Dies belegt Abbildung A.1. Zudem sind die Konfigurationen vor allem bei nur 10 typischen Zeiträumen vergleichsweise ungleichmäßig über die Front verteilt.

Verzichtet wird an dieser Stelle auf die Visualisierung der Pareto-Front in allen drei Ebenen. So zeigt sich in den bisherigen Auswertungen, dass eventuelle Unterschiede in der Ebene aus Stromgestehungskosten und Kapitalwert sehr gut zu erkennen sind. Daher wird – wie für alle anderen nachfolgenden Analysen – nur die Grafik mit den beiden genannten Zielgrößen dargestellt.

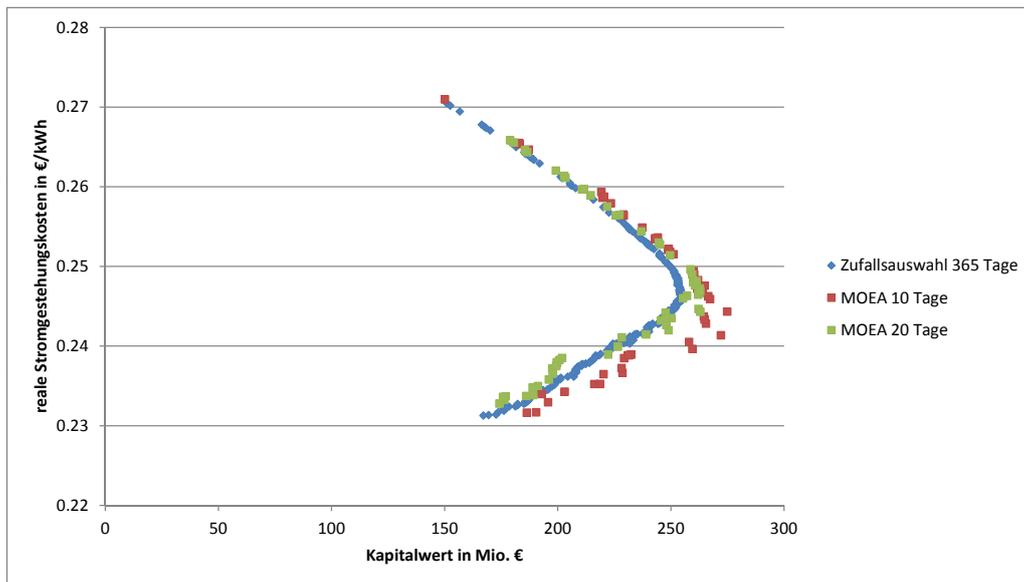


Abbildung A.1: Pareto-optimale Lösungen der Zufallsauswahl und des mit kleinen Clusterzahlen auf das Testproblem angewendeten MOEA in der Ebene aus realen Stromgestehungskosten und Kapitalwert

A Zusätzliche Angaben zum Optimierungs- und Analyseverfahren

Darüber hinaus ist in Kapitel 5.4 auf Seite 83 die Tabelle 5.4 besonders auffällig. Ihr ist zu entnehmen, dass die Solarfeldfläche durch den Einsatz der Clusteranalyse scheinbar vergleichsweise groß abgeschätzt wird. In der Auflistung A.1 werden daher zu ähnlichen Ergebnissen führende Konfigurationen aus der in Kapitel 5.4 genannten Zufallsauswahl miteinander verglichen. Damit soll eine Aussage darüber ermöglicht werden, ob auch ohne den Einsatz einer Clusteranalyse gleichwertige Ergebnisse bei voneinander abweichenden Solarfeld- und Speichergrößen erzielt werden können. Für die dargestellten Konfigurationen werden die gleichen Auswahlprinzipien wie in Abschnitt 5.4 eingesetzt.

Tabelle A.1: Vergleich von eng beieinander liegenden, optimalen Kraftwerkskonfigurationen aus der Zufallsauswahl mit niedrigen Stromgestehungskosten

	Einheit	Konf. 1	Konf. 2	Konf. 3	Konf. 4
Kapitalwert	Mio. €	177.1	175.8	176.8	177.3
LCOE (real)	€/kWh	0.2322	0.2321	0.2322	0.2324
Nettoarbeitsabgabe	GWh/a	208.4	206.3	207.9	209.1
Kapitalrückflussquote	%	9.35	9.36	9.35	9.34
Anfangsinvestition	Mio. €	448.3	443.1	447.2	450.5
Solarfeldgröße	1000 m^2	723.4	732.1	736.6	727.2
Speichergröße	MWh	377.8	283.4	310.4	386.1
Ausrichtung SF_1	°	16.8	15.7	9.0	4.5
Ausrichtung SF_2	°	16.8	11.3	-1.9	25.7
Solarfeldaufteilung	A_{SF_1}/A_{SF}	0.53	0.65	0.98	0.7

Demnach resultierten auch aus der Zufallsauswahl voneinander abweichende Konfigurationen, die zu annähernd gleichen Zielfunktionswerten (Kapitalwert, Stromgestehungskosten, Jahresnettoarbeitsabgabe) führen. Bei der ersten Konfiguration handelt es sich um das Kraftwerk, das in der bereits genannten Tabelle 5.4 als Referenzkraftwerk verwendet wird. Im Vergleich mit den Auslegungsvarianten 2 und 3 fällt das relativ große Speichervolumen auf. Dahingegen ist die Solarfeldfläche der ersten Konfiguration kleiner als bei den anderen dargestellten Kraftwerken. Allein dieses Beispiel belegt, dass die Abweichungen in Kapitel 5.4 nicht ausschließlich durch die Clusteranalyse, sondern ebenfalls durch die Variation mehrerer Parameter erklärt werden können. Diese Erkenntnis kann darüber hinaus auf die Beispielszenarien übertragen werden. Auch in diesen weichen die Anlagen im Design teilweise erheblich voneinander ab und erreichen trotzdem ähnliche Funktionswerte.

A.2 Parameter des evolutionären Algorithmus

Entsprechend der Literatur ist nicht ein evolutionärer Algorithmus für alle Probleme verwendbar. Daher muss seine Parametrisierung genauer untersucht werden. Aus diesem Grund wird im Folgenden der Einfluss verschiedener Größen auf die Optimierungsergebnisse und deren Qualität analysiert. Wichtige Parameter sind die Populations- und die Archivgröße, aber beispielsweise auch die SBX-Crossoverwahrscheinlichkeit. Für die Untersuchung wird wiederum das Testproblem verwendet, welches unter anderem in Kapitel 5.3 zum Einsatz kommt. Allerdings sind hier nicht alle Untersuchungen zu den verschiedenen Parametern aufgeführt, da dies erheblich über das Ziel dieser Arbeit hinausgehen würde. Es erfolgt vielmehr die Darstellung einer Auswahl, die die relevanten Informationen aufzeigen.

Populationszahl Mit einer größeren Populationszahl werden im Wesentlichen zwei Aspekte erreicht. Einerseits wird bereits in Kapitel 5.3 auf die Parallelisierungsbreite hingewiesen, die von der Populationsgröße abhängt (De Jong, 2007, S. 7). Außerdem können unter der Annahme einer konstanten Evolutionszahl mehr Individuen ausgewertet werden. Andererseits ist der Rechenaufwand zu beachten, sodass die Zahl der parallel untersuchten Individuen nicht beliebig groß werden kann. Daher ist es erforderlich, sorgfältig zwischen den Aspekten Ergebnisqualität und Rechenaufwand abzuwägen. In der Abbildung A.2 sind insgesamt 80 Individuen in jeder Population vorhanden. Das Archiv kann in dieser Analyse ebenfalls 80 Konfigurationen aufnehmen. Insgesamt werden damit bei 40 Evolutionen 3 200 Konfigurationen bewertet. Damit würde für die verschiedenen Beispielpunkte im Gegensatz zur Verwendung einer Populationsgröße von 70 der Zeitbedarf um ungefähr 14 % anwachsen. Durch den Vergleich mit den ab Seite 69 diskutierten Ergebnissen aus Kapitel 5.3 lässt sich dieser Mehraufwand nicht rechtfertigen, da kein deutlicher Unterschied in der Ergebnisqualität feststellbar ist.

Evolutionszahl Im Diagramm A.3 sind die nicht-dominierten Ergebnisse bei 50 Evolutionsschritten dargestellt. Entsprechend der Grafik kann durch die größere Auswertungszahl kein ersichtlicher Mehrwert generiert werden. Damit stellt sich die Frage, ob nicht auch eine geringere Evolutionszahl zu gleich guten Ergebnissen führt. Die entsprechende Auswertung nach nur 30 Evolutionszyklen enthält Abbildung A.4. Demnach sind in einem weiten Bereich der Pareto-Front sehr gute Ergebnisse zu erwarten. Dies gilt allerdings nicht für Konfigurationen mit kleinen Stromgestehungskosten. Die geringere Evolutionszahl kann somit als nicht ausreichend angesehen werden. Folglich wird, wie in Kapitel 5.3 dargestellt, eine Evolutionszahl von 40 verwendet. Sie führt zu einer guten Abdeckung der Pareto-Front.

Archivgröße In der Literatur sind insbesondere zwei Angaben zur Archivgröße zu finden. Zum einen wird die Archivgröße häufig so definiert, dass diese exakt der Populationszahl entspricht. Auch in Kapitel 5.3 wird die Archivgröße dementsprechend gewählt

A Zusätzliche Angaben zum Optimierungs- und Analyseverfahren

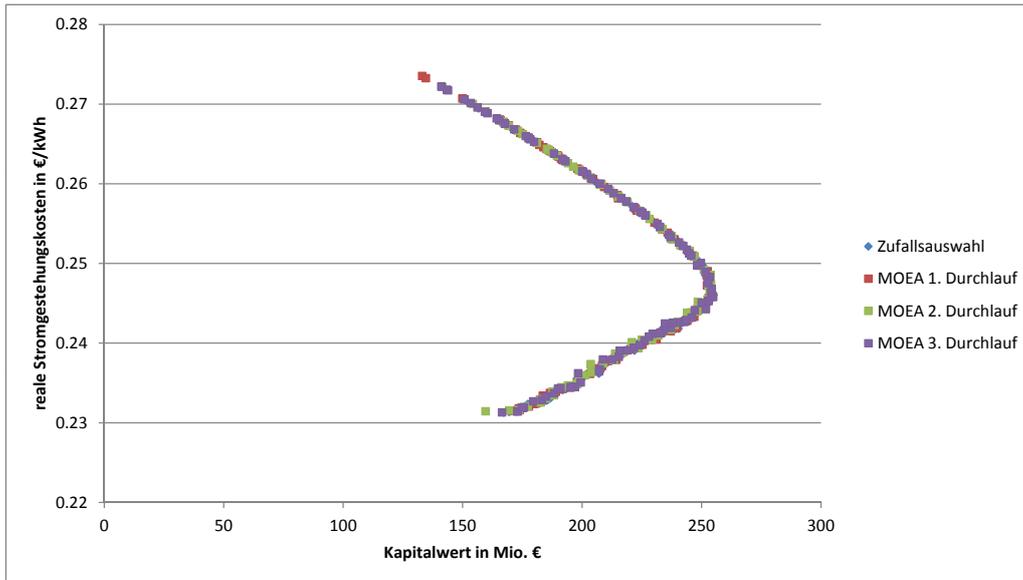


Abbildung A.2: Pareto-optimale Lösungen der Zufallsauswahl und des auf das Testproblem angewendeten MOEA (Populationsgröße von 80) in der Ebene aus realen Stromgestehungskosten und Kapitalwert

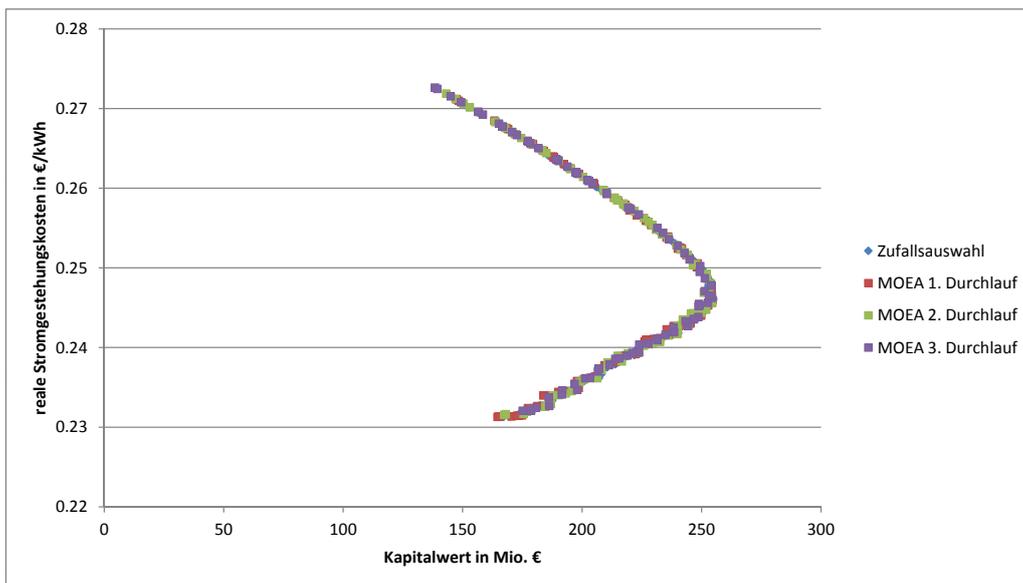


Abbildung A.3: Pareto-optimale Lösungen der Zufallsauswahl und des auf das Testproblem angewendeten MOEA (50 Evolutionsschritte) in der Ebene aus realen Stromgestehungskosten und Kapitalwert

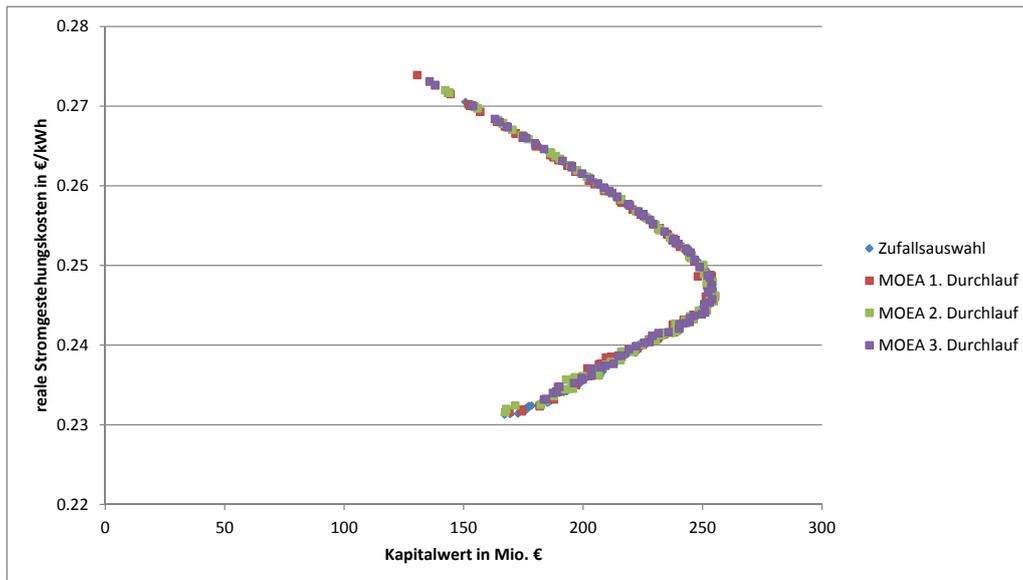


Abbildung A.4: Pareto-optimale Lösungen der Zufallsauswahl und des auf das Testproblem angewendeten MOEA (30 Evolutionsschritte) in der Ebene aus realen Stromgestehungskosten und Kapitalwert

(vgl. Tabelle 5.1, Seite 70). Darüber hinaus ist das Archiv in der Wissenschaft oftmals so parametrisiert, dass es die Hälfte der Individuen aus einer Population aufnehmen kann. Eine entsprechende Vorgabe findet sich unter anderem in den Arbeiten von Streichert et al. (2005, S. 96), Sánchez et al. (2010, S. 263) und Du et al. (2011, S. 298). Allerdings zeigt sich in der Grafik A.5 im Vergleich zur Darstellung 5.4 auf Seite 75, dass die Pareto-Front durch ein kleineres Archiv schlechter abgebildet wird. Für das untersuchte Problem ist eine Reduktion der Archivgröße demnach nicht sinnvoll.

Weitere Parameter Zusätzlich zu den genannten Parametern wird der Einfluss zahlreicher weiterer Größen untersucht. Da die Auswirkungen jedoch im Allgemeinen gering und daher zu vernachlässigen sind, erfolgt keine detaillierte Analyse der verschiedenen Faktoren. Insgesamt ist in den durchgeführten Untersuchungen häufig festzustellen, dass die Ermittlung von Konfigurationen an den Rändern der Pareto-Front schwierig ist. Kraftwerke mit entweder sehr geringen Stromgestehungskosten oder mit einer sehr großen Nettoarbeitsabgabe resultieren damit seltener aus den Optimierungsdurchläufen. Teilweise ergibt sich eine ungleichmäßige Abdeckung der Pareto-Front, was ebenfalls einen geringen Nachteil darstellt.

Zur Verdeutlichung der genannten Aspekte werden einige Grafiken aufgeführt, wobei folgende Parametrisierung vorgenommen ist:

- SBX als alleiniger Crossover-Operator,
- fester Wert von 10 für den Verteilungsparameter n_{max} des SBX,

A Zusätzliche Angaben zum Optimierungs- und Analyseverfahren

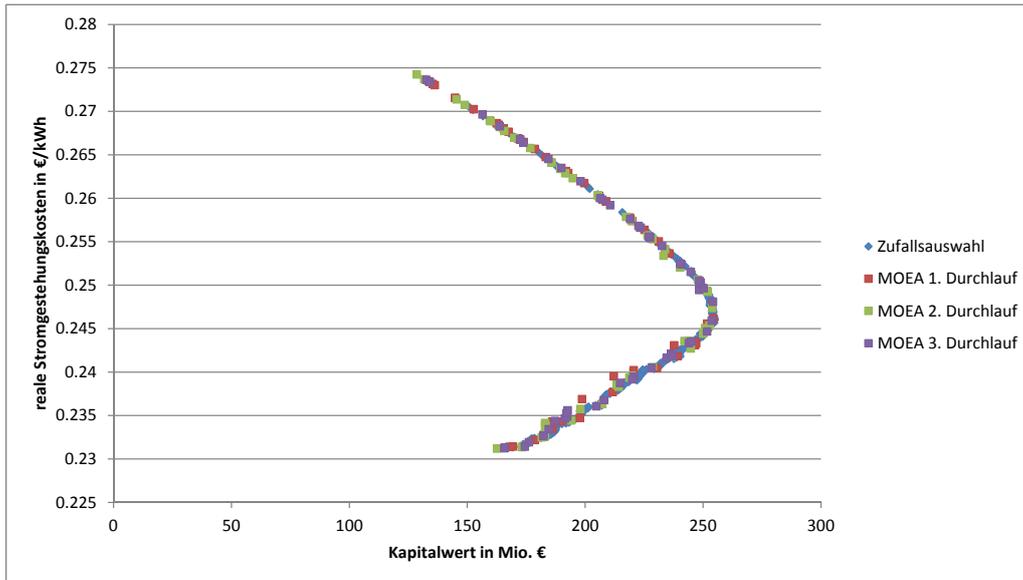


Abbildung A.5: Pareto-optimale Lösungen der Zufallsauswahl und des auf das Testproblem angewendeten MOEA (reduzierte Archivgröße) in der Ebene aus realen Stromgestehungskosten und Kapitalwert

- feste Mutationswahrscheinlichkeit von $1/l_{Ind}$,
- Reduktion der Mutationswahrscheinlichkeit um 50 %,
- Verdopplung der Standardabweichung σ_i des Mutationsoperators.

A Zusätzliche Angaben zum Optimierungs- und Analyseverfahren

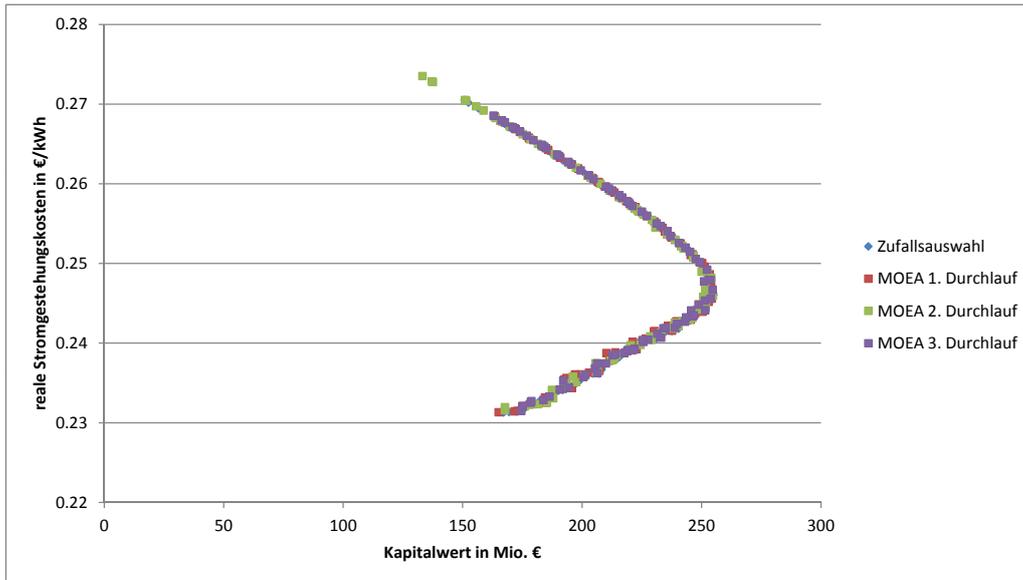


Abbildung A.6: Pareto-optimale Lösungen der Zufallsauswahl und des auf das Testproblem angewendeten MOEA (SBX als alleiniger Crossover-Operator) in der Ebene aus realen Stromgestehungskosten und Kapitalwert

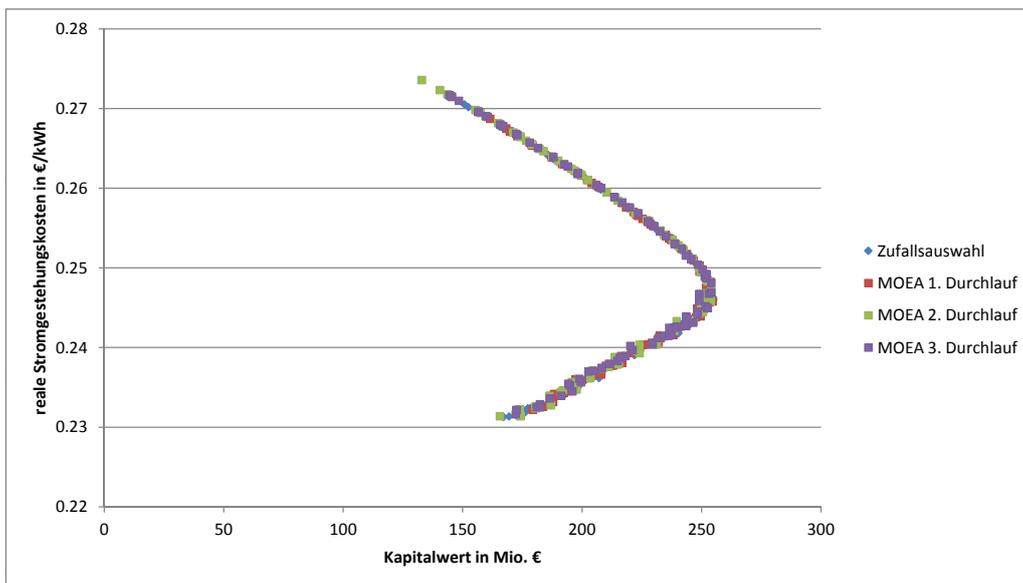


Abbildung A.7: Pareto-optimale Lösungen der Zufallsauswahl und des auf das Testproblem angewendeten MOEA (konstanter Verteilungsparameter n) in der Ebene aus realen Stromgestehungskosten und Kapitalwert

A Zusätzliche Angaben zum Optimierungs- und Analyseverfahren

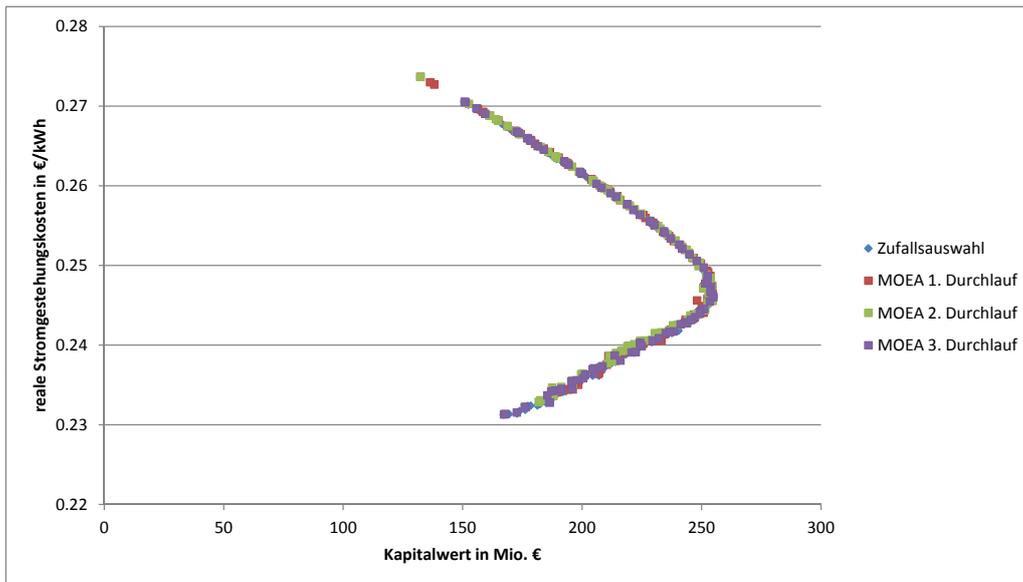


Abbildung A.8: Pareto-optimale Lösungen der Zufallsauswahl und des auf das Testproblem angewendeten MOEA (feste Mutationswahrscheinlichkeit) in der Ebene aus realen Stromgestehungskosten und Kapitalwert

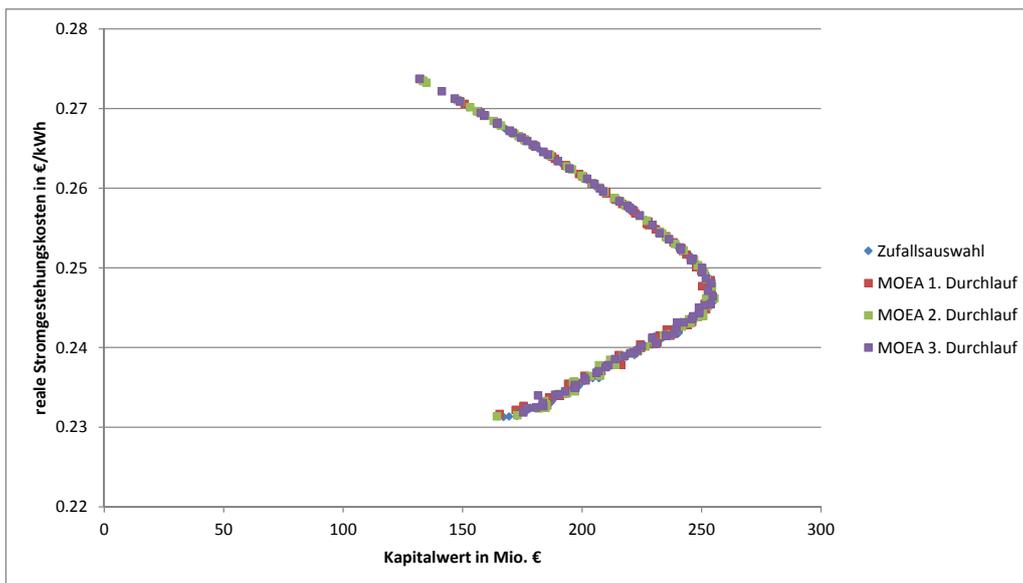


Abbildung A.9: Pareto-optimale Lösungen der Zufallsauswahl und des auf das Testproblem angewendeten MOEA (kleinere Mutationswahrscheinlichkeit) in der Ebene aus realen Stromgestehungskosten und Kapitalwert

A Zusätzliche Angaben zum Optimierungs- und Analyseverfahren

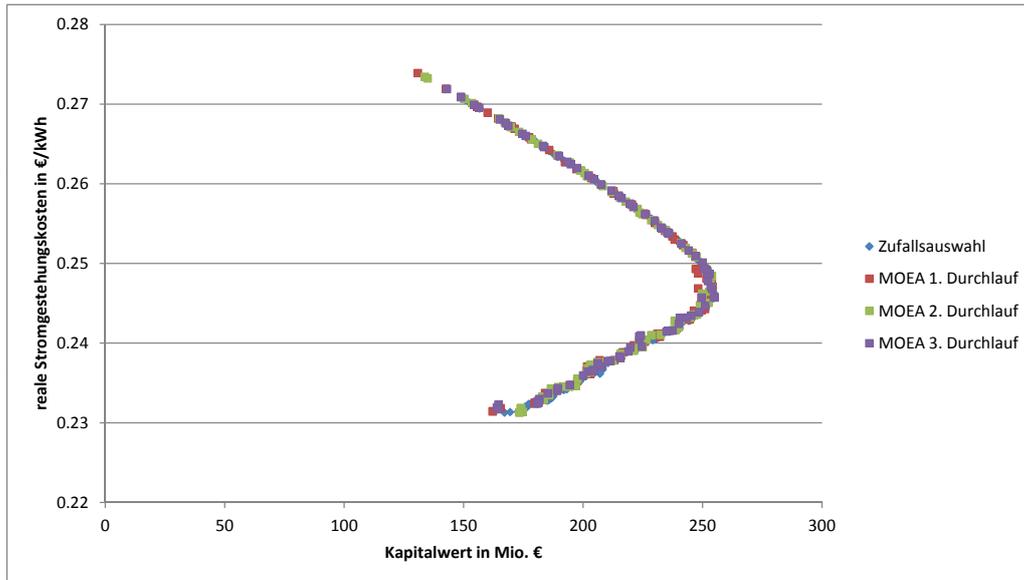


Abbildung A.10: Pareto-optimale Lösungen der Zufallsauswahl und des auf das Testproblem angewendeten MOEA (verdoppelte Standardabweichung) des Mutationsoperators in der Ebene aus realen Stromgestehungskosten und Kapitalwert

B Weiterführende Analysen zur Auslegungsoptimierung in Beispielszenarien

B.1 Konstante Einspeisevergütung

Die Auslegungsunterschiede der Kraftwerke mit minimalen Stromgestehungskosten beziehungsweise maximalen Kapitalwerten bedürfen – zusätzlich zur Diskussion in Kapitel 6.1 – einer weiteren Erläuterung. Dafür beinhalten die nachfolgenden Tabellen B.1 und B.2 ein einfaches Beispiel zur Beschreibung der methodischen Differenzen zwischen den Stromgestehungskosten und dem Kapitalwert. Wesentliche Parameter sind dabei ein Diskontierungszinssatz von 8 %, ein spezifischer Verkaufspreis von 10 GE (Geldeinheiten) und variable Kosten von 2 GE. Der Planungszeitraum beträgt 3 Jahre. Verglichen werden zwei Beispielkonfigurationen unter der Annahme, dass eine Verdopplung der Anfangsinvestitionen die produzierbare Menge um 80 % steigert.

	t=0	t=1	t=2	t=3
Menge	0	3	4	5
$E(t)$	0	30	40	50
$A(t)$	50	6	8	10
Überschüsse $E(t) - A(t)$	-50	24	32	40
Barwert	-50	22.22	27.43	31.75
$A(t)$ diskontiert	50	5.56	6.86	7.94
Menge diskontiert	0	2.78	3.43	3.97

Tabelle B.1: Erläuterung der Unterschiede zwischen Stromgestehungskosten und Kapitalwert auf Basis einer kleinen Beispielkonfiguration

Mit dem in Tabelle B.1 dargestellten Investment lässt sich ein Kapitalwert von 31.41 GE erzielen. Er ergibt sich aus der Summe der Barwerte. Um einen Kapitalwert von wenigstens 0 zu erreichen, muss der Verkaufspreis mindestens 6.91 GE betragen. Er würde im Fall eines Kraftwerkinvestments den Stromgestehungskosten entsprechen.

Die in Tabelle B.2 beschriebene Investition resultiert in einem Kapitalwert von 46.54 GE bei spezifischen Kosten von 7.46 GE.

	t=0	t=1	t=2	t=3
Menge	0	5.4	7.2	9
$E(t)$	0	54	72	90
$A(t)$	100	10.8	14.4	18
Überschüsse $E(t) - A(t)$	-100	43.2	57.6	72
Barwert	-100	40	49.38	57.16
$A(t)$ diskontiert	100	10	12.35	14.29
Menge diskontiert	0	5	6.17	7.14

Tabelle B.2: Erläuterung der Unterschiede zwischen Stromgestehungskosten und Kapitalwert auf Basis einer großen Beispielkonfiguration

Daraus folgt, dass die zweite Alternative zu einem höheren Kapitalwert führt, die erste Option jedoch die geringeren spezifischen Kosten aufweist. Daher belegt dieses sehr einfache Beispiel, dass Investitionsentscheidungen auf Basis der Stromgestehungskosten oder des Kapitalwerts nicht zwangsläufig zum gleichen Ergebnis führen müssen. Einige Annahmen des Beispiels bedürfen jedoch einer weiteren Diskussion: Die Berechnung enthält im Gegensatz zu den Szenarien, unter denen die solarthermischen Kraftwerke betrieben werden, keine Preissteigerungen. Somit ist nachweisbar, dass auch ohne eine entsprechende Parametrisierung verschiedene Optima für minimale Kosten beziehungsweise einen maximalen Kapitalwert zu erwarten sind. Die Annahme einer über der allgemeinen Inflation liegenden Preissteigerung der Vergütung beeinflusst die unterschiedliche Aussage der zwei ökonomischen Bewertungskriterien damit nicht. Sie führt lediglich dazu, dass sich mit der Investition höhere Einzahlungen erzielen lassen. Damit erweisen sich prinzipiell größere Kraftwerke als ökonomisch-optimal.

B.2 Peakpreise von 8 bis 12 Uhr sowie von 16 bis 20 Uhr

Die beiden Tabellen B.3 und B.4 enthalten die optimalen Konfigurationen (minimale Stromgestehungskosten, maximaler technischer Ertrag) bei angenommenen Peakpreisen von 8 bis 12 Uhr sowie von 16 bis 20 Uhr.

Für einen maximalen technischen Ertrag müssen unter dem gewählten Vergütungsszenario gemäß Tabelle B.4 negative Kapitalwerte in Kauf genommen werden. Die dargestellten Konfigurationen sind damit ökonomisch unvorteilhaft. Alle Konfigurationen weisen – wie in den anderen Beispielszenarien auch – einen erheblichen Anteil von in Ost-West-Richtung aufgestellten Kollektoren auf. Dies vergleichmäßig die Energieabgabe des Solarfeldes, was sich auf Grund der Solarfeldgröße positiv auf den Ertrag auswirkt. Schließlich ist dieses so stark überdimensioniert, dass ein kleinerer Solarfeldoutput im Sommer den Ertrag nicht negativ beeinflusst. Im Winter kann dadurch eine geringfügig höhere Arbeitsabgabe erzielt werden.

Tabelle B.3: Kraftwerkskonfigurationen mit minimalen Stromgestehungskosten bei Peakpreisen von 8 bis 12 sowie 16 bis 20 Uhr

	Einheit	Konf. 1	Konf. 2	Konf. 3	Konf. 4	Konf. 5
Kapitalwert	Mio. €	183.2	166.9	166.9	161.6	175.8
LCOE (real)	€/kWh	0.2305	0.2302	0.2302	0.2302	0.2305
Nettoarbeitsabgabe	GWh/a	218.6	206.0	206.0	197.5	212.9
Kapitalrückflussquote	%	9.32	9.25	9.34	9.28	9.28
Anfangsinvestition	Mio. €	469.4	438.1	438.2	417.8	455.5
Solarfeldgröße	1000 m^2	754.4	722.0	722.0	672.1	744.5
Speichergröße	MWh	483.2	269.9	271.4	251.9	369.8
Ausrichtung SF_1	°	14.3	14.3	13.7	16.4	16.4
Ausrichtung SF_2	°	17.1	17.1	17.1	9.1	9.6
Solarfeldaufteilung	A_{SF_1}/A_{SF}	0.79	0.76	0.76	0.5	0.85

B.3 Extreme Peakpreise im Sommer

Die Konfigurationen mit minimalen Stromgestehungskosten sowie mit maximalen technischen Erträgen bei extremen Peakpreisen im Sommer sind in den beiden Tabellen B.5 und B.6 detailliert erläutert.

Bemerkenswert ist die 3. Konfiguration in Tabelle B.6, bei der die Speichergröße exakt so groß wie die obere Intervallgrenze des Definitionsbereichs gewählt ist. Ähnliches gilt für die Solarfeldfläche, die annähernd der Limitierung von 2 000 000 m^2 entspricht. Beides wirkt sich dementsprechend auf die Anfangsinvestition aus. Allerdings resultiert aus dem Design gemäß der Aufstellung gegenüber den anderen dargestellten Anlagen nur eine geringfügig höhere technische Performance, sodass die zwei ökonomischen Zielkriterien vergleichsweise schlechte Werte annehmen. Zurückzuführen ist die gleichwertige Jahresnettoarbeitsabgabe auf die in Abschnitt 6.2.3 genannten Aspekte (siehe Seite 107). Keine der aufgeführten Konfigurationen mit einem maximalen technischen Ertrag erreicht unter dem hier gewählten Szenario einen positiven Kapitalwert.

B.4 Peakpreise im Winter

Die Kraftwerksdesigns mit minimalen Stromgestehungskosten sowie mit den höchsten technischen Erträgen bei Peakpreisen im Winter sind in den Tabellen B.7 und B.8 auf Seite 180 aufgeführt.

Entsprechend der Tabelle B.8 ist der Speicher der 3. Konfiguration deutlich größer als die jeweiligen Volumina der übrigen aufgeführten Anlagen. Trotzdem erreichen alle Kraftwerke einen gleichwertigen technischen Ertrag. Zum einen ist dies auf die Solarfeldfläche

Tabelle B.4: Kraftwerkskonfigurationen mit maximalen technischen Erträgen bei Peakpreisen von 8 bis 12 sowie 16 bis 20 Uhr

	Einheit	Konf. 1	Konf. 2	Konf. 3	Konf. 4	Konf. 5
Kapitalwert	Mio. €	-39.8	-37.9	-53.6	-53.0	-28.0
LCOE (real)	€/kWh	0.2692	0.2686	0.2716	0.2715	0.2673
Nettoarbeitsabgabe	GWh/a	445.7	445.1	445.9	445.6	446.3
Kapitalrückflussquote	%	6.46	6.47	6.38	6.39	6.53
Anfangsinvestition	Mio. €	1 199.3	1 194.8	1 211.3	1 210.2	1 192.1
Solarfeldgröße	1000 m^2	2 000.0	1 989.8	2 000.0	1 994.8	2 000.0
Speichergröße	MWh	3 412.0	3 405.0	3 545.2	3 554.6	3 332.6
Ausrichtung SF_1	°	5.6	-2.9	3.3	2.2	0.5
Ausrichtung SF_2	°	88.2	81.3	77.7	78.6	77.6
Solarfeldaufteilung	A_{SF_1}/A_{SF}	0.8	0.79	0.78	0.79	0.71

des 3. Designs zurückzuführen, die nicht exakt der oberen Intervallgrenze entspricht. Zumindest geringfügig ließe sich die Arbeitsabgabe durch eine Vergrößerung der Fläche auf genau 2 000 000 m^2 noch steigern. Zum anderen sei wiederum auf die in Kapitel 6.2.3 ab Seite 107 genannten Aspekte verwiesen.

Keines der in Tabelle B.8 dargestellten Kraftwerke erreicht unter den gewählten ökonomischen Bedingungen einen positiven Kapitalwert.

B.5 Peakpreise nach einem PPA

Die Auslegungsvarianten mit minimalen Stromgestehungskosten sowie mit der höchsten Jahresnettoarbeitsabgabe sind in den beiden Tabellen B.9 und B.10 beschrieben. Das angenommene Vergütungsschema ist an einen realen Stromabnahmevertrag – ein PPA – angelehnt.

Gemäß Tabelle B.10 reicht das verwendete Vergütungsszenario nicht aus, um einen ökonomisch vorteilhaften Betrieb bei einer maximalen Arbeitsabgabe zu erreichen. Dabei sind alle in der Aufstellung enthaltenen Kraftwerkskonfigurationen technisch sehr ähnlich. Allerdings weist die 5. Konfiguration den geringsten technischen Ertrag auf, obwohl sie vergleichsweise groß dimensioniert ist. Dies resultiert aus den bereits in Kapitel 6.2.3 ab Seite 107 erläuterten Aspekten.

B Weiterführende Analysen zur Auslegungsoptimierung in Beispielszenarien

Tabelle B.5: Kraftwerkskonfigurationen mit minimalen Stromgestehungskosten bei extremen Peakpreisen im Sommer

	Einheit	Konf. 1	Konf. 2	Konf. 3	Konf. 4	Konf. 5
Kapitalwert	Mio. €	49.3	46.3	53.6	50.9	43.2
LCOE (real)	€/kWh	0.2297	0.2304	0.2309	0.2301	0.2306
Nettoarbeitsabgabe	GWh/a	202.9	203.9	200.1	190.3	206.0
Kapitalrückflussquote	%	7.41	7.36	7.49	7.49	7.3
Anfangsinvestition	Mio. €	429.7	433.6	425.5	400.2	439.0
Solarfeldgröße	1000 m^2	703.0	714.7	676.1	651.8	725.4
Speichergröße	MWh	255.9	250.3	320.7	141.0	266.3
Ausrichtung SF_1	°	5.5	3.3	5.6	7.9	20.4
Ausrichtung SF_2	°	20.1	23.7	1.2	-1.2	-0.5
Solarfeldaufteilung	A_{SF_1}/A_{SF}	0.57	0.64	0.64	0.81	0.75

Tabelle B.6: Kraftwerkskonfigurationen mit maximalen technischen Erträgen bei extremen Peakpreisen im Sommer

	Einheit	Konf. 1	Konf. 2	Konf. 3	Konf. 4	Konf. 5
Kapitalwert	Mio. €	-246.4	-233.7	-284.3	-247.3	-244.8
LCOE (real)	€/kWh	0.2706	0.2676	0.2753	0.2698	0.2695
Nettoarbeitsabgabe	GWh/a	445.6	445.6	446.3	446.2	446.1
Kapitalrückflussquote	%	5.28	5.34	5.1	5.27	5.29
Anfangsinvestition	Mio. €	1 205.6	1 191.4	1 229.7	1 203.8	1 202.2
Solarfeldgröße	1000 m^2	1 994.6	1 998.9	1 999.9	2 000.0	2 000.0
Speichergröße	MWh	3 504.0	3 329.9	3 750.0	3 461.8	3 444.3
Ausrichtung SF_1	°	-0.6	-2.5	-3.4	-8.5	-8.5
Ausrichtung SF_2	°	70.6	68.8	80.6	68.1	67.2
Solarfeldaufteilung	A_{SF_1}/A_{SF}	0.76	0.69	0.72	0.71	0.71

B Weiterführende Analysen zur Auslegungsoptimierung in Beispielszenarien

Tabelle B.7: Kraftwerkskonfigurationen mit minimalen Stromgestehungskosten bei Peakpreisen im Winter

	Einheit	Konf. 1	Konf. 2	Konf. 3	Konf. 4	Konf. 5
Kapitalwert	Mio. €	57.6	60.2	59.0	58.8	56.9
LCOE (real)	€/kWh	0.2305	0.2306	0.2296	0.2303	0.2305
Nettoarbeitsabgabe	GWh/a	208.1	210.3	203.2	209.6	202.8
Kapitalrückflussquote	%	7.52	7.55	7.57	7.53	7.53
Anfangsinvestition	Mio. €	444.0	449.4	430.3	447.1	431.1
Solarfeldgröße	1000 m^2	725.3	739.9	703.8	727.5	711.4
Speichergröße	MWh	321.1	321.1	258.7	346.9	236.8
Ausrichtung SF_1	°	6.3	11.0	13.0	8.3	12.5
Ausrichtung SF_2	°	-24.0	80.3	12.9	15.5	-15.1
Solarfeldaufteilung	A_{SF_1}/A_{SF}	0.97	0.97	0.5	0.5	0.74

Tabelle B.8: Kraftwerkskonfigurationen mit maximalen technischen Erträgen bei Peakpreisen im Winter

	Einheit	Konf. 1	Konf. 2	Konf. 3	Konf. 4	Konf. 5
Kapitalwert	Mio. €	-45.8	-39.5	-65.1	-45.8	-51.3
LCOE (real)	€/kWh	0.2671	0.2657	0.2705	0.2669	0.2675
Nettoarbeitsabgabe	GWh/a	446.7	445.8	446.0	445.8	446.0
Kapitalrückflussquote	%	6.42	6.46	6.32	6.42	6.39
Anfangsinvestition	Mio. €	1 192.1	1 183.1	1 206.5	1 188.7	1 192.1
Solarfeldgröße	1000 m^2	2 000.0	1 997.7	1 998.1	1 998.0	2 000.0
Speichergröße	MWh	3 332.4	3 242.7	3 499.6	3 302.8	3 332.6
Ausrichtung SF_1	°	-1.0	-6.1	1.2	-5.9	-1.9
Ausrichtung SF_2	°	71.2	72.1	77.5	74.5	75.8
Solarfeldaufteilung	A_{SF_1}/A_{SF}	0.67	0.75	0.68	0.73	0.78

B Weiterführende Analysen zur Auslegungsoptimierung in Beispielszenarien

Tabelle B.9: Kraftwerkskonfigurationen mit minimalen Stromgestehungskosten bei einem PPA

	Einheit	Konf. 1	Konf. 2	Konf. 3	Konf. 4	Konf. 5
Kapitalwert	Mio. €	122.5	123.3	121.6	124.8	124.9
LCOE (real)	€/kWh	0.2307	0.2310	0.2307	0.2297	0.2306
Nettoarbeitsabgabe	GWh/a	207.0	204.5	203.8	206.4	211.0
Kapitalrückflussquote	%	8.53	8.57	8.55	8.59	8.53
Anfangsinvestition	Mio. €	441.8	436.5	434.0	438.0	451.2
Solarfeldgröße	1000 m^2	720.2	700.6	716.0	708.8	745.3
Speichergröße	MWh	318.2	340.5	249.3	323.4	318.9
Ausrichtung SF_1	°	7.7	5.7	5.7	10.1	12.3
Ausrichtung SF_2	°	15.7	1.2	1.2	19.2	18.2
Solarfeldaufteilung	A_{SF_1}/A_{SF}	0.57	0.51	0.6	0.71	0.97

Tabelle B.10: Kraftwerkskonfigurationen mit maximalen technischen Erträgen bei einem PPA

	Einheit	Konf. 1	Konf. 2	Konf. 3	Konf. 4	Konf. 5
Kapitalwert	Mio. €	-148.3	-145.7	-147.9	-148.5	-156.8
LCOE (real)	€/kWh	0.2689	0.2689	0.2690	0.2686	0.2699
Nettoarbeitsabgabe	GWh/a	446.8	446.3	446.6	446.9	446.2
Kapitalrückflussquote	%	5.84	5.85	5.84	5.84	5.79
Anfangsinvestition	Mio. €	1 200.9	1 199.9	1 200.9	1 200.0	1 204.2
Solarfeldgröße	1000 m^2	2 000.0	2 000.0	1 997.7	2 000.0	2 000.0
Speichergröße	MWh	3 429.7	3 418.5	3 439.7	3 420.1	3 467.1
Ausrichtung SF_1	°	-6.7	-2.9	5.2	5.9	1.2
Ausrichtung SF_2	°	73.9	67.2	80.5	89.2	88.0
Solarfeldaufteilung	A_{SF_1}/A_{SF}	0.7	0.64	0.72	0.83	0.86

C Modellierung der Kraftwerkskomponenten

C.1 Solarfeld

Für die Faktoren in Gleichung 5.2 (siehe Seite 62) sind verschiedene Annahmen zu treffen und weitere Berechnungen erforderlich.

Die Direktnormalstrahlung wird nur für die Berechnung des aufgenommenen Wärmestroms \dot{Q}_{abs} berücksichtigt, falls folgender Zusammenhang in Anlehnung an Eck et al. (2007, S. 59) erfüllt ist:

$$DNI \geq 0.25 \frac{kW}{m^2}. \quad (C.1)$$

Ein weiterer Faktor der Gleichung 5.2 ist der Cosinus-Verlust, der durch den Einfallswinkel θ bestimmt wird. Für die Berechnung von θ ist zu beachten, dass die teilweise in den nachfolgend zitierten Quellen genannte Referenzliteratur nicht beschafft werden konnte. Dieses zeigt sich auch in anderen Quellen, in denen auf Sekundärliteratur zurückgegriffen wird (Duffie und Beckman, 2006, S. 9–14), (Patnode, 2006, S. 19 ff.). Problematisch ist das insbesondere, weil entsprechend den Angaben von Oglesby und Pickard einzelne Koeffizienten in der Sekundärliteratur nicht korrekt wiedergegeben werden (Oglesby, 1998). Die Gleichungen, die in den angeführten Quellen beschrieben sind, werden jedoch trotzdem verwendet. Der Fokus dieser Arbeit liegt auf der Methodentwicklung zur Optimierung solarthermischer Kraftwerke, sodass Zahlenwerte nur eine untergeordnete Bedeutung haben. Die dargestellten Gleichungen sind unter den genannten Aspekten kritisch zu betrachten und zu verwenden.

Für die Berechnung der einfallswinkelabhängigen Verluste werden nachfolgende Gleichungen benötigt (Stine und Geyer, 2001), (Evonik Industries, 2010):

$$\cos(\theta) \cdot IAM = 1 + a_{IAM_1} \cdot \theta + a_{IAM_2} \cdot (\theta)^2 \quad (C.2)$$

mit

$$\theta = \arccos \sqrt{1 - (\cos(\alpha - \beta) - \cos(\beta) \cdot \cos(\alpha) \cdot (1 - \cos(S - \gamma)))^2} \quad (C.3)$$

mit

S : Sonnenazimut, Winkel der Sonne. Falls die Sonne im Osten steht, beträgt das Azimut 90° , im Westen gilt $S = 270^\circ$.

C Modellierung der Kraftwerkskomponenten

α : Sonnenhöhe,

γ : Kollektorazimut, Drehung der Kollektoren in der Waagerechten; wird gemessen gegenüber 0° Nord. Ein in Nord-Süd-Achse aufgestellter Kollektor hat demnach ein Azimut von 0° . Bei in Nordost-Südwest-Achse ausgerichteten Parabolrinnen beträgt das Azimut 45° .

β : Kollektortilt, Neigungswinkel der Kollektoren. Bei einer horizontalen Aufstellung gilt $\beta = 0^\circ$. Dies wird für alle Untersuchungen angenommen.

Das Sonnenazimut S wird entsprechend der nachfolgenden Gleichungen berechnet (Stine und Geyer, 2001):

$$S = \arcsin \left(-\cos(\delta) \cdot \frac{\sin(\omega)}{\cos(\alpha)} \right), \quad (\text{C.4})$$

wobei gilt:

$$\cos(\omega) \geq \frac{\tan(\delta)}{\tan(\phi)} \Rightarrow S = 180^\circ - S \quad (\text{C.5})$$

beziehungsweise

$$\cos(\omega) < \frac{\tan(\delta)}{\tan(\phi)} \Rightarrow S = 360^\circ + S \quad (\text{C.6})$$

mit

δ : Deklinationswinkel. Er variiert im Verlauf des Jahres zwischen -23.45° und $+23.45^\circ$.

ω : Stundenwinkel; Resultat der Erddrehung.

ϕ : Breitengrad.

Die Sonnenhöhe wird mit Hilfe der folgenden Gleichung berechnet (Duffie und Beckman, 2006, S. 15):

$$\alpha = \arcsin(\sin(\delta) \cdot \sin(\phi) + \cos(\delta) \cdot \cos(\omega) \cos(\phi)). \quad (\text{C.7})$$

Für die Berechnung des Sonnenazimuts und der Sonnenhöhe werden weitere Gleichungen benötigt (Patnode, 2006, S. 20):

$$\omega = ((t_{Solar} + 0.5 h) - 12 h) \cdot \frac{15^\circ}{h} \quad (\text{C.8})$$

mit

t_{Solar} : Solarzeit.

Durch den integrierten Summanden $0.5 h$ beziehen sich die gemessenen DNI-Werte immer auf die Stundenmitte eines 60-minütigen Intervalls (National Renewable Energy Laboratory, 2010c, S. 46).

Die Solarzeit t_{Solar} wird mit Hilfe der folgender Gleichung ermittelt, die angelehnt ist an die Angaben bei Patnode (2006, S. 21):

$$t_{Solar} = t_{Stand} + \frac{-L_Z + L_{Stand}}{\frac{15^\circ}{h}} + EOT \cdot \frac{1 h}{60} \quad (\text{C.9})$$

C Modellierung der Kraftwerkskomponenten

mit

t_{Stand} : Standardzeit am jeweiligen Standort,

L_Z : Längengrad des Meridians der entsprechenden Zeitzone,

L_{Stand} : Längengrad des Standorts.

Die für die Solarzeitberechnung benötigte Gleichung der Zeit (EOT) ergibt sich aus (Patnode, 2006, S. 21):

$$EOT = 229.18 \cdot (0.000075 + 0.001868 \cdot \cos(C) - 0.032077 \cdot \sin(C) - 0.014615 \cdot \cos(2 \cdot C) - 0.04089 \cdot \sin(2 \cdot C)) \quad (C.10)$$

mit

$$C = \frac{360}{365} \cdot (d - 1). \quad (C.11)$$

Darin repräsentiert d den Tag des Jahres (1: 1. Januar; 365: 31. Dezember).

Der in der Gleichung C.4 zur Berechnung des Sonnenazimuts benötigte Deklinationswinkel ergibt sich aus der folgenden Gleichung, die auf Cooper zurückgeht (Duffie und Beckman, 2006, S. 14):

$$\delta = 0.006918 - 0.399912 \cdot \cos(C) + 0.070257 \cdot \sin(C) - 0.006758 \cdot \cos(2 \cdot C) + 0.000907 \cdot \sin(2 \cdot C) - 0.002697 \cdot \cos(3 \cdot C) + 0.00148 \cdot \sin(3 \cdot C). \quad (C.12)$$

Weiterhin müssen in Gleichung 5.2 (siehe Seite 62) die Reihenendverluste und die Reihenabschattungsverluste berücksichtigt und berechnet werden (Lippke, 1995, S. 10), (Evonik Industries, 2010):

$$\eta_{End} = 1 - f \cdot \frac{\tan \theta}{L_K} \quad (C.13)$$

mit

f : Brennweite der Kollektoren,

L_K : Länge eines Kollektors, sowie:

$$\eta_{Ab} = 1 - \min \left(1, \max \left(0, 1 - \frac{L_R}{W_{Ar}} \cdot \cos(\theta_{track}) \right) \right) \quad (C.14)$$

mit

L_R : Abstand zwischen zwei Kollektorreihen,

W_{Ar} : Weite der Kollektorapertur und dem

Trackwinkel θ_{track} , der sich aus der folgenden Gleichung ermitteln lässt (Evonik Industries, 2010):

$$\theta_{track} = \tan^{-1} \left(\frac{\cos(\alpha) \cdot \sin(A - \gamma)}{\sin(\alpha - \beta) + \sin(\beta) \cdot \cos(\alpha) \cdot (1 - \cos(A - \gamma))} \right). \quad (C.15)$$

Damit sind alle notwendigen Gleichungen zur Berechnung der optischen Verluste und der vom Solarfeld absorbierten Energie vollständig angegeben.

Die beiden Summanden zur Berechnung des thermischen Verlusts des Solarfelds in Gleichung 5.5 auf Seite 63 lassen sich durch die nachfolgenden Zusammenhänge beschreiben:

Die Wärmeverluste im Solarfeld sind ein Ergebnis des Produkts aus spezifischen Verlusten und der Fläche des Solarfeldes (Evonik Industries, 2010):

$$\dot{Q}_{VSF} = \dot{q}_{VSF_{spez}} \cdot A_{SF} \quad (C.16)$$

mit

$$\dot{q}_{VSF_{spez}} = a_{V_{therm_1}} \cdot (T_{Mittel} - T_{amb}) + a_{V_{therm_2}} \cdot (T_{Mittel} - T_{amb})^2. \quad (C.17)$$

Die Rohrleitungsverluste ergeben sich aus der folgenden Gleichung (National Renewable Energy Laboratory, 2010c, S. 204):

$$\begin{aligned} \dot{Q}_{VR} = \dot{q}_{VR_{spez}} \cdot A_{SF} \cdot & \left(a_{VR_1} \cdot (T_{Mittel} - T_{amb}) \right. \\ & \left. + a_{VR_2} \cdot (T_{Mittel} - T_{amb})^2 + a_{VR_3} \cdot (T_{Mittel} - T_{amb})^3 \right). \quad (C.18) \end{aligned}$$

C.2 Kraftwerksblock

Die Berechnung des last- und des temperaturabhängigen Wirkungsgrades in Gleichung 5.13 auf Seite 64 erfolgt durch:

$$\begin{aligned} \eta_{KW_{brutto}} = \eta_{KW_{bruttonom}} \cdot & \left(a_{KW_0} + a_{KW_1} \cdot \frac{P_{brutto'}}{P_{bruttonom}} \right. \\ & \left. + a_{KW_2} \cdot \left(\frac{P_{brutto'}}{P_{bruttonom}} \right)^2 + a_{KW_3} \cdot \left(\frac{P_{brutto'}}{P_{bruttonom}} \right)^3 \right) \quad (C.19) \end{aligned}$$

und

$$\eta_{Temp} = a_{amb_0} + a_{amb_1} \cdot \vartheta_{amb} + a_{amb_2} \cdot \vartheta_{amb}^2 + a_{amb_3} \cdot \vartheta_{amb}^3 + a_{amb_4} \cdot \vartheta_{amb}^4. \quad (C.20)$$

Die Berechnung von η_{Temp} zur Berücksichtigung des Umgebungstemperatureinflusses ist entnommen aus National Renewable Energy Laboratory (2009b, S. 44). Mit Hilfe der Gleichung C.20 kann der in Grafik 5.1 auf Seite 65 beschriebene Einfluss verschiedener Rückkühlungsbedingungen auf die Kreislaufeffizienz berechnet werden (National Renewable Energy Laboratory, 2009a).

Nach Gleichung C.19 hängt der Bruttowirkungsgrad von verschiedenen Koeffizienten sowie von der jeweiligen Bruttolast ab. Dadurch wird berücksichtigt, dass in einem realen Kraftwerk bei geringerer Last schlechtere Wirkungsgrade zu erwarten sind. Die aufgeführte Gleichung wird in dieser Arbeit nur für das Testproblem benötigt. Für die GGLP

wird der Teillasteinfluss entsprechend der Abbildung 5.9 durch eine lineare Gleichung der Form

$$\dot{Q}_{ab} = m \cdot P_{brutto'} + \dot{Q}_{ab_{konst}} \quad (C.21)$$

berücksichtigt, die bereits in Kapitel 5.5 auf Seite 87 beschrieben ist.

Neben den Angaben zu den Wirkungsgraden bedarf es einer weiteren Erläuterung zu den in Gleichung 5.12 auf Seite 64 enthaltenen Eigenbedarfsverlusten. Der gesamte Eigenbedarf setzt sich aus verschiedenen Anteilen zusammen und wird maßgeblich durch den jeweiligen Betriebszustand beeinflusst. In dieser Arbeit erfolgt die Modellierung entsprechend der nachfolgenden Gleichung:

$$EB = EB_{SF} + EB_S + EB_{BOP} + EB_K \quad (C.22)$$

mit

EB_{SF} : Eigenbedarf zum Betrieb des Solarfeldes

EB_S : Eigenbedarf zum Betrieb des Speichers

EB_{BOP} : Eigenbedarf für den Betrieb des Kraftwerksblocks

EB_K : Eigenbedarf zum Betrieb der Rückkühlung.

Die Gleichungen zur Berechnung der einzelnen Verluste sind den Quellen National Renewable Energy Laboratory (2009a) und National Renewable Energy Laboratory (2009b, S. 69–72) entnommen. Dabei sollte die zweite Quelle entsprechend den Autoren nicht verwendet werden, da es sich um eine vorläufige Version handelt. Allerdings kann die Berechnung der Eigenbedarfsverluste im Solar Advisor Model nachvollzogen werden. Dadurch lässt sich ermitteln, dass im SAM die angegebenen Gleichungen aus National Renewable Energy Laboratory (2009b, S. 69–72) zur Anwendung kommen. Nur in der Berechnung des notwendigen Eigenbedarfs für den Speicherentladevorgang ergeben sich minimale Abweichungen zum SAM, die jedoch auf Grund ihrer Größe als unkritisch zu betrachten sind. Zudem ist das dort beschriebene Modell für die hier durchgeführten Analysen und die Modellierungstiefe ausreichend und angemessen. Daher wird, trotz der genannten Einschränkungen, auf das Modell zurückgegriffen. Insgesamt sind die Gleichungen zur Berechnung der Eigenbedarfsverluste jedoch kritisch ausgewählt und verwendet. Die einzelnen Verluste lassen sich entsprechend der folgenden Zusammenhänge berechnen:

$$EB_{SF} = p_{EB_{SF_{spez}}} \cdot A_{SF} \cdot \left(a_{SF_0} + a_{SF_1} \cdot \frac{\dot{Q}_{SF}}{\dot{Q}_{SF_{nom}}} + a_{SF_2} \cdot \left(\frac{\dot{Q}_{SF}}{\dot{Q}_{SF_{nom}}} \right)^2 \right) \quad (C.23)$$

$$EB_S = p_{EB_{S_{spez}}} \cdot P_{bruttonom} \cdot \left(a_{S_0} + a_{S_1} \cdot \frac{\dot{Q}_E}{\dot{Q}_{KW_{nom}}} + a_{S_2} \cdot \left(\frac{\dot{Q}_E}{\dot{Q}_{KW_{nom}}} \right)^2 \right) \quad (C.24)$$

C Modellierung der Kraftwerkskomponenten

$$EB_{BOP} = p_{EB_{BOP_{spez}}} \cdot P_{brutto_{nom}} \cdot \left(a_{BOP_0} + a_{BOP_1} \cdot \frac{P_{brutto}}{P_{brutto_{nom}}} + a_{BOP_2} \cdot \left(\frac{P_{brutto}}{P_{brutto_{nom}}} \right)^2 \right) \quad (C.25)$$

$$EB_K = p_{EB_{K_{spez}}} \cdot P_{brutto_{nom}} \cdot \left(a_{K_0} + a_{K_1} \cdot \frac{P_{brutto}}{P_{brutto_{nom}}} + a_{K_2} \cdot \left(\frac{P_{brutto}}{P_{brutto_{nom}}} \right)^2 \right). \quad (C.26)$$

In Gleichung C.23 ergibt sich die nominale Solarfeldleistung $\dot{Q}_{SF_{nom}}$ aus (National Renewable Energy Laboratory, 2009b, S. 19):

$$\dot{Q}_{SF_{nom}} = SM \cdot \dot{Q}_{KW_{nom}} = SM \cdot \frac{P_{brutto_{nom}}}{\eta_{KW_{brutto_{nom}}}}. \quad (C.27)$$

Das Solarfeldvielfache oder Solarmultiple SM kann in Anlehnung an National Renewable Energy Laboratory (2009c, S. 101 f.) folgendermaßen bestimmt werden:

$$SM = \frac{A_{SF} \cdot \left(DNI_{nom} \cdot \eta_{opt_{ges}} - \dot{q}_{V_{SF_{spez_{nom}}}} - \dot{q}_{V_{R_{spez_{nom}}}} \right)}{\dot{Q}_{KW_{nom}}}. \quad (C.28)$$

Die zur Berechnung der nominalen Werte erforderlichen Umgebungsbedingungen, die Referenz-DNI DNI_{nom} sowie die Referenz-Umgebungstemperatur $\vartheta_{amb_{nom}}$ sind der Tabelle D.1 auf Seite 190 zu entnehmen.

Der Solarfeldeigenbedarf EB_{SF} fällt immer an, sofern dem Feld ein positiver Energiebeitrag entnommen werden kann. Dazu müssen zunächst alle thermischen Verluste ausgeglichen werden.

Für die Gleichung C.24 ist anzumerken, dass entsprechend der Hilfe zum Solar Advisor Model die Werte der Koeffizienten a_{S_0} , a_{S_1} und a_{S_2} (siehe Tabelle D.1 auf Seite 190) nicht verwendet werden (National Renewable Energy Laboratory, 2009b, S. 67). Da jedoch keine anderen Faktoren und auch keine andere Berechnungsweise genannt sind, kommen die Koeffizienten hier trotzdem zur Anwendung.

In einem realen Kraftwerk können noch weitere Eigenbedarfsverluste anfallen, die aus Vereinfachungsgründen nicht in die Berechnung und die Bewertung einbezogen sind. Dabei kann es sich unter anderem um die notwendige Energie zum Umwälzen des Wärmeträgermediums während der Nacht oder auch um einen fixen Bedarf für den Betrieb des Kraftwerksblocks handeln. Da nicht davon auszugehen ist, dass deren Integration die Ergebnisse maßgeblich beeinflusst, werden sie nicht in das Modell aufgenommen.

C.3 Berücksichtigung von Stillstandskosten

Entsprechend dem Kapitel 5.1.2 sind in die Optimierung der Kraftwerkseinsatzweise keine Restriktionen bezüglich der Anlagenstillstände integriert, um die Berechnungsgeschwindigkeit zu erhöhen. Daher sind die Stillstandskosten und deren Auswirkungen nachfolgend zu untersuchen.

Für die Analyse werden zwei verschiedene Kraftwerkskonfigurationen unter jeweils zwei Vergütungsszenarien betrachtet. Die sich aus dem Betrieb ergebenden jährlichen Einzahlungen (Preissteigerungen sind nicht berücksichtigt) finden sich in den Grafiken C.1 und C.2. In den untersuchten Szenarien werden unterschiedliche stündliche Stillstandskosten angesetzt und in das lineare Modell aufgenommen. Die Kosten fallen immer dann an, wenn keine Arbeit vom Kraftwerksblock abgegeben wird.

Es sei darauf hingewiesen, dass sich die Stillstandskosten auf die Überschüsse, also die Differenz aus Ein- und Auszahlungen, auswirken würden. Allerdings gilt es zu analysieren, ob das Ergebnis der GGLP durch die Modellerweiterung beeinflusst wird. Daher erfolgt ausschließlich die Darstellung der Einzahlungen.

Prinzipiell resultieren aus einer Integration von Stillstandskosten für einen ökonomisch-optimalen Betrieb geringere Offlinezeiten des Kraftwerks. Dabei ist die Kostenhöhe – vor allem im Vergleich zu den Vergütungssätzen – eine entscheidende Größe. Entsprechend den Grafiken wird das Ergebnis der GGLP fast nicht durch die Stillstandskosten beeinflusst. Selbst bei höheren Beträgen weicht die Kraftwerksfahrweise offensichtlich kaum vom Einsatz ohne eine Pönalisierung der Stillstände ab. Demnach sind die Produkte aus Vergütungspreis und Arbeitsabgabe deutlich gewichtiger. Die Kosten müssten daher noch weiter erhöht werden, um einen deutlichen Effekt zu erreichen. Für ein reales Kraftwerk wäre hier zu prüfen, welche Kostenstruktur sinnvoll erscheint. Insgesamt dürfte allerdings mit relativ geringen Stillstandskosten zu rechnen sein.

Es ist festzuhalten, dass die Optimierung der Einsatzweise nicht wesentlich durch die Stillstandskosten beeinflusst wird. Dies gilt insbesondere für moderate Kostenniveaus. Bei Bedarf könnte diese Kostenart relativ schnell außerhalb der GGLP ohne einen großen Fehler berücksichtigt werden, sofern dies von einem potenziellen Planer gewünscht ist. Auf die Anwendbarkeit der Methode hat deren Integration keine Auswirkungen.

C Modellierung der Kraftwerkskomponenten

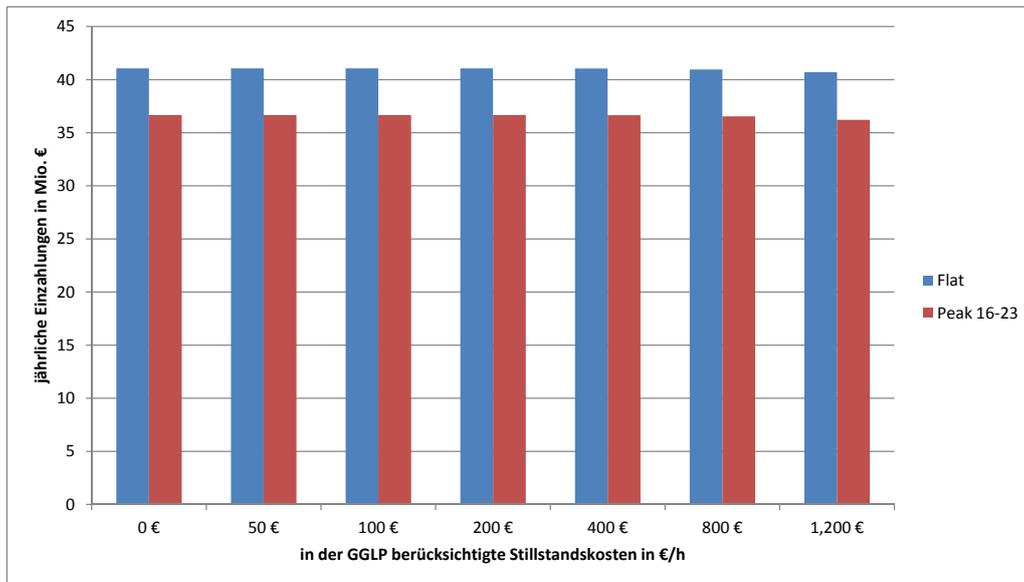


Abbildung C.1: Jährliche Einzahlungen aus dem Stromabsatz einer kleinen Beispielkonfiguration in Abhängigkeit verschiedener Stillstandskosten bei unterschiedlichen Vergütungsschemata

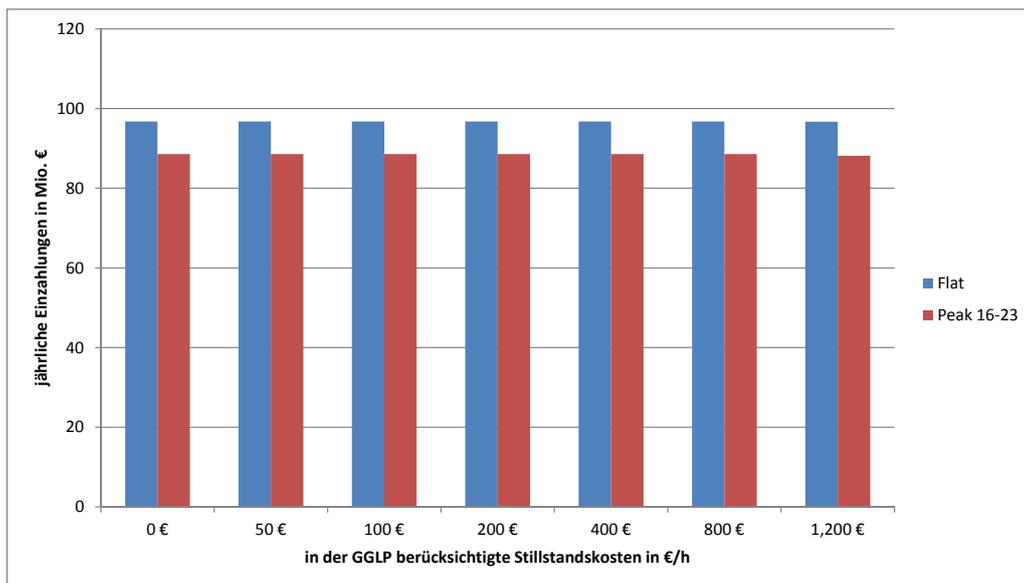


Abbildung C.2: Jährliche Einzahlungen aus dem Stromabsatz einer großen Beispielkonfiguration in Abhängigkeit verschiedener Stillstandskosten bei unterschiedlichen Vergütungsschemata

D Verwendete Parameter in den Beispielrechnungen

Tabelle D.1: Technische Parameter

Parameter	Wert	Quelle
Breitengrad ϕ	37.42°	(U. S. Department of Energy, 2012c)
Längengrad des Standorts L_{Stand}	-5.9°	(U. S. Department of Energy, 2012c)
Direktnormalstrahlung DNI	Variabel	(U. S. Department of Energy, 2012c)
Referenz-DNI DNI_{nom}	800 W/m ²	(National Renewable Energy Laboratory, 2009b, S. 14)
Mindest-DNI für Anlagenbetrieb	250 W/m ²	(Eck et al., 2007, S. 56)
Umgebungstemperatur ϑ_{amb}	Variabel	(U. S. Department of Energy, 2012c)
Referenz-Umgebungstemperatur $\vartheta_{amb_{nom}}$	20°C	Eigene Annahme
Aperturweite der Kollektoren W_{Ar}	5.77 m	(Eck et al., 2007, S. 38)
Abstand zwischen den Kollektoren L_R	17.30 m	(Eck et al., 2007, S. 38)
Länge der Kollektoren L_K	150 m	(Eck et al., 2007, S. 38)
Brennweite der Kollektoren f	1.71 m	(Lüpfert et al., 2001, S. 2)
Optischer Spitzenwirkungsgrad der Kollektoren η_{opt}	78 %	(Eck et al., 2007, S. 38)
Parameter	Wert	Quelle

D Verwendete Parameter in den Beispielrechnungen

Tabelle D.1: Technische Parameter: Fortsetzung

Parameter	Wert	Quelle
Durchschnittliche Spiegelsauberkeit η_R	98 %	Eigene Annahme
Kollektortilt β	0°	Eigene Annahme
Thermodynamische Mitteltemperatur Solarfeld T_{Mittel}	615.15 K	(National Renewable Energy Laboratory, 2010a)
Thermischer Verlust Koeffizient $a_{V_{therm_1}}$	0 W/(K · m ²)	(Evonik Industries, 2010)
Thermischer Verlust Koeffizient $a_{V_{therm_2}}$	0.00047 W/(K ² · m ²)	(Evonik Industries, 2010)
Spez. thermische Rohrleitungsverluste	10 W/m ²	(National Renewable Energy Laboratory, 2009a)
Thermischer Rohrleitungsverlustkoeffizient $a_{V_{R_1}}$	0.001693 1/K	(National Renewable Energy Laboratory, 2009a)
Thermischer Rohrleitungsverlustkoeffizient $a_{V_{R_2}}$	-1.683 · 10 ⁻⁵ 1/K ²	(National Renewable Energy Laboratory, 2009a)
Thermischer Rohrleitungsverlustkoeffizient $a_{V_{R_3}}$	6.78 · 10 ⁻⁸ 1/K ³	(National Renewable Energy Laboratory, 2009a)
IAM-Koeffizient a_{IAM_1}	0.00010596 1/deg	(Evonik Industries, 2010)
IAM-Koeffizient a_{IAM_2}	-0.00017091 1/deg ²	(Evonik Industries, 2010)
Spez. thermischer Stillstandsverlustwärmestrom $\dot{q}_{V_{spez}}$	15 W/m ²	Eigene Annahme
Max. Abkühlungszeit t_{max}	10 h	Eigene Annahme
Verfügbarkeit Solarfeld σ_{SF}	95 %	(Eck et al., 2007, S. 55)
Spez. Eigenbedarf Solarfeld $p_{EBSF_{spez}}$	0.01052 kW/m ²	(National Renewable Energy Laboratory, 2009a)
Parameter	Wert	Quelle

D Verwendete Parameter in den Beispielrechnungen

Tabelle D.1: Technische Parameter: Fortsetzung

Parameter	Wert	Quelle
Koeffizient Eigenbedarf Solarfeld a_{SF_0}	-0.036	(National Renewable Energy Laboratory, 2009a)
Koeffizient Eigenbedarf Solarfeld a_{SF_1}	0.242	(National Renewable Energy Laboratory, 2009a)
Koeffizient Eigenbedarf Solarfeld a_{SF_2}	0.794	(National Renewable Energy Laboratory, 2009a)
Nominale Kraftwerksbruttoleistung $P_{brutto_{nom}}$	110 MW	Eigene Annahme
Minimale Kraftwerksbruttoleistung $P_{brutto_{min}}$	27.5 MW	Eigene Annahme
Nominaler Kraftwerksbruttowirkungsgrad $\eta_{KW_{brutto}}$	0.385	(Eck et al., 2007, S. 36)
Maximaler, dem Kraftwerksblock zugeführter Wärmestrom \dot{Q}_{KW}	110 % $\cdot \dot{Q}_{KW_{nom}}$	Eigene Annahme
Koeffizient m für Berechnung \dot{Q}_{ab}	1.475158	Eigene Annahme in Anlehnung an Eck et al. (2007, S. 36)
Konstanter Verlust $\dot{Q}_{ab_{konstant}}$	14.26138 MW	Eigene Annahme in Anlehnung an Eck et al. (2007, S. 36)
Koeffizient a_{KW_0} (nur relevant für Testproblem)	0.76623377	Eigene Annahme in Anlehnung an Eck et al. (2007, S. 36)
Koeffizient a_{KW_1} (nur relevant für Testproblem)	0.56277056	Eigene Annahme in Anlehnung an Eck et al. (2007, S. 36)
Koeffizient a_{KW_2} (nur relevant für Testproblem)	-0.50909091	Eigene Annahme in Anlehnung an Eck et al. (2007, S. 36)
Koeffizient a_{KW_3} (nur relevant für Testproblem)	0.18008658	Eigene Annahme in Anlehnung an Eck et al. (2007, S. 36)
Parameter	Wert	Quelle

D Verwendete Parameter in den Beispielrechnungen

Tabelle D.1: Technische Parameter: Fortsetzung

Parameter	Wert	Quelle
Koeffizient a_{amb_0}	1.00873	(National Renewable Energy Laboratory, 2009a)
Koeffizient a_{amb_1}	0.00435842 1/°C	(National Renewable Energy Laboratory, 2009a)
Koeffizient a_{amb_2}	-0.000251023 1/°C ²	(National Renewable Energy Laboratory, 2009a)
Koeffizient a_{amb_3}	-9.02403 · 10 ⁻⁷ 1/°C ³	(National Renewable Energy Laboratory, 2009a)
Koeffizient a_{amb_4}	4.8203 · 10 ⁻⁸ 1/°C ⁴	(National Renewable Energy Laboratory, 2009a)
Spez. Eigenbedarf BOP $p_{EB_{BOP_{spez}}}$	0.02467	(National Renewable Energy Laboratory, 2009a)
Koeffizient Eigenbedarf BOP a_{BOP_0}	0.483	(National Renewable Energy Laboratory, 2009a)
Koeffizient Eigenbedarf BOP a_{BOP_1}	0.517	(National Renewable Energy Laboratory, 2009a)
Koeffizient Eigenbedarf BOP a_{BOP_2}	0	(National Renewable Energy Laboratory, 2009a)
Spez. Eigenbedarf Rückkühlung $p_{EB_{K_{spez}}}$	0.017045	(National Renewable Energy Laboratory, 2009a)
Koeffizient Eigenbedarf Rückkühlung a_{K_0}	-0.036	(National Renewable Energy Laboratory, 2009a)
Koeffizient Eigenbedarf Rückkühlung a_{K_1}	0.242	(National Renewable Energy Laboratory, 2009a)
Parameter	Wert	Quelle

D Verwendete Parameter in den Beispielrechnungen

Tabelle D.1: Technische Parameter: Fortsetzung

Parameter	Wert	Quelle
Koeffizient Eigenbedarf Rückkühlung a_{K_2}	0.794	(National Renewable Energy Laboratory, 2009a)
Verfügbarkeit Kraftwerksblock σ_{KW}	96 %	(Eck et al., 2007, S. 55)
Speicherladewirkungsgrad η_L	95 %	Eigene Annahme
Stündlicher Speicherverlust ρ_S	0.031 %	(Sioshansi und Denholm, 2010a, S. 4)
Max. Speicherladestrom \dot{Q}_{Lmax}	120 % $\cdot \dot{Q}_{KW_{nom}}$	Eigene Annahme
Max. Speicherentladestrom \dot{Q}_{Emax}	120 % $\cdot \dot{Q}_{KW_{nom}}$	Eigene Annahme
Spez. Eigenbedarf Speicher $p_{EB_{Spez}}$	0.02	(National Renewable Energy Laboratory, 2009a)
Koeffizient Eigenbedarf Speicher a_{S_0}	-0.036	(National Renewable Energy Laboratory, 2009a)
Koeffizient Eigenbedarf Speicher a_{S_1}	0.242	(National Renewable Energy Laboratory, 2009a)
Koeffizient Eigenbedarf Speicher a_{S_2}	0.794	(National Renewable Energy Laboratory, 2009a)
Parameter	Wert	Quelle

Tabelle D.2: Ökonomische Parameter

Parameter	Wert	Quelle
Planungszeitraum T	20 Jahre	Eigene Annahme
Inflationsrate i_I	2 %	Eigene Annahme
Nominale Preissteigerung Vergütungspreis f_{ES}	3 %/a	Eigene Annahme
Nominale Preissteigerung Betriebsausgaben f_{AS}	2 %/a	Eigene Annahme
Parameter	Wert	Quelle

D Verwendete Parameter in den Beispielrechnungen

Tabelle D.2: Ökonomische Parameter: Fortsetzung

Parameter	Wert	Quelle
Nominaler Eigenkapitalzins i_{EK_n}	10 %	Eigene Annahme
Nominaler Fremdkapitalzins i_{FK_n}	5 %	Eigene Annahme
Anteil Fremdkapital am Gesamtbedarf	75 %	Eigene Annahme
Spez. Solarfeldkosten (inkl. Receiver) a_{Sf}	248.50 €/m ²	(Eck et al., 2007, S. 63 f.)
Spez. Speicherkosten a_S	60.00 €/kWh _{th}	(Trieb et al., 2009, S. 86)
Spez. Kraftwerkskosten a_{KW}	830.00 €/kW _{elek.brutto}	Angelehnt an National Renewable Energy Laboratory (2010a), Umrechnungskurs 1 € = 1.4 \$
Sonstige Anfangsauszahlungen A_{Son}	4 371 000 €	(Eck et al., 2007, S. 93)
Sonstige indirekte Anfangsinvestitionen a_{indir}	50.4 % · A_{dir}	(Eck et al., 2007, S. 64)
Fixe jährliche Betriebskosten	50.00 €/kW _{elek.brutto}	(National Renewable Energy Laboratory, 2010a), Umrechnungskurs 1 € = 1.4 \$
Variable jährliche Betriebskosten	2.10 €/MWh	Angelehnt an National Renewable Energy Laboratory (2010a), Umrechnungskurs 1 € = 1.4 \$
Zusätzliche jährliche Verwaltungskosten a_{VW}	1.5 % · A_0	(Eck et al., 2007, S. 61)
Jährliche Versicherungskosten a_{VS}	0.5 % · A_0	(Eck et al., 2007, S. 61)
Parameter	Wert	Quelle

Die aufgeführten Tabellen enthalten alle verwendeten technischen und ökonomischen Parameter.

Die spezifischen Solarfeldkosten a_{Sf} in Aufstellung D.2 beziehen sich auf die (Netto-)Solarfeldfläche (Eck et al., 2007, S. 63). Sie enthalten auch die Ausgaben für das Grundstück, die Baumaßnahmen sowie die notwendige Verrohrung. Es ist zu beachten, dass sich die in a_{Sf} berücksichtigten Kosten für die Receiverrohre bei Eck et al. auf direktverdampfende Solarfelder beziehen (Eck et al., 2007, S. 64).

D Verwendete Parameter in den Beispielrechnungen

Sowohl für den Kapitalwert als auch für die Stromgestehungskosten ist es erforderlich, dass alle Angaben, aus denen sich die Ein- und Auszahlungen ergeben, auf das gleiche Jahr bezogen sind. Beispielsweise sind die Solarfeldkosten aus einer Quelle des Jahres 2007 entnommen, während die Kraftwerkskosten aus einer Arbeit des Jahres 2010 stammen. Streng genommen wäre eine Anpassung der verwendeten Daten mit einem Inflationssatz auf dasselbe Jahr notwendig. Für die im Rahmen der Arbeit dargestellten Berechnungen wird jedoch vereinfachend angenommen, dass alle Daten auf das Jahr 2010 bezogen sind. Damit ergeben sich sowohl der Kapitalwert als auch die Stromgestehungskosten in Euro-Beträgen für das genannte Jahr. Zur Erhöhung der Lesbarkeit wird in der Arbeit auf den Ausweis dieser Angaben verzichtet.

Ein weiterer Grund für den Verzicht auf die Preisanpassung mit Hilfe eines Indexes ist, dass die Kosten neben der Inflation anderen, erheblich gewichtigeren Einflüssen unterliegen. Für solarthermische Kraftwerke ist insbesondere die Kostendegression durch eine Massenfertigung entscheidend, was durch den Bau zahlreicher Anlagen – etwa in Spanien – erreicht werden konnte. Zu nennen sind dabei vor allem die Solarfeldkollektoren und -receiver, für die sinkende Preise zu erwarten sind. Damit wirkt sich die Kostendegression im Gegensatz zur Inflation preisdämpfend aus.

Zudem sind auch in der Literatur voneinander abweichende Angaben zu finden, was nachfolgend für das Solarfeld erläutert wird. So sind im Solar / System Advisor Model sowohl in 2009 als auch in der Version von April 2010 Solarfeldkosten (inkl. WTM-System) von $400 \text{ \$/m}^2$ angegeben (National Renewable Energy Laboratory, 2009a, 2010b). Dagegen ist im gleichen Tool aus November 2010 sowie aus Jahr 2011 ein Betrag von $385 \text{ \$/m}^2$ ausgewiesen (National Renewable Energy Laboratory, 2010a, 2011a). Dieses Beispiel macht deutlich, dass hier andere Faktoren als die Inflation überwiegen müssen. Andernfalls wäre zu erwarten, dass in der jüngsten Quelle der höchste Preis angegeben ist, sofern keine Deflation unterstellt ist. Auch im genannten Tool selbst erscheint der Hinweis, dass die angegebenen Parameter kritisch verwendet werden müssen.

Ein weiterer wesentlicher Aspekt ist die Referenzkraftwerksgröße, auf die sich die Kostenangaben beziehen. Mit wachsender Nominalleistung ist eine Größendegression zu erwarten und dementsprechend zu berücksichtigen. Die Referenzgröße wird allerdings nur in Einzelfällen benannt (Eck et al., 2007, S. 63).

Insgesamt erscheint es unproblematisch, die in der Tabelle dargestellten ökonomischen Parameter direkt zu verwenden. In einem realen Projekt könnten aktuelle Werte von Herstellern für eine detailliertere Optimierung berücksichtigt werden.

Neben der Diskussion zu den verwendeten Parametern und Angaben ist eine Bewertung notwendig, ob das hier verwendete ökonomische Modell ausreichend genau ist. So wird beispielsweise bei Morin ein detaillierteres ökonomisches Modell verwendet (Morin, 2010, S. 82–91). Der Autor weist auch auf Nichtlinearitäten in der Kostenstruktur hin, die in seiner Arbeit berücksichtigt werden. Trotzdem wird in dieser Arbeit bewusst auf die Verwendung eines entsprechenden ökonomischen Modells verzichtet. Dies kann insbesondere dadurch begründet werden, dass mit einem detaillierten Modell die Anzahl der notwendigen Parameter ansteigt. Letztendlich besteht die Gefahr, dass dem Leser eine Genauigkeit suggeriert wird, die nicht erreicht werden kann. So sind für so-

D Verwendete Parameter in den Beispielrechnungen

larthermische Kraftwerke Angaben zu Kosten nur schwer in guter Qualität zu erhalten. Dazu tragen verschiedene Faktoren bei. Zum einen hat die Kraftwerksgröße – wie bereits erläutert – erhebliche Auswirkungen auf die spezifischen Komponentenkosten. Zum anderen sind weitere Faktoren wie der aktuelle Stahlpreis oder die vorhandene Infrastruktur am potentiellen Kraftwerksstandort entscheidend. Dass man von größeren Variationen ausgehen muss, zeigt folgendes Beispiel: Im Solar Advisor Model sind in der Version von Oktober 2009 $960 \text{ \$/kW}_{elek.netto}$ als spezifische Kraftwerkskosten bei einer angenommenen Trockenkühlung hinterlegt (National Renewable Energy Laboratory, 2009a). In der Version von April 2010 sind es $1140 \text{ \$/kW}_{elek.brutto}$, im November 2010 sind mit $1160 \text{ \$/kW}_{elek.brutto}$ erneut höhere Kosten angegeben (National Renewable Energy Laboratory, 2010a,b). Aus den genannten Beträgen ergibt sich ein Anstieg der Aufwendungen innerhalb eines Jahres von über 30 % für ein Kraftwerk der gleichen Größe (angenommen ist: 100 MW_{netto} entsprechen 110 MW_{brutto}). Daraus resultiert eine absolute Differenz von über 30 Mio. \\$, was sich entsprechend auf die notwendigen Anfangsinvestitionen auswirkt. Auch wenn NREL im Tool darauf hinweist, dass die Parameter vor der Verwendung überprüft werden müssen, zeigt sich die erhebliche Variationsbreite. Allein aus diesem Grund erscheint es nicht sinnvoll, beliebig viele Parameter in die ökonomischen Berechnungen aufzunehmen.

Ein weiteres Beispiel für das genannte Problem sind die Grundstückskosten, die hier in den Aufwendungen für das Solarfeld enthalten sind. Bei Vogel und Kalb wird an spanischen Standorten ein spezifischer Preis von $1.25 \text{ \$/m}^2$ angesetzt (Vogel und Kalb, 2010, S. 114). Allerdings weisen die Autoren darauf hin, dass ihre Schätzung relativ hoch sei und dass es auch andere Arbeiten gebe, in denen niedrigere Beträge angesetzt werden (Vogel und Kalb, 2010, S. 114). Letztendlich dürfte der Preis unter anderem davon abhängen, welche Nutzung am jeweiligen Standort neben der solarthermischen Energieerzeugung noch in Frage kommt. Eine Nutzungskonkurrenz dürfte im Allgemeinen zu höheren Preisen führen.

Insgesamt zeigt sich, dass mit einer steigenden Anzahl von Parametern beträchtliche Datenermittlungsprobleme auftreten können. Daher wird ein einfacheres ökonomisches Modell eingesetzt. Auch mit diesem sind realitätsnahe Ergebnisse zu erwarten, da es die wesentlichen Faktoren enthält.