

**Entwicklung und Anwendung einer integrierten Methode  
zur Analyse von betriebsübergreifenden  
Energieversorgungskonzepten**

Zur Erlangung des akademischen Grades eines  
Doktors der Wirtschaftswissenschaften

(Dr. rer. pol.)

von der Fakultät für  
Wirtschaftswissenschaften  
der Universität Fridericiana zu Karlsruhe

genehmigte  
DISSERTATION

von  
Diplom-Ingenieur Michael Frank

Tag der mündlichen Prüfung: 19. Mai 2003

Referent: Prof. Dr. O. Rentz

Korreferent: PD Dr. K.-M. Ehrhart

Karlsruhe, 2003

Die vorliegende Arbeit befasst sich mit der Entwicklung und Anwendung einer Methode zur Analyse von betriebsübergreifenden Energieversorgungskonzepten. Sie entstand während meiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion (IIP) der Universität Karlsruhe (TH). Ausgangspunkt der Arbeit war das Forschungsprojekt des bmb+f „Entwicklung eines regionalen Energiemanagement-Konzeptes und Anwendung auf die TechnologieRegion Karlsruhe“, das in Zusammenarbeit mit verschiedenen Unternehmen durchgeführt wurde. Hierzu zählen die Stadtwerke Karlsruhe, die Mineraloelraffinerie Oberrhein GmbH & Co. KG, die Stora Enso Maxau GmbH & Co. KG, das Werk der DaimlerChrysler AG in Wörth, die städtische Kläranlage und der Ligninverarbeiter Borregaard Deutschland GmbH.

Meinem Doktorvater, dem Institutsleiter des IIP, Herrn Prof. Dr. Otto Rentz, gilt mein besonderer Dank für die fachliche und persönliche Unterstützung und das in mich gesetzte Vertrauen. Herrn PD Dr. Karl-Martin Ehrhart, Institut für Wirtschaftstheorie und Operations Research der Universität Karlsruhe (TH) danke ich herzlich für die Übernahme des Korreferats und die wertvollen Anregungen.

Bei meinen Kolleginnen und Kollegen der Arbeitsgruppe Energiesystemanalyse und Umwelt, Herrn PD Dr. Martin Wietschel, Herrn Dr. Wolf Fichtner, Herrn Dr. Martin Dreher, Herrn Dr. Mathias Göbelt, Herrn Norbert Enzensberger, Herrn Sven Graehl, Frau Aurelie Fleury, Frau Ingela Tietze-Stöckinger, Herrn Dominik Möst, Herrn Johannes Rosen und Herrn Holger Perlwitz möchte ich mich besonders für die hervorragende und freundschaftliche Zusammenarbeit und die zahlreichen fruchtbaren Diskussionen bedanken. Darüber hinaus gilt mein Dank allen – auch ehemaligen - Kolleginnen und Kollegen des Instituts für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion und des Deutsch-Französischen Instituts für Umweltforschung sowie meinen Diplomanden.

Nicht zuletzt danke ich ganz herzlich Jasmin, meinen Eltern sowie allen Angehörigen und Freunden für ihre Unterstützung.

Bretten, im Mai 2003

Michael Frank

## INHALTSVERZEICHNIS

<b>INHALTSVERZEICHNIS .....</b>	<b>III</b>
<b>ABBILDUNGSVERZEICHNIS .....</b>	<b>VI</b>
<b>TABELLENVERZEICHNIS .....</b>	<b>IX</b>
<b>ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS .....</b>	<b>XI</b>
<b>INDICES .....</b>	<b>XII</b>
<b>SYMBOLVERZEICHNIS .....</b>	<b>XII</b>
<b>1 Einleitung.....</b>	<b>1</b>
1.1 Ausgangslage und Problemstellung.....	1
1.2 Zielsetzung und Lösungsweg.....	2
<b>2 Effiziente industrielle Energieversorgung als Beitrag zur nachhaltigen Entwicklung .....</b>	<b>5</b>
2.1 Nachhaltige Energieversorgung.....	5
2.2 Operationalisierung einer nachhaltigen Energieversorgung auf Unternehmensebene .....	7
2.3 Zwischenbetriebliche Kooperationen zur Kopplung von Energie- und Stoffflüssen .....	9
2.3.1 Zur Motivation zwischenbetrieblicher Kooperationen.....	9
2.3.2 Erscheinungsformen von Unternehmensnetzwerken .....	10
2.3.3 Verwertungsnetzwerke als besondere Form von Unternehmensnetzwerken .....	12
2.3.4 Energienetzwerke als spezielles Unternehmensnetzwerk .....	16
2.4 Contracting als Option zur Realisierung von effizienten Energieversorgungssystemen.....	17
2.4.1 Das Konzept des Contracting .....	17
2.4.2 Ausgestaltung von Contractingprojekten .....	20
<b>3 Entwicklung einer mehrstufigen Methode zur Planung von betriebsübergreifenden Energieversorgungsstrategien .....</b>	<b>26</b>
3.1 Einleitung und Motivation .....	26
3.2 Ausarbeitung neuer technischer Optionen .....	26
3.2.1 Bestimmung der Planungsgrundlagen .....	26
3.2.2 Ansätze zur Modellierung von energie- und verfahrenstechnischen Produktionssystemen als Basis für die Bewertung neuer Energieversorgungsoptionen .....	28

3.3	Betriebsübergreifende ökonomische Optimierung durch ein Modell zur simultanen Investitions- und Produktionsplanung .....	44
3.3.1	Besonderheiten der strategischen Planung der Energieversorgung von energieintensiven Unternehmen .....	44
3.3.2	Existierende Ansätze zur Entscheidungsunterstützung bei der Investitions- und Produktionsprogrammplanung bei der Energieversorgung.....	46
3.3.3	Kurzdarstellung des PERSEUS-Modellsystems .....	47
3.3.4	Mathematische Beschreibung des PERSEUS-IFC Modells .....	52
3.3.5	Kritische Würdigung und Einordnung von PERSEUS-IFC für die Investitions- und Produktionsprogrammplanung einer betriebsübergreifenden Energieversorgung.....	69
3.4	Problematik der Aufteilung der Kosten und Erlöse bei Gemeinschaftsanlagen mit Kuppelproduktion.....	73
3.4.1	Einleitung .....	73
3.4.2	„Klassische“ Ansätze zur Kostenallokation bei Kuppelproduktion .....	74
3.4.3	Konzepte der Spieltheorie zur Gewinnaufteilung bei Kooperationen.....	79
3.4.4	Entwicklung eines Kriterienkatalogs zur Evaluation der Allokationsverfahren .....	92
<b>4</b>	<b>Anwendung der entwickelten Methode auf die TechnologieRegion Karlsruhe .....</b>	<b>95</b>
4.1	Einleitung .....	95
4.2	Kurze Vorstellung der beteiligten Unternehmen.....	95
4.3	Ergebnisse der technischen Analyse zukünftiger Energieversorgungsoptionen .....	100
4.3.1	Optionen auf Basis von GuD-Anlagen .....	100
4.3.2	Optionen zur nachträglichen Vernetzung und stärkeren Auslastung bestehender Anlagen.....	110
4.3.3	Optionen eines verstärkten Einsatzes regenerativer Energien .....	110
4.4	Ergebnisse der ökonomischen Optimierung mit Hilfe des PERSEUS-IFC-Modells.....	117
4.4.1	Unterstellte Rahmenannahmen für die ökonomische Optimierung.....	117
4.4.2	Vorgehensweise bei der Bestimmung wirtschaftlich optimaler Energieversorgungsstrategien .....	122
4.4.3	Ergebnisse für die Referenzentwicklung.....	123
4.4.4	Optimale betriebsübergreifende Energieversorgungsstrategien.....	124
4.4.5	Optimale Energieversorgungsstrategien durch einzelbetriebliche Modernisierungsoptionen.....	126
4.4.6	Vergleichende Übersicht der Energieversorgungsstrategien.....	127
4.4.7	Sensitivitätsanalysen und ergänzende Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen.....	130
4.4.8	Szenarioanalysen.....	136

---

4.5	Ergebnisse der Analyse der Organisation und Finanzierung der Gemeinschaftslösung.....	138
4.5.1	Organisation.....	138
4.5.2	Finanzierung .....	139
4.6	Ergebnisse der Aufteilungsrechnung mit Hilfe „klassischer“ Kostenallokationsverfahren.....	140
4.6.1	Ergebnisse der Kostenaufteilungsrechnungen .....	140
4.6.2	Resultierende Gewinnaufteilungen aus der Anwendung der Kostenallokationsverfahren.....	144
4.7	Ergebnisse der Aufteilungsrechnung mit Hilfe spieltheoretischer Konzepte.....	146
4.7.1	Ermittlung der charakteristischen Funktion .....	147
4.7.2	Der Kern des Kooperationsprojektes .....	149
4.7.3	Ergebnisse der Anwendung von spieltheoretischen Wertkonzepten .....	152
4.8	Synthese und Evaluation der verschiedenen Gewinnaufteilungen .....	156
4.8.1	Kernzugehörigkeit der Allokationsverfahren .....	156
4.8.2	Axiomatischer Vergleich der Zuteilungsverfahren für das konkrete Zuteilungsproblem.....	159
4.8.3	Abschließende Bewertung und Vorschlag für ein „gerechtes“ und durchführbares Zuteilungsverfahren .....	162
4.9	Hemmnisse bei der Umsetzung von betriebsübergreifenden Energieversorgungskonzepten .....	164
4.9.1	Allgemeine Hemmnisse bei betriebsübergreifenden Kooperationslösungen.....	165
4.9.2	Allgemeine Hemmnisse der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK).....	168
<b>5</b>	<b>Schlussfolgerungen und Ausblick .....</b>	<b>170</b>
5.1	Schlussfolgerungen aus der Konzeption einer mehrstufigen Methode zur Analyse eines betriebsübergreifenden Energiemanagements .....	170
5.2	Schlussfolgerungen aus der Anwendung der Methode auf die TechnologieRegion Karlsruhe.....	172
5.3	Ausblick auf Weiterentwicklungen und weitere Einsatzmöglichkeiten der entwickelten Methode .....	176
<b>6</b>	<b>Zusammenfassung.....</b>	<b>178</b>
	<b>Literaturverzeichnis .....</b>	<b>183</b>

## ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Die industrielle Energieversorgung im Spannungsfeld verschiedener Ansprüche und Probleme .....	1
Abbildung 2: Contracting-Grundmodelle nach [Rentz et al. 1998a] .....	21
Abbildung 3: Abbildung der Komponenten und Flüsse eines Energiesystems, bestehend aus mehreren einzelbetrieblichen Energiesystemen.....	51
Abbildung 4: Hierarchische Datenstruktur des PERSEUS-IFC Modells.....	53
Abbildung 5: Schematische Darstellung wichtiger Größen eines (Teil-) Energiesystems bei besonderen Anforderungen an die Ausfallsicherheit .....	64
Abbildung 6: Schema Verteilungsrechnung zur Kostenallokation bei KWK-Anlagen.....	76
Abbildung 7: Schema Restwertrechnung zur Kostenallokation bei KWK-Anlagen .....	78
Abbildung 8: Energieintensive Unternehmen im Karlsruher Rheinhafen .....	96
Abbildung 9: Jährlicher Energiebedarf in den betrachteten Unternehmen .....	99
Abbildung 10: Tageslastkurven des Strombedarfs für einen typischen Werktag in den betrachteten Unternehmen.....	99
Abbildung 11: Technische Ausgestaltung der zentralen GuD-Anlage-[1,2] .....	102
Abbildung 12: Technische Ausgestaltung der zentralen GuD-Anlage-[1,2,3] zur rheinüberschreitenden Dampfversorgung .....	103
Abbildung 13: Technische Ausgestaltung der zentralen, großen GuD-Anlage-[1,2,3,+].....	104
Abbildung 14: Technische Ausgestaltung der MiRO-GuD .....	106
Abbildung 15: Technische Ausgestaltung der Stora Enso-GuD .....	107
Abbildung 16: Technische Ausgestaltung der Vorschaltung einer Gasturbine vor den Kessel 9 bei Stora Enso .....	109
Abbildung 17: Technische Ausgestaltung der Vorschaltung einer Gasturbine vor den Kessel 4 bei der MiRO .....	109
Abbildung 18: Vereinfachte Darstellung des technischen Konzepts zur Nutzung der tiefen Geothermie zur Erzeugung von Niedertemperaturdampf und Strom .....	112
Abbildung 19: Potenziale der drei wichtigsten nachwachsenden Energieträger Waldrestholz, Stroh und Miscanthus im Landkreis Karlsruhe und in den angrenzenden Landkreisen .....	113
Abbildung 20: Mögliche Verfahren der Umwandlung von Biomasse in die Endenergieformen Wärme und Strom.....	115
Abbildung 21: Einordnung der Feuerungssysteme in Abhängigkeit der Anlagengröße und der Form der Biomasse .....	115
Abbildung 22: Anlagenpark im Referenzfall im Jahr 2006 .....	123

---

Abbildung 23: Optimierter Anlagenpark bei Bau der zentralen GuD-Anlage-[1,2,3].....	124
Abbildung 24: Anlagenpark bei Bau der zentralen GuD-Anlage-[1,2] .....	125
Abbildung 25: Anlagenpark für einzelbetriebliche Modernisierungsstrategien bei Bau der dezentralen Anlagen GuD-Anlage-[1] und GuD-Anlage-[2] .....	126
Abbildung 26: Stromherkunft (Strombezug sowie Anlagen zur Stromerzeugung) für den Referenzfall und die drei optimierten Strategien im Jahr 2006 .....	127
Abbildung 27: Vergleich der jährlichen Kosten für das betrachtete Energiesystem im Referenzfall (Vernetzung und Neubau nicht zugelassen) mit den Neubauoptionen zentrale und dezentrale GuD-Anlagen.....	128
Abbildung 28: Vergleich der jährlichen CO <sub>2</sub> -Emissionen für den Referenzfall und die drei optimierten Strategien im Jahr 2006 .....	129
Abbildung 29: Einfluss des Gaspreises auf die Summe der jährlichen Kosten der Energieversorgung im Referenzfall und bei Realisierung von zentralen bzw. dezentralen GuD-Anlagen .....	131
Abbildung 30: Einfluss des Gaspreises auf die Summe der jährlichen Kosten der Energieversorgung bei gegenüber dem Basisszenario um 30 % erhöhten Investitionen für alle GuD-Anlagen.....	132
Abbildung 31: Amortisationsdauern verschiedener GuD-Anlagen als Funktion des Gaspreises (Dauerbetrieb ab Ende 2005).....	133
Abbildung 32: Amortisationsdauer der zentralen GuD-Anlage-[1,2,3] als Funktion des Gaspreises (Dauerbetrieb ab Ende 2005) bei unterschiedlicher Investitionshöhe .....	134
Abbildung 33: Interne Verzinsung verschiedener Investitionsoptionen als Funktion des Gaspreises bei einer Inbetriebnahme Ende 2005. ....	135
Abbildung 34: Ergebnisse der Verteilungsrechnung mit Exergie als Verteilschlüssel für die Produktpreise der zentralen GuD-Anlage-[1,2,3]. ....	142
Abbildung 35: Ergebnisse der Restwertrechnung für die Produktpreise der zentralen GuD-Anlage-[1,2,3]. Dargestellt sind die jeweiligen reinen Arbeitspreise (ohne Leistungspreis) für die unterstellte Betriebsweise der Anlage im Jahr 2006. ....	143
Abbildung 36: Resultierende Aufteilung des Kooperationsgewinns bei Anwendung der Verteilungsrechnung .....	145
Abbildung 37: Resultierende Aufteilung des Kooperationsgewinns bei Anwendung der Restwertrechnung.....	146
Abbildung 38: Simplex-Darstellung des Spiels für einen Gaspreis von 1,4 ct/kWh im Jahr 2006 .....	150
Abbildung 39: Darstellung des Spiels in Abhängigkeit des Gaspreises.....	151
Abbildung 40: Gewinnaufteilung aus der Anwendung der spieltheoretischen und klassischen Verfahren bei einem Gaspreis von 1,4 ct/kWh für 2006 .....	154

Abbildung 41: Ergebnis der Gewinnaufteilung für Spieler 1 (MiRO) bei Anwendung spieltheoretischer Wertkonzepte für 2006.....	155
Abbildung 42: Ergebnis der Gewinnaufteilung für Spieler 2 (Stora Enso) bei Anwendung spieltheoretischer Wertkonzepte für 2006.....	155
Abbildung 43: Ergebnis der Gewinnaufteilung für Spieler 3 (Palm) bei Anwendung spieltheoretischer Wertkonzepte für 2006.....	156
Abbildung 44: Ergebnis der Gewinnaufteilung für Spieler 1 (MiRO) im Jahr 2006 bei Anwendung der klassischen Kostenallokationsverfahren.....	158
Abbildung 45: Ergebnis der Gewinnaufteilung für Spieler 2 (Stora Enso) im Jahr 2006 bei Anwendung der klassischen Kostenallokationsverfahren.....	158
Abbildung 46: Ergebnis der Gewinnaufteilung für Spieler 3 (Palm) im Jahr 2006 bei Anwendung der klassischen Kostenallokationsverfahren.....	159
Abbildung 47: Entwickelte mehrstufige Methodik zur Analyse betriebsübergreifender Energieversorgungssysteme.....	179



## TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1:	Klassifikation von Verwertungsnetzwerken .....	15
Tabelle 2:	Übertragung von technischem Risiko durch Versicherung [Rieschel 1997].....	23
Tabelle 3:	Zusammenstellung der wesentlichen Daten zur Bestimmung der Ist-Situation der betrieblichen Energieversorgung .....	27
Tabelle 4:	Hierarchiestufen energietechnischer Systeme und Prozesse in Anlehnung an [Schleef 1999] und [Hartmann et al. 1985] .....	31
Tabelle 5:	Überblick über kommerziell verfügbare Software zur thermodynamischen Prozessrechnung (Zusammenstellung der wesentlichen Kriterien in Anlehnung an [Giglmayr 2001]); +: gut erfüllt, -: schlecht erfüllt.....	35
Tabelle 6:	Modelle ausgewählter Unit Operations in Aspen Plus.....	37
Tabelle 7:	Verschiedene Schätzstufen und Investitionsschätzmethoden (in Anlehnung an [Schleef 1999]) .....	39
Tabelle 8:	Module der PERSEUS Modellfamilie (in Anlehnung an [Dreher 2001]) .....	50
Tabelle 9:	Parameter des PERSEUS-IFC Modells.....	54
Tabelle 10:	Zuordnung der Bilanzierungsgleichungen zu den Produzenten-Typen .....	61
Tabelle 11:	Zusammenstellung der wesentlichen Kenngrößen der verschiedenen Konzepte auf Basis von GuD-Anlagen .....	108
Tabelle 12:	Brennstoffkosten der drei wichtigsten nachwachsenden Energieträger frei Kraftwerk (Ernt- bzw. Bergekosten, Lagerungskosten und Transport bis zu 20 km Entfernung) nach [FNR 2000, S. 188].....	116
Tabelle 13:	Zusätzliche Transportkosten für Biomasse aus umliegenden Landkreisen (eigene Berechnungen mit spezifischen Transportkosten nach [FNR 2000]) .....	116
Tabelle 14:	Kenngrößen verschieden großer Biomasseanlagen zur Strom- und Dampferzeugung .....	117
Tabelle 15:	Preisentwicklungen für die im Modell verwendeten Energieträger (in Anlehnung an [Prognos 2000]) .....	118
Tabelle 16:	Im Modell verwendete Durchleitungsentgelte für den Strombezug der Unternehmen (eigene Berechnungen nach [VDEW 2001]).....	118
Tabelle 17:	Höhe des Zuschlages und Dauer der Zahlung nach Kategorie der KWK-Anlage .....	120
Tabelle 18:	Thermodynamische Zustandsgrößen verschiedener Dämpfe .....	141
Tabelle 19:	Charakteristische Funktion $v(K)$ des Spieles in Mio. €/a im Jahr 2006 .....	148

Tabelle 20:	Gewinnaufteilung $x_i$ im Jahr 2006 nach der ACA-Methode des betrachteten Spiels in Abhängigkeit des Gaspreises in Mio. €/a .....	152
Tabelle 21:	Werte des Nucleolus des betrachteten Spiels im Jahr 2006 in Abhängigkeit des Gaspreises in Mio. €/a.....	153
Tabelle 22:	Shapley-Werte des betrachteten Spiels im Jahr 2006 in Abhängigkeit des Gaspreises in Mio. €/a.....	153
Tabelle 23:	Axiomatischer Vergleich der Zuteilungsverfahren für das vorliegende Kooperationsprojekt .....	160

## ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

a	Jahr
ACA	Alternate Cost Avoided Method
AHK	Abhitzekeessel
CO <sub>2</sub>	Kohlendioxid
ct	Cent
E	Exergie
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz
EVU	Energieversorgungsunternehmen
GT	Gasturbine
GuD-Anlage	Gas- und Dampfturbinen-Anlage
GWh	Gigawattstunden
h	Stunde
H	Enthalpie
HD	Hochdruck
HS	Schweres Heizöl
kW	Kilowatt
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LPG	Flüssiggas
MD	Mitteldruck
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunden
ND	Niederdruck
NO <sub>x</sub>	Stickoxide
O <sub>2</sub>	Sauerstoff
ORC	Organic-Rankine-Cycle
S	Entropie
SO <sub>x</sub>	Schwefeloxide
T	Temperatur
t	Tonne
TWh	Terrawattstunden

## INDICES

el	elektrisch
th	thermisch
U	Umgebungsbedingungen

## SYMBOLVERZEICHNIS

$\Gamma$	Spiel
$\Theta$	geordnete Überschüsse
$\varphi(v)$	Zuteilungsverfahren
$F$	Zuschlagsfaktor
$K$	Koalitionen
$N$	Spielermenge
$\eta$	Wirkungsgrad
$v$	charakteristische Funktion

# 1 Einleitung

## 1.1 Ausgangslage und Problemstellung

Im Zuge der seit Ende der 80er Jahre geführten Diskussion um eine nachhaltige Entwicklung wird der Ressourcenschutz und die Vermeidung von Schadstoff- und Treibhausgasemissionen als eine wesentliche Voraussetzung für eine nachhaltige Entwicklung gesehen. Denn nachhaltige Entwicklung heißt nach der Brundtland-Kommission<sup>1</sup> zu gewährleisten, dass die Menschheit die Bedürfnisse der Gegenwart befriedigt, ohne die Fähigkeit zukünftiger Generationen zu gefährden, ihre eigenen Bedürfnisse zu befriedigen. Aufgrund der vielen sozialen, ökologischen und ökonomischen Herausforderungen mit direktem Bezug zur Energieversorgung und insbesondere wegen der Bedeutung der mit der Energiebereitstellung und -umwandlung verbundenen Emissionen kann der Sektor der Energieversorgung als ein wichtiges Handlungsfeld für eine nachhaltige Wirtschaftsweise identifiziert werden. Nicht zuletzt vor dem Hintergrund der Liberalisierung des Elektrizitätssektors und der damit einhergehenden Öffnung der Märkte besteht die Notwendigkeit, umweltschonende Energieversorgungssysteme einzusetzen bzw. deren Existenz sicherzustellen. Dabei stellt vor allem die industrielle Energieversorgung ein bedeutendes Handlungsfeld dar, das im Spannungsfeld verschiedener Interessen, Ansprüche und Probleme steht (siehe Abbildung 1). Denn die Bereitstellung von Energie in verschiedenen Formen (Strom, Wärme, Kälte, Druckluft,...) soll gleichzeitig umweltfreundlich - d.h. mit minimalen Emissionen und minimalem Ressourcenverbrauch -, besonders versorgungssicher und auch möglichst wirtschaftlich erfolgen.

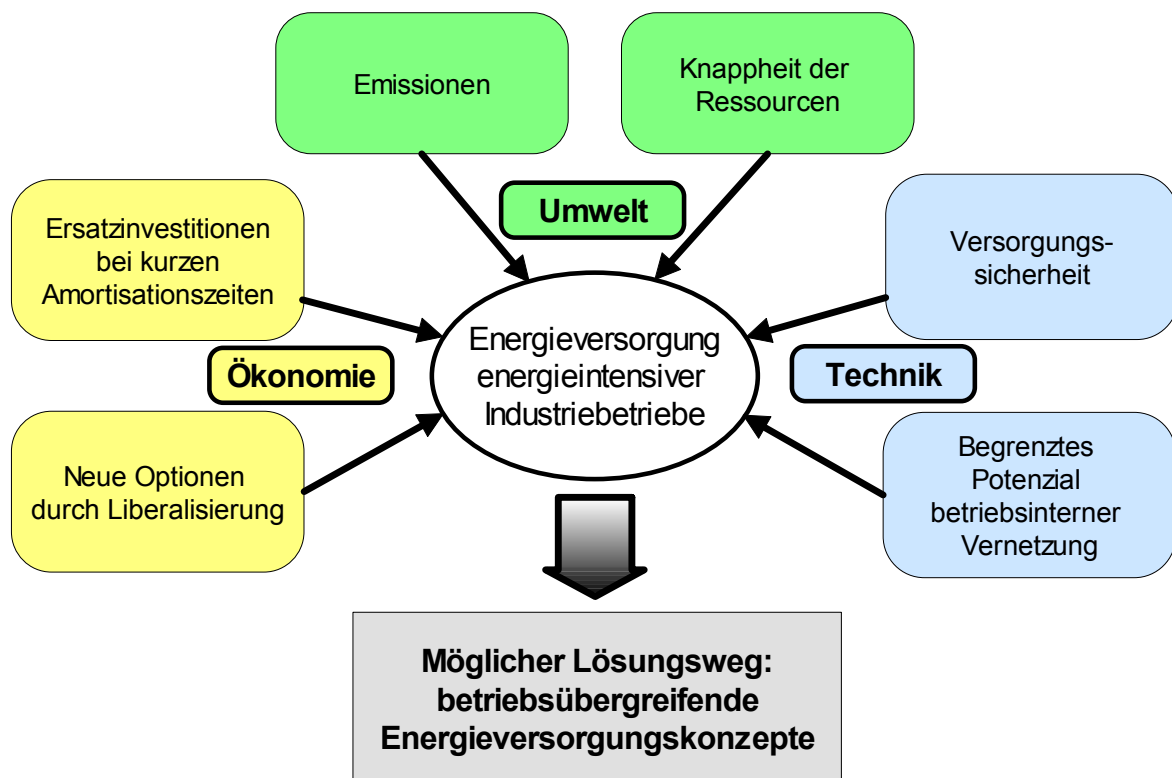


Abbildung 1: Die industrielle Energieversorgung im Spannungsfeld verschiedener Ansprüche und Probleme

<sup>1</sup> Vgl. [Hauff 1987].

Der Energiebereich bietet besonders hinsichtlich der ökonomischen und ökologischen Dimension des nachhaltigen Wirtschaftens noch beachtliche Verbesserungspotenziale. Denn die mit dem jeweiligen Energiesystem verbundenen umweltbelastenden Stofffreisetzungen können durch Maßnahmen sowohl bei der Energiebereitstellung als auch bei der Energienutzung vermindert werden, deren Umsetzung auch bei einer rein ökonomischen Betrachtungsweise anzustreben ist. Insbesondere durch Effizienzsteigerungen beim Einsatz nicht-erneuerbarer Ressourcen kann es gelingen, das gleiche Produkt mit weniger Stofffreisetzungen bereitzustellen, und so bereits unter gegenwärtigen Rahmenbedingungen zu einer Verbesserung aller drei Dimensionen<sup>2</sup> der Nachhaltigkeit beizutragen.

Ein vielversprechender Ansatzpunkt für die Umsetzung einer effizienteren und damit nachhaltigeren Wirtschaftsweise wird im Schließen bzw. im Koppeln und Verwerten von Energie- und Stoffflüssen gesehen. Die Idee gekoppelter Energie- und Stoffkreisläufe lässt sich allerdings zumeist nur durch Kooperation verschiedener Beteiligter erreichen, da ein innerbetrieblicher (Wieder)Einsatz entstandener Stoff- und Energieflüsse oftmals nicht rentabel bzw. aus technischen Gründen unmöglich ist.<sup>3</sup> In Analogie zum ganzheitlichen Ansatz des Supply Chain Management, können ökonomische und ökologische Vorteile dadurch erreicht werden, dass anstelle betriebsinterner Optima eine betriebsübergreifende Optimallösung realisiert wird. Derartige betriebsübergreifende Ansätze sind bisher im Bereich der Energieversorgung jedoch nur unzureichend ausgeschöpft worden. Wesentliche Gründe sind neben geringer Praxiserfahrung vor allem darin zu sehen, dass eine geeignete Methode zur Untersuchung und Bewertung solcher Konzepte fehlt.

## 1.2 Zielsetzung und Lösungsweg

Aus der skizzierten Problemstellung ergibt sich als Zielsetzung der vorliegenden Arbeit die Entwicklung und die Anwendung eines Ansatzes zur Planung und Bewertung von betriebsübergreifenden Energieversorgungssystemen. Ein zentraler Punkt ist dabei die exemplarische Analyse, wie bzw. unter welchen Rahmenbedingungen die aufgrund der Liberalisierung der Energiemärkte stattfindende Neuorientierung der Energieversorgung energieintensiver Industrieunternehmen zu einem nachhaltigeren Wirtschaften führen kann. Dabei wird im Rahmen dieser Arbeit davon ausgegangen, dass Schritte in Richtung nachhaltigen Wirtschaftens von Unternehmen nur unternommen werden, wenn damit nicht ihre Marktposition „untergraben“ wird. Demzufolge müssen sich nachhaltige Investitionsprojekte an den gleichen ökonomischen Anforderungen messen lassen wie andere Investitionsprojekte (z. B. an den in den Unternehmen geforderten Amortisationszeiten). Die Identifikation von Maßnahmen, die bereits unter den bestehenden Rahmenbedingungen wirtschaftlich realisiert werden können und gleichzeitig ökologische Vorteile<sup>4</sup> besitzen, soll im Rahmen einer exemplarischen Analyse erfolgen.

---

<sup>2</sup> Nach dem „Drei-Säulen-Modell“ gibt es die ökonomische, ökologische und soziale Dimension. Vgl. hierzu auch Kapitel 2.1.

<sup>3</sup> Insbesondere das Ausnutzen von Kraft-Wärme-Kopplungspotenzialen, die rein innerbetrieblich nicht genutzt werden (können), sowie die Nutzung der in der Industrie anfallenden Abwärme eröffnen große Energieeinsparpotenziale.

<sup>4</sup> So kann z. B. durch eine Effizienzsteigerung bei der Energieumwandlung die selbe Endenergiemenge mit geringerem Energieeinsatz und damit i. d. R. verbunden geringeren (Schadstoff-)Emissionen bereitgestellt

Bedingt durch den Pilotcharakter dieser Arbeit hinsichtlich der Kopplung von Energieströmen zwischen Unternehmen aus dem produzierenden Gewerbe ist die Erarbeitung und exemplarische Anwendung einer praxistauglichen Methode zur Identifikation von geeigneten Nachhaltigkeitsinvestitionen eine weitere zentrale Zielsetzung. Um eine sinnvolle Entscheidungsunterstützung in den an einer Kooperation potenziell beteiligten Unternehmen zu ermöglichen, soll der zu entwickelnde Ansatz vor allem zu folgenden Aspekten einen Beitrag leisten:

- Mit Hilfe des Ansatzes soll es möglich sein, technische Optionen einer betriebsübergreifenden Energieversorgung zu bestimmen. Dabei muss eine Anpassung dieser Optionen an die jeweiligen Rahmenbedingungen<sup>5</sup> bei gleichzeitiger Beachtung thermodynamischer Gesetzmäßigkeiten und verfahrenstechnischer Implikationen durchführbar sein.
- Die wirtschaftliche Bewertung verschiedener Energieversorgungsstrategien und die Bestimmung des Einsparpotenzials ist eine zentrale Aufgabe dieses Ansatzes. Dabei sollen insbesondere einzelbetriebliche und betriebsübergreifende Versorgungsoptionen einander gegenübergestellt werden.
- Für die Anwendungsfälle, in denen sich durch eine Unternehmenskooperation ein Gesamtvorteil ergibt, soll der Ansatz Möglichkeiten aufzeigen, wie sich dieser Vorteil auf die beteiligten Partner gerecht aufteilen lässt. Dadurch soll gewährleistet werden, dass sich langfristig stabile Kooperationen etablieren lassen.

Um diese Zielsetzung zu erreichen, wird der folgende Lösungsweg eingeschlagen:

In Kapitel 2 wird ein Überblick über effiziente industrielle Energieversorgung und ihren Beitrag zur nachhaltigen Entwicklung gegeben. Dabei wird nach der Einordnung der Energieversorgung in die Nachhaltigkeitsdebatte eine Darstellung von Unternehmensnetzwerken insbesondere von Verwertungsnetzwerken gegeben, wobei mit Hilfe der Typologisierung dieser Netzwerke die spezifische Ausprägung der Energienetze eingeführt wird. Abschließend werden die Möglichkeiten zur Realisierung von gemeinschaftlich genutzten effizienten Energieanlagen durch Contracting, d. h. innovativen Energiedienstleistungen, aufgezeigt.

Die Entwicklung einer mehrstufigen Methode zur Analyse von betriebsübergreifenden Energieversorgungskonzepten wird in Kapitel 3 vorgestellt. Im Mittelpunkt stehen dabei die drei wesentlichen zu lösenden Aufgaben der Erarbeitung angepasster technischer Lösungen, der betriebsübergreifenden kombinierten Investitions- und Produktionsplanung sowie der bei Kooperationslösungen auftretenden Zuteilungsproblematik. Beim ersten Schritt, der Erarbeitung angepasster technischer Lösungen, müssen insbesondere die verfahrenstechnischen Gesetzmäßigkeiten und die Randbedingungen bereits bestehender Energiestrukturen berücksichtigt werden. Die im zweiten Schritt vorgestellte kombinierte Investitions- und Produktionsplanung wird einerseits erforderlich durch die langen Nutzungs- und Amortisationsdauern der Anlagen kombiniert mit der hohen Kapitalintensität und andererseits wegen der Tatsache, dass eine Investitionsplanung auf der Grundlage von Einzelentscheidungen über Investitionsprojekte den gegebenen Anforderungen aufgrund von Interdependenzen nicht ge-

---

werden. Durch den geringeren Energieeinsatz können solche Maßnahmen auch trotz Investitionsausgaben wirtschaftlich vorteilhaft sein.

<sup>5</sup> Z. B. die Auskopplung von Dampf bei unterschiedlichen thermodynamischen Zuständen.

recht wird. Abschließend ist die Frage zu beantworten, wie die sich ergebenden Kosteneinsparungen auf die beteiligten Unternehmen zu verteilen sind, so dass alle beteiligten Unternehmen die Rahmenbedingungen und die Ausgestaltung des Vorhabens uneingeschränkt akzeptieren und eine möglichst gerechte Aufteilung der sich ergebenden Kosteneinsparung erzielt werden kann. Um anreizkompatible und langfristig stabile Aufteilungsschlüssel zu erarbeiten, werden neben den „klassischen“ Kostenallokationsverfahren für Kuppelproduktionen auch Ansätze der kooperativen Spieltheorie sowie verschiedene Bewertungskriterien zum Auffinden eines geeigneten Ansatzes vorgestellt.

In Kapitel 4 wird die entwickelte Methode zur Analyse von betriebsübergreifenden Energieversorgungskonzepten auf eine konkrete Fallstudie angewandt. Die großen Energie- und Stoffströme in und um den Karlsruher Rheinhafen, die infolge der hohen regionalen Dichte von energieintensiven Industrieunternehmen und Energieumwandlungsanlagen auftreten, lassen diese Region als geeignetes Untersuchungsgebiet erscheinen. Aufbauend auf einer konkreten technischen Analyse wird das wirtschaftliche Einsparpotenzial bestimmt, das sich durch Kooperationen erzielen lässt, indem das Optimum des Gesamtsystems ermittelt und mit den einzelbetrieblichen Lösungen verglichen wird. Die Aufteilung dieses Einsparpotenzials auf die Kooperationspartner wird dann zunächst mit Hilfe „klassischer“ Kostenzuordnungsverfahren bei Kuppelproduktion durchgeführt. Aus den sich daraus ergebenden Gewinnaufteilungen sowie den Aufteilungen mit spieltheoretischen Konzepten wird anschließend mit Hilfe der in Kapitel 3 erarbeiteten Kriterien ein geeignetes Zuteilverfahren ausgewählt. Abschließend werden Hemmnisse vorgestellt und systematisiert, die bei einer Umsetzung von betriebsübergreifenden Energieversorgungskonzepten auftreten können.

Auf der Grundlage der in den vorangegangenen Kapiteln gewonnenen Erkenntnisse werden in Kapitel 5 Schlussfolgerungen abgeleitet, die sich sowohl bei der Konzeption als auch bei der Anwendung der vorgestellten mehrstufigen Methode gezogen werden können. Abschließend wird ein Ausblick auf methodische Weiterentwicklungen und weitere Einsatzmöglichkeiten der Methode gegeben. Die Arbeit endet mit einer Zusammenfassung in Kapitel 6.



## 2 Effiziente industrielle Energieversorgung als Beitrag zur nachhaltigen Entwicklung

### 2.1 Nachhaltige Energieversorgung

Viele der sozialen, ökologischen und ökonomischen Herausforderungen, mit denen sich die Menschheit heute konfrontiert sieht, haben einen direkten Bezug zur Energieversorgung. Denn einerseits ist die Bereitstellung von Energie insbesondere in den weniger entwickelten Ländern eine notwendige Voraussetzung zur Überwindung von Hunger, Armut und Überbevölkerung. So stellt die Verfügbarkeit von Energie eine fundamentale Voraussetzung für die soziale und wirtschaftliche Entwicklung einer Gesellschaft dar. Andererseits sind Förderung, Umwandlung und Nutzung von fossilen Energieträgern, tendenziell auch der Anbau biogener Energieträger, mit erheblichen sowohl regionalen (z. B. Bodenversauerung) als auch globalen (z. B. anthropogener Treibhauseffekt) Umweltproblemen verbunden. Insbesondere vor dem Hintergrund des anthropogenen Treibhauseffekts kommt dem Bereich der Energie eine besondere Bedeutung zu, da ein Großteil der anthropogenen Treibhausgasemissionen aus der Energieversorgung stammen. Neben diesem Emissionsaspekt sind bei der problembezogenen Betrachtung nach [Kopfmüller et al. 2000] noch folgende drei weiteren Aspekte berücksichtigten:

- Ressourcenaspekt:

Aufgrund der Steigerung des weltweiten Energieverbrauchs seit 1950 auf mehr als das Vierfache ergeben sich selbst bei einer rein statischen Betrachtung Reichweiten der fossilen Energieträger von wenigen Generationen.

- Risikoaspekt:

Die mit der Förderung, Umwandlung, Transport und Nutzung von Energieressourcen verbundenen Stör- und Unfall-Risiken können zu einer signifikanten Gefährdung der menschlichen Gesundheit führen.

- Verteilungsaspekt:

Hier ist neben dem Zugang zu Energie v. a. der Energieverbrauch von Bedeutung. Der Energieverbrauch wird dabei durch die drei Kernfaktoren Bevölkerungs-Faktor (Anzahl der Menschen), Wohlstands- bzw. Lebensstil-Faktor (pro Kopf verbrauchte Menge an Gütern und Dienstleistungen) und Technik-Faktor (spezifischer Energieverbrauch je Einheit Güter / Dienstleistung) bestimmt, wobei die Ausprägung dieser Faktoren regional und vor allem verglichen zwischen Industrie- und Entwicklungsländern sehr unterschiedlich ist.

Die Herausforderung dieser Konstellation verschiedener Aspekte und Probleme wird besonders deutlich beim Blick auf die prognostizierten weltweiten Entwicklungen. Demnach wird selbst bei vorsichtigen Schätzungen der Weltbevölkerung das Wohlstands- bzw. Produktionswachstum trotz Berücksichtigung effizienzsteigernder Maßnahmen zu einem Wachstum des weltweiten Primärenergieverbrauchs um bis zu 60 % bis zum Jahr 2020 führen (vgl. bpsw. [IEA 2001, S. 35]).

Wie angesichts dieser Problemfelder eine nachhaltige Entwicklung im Energiebereich erreicht werden kann, ist heute nicht abschließend zu beantworten. Es ist jedoch möglich und erforderlich, ein aus heutiger Sicht angemessenes Anforderungsprofil für Nachhaltigkeit im Energiesektor zu erarbeiten.

Eine nachhaltige Energieversorgung kann dabei, in Anlehnung an die Nachhaltigkeitsdefinition der Brundtland-Kommission,<sup>1</sup> als eine Energieversorgung beschrieben werden, die die Bedürfnisse der Gegenwart hinsichtlich zeitlich und räumlich bedarfsgerecht bereitgestellten Energiedienstleistungen unter Beachtung einer begrenzten Belastbarkeit der Natur, begrenzter Ressourcen und der zentralen Bedeutung der Energieversorgung für ein wirtschaftliches Wachstum und sozialen Wohlstand zu befriedigen vermag.<sup>2</sup>

Zu diesem Nachhaltigkeitsbegriff wurden verschiedene theoretische Konzepte entwickelt, die sich vor allem in den zu berücksichtigenden Dimensionen wie Ökologie, Ökonomie und Soziales sowie den Forderungen hinsichtlich einer inter- und/oder intragenerativen Gerechtigkeit unterscheiden. Dabei wird die Bandbreite der wissenschaftlichen Diskussion um den Nachhaltigkeitsbegriff von zwei extremen Positionen markiert, dem Konzept der schwachen Nachhaltigkeit und dem der strikten Nachhaltigkeit.<sup>3</sup> Das Konzept der *schwachen Nachhaltigkeit* (weak sustainability) geht im Wesentlichen auf Solow<sup>4</sup> und Hartwick zurück. Kernpunkt des Konzepts ist die Annahme der Substituierbarkeit von natur- und menschengeschaffenem Sachvermögen. Konkret bedeutet dies, dass beispielsweise ein (u. U. irreversibler) Verzehr von Naturvermögen durch den Aufbau von zusätzlichem Sachvermögen (z.B. Wissen, Technologien) ausgeglichen werden kann. Dem gegenüber bestreiten Verfechter einer *strikten Nachhaltigkeit* (strong sustainability), die im Wesentlichen von Pearce und seiner „Londoner Schule“<sup>5</sup> begründet wurde, eine solche Substituierbarkeit des Naturvermögens durch menschengeschaffenes Sachvermögen. Ihrer Ansicht nach setzt „eine Nachhaltige Entwicklung [...] die Bewahrung des Naturvermögens [voraus], da für dieses keine funktionsäquivalenten anthropogenen Substitute existieren“<sup>6</sup>.

Die Forderung, dass nachkommenden Generationen „eine mindest gleichgroße technisch-wirtschaftlich nutzbare Energiebasis“<sup>7</sup> erhalten bleibt, wie sie der jetzigen Generation zur Verfügung steht, kann erreicht werden, indem der absolute Ressourcenverbrauch durch Produktivitätssteigerung in der Energienutzung verringert wird und gleichzeitig die abgebauten Ressourcen durch mittels verbesserter Technologie neu verfügbar gemachte Energie- und Rohstoffressourcen ‚ersetzt‘ werden. Die Frage, wie die Anforderungen an eine nachhaltige Energieversorgung konkret umgesetzt werden können, muss in einem Diskurs über spezifische Handlungsstrategien geklärt werden. Zur Schonung knapper Energieressourcen bzw. zur Minderung von Energieverbrauch und energieverbrauchsbedingten Emissionen lassen sich grundsätzlich drei Strategien subsumieren:

- Effizienz: Hierzu zählen hauptsächlich die rationellere Energieanwendung bzw. -verwendung sowie die Substitution zwischen Energieträgern mit unterschiedlichem Energiegehalt.

---

<sup>1</sup> Vgl. [Hauff 1987].

<sup>2</sup> Die Enquete Kommission des deutschen Bundestages formuliert als Leitbild einer nachhaltigen Entwicklung die Forderung, nicht auf Kosten der Enkel und Urenkel zu leben [Enquête-Kommission 1998, S.43].

<sup>3</sup> Eine vertiefte Diskussion dieser verschiedenen Nachhaltigkeitsbegriffen findet sich bswp. in [Rentz et al. 2001c] und [Enzensberger et al. 2001].

<sup>4</sup> Vgl. z. B. [Solow 1974]. Bezüglich des Beitrag Solow's zur Entwicklung des schwachen Nachhaltigkeitsbegriffs vgl. auch [Walz 1999].

<sup>5</sup> Vgl. [Hoffmann et al. 2000].

<sup>6</sup> Vgl. [Endres et al. 1998, S. 296].

<sup>7</sup> Vgl. [Voß 2000, S. 127].

- Konsistenz: Dabei geht es im wesentlichen um die Substitution des mit den Nachhaltigkeitszielen unverträglichen Verbrauchs fossiler Energieressourcen zugunsten des Einsatzes erneuerbarer Energieträger.
- Suffizienz: Ansatzpunkt ist hierbei die Reduzierung bzw. Veränderung der dem Energieverbrauch zugrundeliegenden menschlichen Aktivitäten und Bedürfnisse, also die Änderung von Lebensstilen.

Diese drei Strategieelemente sind dabei als Komplemente und nicht als Alternativen zu sehen, die allerdings unter verschiedenen Kriterien, in unterschiedlichen Anwendungsfeldern und insbesondere zu unterschiedlichen Zeitpunkten auch unterschiedlich gewertet werden können. Hinsichtlich einer langfristigen Nachhaltigkeitsstrategie werden die Suffizienz und besonders die Konsistenz, d. h. der verstärkte Einsatz erneuerbarer Energien, von großer Bedeutung sein. Von der Effizienzstrategie werden kurzfristig jedoch die größeren Beiträge hierzu erwartet, so dass diese eine Übergangslösung darstellt.

## 2.2 Operationalisierung einer nachhaltigen Energieversorgung auf Unternehmensebene

Zur weiteren Konkretisierung des Begriffs einer nachhaltigen Energieversorgung werden von verschiedenen Autoren sogenannte Grundanforderungen eines nachhaltigen Energieversorgungssystem postuliert bzw. Managementregeln für Akteure und politische Entscheidungsträger formuliert.<sup>8</sup> Während solche (normativen) Handlungsanweisungen in den meisten Fällen relativ leicht verständlich und zum größten Teil auch konsensfähig sind, stellen sie jedoch eine wenig konkrete Planungs- und Entscheidungsgrundlage auf Unternehmensebene dar. So sagen die im vorherigen Kapitel aufgeführten, mehr oder weniger allgemeinen Beschreibungen einer nachhaltigen Energieversorgung, die sich als ethische Norm primär aus Gerechtigkeitsüberlegungen gegenüber künftigen Generationen ableiten, wenig darüber aus, wie eine nachhaltige Entwicklung auf Unternehmensebene konkret auszugestalten ist. Zur Konkretisierung des Nachhaltigkeitsbegriffes wurde in [Rentz et al. 2001c] eine aus acht Schritten bestehende Vorgehensweise entwickelt. Demnach ist die erste Entscheidung in der Nachhaltigkeitspolitikgestaltung die Entscheidung für ein bestimmtes Nachhaltigkeitsverständnis, das die normative Grundlage für alle weiteren Schritte darstellt. Der so determinierte Nachhaltigkeitsbegriff ist auf ein konkretes Aktionsfeld, in der Regel einen konkreten Wirtschaftssektor, zu übertragen. Es ist ein sektorspezifisches Leitbild<sup>9</sup> zu erarbeiten, das für den betrachteten Sektor die relevanten Problembereiche entlang der durch das gewählte Konzept festgelegten Dimensionen aufzeigt. Dieses zunächst noch relativ abstrakte Leitbild ist im nächsten Schritt bezüglich einzelner Problemfelder weiter zu differenzieren. Problemfelder beschreiben relevante Teilaspekte eines Problembereichs (z. B. Klimaschutz als Unterpunkt des Problembereichs/Dimension Ökologie). Für die einzelnen Problemfelder sind sogenannte Indikatoren zu definieren; quantitative Kennzahlen, die eine problemrelevante Beschreibung in den einzelnen Problembereichen gestatten. Für sich alleine genommen bieten Indikatoren allerdings nur einen beschränkten Erkenntnisgewinn. Vielmehr stellt sich nach der Festlegung der Indikatoren die Frage, welche Indikatorenwerte als nachhaltig eingestuft werden (im folgenden als Zielwerte bezeichnet). Die Festlegung von diesen Zielwerten für die einzelnen Indikatoren stellt somit einen der zentralen Schritte in der Entwick-

---

<sup>8</sup> Vgl. z. B. [UNESC 2000], [Voß 2000], [Eichelbrönnner et al. 1997], [Hillerbrand 1998], [Forum 2000].

<sup>9</sup> Vgl. hierzu auch [Enzensberger et al. 2001]

lung einer Nachhaltigkeitspolitik dar. Ohne klare Zielwerte ist es nicht möglich, eine zielgerichtete Planung bzw. eine Erfolgskontrolle vorzunehmen. Die Zusammenführung der verschiedenen Zielwerte in den einzelnen Problemfeldern gestattet schließlich den Aufbau eines vollständigen und quantitativen Zielsystems für eine nachhaltige Entwicklung im betrachteten Wirtschaftssektor.

Ein kritischer Punkt eines solchen Konzeptes zur Operationalisierung der nachhaltigen Entwicklung liegt in der Entwicklung von Indikatoren und Zielwerten für die Bereiche Ökonomie, Ökologie und Soziales. Hinsichtlich möglicher Indikatoren und Zielwerte sei bspw. auf [Teichert 2000, S. 85] bzw. [Brahmer-Lohss, M. 2002, S. 24 f.] verwiesen, in denen die ökologische, ökonomische und soziale Dimension nachhaltiger Entwicklung in sechs bzw. fünf sogenannte Teilziele übersetzt wurde<sup>10</sup>. Die Enquete-Kommission des deutschen Bundestages (vgl. [Enquête-Kommission 1994]) hat ökologische, ökonomische und soziale Regeln für eine nachhaltige Entwicklung formuliert. Zur Analyse von Indikatoren und Zielwerten sei des weiteren auf [Pfister et al. 1996] und [Hoffmann et al. 2000] verwiesen. Allerdings sind solche Indikatoren und Zielwerte oftmals gesamtwirtschaftlich geprägt, was die Übertragung auf die betriebliche Ebene mitunter sehr problematisch macht. Denn zur fallspezifischen Beurteilung, ob eine Investition eines Unternehmens eine Innovation in Richtung Nachhaltigkeit darstellt, werden quantifizierbare Ziele benötigt, die auf die spezifischen Investitionsprojekte angewandt werden können. Beispielsweise lässt sich das ökonomische Ziel der Stabilität des Preisniveaus kaum zur Bewertung eines Investitionsprojektes zur Kopplung zwischenbetrieblicher Energie- und Stoffströme übertragen.

Eine weitere Schwierigkeit liegt im fehlenden Konsens über die Gewichtung der einzelnen Zielwerte der Nachhaltigkeit und einheitlich anerkannte Lösungsstrategien bei Zielkonflikten. Das Problem der Gewichtung zeigt sich bereits innerhalb der ökologischen Dimension nachhaltigen Wirtschaftens, wenn verschiedene Umwelteinwirkungen einander gegenübergestellt werden.<sup>11</sup> Aus diesen Gründen erscheint die Bestimmung eines nachhaltigen Projektes bislang noch nahezu unmöglich, und selbst ein Urteil, ob ein Projekt / Unternehmen nachhaltiger ist als ein anderes Projekt / Unternehmen kann nur gelingen, wenn sich Vorteile hinsichtlich aller Teilziele des nachhaltigen Wirtschaftens zeigen.

Es wird im Rahmen dieser Arbeit als Arbeitshypothese davon ausgegangen, dass Schritte in Richtung nachhaltigeres Wirtschaften von den Unternehmen nur unternommen werden, wenn damit nicht ihre Marktposition „untergraben“ wird. Demzufolge müssen sich nachhaltige Investitionsprojekte an den gleichen ökonomischen Anforderungen messen lassen wie andere Investitionsprojekte (z. B. an den in den Unternehmen geforderten Amortisationszeiten). Mittel- bis langfristig steht der Gesetzgeber vor der Aufgabe mit Hilfe (umwelt-)politischer Instrumente die Rahmenbedingungen so zu setzen, dass die gewünschten Anpassungsprozesse in Richtung nachhaltiges Wirtschaften von den Akteuren umgesetzt werden. Zwar kann an der gewählten Herangehensweise bemängelt werden, dass damit der langfristigen Ausrichtung des nachhaltigen Wirtschaftens nicht adäquat Rechnung getragen wird, allerdings haben Investitionsprojekte, die diesen Anforderungen nicht genügen, derzeit nur in Ausnahmefällen

---

<sup>10</sup> In diesem Projekt werden Kriterien in 5 Gruppen differenziert: Kriterien, die sich an den Nachhaltigkeitszielen orientieren, Kriterien, die sich an Tragekapazitäten und Wirkungsmodellen orientieren, Kriterien zur Operationalisierung des Vorsorgeprinzips, Kriterien, die sich aus sehr allgemeinen systemtheoretischen Betrachtungen ergeben und Vorsorgeorientierte Technik- und Stoffbewertungskriterien.

<sup>11</sup> Vgl. [Wietschel 2000, S. 35ff.].

Aussicht auf Realisierung. Diese unternehmerische Sichtweise führt dazu, dass die aus einer reinen monetären Betrachtungsweise als Zusatznutzen anzusehenden sozialen und ökologischen Vorteile von Investitionsalternativen erst dann entscheidende Bedeutung erlangen, wenn die Investition aus betriebswirtschaftlicher Sicht zu mindestens dem gleichen Nutzen führen wie die jeweiligen Alternativinvestitionen.

Hinsichtlich der sozialen Dimension einer nachhaltigen Entwicklung existieren zahlreiche Ausführungen auf aggregierter Ebene.<sup>12</sup> Auf Unternehmensebene wird die soziale Dimension der Nachhaltigkeit allerdings eher „stiefmütterlich“ behandelt. Dennoch lässt sich konstatieren, dass neben der Einhaltung sozialer Standards, einer fairen Entlohnung und einer angepassten Arbeitsplatz- und Arbeitszeitgestaltung die Arbeitsplatzeffekte den wesentlicher Ansatzpunkt sozialer Aspekte bilden (verwiesen sei u. a. auf [Spangenberg et al. 1998], [Global Reporting Initiative 1999] und [Wolf et al. 2002]).

## **2.3 Zwischenbetriebliche Kooperationen zur Kopplung von Energie- und Stoffflüssen**

### **2.3.1 Zur Motivation zwischenbetrieblicher Kooperationen**

Einer der zentralen ethischen Ansatzpunkte einer nachhaltigen Entwicklung liegt im Verantwortungsprinzip, das seinen Niederschlag in den Forderungen nach inter- und intragenerationaler Gerechtigkeit findet<sup>13</sup>. Als weiteres Kernelement wird das Kreislaufprinzip gesehen, bei dem in Analogie zu geschlossenen Kreisläufen in Ökosystemen das Idealbild eines Wirtschaftens unter der Zielsetzung entwickelt wird, dass im Produktionsprozess eingesetzte Stoff- und Energiemengen nicht aus dem Wirtschaftsprozess ausscheiden<sup>14</sup>. Schließlich fordert das dritte Element, das Kooperationsprinzip, eine Abstimmung zwischen den Akteuren ein (vgl. hierzu [Wagner 1997, S. 34 ff.]). Die durch das Kreislaufprinzip vorgegebene Idee geschlossener Stoffkreisläufe lässt sich zumeist nur durch Kooperation verschiedener (an den jeweiligen Wertschöpfungsketten) Beteiligter erreichen. Während in vielen Unternehmen die unter den gegebenen Rahmenbedingungen ökonomisch sinnvollen, innerbetrieblichen Verbesserungsmöglichkeiten nahezu ausgeschöpft sind, eröffnen Maßnahmen, die von mehreren Unternehmen kooperativ umgesetzt werden, neue Gestaltungshorizonte, zumal ein innerbetrieblicher Einsatz teilweise auch aus technischen Gründen unmöglich ist. Des Weiteren hat die Entwicklung seit Rio<sup>15</sup> deutlich gemacht, dass u. a. veränderte Kommunikations- und Kooperationsformen und neuartige Institutionen zum Aushandeln und Verwirklichen von Prozessen nachhaltiger Entwicklung nötig sind (vgl. bspw. [Minsch 1998]), was die zukünftige Bedeutung dieses Kooperationsprinzips nochmals verdeutlicht.

In dieser Arbeit wird als Arbeitshypothese davon ausgegangen, dass viele Nachhaltigkeitsprojekte nur durch weitere Kooperationen von Unternehmen realisierbar sind. Die Kombination des Kooperationsprinzips mit den beiden anderen, bereits angeführten Prinzipien einer nach-

---

<sup>12</sup> Verwiesen sei hier auf [Enquête-Kommission 1998], [Brandl 1998], [Huber 1995] und [Zilleßen 1998].

<sup>13</sup> Siehe auch [Schmidt 2000, S. 89 ff.] und [Wagner 1997, S. 34 ff.].

<sup>14</sup> Auch das bundesdeutsche Kreislaufwirtschafts- und Abfallgesetz hat als primäres Ziel, Abfälle durch Wirtschaftskreisläufe zu vermeiden.

<sup>15</sup> Konferenz der Vereinten Nationen für Umwelt und Entwicklung 1992 in Rio de Janeiro, Brasilien.

haltigen Entwicklung (Verantwortungsprinzip und Kreislaufprinzip) führt dabei fast zwangsläufig auf Maßnahmen zum Schließen von zwischenbetrieblichen Stoff- und Energiekreisläufen<sup>16</sup>. Keineswegs sollte sich die Kopplung und Verwertung von Stoff- und Energieströmen aber darauf beschränken, dass Unternehmen aus der Entsorgungswirtschaft – sog. Reduktionsbetriebe mit dem Ziel der Entsorgung von Übeln<sup>17</sup> - die Funktion des Verwertens übernehmen. Vielmehr entspräche es den Prinzipien der Nachhaltigkeit, wenn durch eine zwischenbetriebliche Zusammenarbeit Produktionsunternehmen ihre Stoff- und Energieströme verknüpfen und so zur Verwertung bzw. zur Emissionsvermeidung beitragen könnten.

Aufgrund der in Kapitel 2.1 aufgezeigten Bedeutung des Energiebereichs soll im Rahmen dieser Arbeit die zwischenbetriebliche Zusammenarbeit am Beispiel der Energieversorgung energieintensiver Produktionsunternehmen analysiert werden. Hierzu erfolgt zunächst eine Einordnung dieser speziellen Kooperationsform in verschiedene Konzepte von Unternehmensnetzwerken (Kapitel 2.3.2). Da es einerseits bisher keine realisierten Praxisbeispiele für eine solche Kooperation mehrerer Industrieunternehmen mit dem Ziel einer gemeinsamen Energieversorgung gibt und andererseits solche Konzepte sehr ähnlich sind mit zwischenbetrieblichen Kooperationen in Form von sog. Verwertungsnetzwerken, wird auf diese besondere Kooperationsform in Kapitel 2.3.3 näher eingegangen

### 2.3.2 Erscheinungsformen von Unternehmensnetzwerken

Aufgrund der zunehmenden Konzentration von Unternehmen auf ihre Kernkompetenzen und die damit einhergehende Reduktion der Wertschöpfungstiefe, haben flexible zwischenbetriebliche Kooperationen<sup>18</sup> in den letzten Jahren stark an Bedeutung gewonnen. Bei einer größeren Anzahl an Partnern werden solche Kooperationen auch als Unternehmensnetzwerke bezeichnet. Nach [Sydow 1992, S. 79] stellen Unternehmensnetzwerke "... eine auf die Realisierung von Wettbewerbsvorteilen zielende Organisationsform ökonomischer Aktivitäten dar, die sich durch ...eher kooperative denn kompetitive und relativ stabile Beziehungen zwischen rechtlich selbständigen, wirtschaftlich jedoch zumeist abhängigen Unternehmen auszeichnen." Vergleichbare Definitionen zu Unternehmensnetzwerken werden auch von anderen Autoren gegeben, wobei das Merkmal der wirtschaftlichen Abhängigkeit nicht immer in den Vordergrund gestellt wird. Weiterhin ist zu betonen, dass die Entstehung sowie die Stabilität von Unternehmensnetzwerken nicht nur auf ökonomischen Transaktionen beruht, sondern dass persönliche Austauschbeziehungen und das hieraus gebildete Vertrauensverhältnis<sup>19</sup> zwischen den Netzwerkakteuren von entscheidender Relevanz sind (vgl. [Wietschel et al. 2000]).

Inzwischen werden unter dem Begriff Unternehmensnetzwerke eine Vielzahl an speziellen Erscheinungsformen - wie beispielsweise strategische und regionale Netzwerke, Virtuelle Unternehmen, logistische Netzwerke oder Produktionsnetzwerke - subsumiert, weshalb im folgenden typische Merkmale von Netzwerken und deren Ausprägungen diskutiert werden sollen.

---

<sup>16</sup> Bei Stoffströmen bspw. mit Hilfe der Einrichtung von flächendeckenden Entsorgungssystemen mit einer Wiederaufbereitung bestimmter Rückstände.

<sup>17</sup> Vgl. [Dyckhoff 1993].

<sup>18</sup> Kooperationen werden üblicherweise als Zwischenform zwischen „Markt“ (totale Desintegration) und „Hierarchie“ (totale Integration) eingeordnet [Richardson 1972].

<sup>19</sup> Vgl. zur Rolle von Vertrauen [Fichtner et al. 2000].

Grundlegendes Ziel der an Unternehmensnetzwerken beteiligten Unternehmen ist es, Wettbewerbsvorteile zu erzielen<sup>20</sup>. Neben dem Streben nach Wachstum, das nicht mehr durch betriebseigenen Kräfte allein erreicht werden kann, stellen vor allem Möglichkeiten zum Ausschöpfen von Synergieeffekten das zentrale Motiv einer zwischenbetrieblichen Zusammenarbeit dar. Solche Synergieeffekte lassen sich erzielen durch Ressourcen-Sharing, Ressourcen-Kombination, economies of scope und economies of scale (vgl. [Corsten et al. 1994, S. 128 ff.]). Zieht man das Sachziel, welches durch das Unternehmensnetzwerk erfüllt werden soll, als Entscheidungsmerkmal heran, so kann u.a. zwischen Entwicklungs-, Beschaffungs-, Produktions-, Entsorgungs<sup>21</sup>-, Innovations- und Distributionsnetzwerken differenziert werden.

Nach ihrem Aufbau (bzw. Steuerungsmechanismus) können Unternehmensnetzwerke in hierarchisch-pyramidale Netzwerke und polyzentrische (heterarchische) Netzwerke differenziert werden (siehe [Reuter 1998] und [Wildemann 1997]). In hierarchisch-pyramidalen Netzwerken übernimmt ein Unternehmen die strategische Führerschaft (das sogenannte fokale Unternehmen („hub firm“)), während in polyzentrischen Netzwerken die Partner eine gleichberechtigte Rolle spielen (vgl. [Hippe 1997]). Sydow hat in diesem Zusammenhang die Begriffe eines strategischen Netzwerks bei Vorliegen eines hierarchisch-pyramidalen Aufbaues und eines regionalen Netzwerks bei polyzentrischen Strukturen geprägt.

Nach dem Kriterium der Kooperationsrichtung lassen sich vertikale Netzwerke, die eine Kooperation entlang der Wertschöpfungskette anstreben (oftmals auch als logistische Netzwerke bezeichnet), horizontale Netzwerke, bei denen Unternehmen aus einer Branche und einer Wertschöpfungsebene zusammenarbeiten und laterale Unternehmensnetzwerke mit Unternehmen aus unterschiedlichen Branchen unterscheiden.

Die Dauer der zeitlichen Zusammenarbeit kann auf der einen Seite ex-ante temporär befristet werden. So wird diese Merkmalsausprägung beispielsweise bei Virtuellen Unternehmen neben der auftrags-, problem- oder projektbezogenen Konfiguration und der Integration von komplementären Kernkompetenzen als konstituierendes Merkmal angesehen (vgl. [Corsten et al. 1999, S. 4]). Auf der anderen Seite können auch langfristige Beziehungen angestrebt werden, um so beispielsweise Wertschöpfungspartnerschaften zu etablieren. Häufig wird in diesem Zusammenhang das Stabilitätsmerkmal angeführt, wobei stabile Netzwerke sich dadurch auszeichnen, dass viele Aufträge des gleichen Typs bearbeitet werden, während instabile Netzwerke dadurch charakterisiert sind, dass sie nur zur Erfüllung einer Aufgabe (eines Projektes) gebildet werden. Zur Erreichung von Stabilität von Netzwerken bedarf es nach [Kaluza et al. 1998] vertraglicher, organisatorischer, interner und externer Bedingungen.

Wenn die Vertragsbasis als Kriterium der Differenzierung herangezogen wird, so lassen sich Unternehmensnetzwerke beispielsweise in Konsortien, Kartelle oder Konzerne einteilen. Es ist dabei jedoch zu betonen, dass eine Zusammenarbeit von Unternehmen in Form eines

---

<sup>20</sup> Allerdings können Unternehmensnetzwerken nicht generell Vorteile gegenüber herkömmlichen Unternehmensformen zugeschrieben werden. Beispielsweise weist Carney Unternehmensnetzwerken bei eher kundenspezifischen und hochpreisigen Produkten einen Wettbewerbsvorteil zu, während bei Massenware eher vertikal tief integrierte Unternehmen Vorteile aufweisen (vgl. [Carney 1998]).

<sup>21</sup> [Götzelmann 1992, S. 97] behandelt generell umweltschutzinduzierte Kooperationen und differenziert zwischenbetriebliche Kooperationen aus ökologischen Motiven in: F&E-Kooperationen bspw. zur Grundlagenforschung, Nutzungs-Kooperationen bspw. zur gemeinsamen Nutzung von Rauchgasreinigungsanlagen und Rückstands-Kooperationen zum Aufbau von Output-Input-Beziehungen zwischen Unternehmen.

Netzwerkes von einem vertragsfreiem Informationsaustausch über kurz- und langfristige Lieferverträge bis hin zu Gemeinschaftsunternehmen reichen kann (vgl. [Kaluza et al. 1998]).

Das Funktionieren von Netzwerken wird durch die Koordination der individuellen Prozesse determiniert. Wildemann<sup>22</sup> bezeichnet die Koordinationsbeziehung bei Unternehmensnetzwerken als hybride Kooperationsform zwischen Markt und Hierarchie, da auf der einen Seite Preismechanismen für eine marktorientierte Ausrichtung sorgen, auf der anderen Seite aber ein hierarchischer Koordinationsbedarf besteht, um die Aktivitäten der Akteure aufeinander abzustimmen und das gemeinsame Ziel des Netzwerkes zu verfolgen. Zur Koordination lassen sich die Koordinationsmechanismen der gegenseitigen Anpassung, der Standardisierung und der Verwendung gemeinsamer Variablen unterscheiden (vgl. [Steven et al. 1999] und [Pfohl 1994]). Zur Reduzierung der Koordinationskosten wird bspw. in der Automobilindustrie seit einigen Jahren dazu übergegangen, einbaufertige Systemmodule von einem Lieferanten zu beziehen, der für dieses Modul alleiniger Ansprechpartner ist und die Gesamtverantwortung für dieses Modul teilweise sogar für dessen Montage trägt (vgl. [Eicke et al. 1990]). Des weiteren bedarf es eines unternehmensübergreifenden Controllings. Auch hierbei lässt sich wiederum nach eher marktlichen, eher hierarchischen oder diese Extrema kombinierenden Instrumenten – wie bspw. Kennzahlen, Zielvereinbarungen, Budgetierungen, Vertrauen und Monitoring - differenzieren (vgl. [Wildemann 1996]).

Die geographische Ausdehnung von Unternehmensnetzwerken kann von international bis lokal reichen, wobei neben Unternehmen auch andere Teilnehmer wie Kunden oder wissenschaftliche Institutionen eingeschlossen sein können. Die Sichtbarkeit kann sich zum einen auf den Aspekt richten, ob die beteiligten Unternehmen selber das Netzwerk identifizieren, oder darauf, ob das Netzwerk als solches von den Kunden wahrgenommen wird (vgl. [Kreikebaum 1998]).

Da in dieser Arbeit die Analyse von Unternehmensnetzwerken zur Kopplung von Energieströmen im Zentrum steht, sollen im folgenden Verwertungsnetzwerke mit dem Ziel der zwischenbetrieblichen Kopplung von Stoffströmen näher betrachtet werden, bevor auf Energienetzwerke als spezielle Form von Verwertungsnetzwerken näher eingegangen wird.

### **2.3.3 Verwertungsnetzwerke als besondere Form von Unternehmensnetzwerken**

#### **2.3.3.1 Charakteristische Merkmale von Verwertungsnetzwerken**

Die Vielfalt an verschiedenen Typen von Unternehmensnetzwerken führt zu der Frage, was die charakteristischen Merkmale von Verwertungsnetzwerken sind. Bei einem Verwertungsnetzwerk kooperieren mehrere Unternehmen miteinander, wobei die Kooperation von vertragsfreiem Informationsaustausch über vertragliche Vereinbarungen (z. B. in Form langfristiger Lieferverträge) bis hin zu Gemeinschaftsunternehmen reichen kann. Das Sachziel dieser Kooperation besteht in der Verwertung und Vermeidung von Rückständen. Zwischen den Akteuren finden Austauschprozesse statt [Schwarz 1998], es werden Rückstände eines Produktionsunternehmens zur Primärrohstoff- oder Energieträgersubstitution bei einem anderen Produktionsunternehmen eingesetzt<sup>23</sup>. Es geht also um die Vernetzung von Stoff- und

---

<sup>22</sup> Vgl. [Wildemann 1997, S. 420].

<sup>23</sup> Da in solchen Netzwerken unerwünschte Kuppelprodukte bei einem Unternehmen als wertvoller Input für Produktionsprozesse eines anderen Unternehmen eingesetzt werden kann, greift die Bezeichnung Verwertungsnetzwerk eigentlich zu kurz.



Energieflüssen, die ansonsten emittiert oder minderwertig verwertet werden würden, und somit letztendlich um kostengünstige Entsorgungs- bzw. Beschaffungsmöglichkeiten.<sup>24</sup> Auf Basis dieses spezifischen Sachziels erfolgt die Bezeichnung dieses Typus von Unternehmensnetzwerken und dieses Sachziel ist eines der konstituierenden Merkmale dieses Unternehmensnetzwerktyps [Strebel 1995]. Aus diesem Sachziel heraus lassen sich die ökonomischen Zielsetzungen des Netzwerkes ableiten.

Neben den letztlich ausschlaggebenden betriebswirtschaftlichen Bewertungskriterien, die sich beim Rückstandsanbieter auf die Ausgaben zur Entsorgung sowie einer garantierten und dauerhaften Entsorgungslösung und beim Rückstandsabnehmer auf eine wirtschaftliche Beschaffung beziehen, werden zur Beurteilung von Verwertungsprojekten auch umweltrelevante Zielsetzungen des Ressourcenschutzes und der Emissionsvermeidung herangezogen.

Ein weiteres typisches Merkmal, das sich allerdings aus der Zielsetzung des Netzwerkes bedingt, ist, dass die Unternehmen aus einem Wirtschaftsraum stammen. Dies begründet sich daraus, dass aufgrund des geringen Wertes der meisten Reststoffe bzw. aufgrund von Transportverlusten bei bestimmten Reststoffen - wie beispielsweise der industriellen Abwärme - ein Transport über größere Entfernung ökonomisch nicht sinnvoll ist. Weiterhin steigen mit zunehmender Entfernung die verkehrsbedingten Emissionen zumindest in gewissem Umfang, was den ökologisch-motivierten Zielsetzungen des Netzwerkes entgegen steht.

Zwischen den Netzwerkakteuren existiert in der Regel eine polyzentrische Struktur, d.h. die Netzwerkakteure sind gleichberechtigt. Im Sinne von Sydow können diese Netzwerke somit auch als regionale Verwertungsnetzwerke bezeichnet werden, wobei dieses Adjektiv gleichzeitig die begrenzte geographische Ausdehnung treffend charakterisiert.

Ein weiteres Merkmal von Verwertungsnetzwerken ist, dass neben horizontalen und vertikalen Kooperationsbeziehungen, die auch viele andere Netzwerktypen auszeichnen, schwerpunktmäßig laterale Beziehungen existieren, d.h. die Unternehmen stammen in der Regel aus verschiedenen Branchen. Die Beteiligung von Unternehmen aus verschiedenen Branchen bedingt sich aus dem Umstand, dass hierdurch Anfall und Bedarf von verschiedenen Stoff- und Energieströmen besser in Einklang gebracht werden kann [Strebel 1995] und Konkurrenzsituationen vermieden werden.

In ihrer Fristigkeit sind Verwertungsnetzwerke in der Regel nicht beschränkt, sondern es wird im Gegenteil eine möglichst dauerhafte Zusammenarbeit angestrebt. Die Rechtsform der Kooperation unterliegt keinen erkennbaren spezifischen Ausprägungen.

Ein typisches Merkmal von Verwertungsnetzwerken ist, dass der Aufbau und der Erhalt des Netzwerkes institutionell unterstützt wird. Neben der Bildung von Organisationseinheiten durch die beteiligten Unternehmen [Sydow 1992], die diese Aufgabe erfüllen können, entsteht durch die ökologische Zielsetzung des Konzeptes ein Förderinteresse an derartigen Ansätzen seitens der Politik und Gesellschaft. Dies führt so weit, dass einzelne Trägerorganisationen

---

<sup>24</sup> Nach [Graehl et al. 2001] liegt die wesentliche Motivation für die Realisierung dieser Form der Kooperation in der Erzielung ökonomischer Vorteile. 12 von 14 untersuchten Verwertungsnetzwerken sind ausschließlich aufgrund wirtschaftlicher Interessen entstanden, zwei Netzwerke aufgrund von ökonomischen und ökologischen Zielsetzungen. Ökonomische Vorteile umfassen dabei u.a. eine Reduktion von Entsorgungskosten, eine Verringerung von Beschaffungskosten für Einsatzstoffe, eine Reduktion von Lagerflächen sowie eine Minderung des Logistikaufwands durch ein vermindertes Reststoffhandling.

mit entsprechenden Finanzmitteln ausgestattet werden, um die Netzwerkbildung und den Netzwerkerhalt zu unterstützen.

### 2.3.3.2 *Typologisierung von Verwertungsnetzwerken*

Trotz der entwickelten konstituierenden Merkmalsausprägungen von Verwertungsnetzwerken lassen sich bei der Analyse von bestehenden Netzwerken wesentliche Unterschiede in ihrem prinzipiellen Ansatz der Stoff- und Energiestromvernetzung identifizieren. Deshalb werden im folgenden zwei Grundtypen von Verwertungsnetzwerken differenziert und über ihre Merkmalsausprägungen voneinander abgegrenzt, wobei in der betrieblichen Praxis durchaus hybride Formen anzutreffen sind (zu alternativen Klassifizierungen siehe [Kaluza et al. 1996], [Strebel et al. 1994], und [Strebel 1995]).

Beim ersten Typ werden nur wenige ausgewählte Industrieunternehmen, bei denen große Mengen an verwertbaren Stoff- und Energieströmen anfallen, miteinander vernetzt. Die Relevanz der hier auftretenden Massenströme erfordert dabei

- die Einführung von eigenen Transportsystemen, die oftmals aufgrund des Umstandes, dass in vielen Fällen Energieträger wie Dampf oder Gas oder auch Flüssigkeiten wie Wasser ausgetauscht werden, leitungsgebunden sind, und
- die Modifikation von bestehenden Produktionsabläufen bzw. die Investition in Neuanlagen zur Harmonisierung der Stoff- und Energieströme,

weshalb diese Art von Verwertungsnetzwerken im Folgenden als technisch-determinierte Verwertungsnetzwerke bezeichnet werden. Die Einrichtung derartiger Netzwerke ist in der Regel mit hohen Investitionen verknüpft. Diese Art von Verwertungsnetzwerken bietet sich im wesentlichen nur für Unternehmen mit Produktionsstandorten in einer räumlich eng begrenzten Region an, da bei sämtlichen Stoffströmen die Transportentfernung ein wichtiger ökonomischer und auch ökologischer Faktor sein kann – gerade unter dem Gesichtspunkt, dass die anfallenden Reststoffe oftmals nur einen geringen Wert haben.<sup>25</sup> Neben einer Funktionsabstimmung zwischen den Betrieben kann es bei diesen Netzwerken zu einer Funktionszusammenlegung von bestimmten betrieblichen Aufgabenbereichen - beispielsweise bei der Energie- oder Wasserversorgung - kommen, wobei dann die rechtliche Struktur in der Regel die eines Gemeinschaftsunternehmens ist.

Die zweite Art von Verwertungsnetzwerken ist dadurch charakterisiert, dass die anfallenden Stoffströme von festen oder flüssigen Rückständen unterschiedlicher Unternehmen systematisch erfasst und unter Bündelung der Stoffströme einer Verwertung zugeführt werden, wobei sich in derartige Ansätze auch Unternehmen aus der Reproduktionswirtschaft einbinden lassen. Eine notwendige Voraussetzung zur erfolgreichen Umsetzung derartiger Konzepte ist, dass die Handelsmenge von homogenen Produkten bzw. Produktgruppen ausreichend hoch ist und die Produktqualität sichergestellt werden kann. An solchen Verwertungsnetzwerken kann eine im Vergleich zu den technisch-determinierten Ver-

---

<sup>25</sup> Weiterhin fördert eine geographische Nähe die Möglichkeiten zum Aufbau persönlicher Beziehungen und somit zur Schaffung von Vertrauen. Dies ist um so bedeutsamer, als die Installation derartiger Verwertungsnetzwerke zur Schaffung neuer wirtschaftlicher Strukturen mit einer (zumindest teilweisen) Abhängigkeit der Netzwerkpartner führt. Die Koordination technisch-determinierter Verwertungsnetzwerke ist aufgrund der begrenzten Zahl an beteiligten Unternehmen und der lokalen Nähe durch direkten persönlichen Kontakt durchführbar.

wertungsnetzwerken hohe Zahl an Unternehmen (auch und gerade kleine und mittlere Unternehmen) teilnehmen, wobei die unternehmensspezifischen Stoffströme durchaus in kleineren Margen anfallen können. Da die Konkurrenzsituation zwischen den Netzwerkakteuren durch die Unternehmensgrößen und die eventuell unterschiedlichen Absatzgebiete eingeschränkt sein kann, können durchaus Unternehmen aus derselben Wertschöpfungsebene und Branche Partner in einem solchen Netzwerk sein und durch einen Erfahrungsaustausch bei branchenspezifischen Entsorgungsproblemen voneinander profitieren.

Durch die Beibehaltung bestehender Produktionsstrukturen und den Entfall von aufwändigen Transportsystemen fallen in der Regel keine umfangreichen Investitionen an. Zur Organisation des Netzwerkes kann oftmals auf eine vertragliche Regelung der Kooperation verzichtet werden und eine marktwirtschaftliche Koordination auf Basis von Preismechanismen oder kurzfristigen Lieferverträgen erfolgen, wobei sich die Notwendigkeit eines Verwertungsnetzwerkes infolge der Zusammenführung von Anbietern (stoffliche Quellen) und Nachfragern (sekundärrohstoffliche Senken) durch eine informationelle und logistische Unterstützung herleitet. Die zusammenführende Koordinationsfunktion ist aufgrund der hohen Komplexität durch die Vielzahl an Netzwerkakteuren aus unterschiedlichsten Branchen sowie der möglichen Netzwerkbeziehungen zielführend durch eine zwischenbetriebliche Institution zu verwirklichen. Hieraus prägt sich die Begrifflichkeit der marktlich-orientierten Verwertungsnetzwerke. Potenziale liegen dabei oftmals in der Zusammenführung von Rückstandsströmen, um diese einer Verwertung zuzuführen, die bei einzelbetrieblichen Lösungen unwirtschaftlich ist. Zusammenfassend sind in Tabelle 1 die wesentlichen Charakteristika der beiden Formen von Verwertungsnetzwerken dargestellt.

Tabelle 1: Klassifikation von Verwertungsnetzwerken

Kriterium	Netzwerktyp	Technisch determinierte Netzwerke	Marktorientierte Netzwerke
Koordination		Kooperation, Netzwerk nach betriebswirtschaftlicher Definition <sup>26</sup>	Marktliche Koordination (auf Basis kurz- oder längerfristiger Lieferbeziehungen)
Wirtschaftliche Abhängigkeit		Hoch	Gering
Anzahl der Akteure		Gering	Hoch
Räumliche Distanz		Gering	Ausgedehnt
Informationsaustausch/ Kommunikation		Direkt oder zwischenbetriebliche Institution	Zwischenbetriebliche Institution
Zielsetzung zur Verknüpfung von Stoff- und Energieströmen		Realisierung von technischen Lösungen, oft leitungsgebunden	Zusammenführung von (mehreren) Anbietern und Nachfragern, Logistikkonzepte
Investitionsvolumen		Hoch	Niedrig

<sup>26</sup> Als hybride Kooperationsform zwischen Markt und Hierarchie

### 2.3.3.3 Praxisbeispiele von Verwertungsnetzwerken

Obwohl die im vorherigen Kapitel entwickelte Unterteilung in der betrieblichen Praxis meist nicht derart trennscharf anzutreffen ist, sollen im folgenden einige Beispiele zu den zwei Formen von Verwertungsnetzwerken aufgeführt werden. Als Beispiele für technisch-determinierte Verwertungsnetzwerke seien bspw. genannt die sogenannte Industriesymbiose Kalundborg in Dänemark (vgl. [Christensen 1998]), das wohl bekannteste Beispiel für Verwertungsnetzwerke in Europa und eines der wenigen Netzwerke, dem ein reibungsloses Funktionieren unterstellt wird, und der Umwelttechnologie- und Recyclingpark Rositz, bei dem 19 lokal angesiedelte Unternehmen unter der Zielsetzung der Sanierung eines 400.000 m<sup>3</sup> umfassenden Teersees miteinander kooperieren.<sup>27</sup> Beispiele für marktlich orientierte Verwertungsnetzwerke stellen Teilprojekte aus dem Verwertungsnetz Obersteiermark dar,<sup>28</sup> bei dem beispielsweise Konzepte zur Sammlung von Industrierestholz und der Zuführung einer stofflichen Verwertung an einem Standort entwickelt wurden (vgl. [Vorbach 1998]) oder das Projekt Ressourcenschonung in der Region Oldenburger Münsterland (vgl. [Hasler et al. 1998]). Potenziale liegen dabei oftmals in der Zusammenführung von Rückstandsströmen, um diese einer Verwertung zuzuführen, die bei einzelbetrieblichen Lösungen unwirtschaftlich ist.<sup>29</sup> Eine Aufstellung verschiedener Verwertungsnetzwerke in Europa findet sich bspw. in [Wietschel et al. 2000]; vergleichbare Aktivitäten in den Vereinigten Staaten und Kanada finden sich bspw. in [Research Triangle Institute 1994] und [Cote et al. 1998].

### 2.3.4 Energienetze als spezielles Unternehmensnetzwerk

Eine spezifische Ausprägung von technisch-determinierten Netzwerken stellen betriebsübergreifende Energieversorgungskonzepte dar, die sich auf die Kopplung von Energieflüssen fokussieren und die somit auch als Energienetze bezeichnet werden können. Wie in Kapitel 2.3.1 dargestellt wird davon ausgegangen, dass solche Energienetze zukünftig einen Beitrag zu einem nachhaltigen Wirtschaften leisten können. Die Notwendigkeit solcher zusätzlicher Maßnahmen im Bereich des Umwelt- und Ressourcenschutzes resultiert auch aus der Liberalisierung der Energiemärkte, die im Bereich der industriellen Energieversorgung dazu geführt hat, dass durch den eingetretenen Preiswettbewerb effiziente Technologien, wie z. B. die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK), mehr und mehr von ineffizienteren Technologien verdrängt werden. Eine höhere Energieeffizienz kann bspw. durch eine gemeinsame Energieversorgung benachbarter Unternehmen aus gemeinsam gebauten und betriebenen Anlagen (kooperative KWK-Anlagen) erreicht werden.

Aufgrund besonderer Eigenschaften von Energieströmen im Vergleich zu Stoffströmen ergeben sich mehrere Unterschiede bei der Betrachtung zwischen Energie- und Stoffstromnetzwerken. So ist für Vernetzungen von Energieströmen durch die Nutzung industrieller Abwärme bzw. durch die standortübergreifende Nutzung von Kraftwerken auf Basis der Kraft-Wärme-Kopplung die lokale Nähe unabdingbar, da Wärme aufgrund der auftretenden Transportverluste nur über einen geographisch begrenzten Raum zweckmäßig zu leiten ist.

---

<sup>27</sup> Vgl. [Kreikebaum 1998].

<sup>28</sup> Vgl. [Schwarz 1994].

<sup>29</sup> So kann beispielsweise das Trennen von Metallen mit hohen Legierungsanteilen von solchen mit geringen oder diffusen Legierungsanteilen sowie die Zuführung zu einer stofflichen Verwertung (eines Stahlrecyclingprozesses) nur bei einer gemeinschaftlichen Lösung sinnvoll sein.

Neben möglichen ökologischen Vorteilen einer überbetrieblichen Vernetzung von Wärmeströmen lassen sich simultan auch ökonomische Vorteile erreichen. Wirtschaftliche Vorteile einer Kooperation können sich bei gemeinsamer Nutzung eines Kraftwerks durch die Ausnutzung von Größendegressionseffekten ergeben. Auch durch das Zusammenführen mehrerer sich ergänzender energienachfragender Prozesse kann eine Vergleichmäßigung der Last und damit eine bessere Auslastung der Anlagen resultieren.

Die mögliche Anzahl an verschiedenen Energieformen ist deutlich geringer als die Zahl unterschiedlicher Stoffströme. Daher ist es i. Allg. wesentlich wahrscheinlicher, einen geeigneten Kooperationspartner für eine Kopplung von Energieströmen zu finden. Ein zentrales Hemmnis für Stoffstromnetzwerke besteht nämlich darin, dass es keine geeigneten Kooperationspartner gibt, die „Abfallströme“ eines anderen Unternehmens als Input verwenden können.<sup>30</sup>

Je nach Ausgestaltung der Kooperation lassen sich solche Energienetzwerke auch als spezielle Beschaffungsnetzwerke einordnen. So ergeben sich durch die Liberalisierung des Energiesektors für Energienetzwerke neue Möglichkeiten, wie bspw. Energiehandel, Bezug von Dritten sowie Risikominimierung durch Hedging-Strategien. Durch eine Bündelung der Nachfrage und einer somit größeren nachgefragten Energiemenge können sich Vorteile beim Energiekauf auf liberalisierten Märkten ergeben.

## **2.4 Contracting als Option zur Realisierung von effizienten Energieversorgungssystemen**

Die Umsetzung von sowohl einzelbetrieblichen als auch kooperativen Investitionsprojekten im Energiebereich erfordert eine geeignete Organisationsform. Dabei sind nicht nur Fragen der Konzepterstellung, Projektierung, Finanzierung und Errichtung, sondern auch der Betriebsführung und Wartung zu klären. Da die Aufgabe der Energieversorgung außerhalb der Kernkompetenz von Unternehmen der produzierenden Industrie liegt und viele dieser Unternehmen sich auf ihr „Kerngeschäft“ konzentrieren, werden die Energiebereitstellung und die Realisierung von effizienten Energieanlagen üblicherweise im Rahmen von Contractingprojekten durch unternehmensexterne Dritte übernommen.<sup>31</sup> Diese innovativen Energiedienstleistungen werden bisher im Rahmen von Contractingprojekten für Einzelindustriunternehmen angeboten und umgesetzt. Da sie grundsätzlich auch für kooperative Energieversorgungsstrategien geeignet sind, werden im Folgenden nach einer Klärung des Contractingbegriffs der grundsätzliche Ablauf von Contractingprojekten dargelegt (Kapitel 2.4.1) und verschiedene Möglichkeiten der organisatorischen Ausgestaltung sowie der Finanzierung mittels eines Contractingmodells präsentiert (Kapitel 2.4.2).

### **2.4.1 Das Konzept des Contracting**

Das Konzept des Contracting ist in den achtziger Jahren in den USA als Dienstleistungsform zur rationellen Energieversorgung aus dem Ansatz des Integrated Resource Planning (IRP)<sup>32</sup> hervorgegangen. Contracting beschreibt im allgemeinen eine vertraglich fixierte Übertragung

---

<sup>30</sup> Vgl. [Korhonen 2000, S. 101].

<sup>31</sup> Vgl. [Helle 1997].

<sup>32</sup> Integrierte Berücksichtigung sowohl der Angebots- als auch der Nachfrageseite mit dem Ziel einer rationellen Energieversorgung.

von Aufgaben der Energiebereitstellung und/oder der Bewirtschaftung auf ein externes Unternehmen.<sup>33</sup> Typische Merkmale von Contractingprojekten sind dabei:

- die vertragliche Abmachung zwischen einem Contractingnehmer und einem Contractinganbieter<sup>34</sup> zur Lieferung von Nutzenergie<sup>35</sup> bzw. zur Realisation von Energieeinsparmaßnahmen,
- die über die bloße Finanzierung des Contractingvorhabens hinausgehende Leistungserbringung des Contractinganbieters<sup>36</sup> sowie
- die Amortisation der Anlage bzw. Anlagenmodifikationen aus realisierten Ausgabenminderungen.

Contracting beschreibt somit die Planung, die Realisierung bzw. die Finanzierung von energieeffizienzsteigernden Investitionen durch unternehmensexterne Dritte. Der Grundgedanke des Contracting ist dabei die Vorfinanzierung der Investition bzw. der fixen Kosten der Maßnahmen zur Energieeffizienzsteigerung durch den Contractinggeber und die Rückerstattung dieser sowie der anfallenden variablen Kosten der Energiebereitstellung und -lieferung durch den Contractingnehmer über die Energierechnung (vgl.[Jeschke 1998]).

#### **2.4.1.1 Ausprägungsformen**

Bezüglich der Ausprägungsformen von Contractingvorhaben lassen sich Einspar-<sup>37</sup> und Anlagencontracting unterscheiden. Während sich Einspar-Contracting dadurch auszeichnet, dass Maßnahmen zur effizienten Energieerzeugung, -bereitstellung, -verteilung und -nutzung auf Basis bestehender Anlagen durch einen Dritten (Contractor) vorgenommen werden, handelt es sich beim Anlagencontracting um eine Energielieferdienstleistung, bei der ein Contractor Neu-, Ersatz- und/oder Ergänzungsinvestitionen in Energiebereitstellungs- bzw. -verteilungsanlagen tätigt. Die Energienutzung auf Seiten des Contractingnehmers ist beim Anlagencontracting in der Regel nicht Bestandteil der vertraglichen Vereinbarung.<sup>38</sup>

#### **2.4.1.2 Akteure**

Aufgrund der Komplexität der zu entwickelnden Versorgungslösungen erfordern Contractingprojekte<sup>39</sup> die Integration verschiedenster Akteure. Neben den zentralen Contracting-Vertragsparteien (Contractingnehmer und Contractinggeber) sind zumeist weitere Akteure in das Vorhaben eingebunden (vgl. [Sester 1995]). Dies können neben Ingenieurbüros, Energieversorgungsunternehmen und Anlagenherstellern auch Brennstofflieferanten, Banken, Versicherungen und Behörden sein. Zu den Contractingnehmern zählen grundsätzlich Eigentümer bzw. Nutzer von Energieverbrauchsobjekten in allen Sektoren [Knott et al. 1997]. Dabei kann es sich um Eigentümer von Wohngebäuden, öffentliche Einrichtungen und Industrieunternehmen handeln. Als Contractinggeber kann prinzipiell jede juristische Person

---

<sup>33</sup> Vgl. [Bemmann 2000].

<sup>34</sup> Synonym: Contractoren.

<sup>35</sup> Strom, Raum- und Prozesswärme, Kälte, etc.

<sup>36</sup> Bspw. Planung, Bau, Wartung oder Betriebsführung der Anlage.

<sup>37</sup> Synonym: Performance-Contracting.

<sup>38</sup> Vgl. [Bemmann 2000, S. 29 ff.].

<sup>39</sup> Insbesondere in Projekte des Anlagen-Contractings.

fungieren. In den meisten Fällen treten Energieversorgungsunternehmen, Ingenieurbüros, Wärmeversorger, Anlagenbaubetriebe oder Energieagenturen als Anbieter auf.

### 2.4.1.3 Chancen

Für die Energienachfrageseite ergibt sich durch das Konzept des Contractings eine neue Handlungsoption bei der Auslagerung von Aufgaben, die bisher in Eigenverantwortung übernommen wurden [Knott et al. 1997]. Die Gründe für eine solche Auslagerung der Energieversorgungsfunktion auf den Contractinggeber sind unter anderem:

- Konzentration auf das Kerngeschäft: Investitionen in Energieumwandlungsanlagen stehen in Konkurrenz zu Ersatz-, Erweiterungs- und Rationalisierungsinvestitionen im eigentlichen Geschäftsbereich, die zur direkten Wettbewerbsfähigkeit beitragen und somit höhere Priorität erhalten. Der Auslagerung betrieblicher Bereiche außerhalb des Kerngeschäfts wird dabei häufig eine hohe unternehmensstrategische Priorität beigemessen.
- Lange Amortisationszeiten: Industrielle Energieerzeugungsanlagen weisen üblicherweise Amortisationszeiten von 10 bis 15 Jahren auf und überschreiten damit die in der Industrie gängigen Amortisationserwartungen von 2 bis 4 Jahren um ein Vielfaches.
- Begrenzte Liquidität: Energietechnische Investitionen sind in der Regel kapitalintensiv und langfristig gebunden. Aufgrund begrenzter Liquidität der Unternehmen können sie den verfügbaren Finanzrahmen überschreiten. Die Aufnahme zusätzlichen Fremdkapitals ist bei ausgeschöpfter Kreditlinie nicht möglich oder verschlechtert die Bonität. Folglich wird durch die Übernahme der Versorgungsaufgabe durch einen Contractor sowohl der Kapitaldienst als auch die Bilanz des Contractingnehmers entlastet.
- Mangelndes Know-how: Das energietechnische und energiewirtschaftliche Know-how für die Umsetzung komplexer Energieinvestitionen ist in Unternehmen oftmals nicht vorhanden.
- Risikoverteilung durch Lastenverteilung: Durch die Übertragung der Versorgungsaufgabe auf den Contractingnehmer wird das technische Risiko des Anlagenbaus sowie des Betriebes auf den Contractinggeber übertragen.
- Professionalisierung des Anlagenbetriebes: Aufgrund der Erfahrung des Contractinggebers mit dem Betrieb von Energieerzeugungsanlagen wird in der Regel mit einer effizienteren Betriebsführung gerechnet [Muggli 2000].
- Nutzung neuester Technologien: Ersteller und Betreiber der Contracting-Anlage sind i.d.R. wirtschaftlich identisch. Damit wird der Anreiz zum Einsatz rationeller Betriebstechniken erhöht und der Anreiz zur Überdimensionierung vermindert.
- Verringerte Brennstoffkosten: Ein Contractor bezieht i.d.R. in größeren Mengen und damit i.d.R. zu geringeren Brennstoffpreisen.

Aus Sicht des Anbieters handelt es sich beim Contracting um eine Dienstleistungsform, bei der Leistungspakete entsprechend spezifischer Kundenbedürfnisse zusammengestellt und vermarktet werden [Köwener et al. 1997]. Die Vorteile für Contractinggeber beinhalten dabei:

- Langfristige Kundenbindung durch langfristige Energielieferverträge.

- Entwicklung eines eigenständigen Contracting-Geschäftszweiges und somit eines zusätzlichen Geschäftsfeldes (Akquisition von Neukunden).
- Vergrößerung des Anteils an der Wertschöpfungskette durch das Angebot zusätzlicher Dienstleistung (Planung, Bau, Betrieb, Wartung, etc.).

## 2.4.2 Ausgestaltung von Contractingprojekten

Bei der Planung von Contractingvorhaben sind die Schritte Technische Planung, die Wirtschaftlichkeitsplanung, organisatorisch-rechtliche Planung sowie die Planung der Finanzierung zu vollziehen. Dabei gilt es insbesondere zu berücksichtigen, dass die technische, rechtlich-organisatorische und finanzielle Planung nicht sequentiell, sondern, aufgrund von Interdependenzen, parallel durchzuführen sind. Bedingt durch die Vielzahl möglicher Ausgestaltungen sowie die Komplexität der Aufgabe ist es in der Regel erforderlich, bereits in einer frühen Phase externe Expertisen hinzuzuziehen. Im Folgenden werden nun Optionen der rechtlich-organisatorischen sowie der Planung der Finanzierung von Contractingvorhaben ausgeführt.

### 2.4.2.1 *Rechtlich-organisatorische Planung*

Die rechtlich-organisatorische Ausgestaltung des Contractingvorhabens umfasst die Wahl einer geeigneten Organisationsform (siehe Kapitel 2.4.2.1.1) sowie die Vertragsgestaltung (siehe Kapitel 2.4.2.1.2) mit der Festlegung von Rechten und Pflichten der am Contracting beteiligten Akteure. Von besonderer Relevanz ist dabei die Minderung des Projektrisikos auf Seiten des Contractors.

#### 2.4.2.1.1 *Organisationsform*

Die große Anzahl der Ausgestaltungsmöglichkeiten von Contractingprojekten<sup>40</sup> sowie deren Anpassung auf projekt- bzw. kundenspezifische Anforderungen führt zu einer Vielfalt von Contractingvarianten. Diese können in Abhängigkeit der Organisationsform des Contractingprojektes in Dienstleistungs-, Betreiber- und Kooperationsmodelle eingeteilt werden. Das primäre Unterscheidungskriterium ist dabei die Notwendigkeit der Gründung einer eigenständigen Projektgesellschaft (siehe Abbildung 2) .

---

<sup>40</sup> Bspw. bzgl. der Ausprägungsform (siehe Kapitel 2.4.1.1), der Integration von weiteren Akteuren (siehe Kapitel 2.4.1.2), der Rechtlichen Planung (siehe Kapitel 2.4.2.1.2), etc..



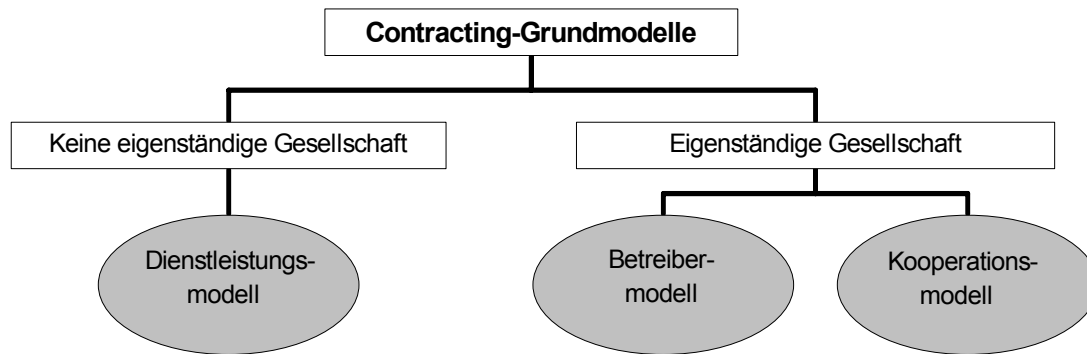


Abbildung 2: Contracting-Grundmodelle nach [Rentz et al. 1998a]

Das **Dienstleistungsmodell** ist dadurch gekennzeichnet, dass der Contractor (bspw. ein EVU) das Contractingprojekt in eigenem Namen auf eigene Rechnung durchführt. Damit fallen die Planung, der Bau, der Betrieb und die Wartung der Energieanlage in den Verantwortungsbe- reich des anbietenden Unternehmens. Für den Contractingnehmer ist damit eine vollständige Auslagerung der dem Umfang des Contractingvertrages entsprechenden Energieversorgung verbunden. Die Energieumwandlungsanlage befindet sich bei dieser Contracting-Grundform im Eigentum des Contractingangebieters und wird in dessen Bilanz erfasst. Da sich damit – abhängig vom Anteil der Fremdfinanzierung an der Gesamtfinanzierung der Contracting- Anlage - der Verschuldungsgrad des Anbieters wesentlich erhöht, eignet sich das Dienst- leistungsmodell eher für kleinere Erzeugungsanlagen.

Unter dem Begriff **Betreibermodell** werden diejenigen Contractingmodelle zusam- mengefasst, für die die Gründung einer eigenständigen Projektgesellschaft ohne die Beteiligung des Energieabnehmers vorgesehen ist. Dafür wird in der Regel eine GmbH<sup>41</sup> gegründet. Für den Contractinganbieter ergibt sich im Vergleich zum Dienstleistungsmodell eine rechtliche Tren- nung des Contractingvorhabens vom eigentlichen Unternehmen. Nun liegen die Planung, der Bau, der Betrieb und die Wartung in der Verantwortung der Projektgesellschaft. Alternativ können der Bau sowie die Finanzierung dabei von einer Leasinggesellschaft übernommen werden<sup>42</sup>.

Unter der Bezeichnung **Kooperationsmodell** werden Contractingkonzepte zusammengefasst, bei denen Contractor und Kunde eine gesellschaftsrechtliche Verbindung eingehen. Aus Sicht des Kunden ergeben sich dadurch einerseits umfassende Kontroll- und Eingriffsmöglich- keiten, andererseits Risiken durch die Verantwortung für die wirtschaftliche Entwicklung des Projektes. Durch die Haftung mit dem von den Kunden eingebrachten Eigenkapital ergibt sich aus Sicht des Contractors eine Minderung des Projektrisikos im Vergleich zum Dienst- leistungsmodell.

#### 2.4.2.1.2 Vertragswerk

Eine abschließende Typisierung von Contracting-Vertragswerken ist aufgrund der Vielfalt möglicher unterschiedlicher Absprachen und Detailregelungen nicht möglich. In der Praxis haben sich jedoch typische Ausgestaltungen des Contracting-Vertragswerkes etabliert. Dabei

<sup>41</sup> In der Regel mit einem begrenzten Rückgriffsrecht auf die Gesellschafter. Siehe auch Kapitel 2.4.2.2.

<sup>42</sup> Siehe auch Kapitel 2.4.2.2.

werden die Einzelverträge zwischen den am Contractingvorhaben beteiligten Akteuren<sup>43</sup> oftmals in einem Rahmenvertrag zusammenfasst, dem eine Präambel vorangestellt ist, in der die Absichten und der Vertragspartner sowie der Zweck der Zusammenarbeit festgehalten wird (vgl. [Schmied 1999]). Ziel des Vertragswerks ist die Regelung der Rechtsbeziehungen zwischen den Vertragspartnern, die Zuweisung von Rechten und Pflichten sowie die Regelung der Zusammenarbeit (vgl. [Pillath 1997]). Des Weiteren ist ein abgestimmtes Vertragswerk unabdingbare Beurteilungsgrundlage für die Fremdfinanzierung des Contractingprojektes.

Bei Anlagen-Contractingprojekten umfasst das Contracting-Vertragswerk zumeist folgende Einzelverträge:

- Gesellschaftsvertrag zur Gründung einer Projektgesellschaft zumeist in Form einer GmbH mit begrenztem Rückgriffsrecht auf die Gesellschafter<sup>44</sup>.
- Versorgungsvertrag zur Festlegung der Vertragsdauer, zur Regelung der Gewährleistung, der Haftung, der Arbeitsverhältnisse und des Gerichtsstandes sowie zur Festlegung von Art und Umfang der Energielieferung bzw. zur Eigentumssicherung des Contractors.
- Betriebsführungs-, Wartungs- und Instandhaltungsvertrag zur Regelung der diesbezüglichen Zuständigkeiten.
- Bau- bzw. Generalunternehmervertrag zur Vergabe der Errichtung an ein Ingenieurbüro bzw. Anlagenhersteller.
- Liefervertrag zur Lieferung von Primärenergieträgern.

#### 2.4.2.1.3 Risikominimierung

Mit der Energieversorgung eines Industrieunternehmens übernimmt der Contractor Risiken, die bei entsprechender Eigenversorgung im Verantwortungsbereich des Energienutzers liegen (vgl. [Rentz et al. 1998a]). Bei einer Umfrage der TU Berlin<sup>45</sup> unter Contracting-Anbietern wurden die Bonität des Contractingnehmers, die Behinderung durch EVU, die Auslastung der Anlage, Rechtliche Rahmenfaktoren sowie Energierohstoffpreisänderungen als wichtige Risikofaktoren von Contractingprojekten genannt. Zur erfolgreichen Realisierung des Vorhabens ist folglich ein die Projektentwicklung begleitendes Risikomanagement unerlässlich, das eine gezielte Risikoverteilung und -minderung ermöglicht. Zur Minderung des Risikos auf Seiten des Contractinggebers bestehen drei grundlegende Optionen:

1. Anwendung von Maßnahmen zur Risikominderung- und -vermeidung: Zu diesen Maßnahmen zählen beispielsweise Marktanalysen, Bedarfsanalysen, Alarmpläne, Notfallpläne (z. B. Reservestromvorhaltung), Qualitätskontrollen, Personenschutz, Objektschutz, Umweltschutz, Schulung der Mitarbeiter, etc..
2. Übertragen von Risiken auf den Contractingnehmer bzw. Dritte im Rahmen des Contracting-Vertragswerkes. Dabei werden die Risiken der Vertragspartei zugeteilt, die diese aufgrund ihrer Stellung und Kompetenz am ehesten beeinflussen und somit gering halten kann [ASUE 1993].

---

<sup>43</sup> Siehe Kapitel 2.4.1.2.

<sup>44</sup> Siehe auch Kapitel 2.4.2.2

<sup>45</sup> Vgl. [Franzke et al. 1997].

### 3. Übertragen von Risiken auf Versicherungsgesellschaften mittels Sachversicherungen, Ausfallversicherungen oder Haftpflicht-Versicherungen.

Die wesentlichen Risiken, die bei der Planung und Realisierung von Contractingprojekten zu berücksichtigen sind, sind technische Risiken, Bonitätsrisiken, Beschaffungsrisiken und Absatzrisiken.

*Technische Risiken* ergeben sich in der Investitionsphase (Planung- und Errichtung) sowie in der Betriebsphase. Technische Risiken während der Investitionsphase können durch die Vergabe der Planung an ein Ingenieurbüro bzw. an einen Anlagenhersteller vom Contractinggeber mittels eines Bau- bzw. Generalunternehmerauftrages<sup>46</sup> auf externe Dritte übertragen werden. Während der Betriebsphase lassen sich eventuelle Betriebsunterbrechungen durch Reservestromvorhaltung absichern. Maßnahmen zur Minderung des technischen Risikos auf Seiten des Contractingangebieters durch Risikoübertragung auf Versicherungsgesellschaften sind in Tabelle 2 dargestellt.

Tabelle 2: Übertragung von technischem Risiko durch Versicherung [Rieschel 1997]

	<b>Sachversicherungen</b>	<b>Ausfall- versicherungen</b>	<b>Haftpflicht- versicherungen</b>
<b>Investitionsphase</b>	Transport Bauleistung Montage Feuer	Transport BU Bauleistungs BU Montage BU Feuer BU	Planungshaftpflicht Betriebshaftpflicht Umwelthaftpflicht
<b>Betriebsphase</b>	Maschinen Feuer	Maschinen BU Feuer BU	Betriebshaftpflicht Umwelthaftpflicht
BU: Betriebsunterbrechung			

Das *Bonitätsrisiko* (Ausfallrisiko bei Konkurs des Kunden) hat sich in vielen Fällen aufgrund der langfristigen Vertragsbeziehungen als das gravierendste Risiko bei der Realisierung von Contracting-Anlagen herausgestellt (vgl. [Franzke et al. 1997]). Zur Verringerung des Bonitätsrisikos auf Seiten des Contractors ist eine umfassende Bonitätsprüfung durchzuführen. Zu den Maßnahmen zur Übertragung des Bonitätsrisikos auf Dritte gehört u.a. der Forderungsverkauf<sup>47</sup>.

*Beschaffungsrisiken* ergeben sich als Preis-, Mengen- und Qualitätsrisiken für die eingesetzten Produktionsfaktoren (Primärenergieträger, Investitionsgüter, etc.). Für die Wirtschaftlichkeitsbeurteilung einer Energieanlage sind vor allem Änderungen der Primärenergiepreise von Bedeutung. Dieses Risiko liegt weder im Einflussbereich des Contractinggebers noch in dem des Contractingnehmers. Da es sich um ein übliches Marktrisiko handelt und der Kunde im Vergleich zur Eigenversorgung nicht schlechter gestellt ist, wird es in der Regel mittels Preisgleitklauseln auf das Kundenunternehmen übertragen. Dabei werden Änderungen der

<sup>46</sup> Siehe Kapitel 2.4.2.1.2

<sup>47</sup> Siehe Kapitel 2.4.2.2.2

Brennstoffpreise über den Arbeitspreis und Änderungen der Personalkosten über den Leistungspreis an den Kunden weitergegeben.

*Absatzrisiken* ergeben sich aufgrund der Unsicherheit über zukünftige Verkaufsmengen. Ursachen für Schwankungen in der Absatzmenge können beispielsweise strategische Entscheidungen des Contractingnehmers sowie branchenbedingte Konjunkturschwankungen sein. Absatzrisiken werden in der Regel durch eine Aufteilung der Vergütung in einen Leistungs- und einen Arbeitspreis auf den Contractingnehmer übertragen. Der Leistungspreis beinhaltet dabei die beschäftigungsunabhängigen, der Arbeitspreis die beschäftigungsabhängigen Kosten.

#### **2.4.2.2 Finanzierungsmodelle**

Aufgrund des häufig großen Investitionsvolumens von Anlagen-Contractingprojekten sind neben den finanziellen Einlagen der Gesellschafter in die Projektgesellschaft bei Beteiligungs- und Kooperationsmodellen bzw. der Eigenkapitalbereitstellung des Contractinggebers bei Dienstleistungsmodellen i. d. R. weitere Finanzierungsformen in das Finanzierungskonzept zu integrieren. Aus diesem Grunde werden im vorliegenden Abschnitt nach einer Darstellung wesentlicher Anforderungen an die Finanzierung von Contractingvorhaben Finanzierungsmodelle im Rahmen von Contractingprojekten vorgestellt. Aus Sicht der Kreditwirtschaft ist die Finanzierung von Contractingprojekten häufig risikoreicher als klassische Unternehmensfinanzierungen, da sich die Amortisation des eingesetzten Kapitals über einen langen Zeitraum erstreckt und auf einem Absatz für einen eng begrenzten Abnehmermarkt beruht (vgl. [Junker 1997]). Dies verursacht in der Regel erhöhte Fremdkapitalkosten und bedingt folgende wesentliche Voraussetzungen für Contractingprojekte:

- Langfristig wirtschaftliches Projekt
- Vollkostendeckende Preisgestaltung
- Kalkulierbarer Mittelrückfluss
- Kompetente Vertragspartner
- Mindestfinanzierungsvolumen
- Der Amortisationszeit entsprechende Vertragslaufzeit
- Positive Bonitätsbeurteilung

##### *2.4.2.2.1 Klassische Darlehensfinanzierung*

Bei der klassischen Darlehensfinanzierung stehen grundsätzlich zwei Alternativen zur Verfügung. Zum einen kann die Fertigstellung bzw. die Inbetriebnahme der Anlage kurzfristig finanziert werden, wobei sich das gesamte Finanzierungsvolumen aus mehreren Einzeltranchen zusammensetzt, die bei Inbetriebnahme der Anlage in einen Gesamtkredit umgeschichtet werden. Zum anderen können die während der Bauzeit anfallenden Einzeltranchen als langfristige Kredite ausgelegt werden. Diese Alternative ist aus Sicht des Kreditnehmers vor allem im Falle von erwarteten Zinssteigerungen vorzuziehen (vgl. [Schmittlein 1997]).

##### *2.4.2.2.2 Sonderfinanzierungsformen*

Bezüglich der Sonderfinanzierungsformen zur Kapitalbereitstellung bei Contractingprojekten lassen sich Leasing und Fondskonstruktionen unterscheiden.

**Leasingmodelle** beinhalten die Planung, Bau und die Finanzierung der Anlage zur Energieerzeugung durch eine Leasinggesellschaft. Als Leasinggeber fungiert eine Objektgesellschaft, deren ausschließlicher Zweck die Finanzierung und Vermietung der Anlage ist. Die Anlage wird dabei dem Leasingnehmer für eine Leasing-Rate (Contractinggeber) zur Nutzung überlassen (vgl. [Herrendorf 1997, S. 143]). Leasingkonstruktionen bieten die Möglichkeit, finanzielle Anfangsbelastungen sowie Produktionskosten<sup>48</sup> zu reduzieren. Andererseits können Leasingkonstruktionen erhöhte Belastungen am Ende der Vertragslaufzeit verursachen<sup>49</sup>. Des weiteren müssen leasingspezifische Kosten berücksichtigt werden.

**Fondsmodelle** basieren auf der Auflage eines Beteiligungsfonds durch einen Fonds-Initiator. Hierzu wird eine Beteiligungsgesellschaft gegründet, bei der der Fonds-Initiator die Geschäftsführung als Komplementär übernimmt und die Finanzinvestoren als Kommanditisten beteiligt sind. Die Beteiligungsgesellschaft wiederum führt der Projektgesellschaft Eigenkapital zu<sup>50</sup>. Beim Fondsmodell werden die am Anfang des Projektes entstehenden Verluste<sup>51</sup> teilweise den beteiligten Finanzinvestoren zugewiesen, die mit anderen Einkünften steuerrechtlich verrechnet werden können (vgl. [Herrendorf 1997, S. 141]). Im Vergleich zu festverzinslichen Wertpapieren wird i. d. R. eine geringere nominale Verzinsung des Eigenkapitals akzeptiert, da bei der Ermittlung der Realrendite die steuerlichen Effekte der Verlustzuweisungen berücksichtigt werden. Dies führt zumeist zu günstigen Finanzierungsbedingungen bei gleichzeitiger Aufstockung der Eigenkapitalbasis der Projektgesellschaft, ohne dass diese wesentlich in ihrer Geschäftsführungskompetenz beeinträchtigt wird. Allerdings finden Fondsmodelle nur bei kapitalintensiven Investitionen Anwendung, da die Umsetzung zusätzliche Kosten<sup>52</sup> hervorruft.

---

<sup>48</sup> Aufgrund der Marktstellung des Leasinggebers.

<sup>49</sup> Bspw. durch den Rückerwerb des Objektes.

<sup>50</sup> Z. B. in Form einer Einlage als stiller Gesellschafter.

<sup>51</sup> Z. B. aufgrund langer Bauphasen, die nur mit Auszahlungen verbunden sind bzw. degressiver Abschreibung des Objektes.

<sup>52</sup> Z. B. Verwaltung des Kommanditkapitals, Betreuung der Kommanditisten, etc..

## 3 Entwicklung einer mehrstufigen Methode zur Planung von betriebsübergreifenden Energieversorgungsstrategien

### 3.1 Einleitung und Motivation

In diesem Kapitel wird die im Rahmen dieser Arbeit entwickelte und angewandte mehrstufige Methode zur Analyse von betriebsübergreifenden Energieversorgungskonzepten vorgestellt. Bei der Analyse von betriebsübergreifenden Energieversorgungskonzepten sind drei wesentliche Aufgaben zu lösen: Basierend auf einer Spezifikation des konkreten Untersuchungsgegenstandes und einer Datenerhebung müssen zunächst technische Lösungen generiert werden (Kapitel 3.2). Dabei muss das zukünftige Anlagenkonzept unter Beachtung thermodynamischer und verfahrenstechnischer Gesetzmäßigkeiten an die bereits bestehenden Energiestrukturen angepasst werden. Um aus den generierten technischen Optionen in einem zweiten Schritt die wirtschaftlich optimale Lösung zu bestimmen, sind einerseits dynamische Investitionsrechnungsverfahren erforderlich aufgrund der langen Nutzungsdauern der Anlagen kombiniert mit der hohen Kapitalintensität und langfristigen Planungszeiträumen. Andererseits ist eine kombinierte Investitions- und Produktionsplanung unerlässlich, da eine Investitionsplanung auf der Grundlage von Einzelentscheidungen über Investitionsprojekte den gegebenen Anforderungen aufgrund von Interdependenzen nicht gerecht wird (Kapitel 3.3). Da durch diese Vorgehensweise nur das betriebsübergreifende Gesamtoptimum, nicht jedoch die individuelle Optimallösung identifiziert werden kann, ist abschließend die Frage zu beantworten, wie die sich aus der Kooperation ergebenden Kosteneinsparungen auf die beteiligten Unternehmen „zweckmäßig“ zu verteilen sind (Kapitel 3.4).

### 3.2 Ausarbeitung neuer technischer Optionen

#### 3.2.1 Bestimmung der Planungsgrundlagen

##### 3.2.1.1 *Datenerhebung zur Bestimmung der Ist-Situation der Energieversorgung*

Um Vernetzungspotenziale der Energieversorgung benachbarter Industrieunternehmen untersuchen und bewerten zu können sind mehrere Schritte notwendig. In einem ersten Schritt ist der Bilanzraum festzulegen, der sich aus den integrierten Unternehmensstandorten (und hierüber der geographischen Region), den zu analysierenden Stoff- und Energiearten, dem Zeithorizont sowie der Festlegung auf die Betrachtung rein zwischenbetrieblicher Stoff- und Energieströme oder der zusätzlichen Integration von betrieblichen Strömen zusammensetzt. Bei der Analyse von Energie- und Stoffflüssen in Unternehmen sind die Systemgrenzen der betrachteten Energie- und Stoffflüsse sinnvoll zu fixieren. Dieses Problem wird besonders deutlich bei der Betrachtung von Anlagen, die eigentlich nicht zum Zweck der Energieumwandlung betrieben werden, sondern prozesstechnische Anlagen sind, die aber einen wesentlichen Beitrag zur Energiebereitstellung liefern. Durch das Betreiben solcher Anlagen, die bspw. als ein sog. „Nebenprodukt“ Dampf in das betriebliche Energiesystem einspeisen, können sich komplexe Rückwirkungen auf das Energiesystem selbst ergeben.

Im zweiten Schritt der Bestimmung der Ist-Situation der Energieversorgung erfolgt die Erfassung der technischen, ökonomischen und umweltbezogenen Daten der energietechnischen Anlagen sowie der Stoff- und Energieströme. Eine Auflistung der wesentlichen Daten ist in Tabelle 3 zusammengestellt.

Tabelle 3: Zusammenstellung der wesentlichen Daten zur Bestimmung der Ist-Situation der betrieblichen Energieversorgung

	<b>Energetische Anlagen</b> Kessel, Dampf- und Gasturbinen, sonstige Anlagen	<b>Stoff- und Energieströme</b> Strom, fossile und erneuerbare Energieträger, thermische Energien (Dampf, Abwärme, Fernwärme), sonstige Energien
<b>Technische Daten</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Anlagentyp</li> <li>• Kapazitätsdaten (Mindest- und Nennleistung)</li> <li>• Sämtliche Inputflüsse, insbesondere Energieträger</li> <li>• Sämtliche Outputflüsse, insbesondere Energieträger</li> <li>• Wirkungsgrad bei verschiedenen Fahrweisen</li> <li>• Laständerungsgeschwindigkeiten</li> <li>• Leistungsuntergrenzen</li> <li>• Eigenverbrauch</li> <li>• Anzahl Betriebsstunden im Basisjahr</li> <li>• Verfügbarkeit / Revisionen (Zeiträume, Ersatzanlagen)</li> <li>• erwartete Restlebensdauer</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ober- und Untergrenzen</li> <li>• Verluste</li> <li>• Charakterisierung der thermischen Energieformen wie bspw. Dampf (Temperatur, Druck)</li> </ul>
<b>Ökonomische Daten</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Investitionen für Neuanlagen</li> <li>• Fixe Ausgaben ohne Abschreibungen und Kapitalkosten</li> <li>• Betriebsmittelverbrauchsabhängige Ausgaben ohne Brennstoffkosten</li> <li>• Preise für die Inputflüsse und Prognose für deren Entwicklung</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Fixe Ausgaben</li> <li>• Verbrauchsabhängige Ausgaben</li> </ul>
<b>Umweltbezogene Daten</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• eingesetzte Emissionsminderungstechniken</li> <li>• anlagen- und brennstoffspezifische Emissionsfaktoren</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mengengemittelte Werte</li> <li>• Exergie der Dampfstufen</li> <li>• Umweltinventare der Bereitstellungsketten der Energieträger und weiterer Betriebsstoffe</li> </ul>

### 3.2.1.2 *Bedarfsprognose*

Um angepasste Optionen entwickeln zu können, ist die Prognose des zukünftigen Energiebedarfes eine wesentliche Aufgabe. Hierzu ist zweckmäßigerweise zunächst die gegenwärtige Nachfrage nach Strom- und Prozesswärme bzw. den dahinterstehenden Güterströmen zu ermitteln. Da die meisten Energieformen i. d. R. nicht oder nur sehr schlecht speicherbar sind, ist die Gleichzeitigkeit von Energiebereitstellung und –verbrauch eine zwingende Notwendigkeit. Daher ist neben den jährlichen Energieströmen auch deren zeitlicher Verlauf (tageszeitliche, saisonale sowie statistische Schwankungen) zu ermitteln. Ein weiterer wichtiger Punkt sind die jeweiligen Anforderungen an die Qualität der Energielieferung (Temperaturschwankungen, Versorgungssicherheit,...). Da sich der Energiebedarf zukünftig ändern kann, z. B. aufgrund der Änderung der Produktionsmenge oder des Produktionsverfahrens, sind geeignete Annahmen hierzu zu treffen, so dass die Entwicklung abgeschätzt werden kann.

### 3.2.2 **Ansätze zur Modellierung von energie- und verfahrenstechnischen Produktionssystemen als Basis für die Bewertung neuer Energieversorgungsoptionen**

Betriebliche Energiesysteme bestehen wie verfahrenstechnische Produktionssysteme aus einer Vielzahl miteinander verknüpfter Umwandlungs- bzw. Produktionsschritte, wobei jeder Teilprozess durch verschiedene Anlagen- bzw. Verfahrensparameter wie Durchsätze, Temperatur, Druck sowie Zusammensetzung festgelegt ist.

Bei der Entwicklung, Planung und Neugestaltung von Anlagen oder Verfahren bestehen mehrere Möglichkeiten zur Ausgestaltung und Verknüpfung einzelner Prozessschritte. Diese im Rahmen eines Basic-Engineering zu treffenden Entscheidungen haben weitreichenden Einfluss auf die Maschinen- und Apparateauswahl und -ausgestaltung, auf den Verbrauch an Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffen sowie die Entstehung von Emissionen. Damit haben diese Entscheidungen auch Einfluss auf die gesamten Energiegestehungskosten und insbesondere die Höhe der Investitionen bei neu zu errichtenden Anlagen ([Blaß 1989], [Buskies et al. 1991]). Bei bereits existierenden Energiesystemen liegen Informationen über die Prozessbedingungen, die Größe der Energieströme, die Umwandlungswirkungsgrade usw. i. Allg. vor, bspw. aus Betriebsaufzeichnungen oder Messungen. Dagegen sind bei neu zu konzipierenden Energiesystemen diese Informationen nicht verfügbar. Aber auch die Art und der Umfang der Rückwirkungen auf weiterhin genutzte Teile des Energiesystems sind zunächst nicht bekannt und müssen für jeden Einzelfall bestimmt werden. So hat z. B. eine angestrebte Dampfauskopplung aus einer Turbine des Unternehmens A mit dem Ziel der Dampflieferung an Unternehmen B Auswirkungen auf die Betriebsweisen der restlichen Anlagen in beiden Unternehmen.

Die techno-ökonomische Analyse und Bewertung neu zu konzipierender energie- und verfahrenstechnischer Systeme erfordert daher die Entwicklung eines problemadäquaten Planungsansatzes.

#### 3.2.2.1 *Betriebswirtschaftliche Ansätze*

Unter einem betriebswirtschaftlichen Produktionsmodell soll in diesem Zusammenhang in Anlehnung an [Busse von Colbe et al. 1990] eine Darstellung der Beziehungszusammenhänge zwischen Qualität und zeitlichem Anfall von Produkten und der Art, Menge und



Einsatzintensität der zu ihrer Erzeugung benötigten Materialien, Energien, Dienstleistungen, Produktionsanlagen und Arbeitskräften verstanden werden. Mit Hilfe solcher Produktionsmodelle lässt sich der Einfluss von Veränderungen auf Seiten der Inputfaktoren auf das Produktionsergebnis abschätzen und somit eine Analyse des Produktionssystems durchführen. Generell lassen sich solche Modelle jedoch auch zur Synthese von Produktionssystemen nutzen, wenn statt den Inputfaktoren die benötigte Produktionsmenge und –qualität vorgegeben wird und ein diese Anforderungen erfüllendes Produktionssystem gesucht wird.

[Kloock 1969] nennt als wesentliche Einsatzgebiete von Produktionsmodellen neben ihrem Hauptanwendungsgebiet in der operativen Produktionsplanung zur Auswahl

- optimaler Produktionsverfahren,
- des optimalen Produktionsniveaus
- sowie des optimalen Produktionsprogramms

die Bestimmung des langfristigen Bedarfs an Produktionsfaktoren im Rahmen von Investitionsentscheidungen. Demzufolge lassen sich Produktionsmodelle auch als eine Grundlage zur längerfristig orientierten ökonomischen Bewertung unterschiedlicher technologischer Handlungsalternativen heranziehen<sup>1</sup>.

Die Formulierung eines Produktionssystems in Form eines erweiterten Produktionsmodells kann nun mittels verschiedener betriebswirtschaftlicher Ansätze erfolgen, die sich in Input-Output-Modelle, Engineering-Production-Functions und aktivitätsanalytische Modelle unterteilen lassen. Eine überblicksartige Darstellung dieser betriebswirtschaftlichen Ansätze unter besonderer Berücksichtigung ihrer Anwendbarkeit auf die Prozessindustrie bzw. die Energiewirtschaft findet sich bspw. in [Hähre 2000], [Schleef 1999] und [Sieverdingbeck 2001]. [Schleef 1999] kommt zu dem Schluss, dass die betriebswirtschaftlichen Produktionsmodelle aufgrund ihrer spezifischen Eigenschaften jedoch wenig geeignet sind für eine techno-ökonomische Untersuchung einer Zubauoption in der Energiewirtschaft.

### 3.2.2.2 *Verfahrenstechnische Modellierungsansätze*

Aufgrund der mangelhaften Eignung betriebswirtschaftlicher Produktionsmodelle soll im Folgenden aufbauend auf den Ansätzen von [v. Oven 1988], [Penkuhn 1997] und [Schleef 1999] auf die Abbildung energie- bzw. verfahrenstechnischer Produktionssysteme mit Hilfe verfahrenstechnischer Ansätze und Modellierungswerkzeuge eingegangen werden. [Penkuhn 1997] und [Spengler 1998] haben gezeigt, dass mit Hilfe solcher Ansätze ermittelte Input-Output-Beziehungen problemlos in bestehende Ansätze der Produktionstheorie, wie bspw. in die Aktivitätsanalyse, eingebunden werden können.

Technische Modelle in der Verfahrenstechnik<sup>2</sup> können als Planungsmodelle für die Simulation in der Planung, Entwicklung und Auslegung von Verfahren sowie als Prozesssteuerungsmodelle zur Begleitung bzw. zur Führung verfahrenstechnischer Prozesse

---

<sup>1</sup> [Busse von Colbe et al. 1990] schlagen den Einsatz von Verbrauchsfunktionen zur Bestimmung der substantiell bzw. nicht substantiell in die Produkte eingehenden Verbrauchsfaktoren als Grundlage zur Ermittlung der hierdurch bedingten Betriebsausgaben vor.

<sup>2</sup> Die Prozesse und Anlagen aus dem Energiebereich können als Teilgebiet der Verfahrenstechnik aufgefasst werden.

eingesetzt werden. Grundlage der erfolgreichen Durchführung einer Prozesssimulation im Bereich der Stoff- und Energiewandlung ist die Verfügbarkeit eines problemadäquaten, mathematischen Modells zur Beschreibung der wesentlichen Prozesseigenschaften. Auch wenn die Prozessbeschreibung und -modellierung in der Energie- und Verfahrenstechnik eine lange Tradition aufweist, stehen bis heute keine anerkannten, allgemeingültigen Methoden zur Ableitung eines hinreichend genauen und konsistenten Modells bei gleichzeitiger Minimierung des Arbeitsaufwandes zur Verfügung [Marquardt 1995]. Hinzu kommt die Vielfältigkeit der verfahrenstechnischen Prozesse und der dabei ablaufenden physikalischen und chemischen Vorgänge. Für die Erstellung von Prozessmodellen kann demzufolge kein starrer Modellierungsalgorithmus vorgegeben werden, jedoch lassen sich gemeinsame Ansatzpunkte für eine effiziente und zielgerichtete Herangehensweise systematisieren.

### 3.2.2.2.1 Grundlagen der verfahrenstechnischen Modellierung

#### 3.2.2.2.1.1 Verfahrenstechnische Systeme und Prozesse

Für den Begriff System existieren zahlreiche je nach Fachrichtung und Zielsetzung unterschiedliche Definitionen, die sich teilweise auch auf verfahrenstechnische Systeme anwenden lassen (vgl. z. B. [Schulze et al. 1982], [Marquardt 1995] und [Penkuhn 1997]). Nach [Blaß 1989] ist ein *System* „ein in Raum und Zeit durch eine (ideale oder reale) Systemgrenze begrenzter Teil der Wirklichkeit, der in einer bestimmten Umgebung ein charakteristisches Verhalten zeigt“. Die Struktur des Systems ist bestimmt durch die Menge seiner Elemente und durch die Menge der Kopplungen (Relationen), welche die Elemente aufgrund ihrer Eigenschaften verknüpfen. Die Umgebung liefert dabei die Eingangsgrößen für das System und nimmt seine Ausgangsgrößen auf.

Zur Operationalisierung und zur Kennzeichnung energie- und verfahrenstechnischer Produktionseinheiten muss diese abstrakte und allgemeingültige Definition eines Systems weiter konkretisiert werden hinsichtlich der Systemgrenzen, der Systemfunktion, der Elemente, der Input- und Outputgrößen und der Relationen<sup>3</sup>.

Gemäß der obigen Definition eines Systems stellen sowohl komplette Produktionssysteme als auch einzelne Apparate Systeme dar. Für eine strukturierte Analyse ist es notwendig, große und komplexe Teilsysteme zu untergliedern und so die Komplexität herabzusetzen. Bei einer sukzessiven Untergliederung ergibt sich ein hierarchischer Aufbau von übergeordneten Systemen und Subsystemen. [Hartmann et al. 1985] haben speziell für verfahrenstechnische Systeme und Prozesse eine Gliederung in acht unterschiedliche Hierarchiestufen entwickelt, die sich problemlos auf energietechnische Systeme übertragen lässt<sup>4</sup>. Die in Tabelle 4 dargestellte hierarchische Gliederung energietechnischer Systeme hat nicht nur eine formale Bedeutung, sondern ist auch für die Zielsetzung der Systemanalyse und die dabei auf den einzelnen Hierarchiestufen einzusetzenden Analysemethoden bedeutsam. Während auf den unteren, dem Prozessbereich zugeordneten Ebenen primär naturwissenschaftliche und technische Fragestellungen im Vordergrund stehen und hier somit meist

---

<sup>3</sup> Vgl. hierzu [Schleef 1999, S. 35f].

<sup>4</sup> Ähnliche hierarchische Gliederungsschemata verfahrenstechnischer Anlagen sind auch von anderen Autoren vorgestellt worden, vgl. bspw. [Schulze et al. 1982] und [Sutter 1976].

naturwissenschaftliche und technische Untersuchungsmethoden<sup>5</sup> eingesetzt werden, nimmt die Bedeutung ökonomischer Zielgrößen und Untersuchungsmethoden auf den höheren, als Systeme bezeichneten Hierarchiestufen nach oben hin zu.

Tabelle 4: Hierarchiestufen energietechnischer Systeme und Prozesse in Anlehnung an [Schleef 1999] und [Hartmann et al. 1985]

	<b>Hierarchiestufe</b>	<b>Typisches Beispiel aus der Energiewirtschaft</b>
Energietechnische Systeme	Energieverbundsystem	Energiewirtschaft eines Landes, einer Region, eines EVU
	Energiewirtschaftliches Werk	Einzelnes Kraftwerk einschl. aller Nebenanlagen
	Energietechnisches Verfahren	Kombi-Prozess, Biomassewirbelschichtfeuerung,
	Energietechnische Verfahrensstufe	Gasturbine, Abhitzeessel
Energietechnische Prozesse	Prozesseinheit	Verdampferrohrbündel, Absorptionskolonne in der Rauchgasreinigung
	Charakteristischer Teilprozess	Brennerflamme
	Volumeneinheit / Mikroprozess	Verdampfungs- und Kondensationsvorgänge
	Elementarprozess	Chemische Reaktion (Verbrennung, Vergasung), Konduktion und Konvektion von Stoff und Energie

#### 3.2.2.2.1.2 Struktur verfahrenstechnischer Systeme

Als Grundschaltungen verfahrenstechnischer Systeme lassen sich Reihen-, Parallel- und Kreuzschaltung unterscheiden, wobei zusätzlich noch Schaltungen mit Rückführungen auftreten können, die eine Erhöhung der Komplexität zur Folge haben. Außerdem treten Sonderformen wie Gegenstrom-, Kaskaden- und Bypassschaltung auf. Die Anordnung der Elemente innerhalb bzw. die Gesamtheit der Kopplungen zwischen den Elementen des Systems bestimmt schließlich seine Struktur. Für die grafische Darstellung des Aufbaus und der Struktur verfahrenstechnischer Systeme werden Fließbilder verwendet, wobei zwischen Grund-, Verfahrens- und RI<sup>6</sup>-Fließbildern unterschieden wird (vgl. [Ulrich 1992]). Bei der aggregierten Darstellung von Systemen etwa im Rahmen der strategischen Planung werden

<sup>5</sup> Dies soll nicht bedeuten, dass Entscheidungen auf den Prozessebenen, wie bspw. die Auswahl des Reaktionsweges oder der Gestaltung eines Elementarprozesses ökonomisch nicht relevant wären. Vielmehr unterbleibt eine direkte ökonomische Quantifizierung verschiedener Handlungsalternativen oft aufgrund methodischer Probleme oder Schwierigkeiten bei der Datenbeschaffung.

<sup>6</sup> Rohrleitungs- und Instrumenten-Fließbilder.

i. d. R. Grundfließbilder eingesetzt, die um planungsrelevante Informationen wie Mengenangaben für weitere Stoff- und Energieströme ergänzt werden können.

#### 3.2.2.2.1.3 *Modellierung auf Grundlage von Energie- und Stoffbilanzen*

Bei der Erstellung und beim Einsatz von Prozessmodellen ist ein Kompromiss zwischen Ausdruckstärke der Systembeschreibung und dem zur Verwendung notwendigen Aufwand zu finden. Nach [Kostka et al. 1997] muss es Ziel sein, genau die für die Bearbeitung der jeweiligen Fragestellung relevanten Aspekte des Systems mit der notwendigen Detailtreue abzubilden, um die Schlüsselkomponenten des Untersuchungsobjektes sichtbar und somit beeinflussbar zu machen. Grundlegende Anforderungen sind somit formale Richtigkeit, Realitätsnähe sowie ein adäquates Verhältnis zwischen Aufwand und Nutzen bzw. Detaillierungsgrad und Modellierungszweck (vgl. [Marquardt 1995]).

Die Grundlage für die Erstellung von Prozessmodellen und somit auch für die systematische Beschreibung der Produktionssysteme in der Verfahrenstechnik bilden Material- und Energiebilanzen, die grundsätzlich für sämtliche Hierarchiestufen (vgl. Tabelle 4) erstellt werden können. Die Bilanzierung beruht auf den physikalischen Erhaltungssätzen für Masse und Energie, wobei sich die integrale Bilanzgleichung eines Systems schreiben lässt als „Speicherung“ = „Transport“ + „Wandlung“ (vgl. hierzu [Schulze et al. 1982]; [Schütt et al. 1990]).

Verfahrenstechnische Systeme können sowohl statisch als auch dynamisch betrieben werden; für die vorliegende Arbeit sind v. a. statische oder näherungsweise als quasi-statisch betrachtete Systeme relevant<sup>7</sup>. Das sich aus den Massen- und Energiebilanzen ergebende Gleichungssystem stellt den allgemeinen Rahmen für die Bilanzierung verfahrenstechnischer Systeme dar, wobei zur Erstellung von Prozessmodellen die Ergänzung um weitere, thermodynamische Zusammenhänge erforderlich ist. Hierzu sind Ansätze zur Berechnung von Phasengleichgewichten, Wärme- und Stoffübergängen sowie kalorische und thermische Zustandsgleichungen zu zählen (vgl. auch [Schleef 1999]). In vielen Fällen, in denen etwa die nichtlinearen Zusammenhänge der Kinetik eines betrachteten Prozesses nicht bekannt sind, lassen sich die funktionalen Zusammenhänge in Form von Verteilungsmodellen angeben, die auf charakteristischen dimensionslosen Kennzahlen, den sog. Verteilungskoeffizienten, beruhen.

#### 3.2.2.3 *Fließschemasysteme zur Simulation energietechnischer Prozesse*

Die Bilanzierung gesamter Anlagen und Verfahren ist aufgrund der großen Anzahl von Prozesselementen sowie der komplexen Anlagenstruktur mit einem hohen Rechenaufwand verbunden, so dass schon frühzeitig EDV-gestützte Methoden entwickelt und eingesetzt wurden. Anfang der 1960er Jahre wurden bereits erste Programmansätze zur Ermittlung der Energie- und Stoffströme in verfahrenstechnischen Systemen vorgestellt.<sup>8</sup> Heute steht eine Reihe von verschiedenen kommerziellen Fließschemasystemen zur Verfügung, mit deren Hilfe üblicherweise die in Fließbildern (Flowsheets) dargestellten verfahrenstechnischen Systeme mit ihren gekoppelten Energie- und Stoffbilanzen berechnet werden.

---

<sup>7</sup> Bei stationär betriebenen Anlagen, bei denen keine Akkumulation erfolgt, entfällt daher der Speicherterm in der integralen Bilanzgleichung.

<sup>8</sup> Vgl. bspw. die Übersichtsdarstellungen in [Futterer et al. 1990] und [Giglmayr 2001].

### 3.2.2.3.1 *Aufbau und Einsatzbereiche*

Fließschemasimulationsprogramme umfassen neben dem Haupt- bzw. Steuerprogramm i. Allg. die folgenden Programmmodule (vgl. [Lohe et al. 1995]):

- Modellbibliotheken für Grundoperationen und Stoffwerteberechnung
- Datenbanken zur Bereitstellung von Stoffdaten
- numerische Unterprogramme zur Lösung der Gleichungssysteme
- Unterprogramme zur Eingabe der Problemstruktur, zur Spezifizierung der einzelnen Prozesselemente sowie Unterprogramme zur Ausgabe der Lösung

Bei vielen Fließschemasimulationsprogrammen existieren außerdem Schnittstellen zur Einbindung eigener Unterprogramme.<sup>9</sup>

### 3.2.2.3.2 *Lösungsansätze*

Die Lösung des sich bei der Modellierung mit Fließschemasimulationsprogrammen ergebenden nichtlinearen Gleichungssystems kann im wesentlichen mit zwei Lösungsstrategien, dem *sequentiell modularen* und dem *simultanen (gleichungsorientierten)* Ansatz erfolgen.

#### 3.2.2.3.2.1 *Sequentiell modularer Lösungsansatz*

Beim sequentiell modularen Lösungsansatz liegen die einzelnen Grundoperationen als Unterprogramme vor und werden in ihrer Verschaltungsreihenfolge, d. h. der Flussrichtung des Fließschemas, berechnet. Die Berechnung erfolgt im Falle von Rückführungen iterativ. Wesentliche Vorteile dieses Ansatzes sind (vgl. [Giglmayr 2001], [Lohe et al. 1995], [Futterer et al. 1990]):

- einfache Nachvollziehbarkeit des Simulationsablaufes
- Simulationsfehler können genau lokalisiert und verständliche, hilfreiche Fehlermeldungen gegeben werden
- geringer Speicherplatzbedarf
- gut entwickelte, leistungsfähige Grundoperationsmodelle verfügbar
- separate Entwicklung und Test einzelner Unterprogramme möglich
- einfache Erweiterung durch selbstentwickelte Modelle und Berechnungsmethoden

Da beim Auftreten von Rückführungen innerhalb der Anlagenstruktur eine iterative Berechnung dieser Netzwerkschleifen erforderlich wird, können bei größeren Anlagenschemata und ungünstigen Startwerten Konvergenzprobleme sowie längere Rechenzeiten auftreten.

---

<sup>9</sup> Mit solchen Unterprogrammen lassen sich bspw. nicht vorhandene spezielle Grundoperationen, nicht definierte Stoffwerteberechnungsverfahren, die Definition und Berechnung spezieller Bewertungsgrößen und die Integration eigener Stoffdaten bewerkstelligen.

### 3.2.2.3.2 *Simultaner (gleichungsorientierter) Ansatz*

Dieser Ansatz vereinigt die Gleichungen für die Verknüpfung des Fließschemas und die Komponentenmodelle in einer meist schwach besetzten Matrix, die dann „simultan“ gelöst wird<sup>10</sup>. Der gleichungsorientierte Ansatz hat i. d. R. günstigere Konvergenzeigenschaften für das Fließbild als die sequentiell modulare Strategie, weil die Variablen des Systems nach einer geeigneten Zerlegung in einer mathematisch günstigen, nicht durch das Fließbild vorgegebenen Reihenfolge bestimmt werden können. Die simultane Berechnung des Fließbildes nach rein mathematischen Regeln erfordert vom Anwender eine saubere Problemspezifikation und Abwendung vom prozesstechnischen Denken.

Wesentliche Vorteile des gleichungsorientierten Ansatzes sind (vgl. [Giglmayr 2001], [Lohe et al. 1995], [Futterer et al. 1990]):

- bei Anlagen mit vielen Rückführungen
- bei Optimierungen
- hohes Maß an Flexibilität: es können wahlweise Eingangs- oder Ausgangsgrößen festgelegt werden

Nachteile des Lösungsverfahrens sind:

- die Simulationsrechnung bewegt sich auf einer rein mathematischen, abstrakten Ebene und entspricht somit nicht der sequentiellen, komponentenbezogenen Denkweise des Ingenieurs
- dadurch ist die Lokalisierung von Fehlern erschwert
- die Investitionen in die Entwicklung von Unit Operation Modellen für die sequentiell modulare Methode können nur partiell genutzt werden
- hoher Speicherplatzbedarf<sup>11</sup> und somit beschränkter Umfang des Gleichungssystems bzw. der Anlagengröße

### 3.2.2.3.3 *Verfügbare Simulationsprogramme*

Eine Aufstellung kommerziell verfügbarer Fließschemasimulationsprogramme findet sich bspw. in [NOVEM 1999]. Ein Überblick über insbesondere zur Berechnung von energie-technischen Anlagen geeignete Programme wird in [Schleef 1999] und [Giglmayr 2001] gegeben. In Tabelle 5 sind verschiedene kommerziell verfügbaren Simulationsprogramme zur thermodynamischen Prozessrechnung zusammengestellt und anhand wesentlicher Kriterien bewertet.

---

<sup>10</sup> Die Stoffeigenschaften bzw. Phasengleichgewichte werden allerdings, wie beim sequentiell modularen Ansatz, bei vielen Programmen dieses Ansatzes in Unterprogrammtechnik berechnet.

<sup>11</sup> Dieses Problem ist aufgrund der ungebrochen schnellen Hardware-Entwicklung von untergeordneter Bedeutung.

Tabelle 5: Überblick über kommerziell verfügbare Software zur thermodynamischen Prozessrechnung (Zusammenstellung der wesentlichen Kriterien in Anlehnung an [Giglmayr 2001]<sup>12</sup>); +: gut erfüllt, -: schlecht erfüllt

<b>Kriterien</b>	<b>Programme</b>	Aspen Plus (10.0)	Cycle Tempo (4.14)	Epsilon (7.01.011)	Gate Cycle (5.22.0.r)	GT MASTER (9.0.14)	ISPEpro (3.1)	KPRO (4.4)	Massbal (3.8)	PEPSE GT (64A / 3.1)	Proates (09/09/1999)	Prosim (3.3)	STEAM MASTER (4.9 / -5)	Thermoflex (4.0 / -6)	ThExcel (7.0)	WÄSCHERE (5.01)	
Ausgabe der Berechnungen			+			+									-		
Benutzerfreundlichkeit			+		+	+	+	-				+	+	+	+		-
Detaillierungsgrad							-	-	-	+	+	-					
dynamische Berechnung		+							+								
Eigenprogrammierung							+		+	+	-	-			+		
Eingabekomfort				-	+												-
Ergebniskontrolle						-	-		-	-			-				
Fehleranalyse/-management			-	+	+		-	-	-	-	-	-		+			-
<b>Flexibilität</b>		+	+		+	-	+	+			+	+	-	+	+		
Gleichungsbeschreibung							+				+			-			
grafische Darstellung			+		-	-	+	+	-	+	-	-		-	+		-
GT-Bibliothek				-		+											
Komponenten		-	-			+	-						+	+			
Link zu MS-Excel					+		+		+	+							
OFF-Design Management			-	+	+		-		-		-	+	+	+			+
Schnittstellen		+		-				-			+			-			-
<b>Stoffwerte-Datenbank</b>		+							+								

### 3.2.2.3.4 Grundlagen der Modellierung mit Aspen Plus

Im Rahmen dieser Arbeit wird auf das Fließschemasimulationsprogramm Aspen Plus zurückgegriffen. Es handelt sich um ein auf dem sequentiell modularen Lösungsansatz aufbauendes Simulationsprogramm, dessen Hauptanwendungsgebiete im Bereich der chemischen Industrie liegen, aber auch zur Abbildung anderer verfahrenstechnischer Prozesse geeignet ist. So wurde es bspw. auch für die Simulation metallurgischer Prozesse verwendet (vgl. [Hähre 2000], [Sieverdingbeck 2001], [Engels et al. 2000]), aber auch zur Abbildung

<sup>12</sup> Im Gegensatz zu [Giglmayr 2001], wo für alle untersuchten Programme Vor- und Nachteile aufgelistet werden, ist die Zusammenstellung hier auf die wesentlichen Kriterien verdichtet.

energietechnischer Prozesse erfolgreich eingesetzt (vgl. [Schleef 1999], [Giglmayr 2001]). Die wesentlichen Vorteile dieses Simulationssystems sind:

- Das Programmpaket ist kommerziell verfügbar und bei zahlreichen Unternehmen (z. B. DOW, BASF, Lurgi, Uhde,...) und Forschungseinrichtungen eingesetzt. Daher kann auf umfangreiche Erfahrungen hinsichtlich der Abbildungsqualität der eingesetzten Modelle für einzelne Prozesseinheiten, der verschiedenen Stoffdaten sowie numerische Lösungsverfahren zurückgegriffen werden.
- Aufgrund der Konzeption des Programms als eine im Bereich der Prozessindustrie umfangreich einsetzbare Simulationsumgebung stehen eine Fülle von Stoffdaten und Stoffdatenmodelle zur Verfügung, die zur Modellierung konventioneller Energieumwandlungstechnologien i. Allg. zwar nicht benötigt werden, bei der Simulation „neuerer“ Verfahren, wie bspw. ORC-Anlagen<sup>13</sup>, jedoch hilfreich sind.
- Aspen Plus verfügt über eine graphische Benutzeroberfläche, die eine effiziente Modellierung erlaubt. Außerdem besteht die Möglichkeit zur Einbindung eigener Berechnungsroutinen, was die Flexibilität der Modellierung erhöht.

#### 3.2.2.3.4.1 Zusammenstellung wichtiger Unit Operations

Wesentliche Bausteine bei der Prozesssimulation bilden sogenannte Unit Operations, die die Umwandlung vorgegebener Stoff- bzw. Wärmeströme (Input) in austretende Stoff- bzw. Wärmeströme (Output) beschreiben. Tabelle 6 gibt einen Überblick über ausgewählte, wichtige Prozesseinheiten, die als Unit Operations in der Aspen Plus Programmbibliothek enthalten sind. Eine vollständige Beschreibung aller in Aspen Plus zur Verfügung stehender Unit Operations findet sich in [Aspen 1994].

---

<sup>13</sup> ORC-Anlagen (organic rankine cycle) verwenden anstatt Wasserdampf ein organisches Medium, so dass je nach Medium bereits bei deutlich niedrigeren Temperaturen und Drücken in einem Kreisprozess Strom erzeugt werden kann.



Tabelle 6: Modelle ausgewählter Unit Operations in Aspen Plus

<b>Bezeichnung</b>	<b>Prozesseinheit</b>	<b>Beschreibung</b>
MIXER	Stoff-/Energie-strommischer	Vereinigung von Stoff-(Energie)strömen und Berechnung der Menge und Zusammensetzung
FSPLIT	Stoff-/Energie-stromteiler	Aufteilung von Stoff-(Energie)strömen; Outputströme weisen Zusammensetzung und weitere Eigenschaften der eingehenden Ströme auf
HEATER	Heiz-/Kühlaggregat	Übertragung von Wärme auf / von einem Stoffstrom; Berechnung seiner Ausgangsgrößen
HEATX	Wärmeübertrager	Berechnung der Wärmeübertragung zwischen zwei Stoffströmen (Gleich- und Gegenstromwärmeübertrager)
RGIBBS	Chemischer Gleichgewichtsreaktor	Berechnung der Zusammensetzung des Reaktionsgemisches im Gleichgewicht unter gegebenen thermodynamischen Randbedingungen durch die Minimierung der Gibbs'schen Enthalpie der Produkte
COMPR	Kompressor, Turbine	Berechnung der Verdichtungs-/Expansionsarbeit bzw. des Eingangs-/Ausgangszustandes (Polytropische/isentrope Kompression, isentrope Expansion)
PUMP	Pumpe	Berechnung der Pumparbeit
PIPELINE	Rohrleitung	Berechnung des Druckverlustes und der Wärmeübertragung

#### 3.2.2.3.4.2 Vorgehensweise bei der Prozesssimulation

Im folgenden wird die Vorgehensweise zur Durchführung einer Prozesssimulation am Beispiel des Fließschemasimulationsprogramms Aspen Plus kurz skizziert (vgl. [Aspen 1994]):

1. Festlegung der Verfahrensfluss-Konfiguration durch
  - Auswahl der Unit Operations aus einer Programmdatenbank
  - Bestimmung der Stoff- und Energieflüsse zwischen den Unit Operations
2. Spezifikation der Stoffe durch Auswahl aus einer Programmdatenbank oder eigene Definition.
3. Wahl des thermodynamischen Modells zur Darstellung des physikalischen Verhaltens der Stoffe bzw. Stoffgemische.
4. Festlegung der Stoff- und Energieflüsse und thermodynamischen Parameter wie Druck und Temperatur.
5. Spezifikation der Prozessbedingungen der Unit Operations des Verfahrensfließbildes.

Der Vorteil einer solchen Prozesssimulation liegt darin, dass hierdurch eine adäquate Abbildung der technischen Prozesse erreichbar ist bei gleichzeitig hinreichender Flexibilität hinsichtlich der zu variierenden Betriebs- und Prozessparameter. Dadurch kann neben der Analyse von Verfahrensalternativen insbesondere eine optimale Anpassung neuer Anlagen wie bspw. Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen an die lokalen Gegebenheiten erreicht werden.<sup>14</sup> Als Ergebnis der Modellierung ergibt sich eine technische Charakterisierung der Anlagen für verschiedene Betriebszustände.

#### **3.2.2.4 Ausarbeitung von angepassten technischen Optionen**

Die Ausarbeitung von neuen innerbetrieblichen und betriebsübergreifenden technischen Optionen der Energiebereitstellung geschieht in einer mehrstufigen Vorgehensweise. Zunächst erfolgt die Auswahl der Technologie (z. B. Gas- und Dampfturbinenkraftwerk, Biomassekraftwerk, Schwerölkraftwerk), die anschließend detaillierter analysiert werden soll. Hier spielen vor allem Kriterien wie Entwicklungsstand und Marktreife, Erfahrungen, Zuverlässigkeit, Wirtschaftlichkeit der Technologie eine Rolle. Die individuelle Anpassung des neuen Anlagenkonzepts an den bereits bestehenden Anlagenpark muss dabei immer den gewachsenen Strukturen Rechnung tragen (bspw. verschiedene Dampfstufen, Dampfsammelschienen, verschiedene Unternehmensphilosophien, ...). Auch ist sicher zu stellen, dass entsprechend den jeweiligen Anforderungen eine ausreichende Kalt- und Warmreserve innerhalb des Energiesystems vorhanden ist. Die Identifikation und Ausarbeitung möglicher technischer Lösungen kann dabei durch Rückgriff auf strukturierte Vorgehensweisen zur Entwicklung von Grundlayouts energie- und verfahrenstechnischer Systeme erfolgen. Dies ist ein in erster Linie auf Intuition, Erfahrung und heuristischen Regeln beruhender Prozess. Die verfahrenstechnische Auslegung erfolgt dabei mit Hilfe der in Kapitel 3.2.2.3.4.1 beschriebenen Grundoperationen des Flow-Sheeting-Simulationsprogramms.

Dieser Arbeitsschritt der technischen Ausarbeitung stellt die notwendigen technischen Daten für eine Projektbewertung und somit die Information, welche Stoff- und Energieströme prinzipiell miteinander vernetzt werden können, bereit. Weiterhin liefert er die Basis für die Ermittlung von wirtschaftlichen Daten und ist somit existentiell für eine Projektbewertung.

#### **3.2.2.5 Bestimmung ökonomischer Größen von energietechnischen Anlagen**

Die Ermittlung wichtiger ökonomischer Größen wie Investitionsvolumen und jährliche Ausgaben bildet die Basis für die wirtschaftliche Bewertung von Kraftwerkskonzepten. Voraussetzung für die Bestimmung dieser Größen ist die Kenntnis der wesentlichen technischen Parameter wie bspw. der Kapazitäten und der Hauptmassenströme. Deshalb erfolgt dieser Planungsschritt der Bestimmung ökonomischer Größen im Anschluss an die technische Auslegung.

Die Ermittlung des Kapitalbedarfs einer Kraftwerksanlage wird auch als Investitionsschätzung oder Vorkalkulation bezeichnet. Da die Konzeption von energietechnischen Anlagen i. d. R. eine relativ komplexe Planungsaufgabe darstellt, ist auch die Bestimmung des Kapitalbedarfs entsprechend aufwändig. Daher sind eine Reihe unterschiedlicher Schätzverfahren entwickelt worden, die sich sowohl hinsichtlich der erzielbaren Schätzgenauigkeit

---

<sup>14</sup> So ist bspw. bei der Konzeption eines konkreten Heizkraftwerks zur Versorgung mehrerer Industrieunternehmen mit Prozessdampf auf unterschiedlichen Druck- und Temperaturniveaus eine detaillierte Betrachtung erforderlich.

als auch in der Anzahl der notwendigen Eingangsdaten und dem Schätzaufwand unterscheiden. Die Auswahl einer geeigneten Investitionsschätzmethode hängt aufgrund der erreichbaren Genauigkeit und des dafür notwendigen Schätzaufwandes vor allem von der Zielsetzung und dem jeweiligen Projektstand ab. Eine detaillierte Darstellung und Kategorisierung dieser Methoden findet sich z. B. in [Schleef 1999] [Remmers 1991] und [Boeddicker 1997]. Die wesentlichen Merkmale und Unterschiede dieser Methoden sind in Tabelle 7 zusammengefasst.

Tabelle 7: Verschiedene Schätzstufen und Investitionsschätzmethoden (in Anlehnung an [Schleef 1999])

Schätzziel, Anlass	Genauigkeit [%]	Benötigte Planungsdaten	Schätzmethode	Benötigte Schätzunterlagen
<b>Überschlagsschätzung</b>				
Erste Wirtschaftlichkeitsüberlegungen	± 30 - 50	<ul style="list-style-type: none"> <li>Investitionsausgaben ähnlicher Anlagen</li> </ul>	Umschlagskoeffizienten des Anlagebedarfs oder Degressionsexponenten	Datensammlungen mit Umschlagskoeffizienten oder Degressionsexponenten von Gesamtanlagen
<b>Studienschätzung</b>				
Investitionsplan oder Verfahrensvergleich	± 20 - 30	<ul style="list-style-type: none"> <li>Maschinen- und Apparateliste</li> <li>Verfahrensfließbild mit Grundinformationen</li> <li>Rahmenbedingungen</li> </ul>	Verfahrensstufen, Faktormethoden	Regressionskurven f. Verfahrensstufen, Korrekturfaktoren, Richtpreisdiagramme f. Apparate und Maschinen, Sammlung von Gesamtfaktoren in Abhängigkeit von verschiedenen Einflussgrößen
<b>Genehmigungsschätzung</b>				
Genehmigung zur Ausführung Vorstandsvorlage Kreditantrag	± 5 - 15	<ul style="list-style-type: none"> <li>Maschinen- und Apparateliste</li> <li>Verfahrensfließbild mit Grund- und Zusatzinformationen</li> <li>Anlagenlageplan</li> <li>Aufstellungsplan u. Bauvorentwurf</li> <li>MSR-Liste</li> </ul>	Einzelfaktoren, spezifische Investitionen, detaillierte Investitionsschätzung	Herstellerangaben, Preislisten, Einzelfaktoren und spezifische Investitionen aus abgerechneten Projekten

Da zur Ermittlung verschiedener Konzepte zur Energieversorgung eines oder mehrerer Industrieunternehmen eine detaillierte technische Betrachtung erforderlich ist und daher als Ergebnis dieser Betrachtung u. a. Grundfließbilder zur Verfügung stehen, kann eine genauere Schätzmethode als nur einfache Überschlagsschätzungen eingesetzt werden. Bei diesen sog. Studienschätzungen (vgl. Tabelle 7) spielen Faktormethoden (auch als Zuschlagsfaktormethoden bezeichnet) mit globalen und differenzierten Zuschlagsfaktoren eine wesentliche Rolle. Aufgrund ihrer Bedeutung im Rahmen dieser Arbeit wird im folgenden näher auf die Faktormethoden mit differenzierten Zuschlagsfaktoren eingegangen.

#### 3.2.2.5.1 *Schätzung des Investitionsbedarfs am Beispiel von gasgefeuerten GuD-Anlagen*

Im Folgenden wird eine Methode der Vorkalkulation vorgestellt, bei der das gesamte Anlageninvestitionsvolumen aus der Summe der Ausgaben für die Hauptpositionen und der Summe der differenzierten Zuschlagsfaktoren für die Nebenpositionen berechnet wird. Die erhöhte Genauigkeit dieser Methode gegenüber der Verwendung globaler Zuschlagsfaktoren für Nebenpositionen ist dadurch gegeben, dass durch die differenzierten Zuschlagsfaktoren spezielle Anlagenkonstruktionen und damit die unterschiedlichen finanziellen Aufwendungen berücksichtigt werden können. Die Genauigkeit dieses Berechnungsverfahrens liegt zwischen  $\pm 10$  und  $\pm 20$  %. Die Berechnung der Ausgaben für die Haupt- und Nebenpositionen wird auf der Grundlage bereits abgerechneter Anlagen durchgeführt.

Aufgrund der Bedeutung, die Kraftwerkskonzepten auf der Basis von GuD-Anlagen im Rahmen dieser Arbeit zukommt, wird im folgenden beispielhaft die Schätzung des Investitionsbedarfs solcher GuD-Anlagen aufgezeigt. Als Grundlage für die Berechnung der Hauptkomponenten dienen 22 Referenzdatensätze nach [Boeddicker 1997], welche die Investitionsvolumina bereits existierender Anlagen beinhalten. Diese Daten sind zu Funktionen verdichtet, die das Investitionsvolumen der einzelnen Hauptkomponenten in Abhängigkeit von der angesetzten Leistungsabgabe der Gasturbinen, der Dampfturbinen oder abhängig von der Leistung des kombinierten Gas- und Dampfturbinenblocks darstellen. Für die Ermittlung der Zuschlagsätze werden ebenfalls die Referenzanlagen als Grundlage verwendet.

Die für verschiedene Konzepte von GuD-Anlagen notwendigen Maschinen und Apparate werden in Anlehnung an [Boeddicker 1997, S. 107] zu folgenden Hauptpositionen zusammengefasst.

- Gasturbosatz (GT)
  - Nutzleistung: 25 – 200 MW
  - ISO-Gasturbineneintrittstemperatur: 1060 bis 1205 °C
- Dampfturbosatz (DT)
- Abhitzedampferzeuger (AK)
  - Gasturbinenausstritt bis Kamin
  - Mehrdruckprozess mit zweifacher Zwischenüberhitzung
- Kühlwassersysteme (KW)
  - Haupt-, Neben- und Zwischenkühlkreisläufe

- Wasserchemische Anlagen und Abwasserbehandlung (WA)
  - Zusatzwasseraufbereitung, Dosierstation, Vollentsalzung
- Kraftwerkshilfsanlagen (KH)
  - Abwasserbehandlung, die nicht durch die Nebenposition Baugewerk abgedeckt wird
  - Hebezeuge (Kräne, Aufzüge)
  - Klima/Heizung/Lüftung: Klimatisierung der Leitwarten, Belüftung der Gebäude
  - Sonstige Hilfssysteme: z.B. Feuerlöschleitungen

Im Folgenden werden die Ausgaben für die einzelnen Hauptkomponenten in einen funktionalen Zusammenhang mit der angesetzten Nettoleistung der geplanten Kraftwerksanlage gebracht. Um den Größendegressionseffekten, die bei der Betrachtung dieses Abhängigkeitsverhältnisses auftreten, gerecht zu werden, sind die Ausgabenfunktionen einfache Potenzfunktionen der Form:

$$k_i = a \cdot x^b, \quad 0 < b < 1 \qquad k(x) = a \cdot x^b \qquad (3.1)$$

Die Eingangsvariable  $x$  ist bei den Funktionen für den Gasturbosatz und den Dampfturbosatz jeweils die Leistungsabgabe der Gasturbine bzw. der Dampfturbine in MW. Bei den übrigen Hauptkomponenten ist die Eingangsvariable  $x$  die Leistungsabgabe der gesamten Kraftwerksanlage. Die in [Boeddicker 1997, S. 124] dargestellten Funktionen dienen als Grundlage:<sup>15</sup>

- |   |   |
|---|---|
| • Gasturbosatz (GT)                                   | $k_{GT}(x_{GT}) = 1.100.247,5 * x_{GT}^{0,64422}$ |
| • Dampfturbosatz (DT)                                 | $k_{DT}(x_{DT}) = 628.216,9 * x_{DT}^{0,76428}$   |
| • Abhitzeessel (AK)                                   | $k_{AK}(x) = 148.685,6 * x^{0,93375}$             |
| • Kühlwassersysteme (KW)                              | $k_{KW}(x) = 143.909,1 * x^{0,61469}$             |
| • Wasserchemische Anlagen und Abwasserbehandlung (WA) | $k_{WA}(x) = 53.237,5 * x^{0,80307}$              |
| • Kraftwerkshilfsanlagen (KH)                         | $k_{KH}(x) = 24,3 * x^{1,87178}$                  |

Die Berechnung der Gesamtausgaben  $K_H$  aller Hauptkomponenten erfolgt durch die Addition der mittels der o.a. Funktionen bestimmten Ausgaben der einzelnen Hauptkomponenten  $k_i$ :

$$K_H = \sum_{i=1}^n k_i \qquad (3.2)$$

Um die Hauptkomponenten später mit den Nebenkosten und deren Zuschlagsfaktoren in Beziehung setzen zu können, normiert man die Summe der Ausgaben für die Hauptkomponenten auf 1.

<sup>15</sup> Alle Angaben in €.

Auf den Hauptkomponenten aufbauend sind folgende Teilanlagen als Nebenpositionen zu berücksichtigen. Es handelt sich zunächst wiederum um eine allgemeine Aufzählung:

- Planung und Genehmigung
  - Planung mit Fremd- und Eigenleistung, Behörden, Genehmigungen und Gutachten
- Baugewerk
  - Maschinen- und Schalthaus mit Warte, Dampferzeuger-Gebäude und Schornstein
  - Kanalisation und Gebäudeentwässerung
  - Gräben, Kanäle, Brücken
- Wärmeübertrager und Behälter, Pumpen, Leitungen/Armaturen/Isolierung
  - Wasser- und Dampfkreislauf von Dampfaustritt bis Speisewassereintritt
- Elektroanlagen
  - Stromableitung bis Trafo, E-Motoren und Antriebe, Notstromsystem
  - Telekommunikation und Hilfssysteme
- Leittechnische Anlagen
  - Warte- und Meldeanlagen, einschl. Leittechnik für Rauch- bzw. Rohgasreinigungs- und Vergaseranlage
  - Bauleitung und Inbetriebsetzung
  - Kundenseitige Personalkosten, Baustelleneinrichtung und –unterhalt

Als nächstes müssen für diese Nebenpositionen die Zuschlagsfaktoren ermittelt werden. Auf der Grundlage der in [Boeddicker 1997, S. 111] ermittelten Zuschlagsfaktoren, die mit Hilfe der Referenzdatensätze berechnet worden sind, lässt sich für alle Zuschlagsfaktoren ein funktionaler Zusammenhang zwischen den Zuschlagsätzen und der angesetzten Nettoleistung des Gas- und Dampfturbinenkombiblocks herleiten, der ebenfalls einer einfachen Potenzfunktion der Form:

---


$$c \hat{I}_i^+, \quad -1 < d < 0 \qquad f(x) = c \cdot x^d \qquad (3.3)$$


---

Es handelt sich also um eine monoton fallende Funktion, welche die Größendegression widerspiegelt. Die Eingangsvariable  $x$  ist die angesetzte Nettoleistung in MW, und der Funktionswert  $f(x)$  gibt den Wert des jeweiligen Zuschlagsfaktors an. Die Zuschlagsfunktionen für die jeweiligen Nebenpositionen ergeben sich wie folgt:

- Planung und Genehmigung (PG)  $f_{PG}(x) = 4,546 * x^{-0,7674}$
- Bauteil (BT)  $f_{BT}(x) = 0,256 * x^{-0,2535}$
- Wärmeübertrager ohne Pumpen (WÜ)  $f_{WÜ}(x) = 0,030 * x^{-0,1770}$
- Pumpen (PU)  $f_{PU}(x) = 0,009 * x^{-0,0443}$
- Elektroanlagen (EA)  $f_{EA}(x) = 0,829 * x^{-0,4526}$
- Leittechnische Anlagen (LA)  $f_{LA}(x) = 15,846 * x^{-0,9894}$
- Bauleitung und Inbetriebsetzung (BI)  $f_{BI}(x) = 0,146 * x^{-0,1813}$

Um die gesamten Ausgaben für die Kraftwerksanlage zu bestimmen, werden zunächst die für die einzelnen Nebenpositionen ermittelten Werte für die Zuschlagsfaktoren addiert:

$$F = \sum_{j=1}^m f_j \quad (3.4)$$

Um die gesamten Investitionsausgaben zu erhalten, ist zu dieser Summe die normierte Größe der Hauptkomponenten 1 addieren, und dieser Ausdruck wird mit den Gesamtausgaben der Hauptkomponenten  $K_H$  multipliziert:

$$I = (F + 1,0) \cdot K_H \quad (3.5)$$

Für die wirtschaftliche Bewertung ist folgende Vereinbarung von großer Wichtigkeit: Die in [Boeddicker 1997] vorgestellten Funktionen zur Bestimmung des Investitionsvolumens beziehen sich auf GuD-Kraftwerksanlagen ohne Dampfauskopplung. Um die dargestellten Faktoren auch für in Kraft-Wärme-Kopplung betriebene GuD-Anlagen verwenden zu können, ist die Bestimmung der jeweiligen virtuellen elektrischen Gesamtleistung notwendig, die erzeugt werden würde, wenn kein Dampf ausgekoppelt und sämtlicher Dampf zur Stromerzeugung über die Dampfturbine genutzt würde.

#### 3.2.2.5.2 Ermittlung der jährlichen Ausgaben

Die jährlichen Ausgaben, die beim Betrieb einer Kraftwerksanlage entstehen, lassen sich in die zwei Bereiche der fixen und der variablen (arbeitsabhängigen) Ausgaben aufteilen. Die fixen Ausgaben umfassen v. a. die Ausgaben für Wartung und Instandhaltung, Versicherung sowie Personal. Zu den variablen (arbeitsabhängigen) Ausgaben zählen vor allem die Ausgaben für die Brennstoffe sowie der Hilfs- und Betriebsstoffe. Zur Bestimmung dieser fixen und variablen Ausgaben können aufbauend auf den detaillierten Massen- und Energiebilanzen kraftwerksspezifische Faktorsätze verwendet werden.<sup>16</sup>

<sup>16</sup> Vgl. bspw. [Boeddicker 1997, S. 89].

### 3.3 Betriebsübergreifende ökonomische Optimierung durch ein Modell zur simultanen Investitions- und Produktionsplanung

Bei der Analyse verschiedener Strategien zur Energieversorgung von energieintensiven Unternehmen stellt die betriebswirtschaftliche Bewertung dieser Strategien einen wichtigen Aspekt dar. Durch die Besonderheiten der strategischen Planung der Energieversorgung und der Komplexität dieser Aufgabe wird der Einsatz von geeigneten ökonomischen Modellen notwendig. Im folgenden wird zunächst auf diese Besonderheiten und die daraus abgeleiteten Anforderungen an die Entwicklung von Instrumenten zur Entscheidungsunterstützung eingegangen (Kapitel 3.3.1). Anschließend werden existierende, modellgestützte Ansätze zur Entscheidungsunterstützung bei der Investitions- und Produktionsprogrammplanung diskutiert (Kapitel 3.3.2). In den letzten beiden Abschnitten dieses Kapitels wird der in dieser Arbeit verwendete Ansatz dargestellt (Kapitel 3.3.3 und 3.3.4).

#### 3.3.1 Besonderheiten der strategischen Planung der Energieversorgung von energieintensiven Unternehmen<sup>17</sup>

An die Versorgung eines Unternehmens mit den Energieträgern (Strom, Dampf, ...) werden i. Allg. folgende Anforderungen gestellt:<sup>18</sup>

- zuverlässig und störungsfrei,
- rationell und damit wirtschaftlich,
- umweltschonend.

Die sichere, d. h. zuverlässige und störungsfreie Versorgung mit Energie stellt eine wesentliche Forderung für das Funktionieren eines (energieintensiven) Unternehmens dar. Während sich bei einigen Betrieben die Energieversorgung auf den Bezug von Elektrizität reduzieren lässt, wird in vielen Unternehmen die benötigte Energieform in eigenen Energieanlagen selbst erzeugt. Da Energie einen wichtigen Produktionsfaktor energieintensiver Unternehmen darstellt, ist das Energiemanagement ein wesentlicher Teil der Planungsaufgaben. Neben der operativen Planung kommt der strategischen Planung mit ihrem Zeitbereich von einigen Jahren bis hin zu Jahrzehnten aufgrund der langfristigen Bindung an ein einmal errichtetes Energiesystem sowie der hohen Kapitalintensität eine besondere Bedeutung zu.

Die strategische Planung der Energieversorgung von energieintensiven Unternehmen wird im Wesentlichen bestimmt von den Eigenschaften der benötigten Energieformen (Strom, Dampf,...) und den Spezifika des jeweiligen Energiesystems, das sich aus den einzelnen technischen Anlagen<sup>19</sup> zur Energieumwandlung und -verteilung zusammensetzt. Nachfolgend werden zunächst die Besonderheiten der beiden Bereiche (Energieformen und Energiesys-

---

<sup>17</sup> Unter „energieintensiven Unternehmen“ werden hier solche Unternehmen verstanden, bei denen die Versorgung mit Energie einen wichtigen Produktionsfaktor darstellt. Diese Unternehmen betreiben in der Regel eigene energietechnische Anlagen zur Erzeugung von Strom und / oder Wärme.

<sup>18</sup> Vgl. hierzu bspw. [Wohinz et al. 1989].

<sup>19</sup> Die Anlagen lassen sich unterteilen in Kraftwerke (reine Stromerzeugung, selten bei industrieller Energieversorgung), Heizkraftwerke (gleichzeitige Produktion von Strom und Nutzwärme) und Heizwerke (reine Wärmeerzeugung).



teme) erläutert, um im Anschluss die sich daraus ergebenden Rückwirkungen auf die strategische Planung bei der Energieversorgung zu betrachten.

Die von energieintensiven Unternehmen i. Allg. benötigten Energieformen Strom und Dampf zeichnen sich durch folgende Produktcharakteristika aus:

- Die Verteilung der Energieformen Strom und Dampf kann nur leitungsgebunden erfolgen. Dabei ist beim Dampf aufgrund der wesentlich höheren Transportverluste im Gegensatz zu Strom nur eine begrenzte Entfernung zwischen Dampfproduktion und Dampfnachfrage sinnvoll.
- Sowohl Strom als auch Dampf sind nicht direkt sondern nur durch Umwandlung in eine andere Energieform speicherbar.
- Aus dieser mangelnden Speicherbarkeit ergibt sich die Gleichzeitigkeit der Erzeugung und des Verbrauchs von Strom und Dampf.
- Die Funktionsfähigkeit der Produktion ist von einer ausreichenden und zuverlässigen Versorgung mit Strom und Dampf abhängig, wobei sich die beiden Energieformen meist nicht wechselseitig substituieren lassen.

Energiesysteme setzen sich aus verschiedenen einzelnen technischen Anlagen zur Energieumwandlung und -verteilung zusammen, die im Hinblick auf die strategische Planung durch folgende Eigenschaften charakterisiert sind:

- Lange Nutzungsdauern der Anlagen, je nach Technologie und Umfang der Instandhaltungsaufwendungen meist im Bereich von 20 bis 40 Jahren.
- Verglichen mit anderen Investitionsgütern eine relativ hohe Kapitalintensität.
- Große Anzahl an alternativen Anlagen, die bei einer Investition in Betracht gezogen werden müssen und die sich im Hinblick auf die technischen und wirtschaftlichen Parameter unterscheiden.
- Anfall von erwünschten (Strom und Wärme bei Heizkraftwerken) und unerwünschten (bspw. Abgase und Abfälle) Kuppelprodukten.<sup>20</sup>
- Die Notwendigkeit der störungsfreien und gleichzeitigen Versorgung mit Strom und Dampf erfordert unterschiedliche Arten von Reservekapazitäten<sup>21</sup>.
- Neben der Eigenerzeugung von Energie ergeben sich vor allem für Strom auch die Möglichkeiten des Bezuges<sup>22</sup>.
- Berücksichtigung von Anlagen, die eigentlich Produktionsanlagen sind, aber als „Nebenprodukt“ Dampf erzeugen.

Aus den aufgezeigten Besonderheiten der Energieversorgung energieintensiver Unternehmen, die auf den Eigenschaften der benötigten Energieformen (Strom, Dampf,...) und den Spezifika der technischen Anlagen zur Energieumwandlung beruhen, ergeben sich folgende Rückwirkungen auf die strategische Planung:

---

<sup>20</sup> Vgl. auch [Riebel 1955].

<sup>21</sup> Zur Unterscheidung und Berücksichtigung von Warm- und Kaltreserve s. auch Kap. 3.3.4.5.7.1

<sup>22</sup> Seit der Liberalisierung der Energiemärkte ergeben sich vor allem für größere Unternehmen neben dem Bezug beim regionalen EVU auch Möglichkeiten des Bezuges auf Großhandelsmärkten (z. B. Börsen).

- Die langen Nutzungs- und Amortisationsdauern der Anlagen kombiniert mit der hohen Kapitalintensität erfordern langfristige Planungszeiträume. Dadurch müssen auch Eingangsdaten und Rahmenbedingungen, die sich im Zeitverlauf ändern, adäquat berücksichtigt werden, d. h. dass dynamische Investitionsverfahren einzusetzen sind.
- Eine Investitionsplanung auf der Grundlage von Einzelentscheidungen über Investitionsprojekte wird den gegebenen Anforderungen aufgrund von Interdependenzen nicht gerecht, so dass eine reine Investitionsplanung mit vorgegebener Auslastung der Anlagen zu kurz greift. Die Identifikation eines technisch wie wirtschaftlich optimalen Investitionsprojekts erfordert die Berücksichtigung der Auswirkungen der entsprechenden Anlage auf den bestehenden und zukünftigen Kraftwerkspark<sup>23</sup>.
- Dies ist nur im Rahmen einer kombinierten Investitions- und Produktionsprogrammplanung<sup>24</sup> realisierbar, bei der eine auf die technischen und wirtschaftlichen Charakteristika der Anlagen und des gesamten Energiesystems abgestimmte Auslastung für jede Anlage endogen im Rahmen der Investitionsplanung bestimmt wird. Darüber hinaus bietet nur eine kombinierte Investitions- und Produktionsprogrammplanung die Möglichkeit, den Bezug von Elektrizität von EVU bzw. über Strombörsen und –spotmärkte adäquat zu berücksichtigen.
- Eine kombinierte Investitions- und Produktionsprogrammplanung ist komplex. Dies gilt insbesondere, wenn den technischen Anforderungen der Zeitgleichheit der Erzeugung und Versorgung, der Reservevorhaltung sowie den energie- und umweltpolitischen Vorgaben Rechnung getragen werden soll. Eine Lösung des resultierenden Planungsproblems erfordert den Einsatz von geeigneten entscheidungsunterstützenden Instrumenten.

### 3.3.2 Existierende Ansätze zur Entscheidungsunterstützung bei der Investitions- und Produktionsprogrammplanung bei der Energieversorgung

Der aufgezeigte Bedarf an entscheidungsunterstützenden Instrumenten für die Investitions- und Produktionsprogrammplanung im Rahmen der Energieversorgung von energieintensiven Unternehmen hat aufgrund ähnlicher Fragestellungen bei EVU bereits zur Entwicklung verschiedener Ansätze geführt. Grundsätzlich kann festgestellt werden, dass die Anzahl der entscheidungsunterstützenden Instrumente für die Investitions- und Produktionsprogrammplanung von EVU im Vergleich zu Modellen für kurzfristige Planungsaufgaben gering ist<sup>25</sup>. In [Lüth 1997, S. 9ff.] und [Wietschel 2000, S. 120ff.] werden existierende Ansätze für die verschiedenen Planungsaufgaben von EVU beschrieben. Dabei wird auch auf Modelle für die Investitionsprogrammplanung eingegangen, die, wie in der Energiewirtschaft üblich, als Modelle zur Kraftwerks- oder Kapazitätsausbauplanung<sup>26</sup> bezeichnet werden. Existieren nur wenige entscheidungsunterstützende Instrumente für die Investitions- und Produktionsprogrammplanung von EVU, so gibt es praktisch keine Instrumente für die Investitions- und

---

<sup>23</sup> So führt der Zubau einer Anlage sowohl zu einer veränderten Auslastung als auch zu einer neuen Situation der (Warm-)Reservehaltung der bereits bestehenden Anlagen.

<sup>24</sup> Die Umsetzbarkeit einer simultanen Investitions- und Produktionsprogrammplanung für Energieversorgungsunternehmen wird in [Wietschel 2000, S. 216ff.] aufgezeigt.

<sup>25</sup> Vgl. [VDEW 1990] und [Verstege et al. 1997].

<sup>26</sup> In manchen Publikationen auch als Systemplanung oder Strukturplanung bezeichnet.

Produktionsprogrammplanung der betriebsübergreifenden Energieversorgung von energieintensiven Unternehmen. Daher wird im Rahmen der vorliegenden Arbeit erstmalig ein solches Instrument entwickelt und angewandt.

Von besonderer Bedeutung für die vorliegende Arbeit ist das PERSEUS-EVU Modell, das in [Fichtner 1999] zunächst entwickelt und in [Göbel 2001] für den Einsatz unter den Rahmenbedingungen im liberalisierten Elektrizitätsmarkt weiterentwickelt wurde. Diese Arbeiten bilden die Grundlage für die im Rahmen dieser Arbeit durchgeführten Erweiterungen und Weiterentwicklungen für den Einsatz als entscheidungsunterstützendes Instrument für die Investitions- und Produktionsprogrammplanung bei der einzelbetrieblichen und betriebsübergreifenden Energieversorgung von energieintensiven Unternehmen.

### 3.3.3 Kurzdarstellung des PERSEUS-Modellsystems

Modelle zur Analyse und Planung von nationalen Energiesystemen bei energie- und/oder umweltpolitischen Fragestellungen sind als Reaktion auf die Ölkrisen der 1970er Jahre entwickelt und in verschiedenen systemanalytischen Studien eingesetzt worden. Daher bestand die Motivation für den Einsatz dieser Modelle zunächst darin, die Abhängigkeit der Industrienationen vom importierten Erdöl zu verringern und so eine größere Versorgungssicherheit und Unabhängigkeit zu erreichen. In den 80er Jahren erfolgte eine Erweiterung und Weiterentwicklung dieser Ansätze, um die Berücksichtigung von Schadstoffemissionen (vor allem SO<sub>2</sub> und NO<sub>x</sub>) zu ermöglichen.

Beispiele für international weit verbreitete Modelle dieser Art, die häufig unter dem Begriff Energie-Emissions-Modelle zusammengefasst werden, sind MARKAL (Market Allocation Model), MESSAGE (Model for Energy Supply System Alternatives and their General Environmental Impact) und EFOM-ENV (Energy Flow Optimisation Model - Environment) (vgl. u. a. [van der Voort et al. 1984] und [Rentz et al. 1990]), eine Weiterentwicklung des EFOM-Modells [Finon 1974].

Auf der Grundlage des EFOM-ENV Modells entstand in den 1990er Jahren das PERSEUS-Modellsystem (Program Package for Emission Reduction Strategies in Energy Use and Supply)<sup>27</sup>. Es handelt sich dabei um ein technologiebasiertes optimierendes Energie- und Stoffflussmodell. Durch die strikte Trennung von Modellfunktionalität und Daten des abzubildenden Energiesystems können methodische Modifikationen sehr einfach realisiert werden.

Als wesentliche methodische Unterscheidungsmerkmale der verschiedenen Modelle sind das jeweils eingesetzte Optimierungsverfahren, die verwendete Zielfunktion sowie das Aggregationsniveau der Eingangsdaten zu nennen. Hinsichtlich des praktischen Anwendungsbereiches unterscheiden sich die Modelle vor allem im Hinblick auf die zu analysierende Fragestellung sowie den betrachteten Bilanzraum. Ein Überblick über die derzeit verfügbaren methodischen und anwendungsorientierten Module der PERSEUS-Modellfamilie – inklusive der im Rahmen dieser Arbeit eingeführten Erweiterungen – findet sich in Tabelle 8.

Das gesamte PERSEUS-Modellsystem besteht aus den folgenden drei Systemteilen:<sup>28</sup>

---

<sup>27</sup> Das PERSEUS-Modellsystem wurde am Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion (IIP) der Universität Karlsruhe (TH) im Zuge von zahlreichen Arbeiten entwickelt (z. B. [Oder 1994], [Wietschel 1995], [Lüth 1997], [Schöttle 1998], [Fichtner 1999], [Ardone 1999]).

<sup>28</sup> Vgl. hierzu auch [Göbel 2001].

- Daten-Management-System (DMS): In einer relationalen Datenbank können die Modelldaten für verschiedene Anwendungsfälle beziehungsweise Energiesysteme verwaltet werden. Neben dieser reinen Datenverwaltung stellt das DMS auch die Schnittstelle zu anderen Programmen dar (z. B. zu Spreadsheet-Programmen), was vor allem für den Dateninput relevant ist.
- PERSEUS-Modell: Das eigentliche PERSEUS-Modell stellt die Funktionalität zur Abbildung und Optimierung von Energiesystemen zur Verfügung. Dabei handelt es sich um ein lineares Optimierungsmodell, das in der Programmiersprache GAMS (GENERAL ALGEBRAIC MODELLING SYSTEM) programmiert ist<sup>29</sup>. Die mathematische Formulierung des Modells ist in Kapitel 3.3.4 dargestellt. Zur Systemoptimierung können verschiedene kommerzielle Solver<sup>30</sup> eingesetzt werden, welche über standardisierte Schnittstellen mit dem GAMS-Programm kommunizieren. Die Ergebnisdatei wird ebenfalls von diesem Systemteil erzeugt.
- Auswertungstools: Da an die Auswertung der Modellergebnisse je nach Problemstellung sehr unterschiedliche Anforderungen bestehen, wird auch hier eine Schnittstelle zu Spreadsheet-Programmen zur Verfügung gestellt, welche die Ergebnisdatei in ein entsprechendes Format umwandelt. Ergänzend sind im Baukastenprinzip einzelne Auswertungsroutinen (z. B. zur Diagrammerstellung) verfügbar. Damit wird dem Anwender eine größtmögliche Freiheit in Bezug auf die Auswertung wie auch auf die Weiterverarbeitung der Ergebnisse in anderen Systemen gegeben.

Speziell für den Einsatz bei Unternehmen, d. h. bei Unternehmen der Energiewirtschaft, wurde das PERSEUS-EVU (EnergieVersorgungsUnternehmen) Modell [Fichtner 1999] entwickelt. PERSEUS-EVU zielt darauf ab, Entscheidungsunterstützung für EVU bei strategischen Fragestellungen unter Berücksichtigung einer detaillierten Modellierung der unternehmenseigenen Anlagen zu geben. Dabei lassen sich mit dem Modell sowohl Optionen auf der Energieangebotsseite untersuchen, wie der Neubau von Kraftwerken oder der Abschluss eines Elektrizitätsbezugsvertrages mit einem anderen EVU, als auch vom betrachteten Unternehmen initiierte Maßnahmen auf der Energienachfrageseite. Beispiele hierfür sind die Unterstützung der Kunden beim Erwerb von besonders energieeffizienten Elektrogeräten im Rahmen eines Least-Cost-Planning (LCP) bzw. Integrated Resource Planning (IRP) Programmes (vgl. [Schöttle 1998]) und die Bewertung von Anlagencontracting-Konzepten [Wietschel et al. 1999]. Wie sich u. a. an der Ausrichtung des Modells auf eine integrierte Betrachtung der Angebots- und Nachfrageseite eines EVU ablesen lässt, wurde das PERSEUS-EVU Modell ursprünglich unter den Rahmenbedingungen eines regulierten Energiemarktes entwickelt und angewendet. Um das Modell auch im liberalisierten Energiemarkt anwendbar zu machen, sind in [Göbel 2001] daher verschiedene Erweiterungen und Anpassungen vorgenommen worden, v. a. um mit Hilfe geeigneter methodischer Ansätze die beträchtlichen Unsicherheiten zu berücksichtigen, die bei der langfristigen Investitions- und Produktionsprogrammplanung auftreten.

---

<sup>29</sup> Siehe [Brooke et al. 1998]

<sup>30</sup> Eigenständige Programme zur Lösung von OR-Problemen. Für LP- und GGLP-Probleme können beispielsweise die kommerziellen Solver CPLEX oder OSL verwendet werden.

### 3.3.3.1 *Einsatzbereiche der PERSEUS-Modelle*

Haupteinsatzfeld des PERSEUS-Modellsystems ist die Planung und Optimierung der zukünftigen Entwicklung von Energiesystemen (vgl. auch Tabelle 8). Das Modell eignet sich grundsätzlich für die Analyse verschiedener Fragestellungen. Da Erzeugungs- oder Verteilungsanlagen im Energiesektor typischerweise technische Nutzungsdauern von 10 bis 30 Jahren aufweisen, ist das Modell bevorzugt für einen mittel- bis langfristigen Planungshorizont anzuwenden, d. h. die Bereiche der Kraftwerks- oder Kapazitätsausbauplanung sowie der langfristigen Energieeinsatzplanung. In diesem Zusammenhang können auch Desinvestitionsentscheidungen in die Optimierung integriert werden.

Charakteristisch dabei ist die Möglichkeit einer Integration von angebots- und nachfrage-seitigen Optionen. Damit lassen sich innerhalb des Modellsystems Investitionen in Technologien zur Energieeinsparung und Alternativen zum Ausbau der Erzeugungskapazitäten unter Berücksichtigung umweltrelevanter Effekte simultan betrachten.

Tabelle 8: Module der PERSEUS Modellfamilie (in Anlehnung an [Dreher 2001])

	<b>Aktuelle Anwendungen</b>	<b>Quellen</b>
<b>Methodische Module</b>		
<b>Optimierungsverfahren</b>		
Lineare Programmierung	Verschiedene Länder, Stadtwerke Karlsruhe und Rottweil, RWE Energie AG, Wingas GmbH	u.a. [Fichtner 1999]
Dekompositions-Algorithmus	Deutschland, Russland, Indonesien, Indien	u.a. [Ardone 1999]
Iterative Optimierung	Deutschland	[Wietschel 1995]
Unscharfe lineare Optimierung	Litauen	[Oder 1994]
Gemischt-Ganzzahlige lineare Programmierung	Slowenien, Stadtwerke Karlsruhe und Rottweil, RWE Energie AG, Industriegebiet Rheinhafen Karlsruhe	[Lüth 1997], [Fichtner 1999], [Göbelt et al. 2000], [Frank et al. 2001]
Stochastische lineare Programmierung	Energieversorgungsunternehmen (EVU)	[Göbelt et al. 2000]
<b>Zielfunktion</b>		
Ausgabenminimierung	Verschiedene Länder, Regionen u. EVU	[Wietschel et al. 1997]
Gewinnmaximierung	Energieversorgungsunternehmen	[Göbelt et al. 2000]
Emissionsminimierung	Verschiedene Länder	[Ardone 1999]
<b>Aggregationsniveau der Daten</b>		
Disaggregierte Modellierung von Umwandlungsprozessen und Lastverläufen	Norddeutschland, Baden-Württemberg, Stadtwerke Karlsruhe und Rottweil, RWE Energie AG	u. a. [Rentz et al. 1998b]
Aggregierte Modellierung	Verschiedene Länder	[Ardone 1999]
<b>Anwendungsorientierte Module</b>		
<b>Einsatzschwerpunkt</b>		
Emissionsminderungsstrategien	Verschiedene Länder	[Ardone 1999]
LCP/IRP-Strategien	Stadtwerke Karlsruhe und Rottweil	[Schöttle 1998]
Analyse flexibler Instrumente zum Klimaschutz	Deutschland, Rußland, Indonesien, Indien	[Ardone 1999]
Externe Kosten	Deutschland, Slowenien	[Lüth 1997]
Kapazitätsausbau- und -rückbauplanung	Stadtwerke Karlsruhe und Rottweil, RWE Energie AG, Wingas GmbH	[Fichtner 1999]
Anlagen-Contracting	Stadtwerke Karlsruhe und Rottweil	[Wietschel et al. 1999]
Bewertung von umweltspezifischen Instrumenten	Deutschland, Baden-Württemberg	[Rentz et al. 2001b]
Ausgestaltung von Energienetzwerken	Industriegebiet Rheinhafen Karlsruhe	Vorliegende Arbeit, [Frank et al. 2001]
<b>Bilanzraum</b>		
Nation	Verschiedene Länder	[Ardone 1999]
Region	Norddeutschland, Baden-Württemberg	[Dreher et al. 2000]
Sektor	Holzoberflächenbehandlung	[Wietschel et al. 1997]
Unternehmen	Stadtwerke Karlsruhe und Rottweil, RWE Energie AG, Wingas GmbH	[Fichtner 1999]
Betriebsübergreifende Energieversorgungssysteme	Industriegebiet Rheinhafen Karlsruhe	Vorliegende Arbeit, [Frank et al. 2001]

### 3.3.3.2 Kurzbeschreibung der neu entwickelten Modellversion

Im Folgenden soll das im Rahmen dieser Arbeit zur Analyse von betriebsübergreifenden Energieversorgungsstrategien entwickelte Modell PERSEUS-IFC (inter-firm concepts) kurz vorgestellt werden. Eine detaillierte mathematische Beschreibung findet sich in Kapitel 3.3.4. Ziel des Modells ist es, den ausgabenminimalen Weg zu identifizieren, um die in den Unternehmen benötigten Energieformen bereitzustellen, wobei neben existierenden Anlagen sämtliche vorgegebene Investitionsalternativen u. a. zur Vernetzung der Energieflüsse (vgl. bspw. die thermische Nutzung des in Unternehmen 1 anfallenden Reststoffstromes in einem Kessel von Unternehmen 2 in Abbildung 3) sowie existierende Interdependenzen berücksichtigt werden.

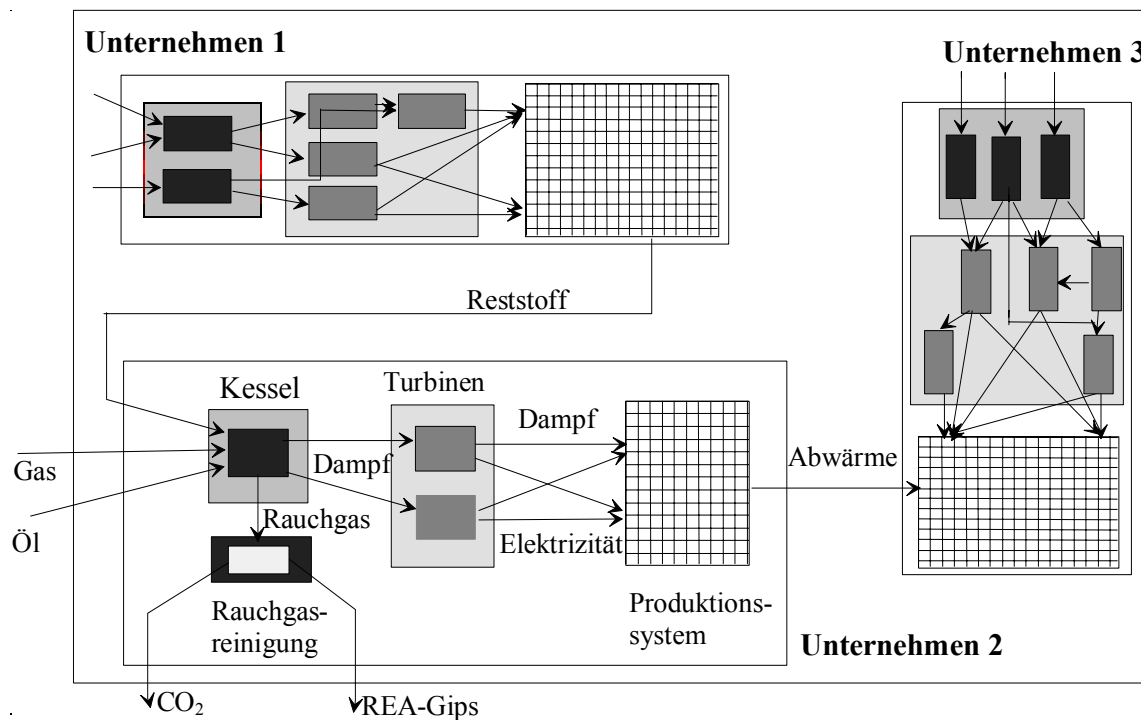


Abbildung 3: Abbildung der Komponenten und Flüsse eines Energiesystems, bestehend aus mehreren einzelbetrieblichen Energiesystemen

Dazu werden alle Anlagen auf der Energiebereitstellungs- und der Energienachfrageseite durch lineare bzw. stückweise lineare Input-Output-Relationen unter Berücksichtigung der zuvor bestimmten z. T. ganzzahligen Parameter bzw. Variablen detailliert dargestellt. Einzelne Anlagen werden charakterisiert durch technische (bspw. Kapazität, Wirkungsgrad, Minimal-Last, technische Lebensdauer, Laständerungsgeschwindigkeit), ökonomische (bspw. Investition, fixe und variable Ausgaben) und ökologische (Emissionsfaktoren für verschiedene Luftschadstoffe, v. a. CO<sub>2</sub>, SO<sub>x</sub>, NO<sub>x</sub>) Parameter, wobei die Anlagen durch Energie- und Stoffflüsse miteinander verbunden sind (vgl. Abbildung 3).

Die Zielfunktion des Modells liegt in der Minimierung der Summe der diskontierten Ausgaben bei exogen vorgegebenem Nutzenergie- und Stoffbedarf. Die Variablen des Modellansatzes sind zum einen der Energiefluss bzw. Stofffluss, zum anderen der notwendige kapazitive Zu- und Rückbau der verschiedenen Technologien unter Beachtung des bestehenden Kapazitätsbestandes. Den einzelnen Energie- bzw. Stoffflussvariablen sind Ausgabenkoeffizienten zugeordnet, welche die betriebsmittelverbrauchsabhängigen bzw.

variablen Ausgaben der Technologie charakterisieren. Fixe Ausgabenbestandteile und die spezifischen Investitionen des Kapazitätswachses sind den Kapazitätsvariablen zugeordnet.

In Abhängigkeit der jeweiligen Fragestellung werden bei der ökonomischen Optimierung mit Hilfe eines Modells der PERSEUS-Modellfamilie verschiedene Gruppen von Nebenbedingungen in das Gleichungssystem integriert. Im Falle des hier vorgestellten PERSEUS-IFC Modells sind insbesondere solche Nebenbedingungen enthalten, die eine detaillierte Abbildung einzelner Anlagen sowie spezieller technischer Randbedingungen ermöglichen:

- Bilanzierungsgleichungen,
- Beschränkung von Energie- und Stoffflüssen,
- Kapazitätsgleichungen für Energie- und Stoffumwandlungstechnologien,
- Beschränkung der Kapazitäten von Energie- und Stoffumwandlungstechnologien,
- Beschränkung des Einsatzes von Energie- und Stoffumwandlungstechnologien,
- Spezielle Gleichungen zur Technologimodellierung,
- Abbildung besonderer Anforderungen an die Ausfallsicherheit (Warmreserve),
- Abbildung verschiedener Betriebsweisen von Turbinen,
- Spezielle Gleichungen zur Modellierung von Bezugsverträgen,
- Abbildung umweltrelevanter Vorgaben.

Auf der energetischen Nachfrageseite wird für alle Prozesse der zeitliche Verlauf des Energiebedarfs mit Hilfe von Lastganglinien approximiert. Dabei wird ein Jahr innerhalb des Betrachtungszeitraumes durch charakteristische Tage modelliert, die in mehrere Zeitintervalle unterteilt sind.<sup>31</sup> Eine detaillierte Beschreibung aller verwendeten Modellgleichungen und Nebenbedingungen findet sich im folgenden Kapitel 3.3.4.

### **3.3.4 Mathematische Beschreibung des PERSEUS-IFC Modells**

#### **3.3.4.1 Einleitung**

Wesentliches Merkmal der PERSEUS-Modellfamilie und damit des PERSEUS-IFC Modells ist die hierarchische Gliederung, wobei in der Regel zwischen folgenden vier Hierarchieebenen unterschieden wird: Sektoren, Produzenten, Anlagen und Prozesse (siehe Abbildung 4).

---

<sup>31</sup> Dies wirkt sich auch auf die Abbildung von Technologien sowie Energie- und Stoffflüssen aus. Zur Berücksichtigung von Lastkurven sind die entsprechenden Modellparameter (z. B. die Flussvariablen und die Aktivitätsniveaus der betroffenen Prozesse) gemäß der gewählten Intervalleinteilung der Lastkurve zu differenzieren. Die jeweiligen Modellvariablen und -parameter werden dann als saisonal bezeichnet; dies ist in den Un-/Gleichungen in Kapiteln 3.3.4.4 und 3.3.4.5 am Index „*seas*“ erkennbar.



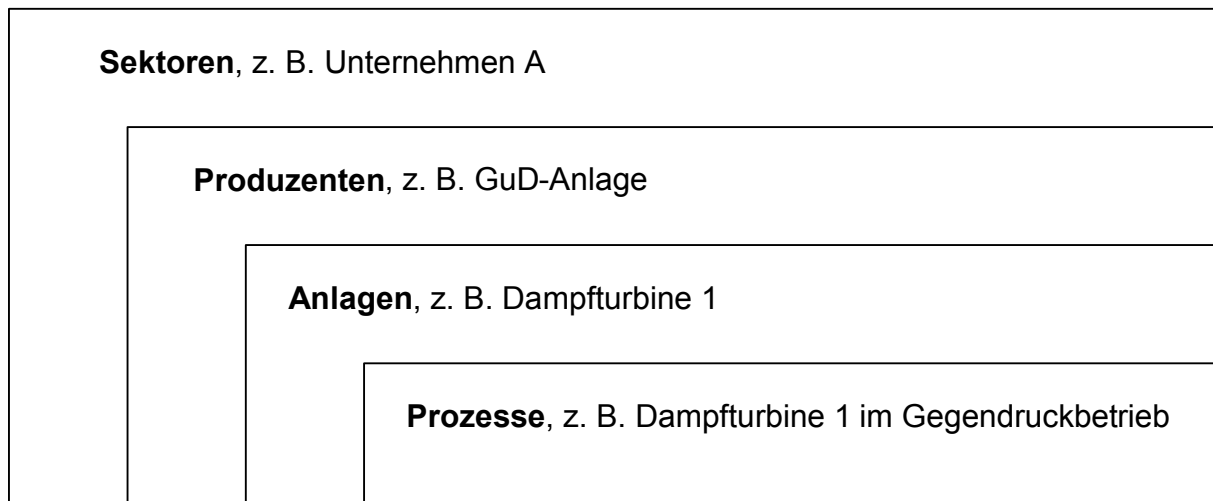


Abbildung 4: Hierarchische Datenstruktur des PERSEUS-IFC Modells

Sektoren bilden die oberste Ebene der Datenstruktur und dienen der strukturierten Darstellung der Daten, indem sie zusammengehörende Produzenten gruppieren. Die Kriterien, nach denen Produzenten sinnvollerweise gruppiert werden, sind nicht durch die Methodik vorgegeben und somit frei wählbar. Eine zweckmäßige Einteilung bei der Analyse betriebsübergreifender Energieversorgungskonzepte ist die Ebene der einzelnen Unternehmen.

Jeder Produzent ist genau einem Sektor zugeordnet und repräsentiert einen Knoten des abgebildeten Energiesystems. Diese Knoten sind durch Energie- und Stoffflüsse miteinander verbunden. Da nur zwischen den Produzenten Flüsse definiert werden können, werden hierzu typischerweise die Elemente zusammengefasst, die in realen Energiesystemen ähnliche Funktionen besitzen, d. h. auch dort Energie- und Stoffflüsse aufnehmen und abgeben.

Auf der Ebene der Anlagen werden einzelne Energie- und Stoffumwandlungstechnologien abgebildet. Charakteristisch für die Hierarchieebene ist, dass hier alle Parameter, die sich auf die Kapazität der Technologie beziehen - z. B. Anlagenkapazität -, definiert werden.

Prozesse bilden die unterste Hierarchieebene und dienen der Definition der technischen, ökonomischen und umweltrelevanten Parameter der Technologien, d. h. hier findet die eigentliche Umwandlung der Energie- und Stoffflüsse statt. Durch verschiedene Prozesse, die einer Anlage zugeordnet sind, können unterschiedliche Betriebsweisen dieser Anlage abgebildet werden. So lassen sich bspw. die zwei extremen Fahrweisen bei Entnahme-Gegendruckturbinen, minimale und maximale Dampfauskopplung, mit Hilfe von zwei Prozessen darstellen. Eine weitere Möglichkeit ist die Modellierung eines Kessels, der alternativ mit unterschiedlichen Brennstoffen befeuert werden kann.

Bei der Definition der Hierarchie gilt die Konvention, dass jedes untergeordnete Element genau einem übergeordneten zugewiesen sein muss, so dass jeder Prozess genau einer Anlage, jede Anlage genau einem Produzenten und jeder Produzent genau einem Sektor zugeordnet werden muss. Umgekehrt kann ein Element einer Aggregationsebene beliebig viele Elemente der direkt untergeordneten Ebene enthalten.

#### 3.3.4.2 Modellparameter

Auf der Basis dieser Datenstruktur werden alle Anlagen mit ihren Stoff- und Energieumwandlungsprozessen sowie sämtliche sie verbindenden Energie- und Stoffflüsse im Modell abgebildet und durch eine Vielzahl von technischen, ökonomischen und umweltrelevanten

Parametern charakterisiert. In Tabelle 9 sind die wichtigsten Parameter und ihre Funktion im Modell beschrieben.

Tabelle 9: Parameter des PERSEUS-IFC Modells

Parameter-name	Bezeichnung im Modell	Zeitlicher Bezug (i)	Beschreibung
<b>Parameter zur Charakterisierung der Prozesse</b>			
<i>Technische Parameter</i>			
Energie- bzw. Stoff-Input	Name des jew. Stoffes bzw. Energieträgers	Periode	Definition eines Stoffes o. Energieträgers als Prozessinput und Festlegung des entsprechenden Anteils am Gesamtinput des Prozesses <sup>(ii)</sup>
Energie- bzw. Stoff-Output	Name des jew. Stoffes bzw. Energieträgers	Periode	Definition eines Stoffes o. Energieträgers als Prozessoutput und Festlegung des entsprechenden Anteils am Gesamtoutput des Prozesses <sup>(ii)</sup>
Wirkungsgrad	EFFICIENCY	Periode	Wirkungsgrad eines Prozesses als Verhältnis von Output zu Input [%]
Maximale / minimale Volllaststunden	FLH_MAX, FLH_MIN	Periode	Obere / untere Grenze für die Jahresarbeit eines Prozesses ausgedrückt in Volllaststunden [h/a]
Eigenverbrauch	INT_CONS	Periode	Eigenverbrauch eines Prozesses als Anteil des Aktivitätsniveaus [%]
<i>Wirtschaftliche Parameter</i>			
Variable Ausgaben	COST_VAR	Periode	Variable Ausgaben (ohne Ausgaben für Flüsse) eines Prozesses [€/kWh] bzw. [€/GJ]
<i>Umweltrelevante Parameter</i>			
Emissionsfaktoren	Name der jeweiligen Emission	Periode	Emissionsfaktoren eines Prozesses als Verhältnis der Emissionsmenge zum Prozessinput [t/PJ] o. [kt/PJ]

(i) Hier wird zwischen Periode und Intervall unterschieden. In einer Periode werden i. d. R. mehrere Jahre des Planungszeitraumes zusammengefasst. Unter Intervall wird ein Zeitintervall verstanden, das mehrere Stunden eines typischen Tages repräsentiert.

(ii) Modelltechnisch gesehen können beliebig viele In- bzw. Outputs definiert werden, in den Eingabemasken des Datenverwaltungssystems ist es derzeit möglich jeweils drei In- und. Outputs anzugeben.

<b>Parameter zur Charakterisierung der Anlagen</b>			
<i>Technische Parameter</i>			
Verfügbarkeit	AVAILABILITY	Periode	Leistungsverfügbarkeit einer Anlage als Anteil der verfügbaren Leistung an der Nennleistung [MW]
Mindest- / Maximalleistung	MIN / MAX	Periode	Untere / obere Schranke für die installierte Leistung einer Anlage [MW]
Verbleibende Leistung	RES	Periode	Vor Beginn des Betrachtungszeitraums installierte Leistung einer Anlage [MW]
Technische Nutzungsdauer	LIFE_TEC	Periode	Zeitraum, den eine Anlage ab ihrer Inbetriebnahme im Modell zur Verfügung steht [a]
Blockgröße	CAPACITY	Periode	Blockgröße für diskret modellierte Anlagen, nur Vielfache der Blockgröße sind zulässig [MW]
Mindestlastanteil	CAP_MIN	Periode	Anteil an der Gesamtleistung, der mindestens bereitgestellt werden muss [%]
<i>Wirtschaftliche Parameter</i>			
Investition	COST_INV	Periode	Spezifische Investition einer Energie- bzw. Stoffumwandlungstechnologie [€/kW] bzw. [€/GJ/a]
Fixe Ausgaben	COST_FIX	Periode	Spezifische fixe Ausgaben einer Energie- bzw. Stoffumwandlungstechnologie [€/kW] bzw. [€/GJ/a]
Wirtschaftl. Nutzungs-/ Abschreibungsdauer	EC_LIFE	Periode	Zeitraum, der bei der Berechnung der Annuitäten einer Investition in eine Anlage berücksichtigt wird [a]
<b>Parameter zur Charakterisierung der Flüsse</b>			
Flusswirkungswirkungsgrad	F_EFF	Periode, Intervall	Wirkungsgrad eines Energie-/Stoffflusses als Verhältnis von Output zu Input [%]
Maximales / Minimales Flussniveau	FLMAX / FLMIN	Periode, Intervall	Obere / untere Schranke für den Level eines Energie- bzw. Stoffflusses [PJ]
Bezugspreise für Energie- u. Stoffflüsse	PPRIC	Periode, Intervall	Bezugspreis für Energie- bzw. Stoffflüsse [€/kWh] bzw. [€/GJ]
Variable Ausgaben für Flüsse	CTVAR	Periode, Intervall	Variable Ausgaben für Energie- bzw. Stoffflüsse [€/kWh] bzw. [€/GJ]
Verkaufspreise für Flüsse	SELL	Periode, Intervall	Verkaufspreise für Energie- bzw. Stoffflüsse [€/kWh] bzw. [€/GJ]
<b>Globale Parameter eines betrieblichen Energiesystems</b>			
Lastabwurf	LABw	Periode	Maximal kontrolliert möglicher Lastabwurf in einem betrieblichen Energiesystem [MW]

### 3.3.4.3 Darstellung der in den Gleichungen verwendeten Bezeichnungen

Die mathematische Darstellung des Gleichungssystems des PERSEUS-IFC Modells erfordert die Verwendung einer Vielzahl von Indizes, Indexmengen, Modellparametern und Variablen<sup>32</sup>, die im Folgenden dargestellt sind. Dabei wird auf die Darstellung der jeweiligen Einheit verzichtet<sup>33</sup>.

#### Indizes<sup>34</sup>:

t	:= Zeitindex
f	:= Index für Flüsse im Netzwerk
seas	:= Index für zeitliche Untergliederung (z. B. Sommerwerktag 8.00 - 10.00 Uhr)
sect	:= Index für Sektoren
prod	:= Index für Produzenten
p	:= Index für Prozesse
k	:= Index für Emissionen
u	:= Index für Anlagen
u <sub>c</sub>	:= Index für kontinuierlich betrachtete Anlagen
u <sub>d</sub>	:= Index für einzeln betrachtete Anlagen
p <sub>prod</sub>	:= Index für Prozesse, die dem gleichen Produzenten zugeordnet sind
p <sub>prod,u</sub>	:= Index für Prozesse zum gleichen Produzenten wie Anlage u
p <sub>u</sub>	:= Index für Prozesse zur Anlage u
p <sub>voll</sub>	:= Index der Prozesse, die den Betrieb bei maximalem Wirkungsgrad abbilden
p <sub>u,p</sub>	:= Index der Prozesse zur gleichen Anlage wie der Prozess p
u <sub>c,prod</sub>	:= Index für kontinuierlich betrachtete Anlagen, die dem gleichen Produzenten zugeordnet sind
ein	:= Index für Summe der Flüsse in einen Prozess
aus	:= Index für Summe der Flüsse aus einem Prozess

<sup>32</sup> Die aufgeführten Indizes, Indexmengen, Modellparameter und Variablen stellen nur den zum Verständnis der aufgeführten Gleichungen notwendigen Ausschnitt der im Modell definierten Größen dar.

<sup>33</sup> Aus diesem Grunde wird in den folgenden Ausführungen auf die Darstellung von Umwandlungsfaktoren, bspw. von PJ in GWh, wie sie im Modell berücksichtigt werden, verzichtet.

<sup>34</sup> Wird in einer Ungleichung / in der Zielfunktion der gleiche Index mehrmals benötigt, wird der jeweilige Index mit einem zusätzlichen Strich gekennzeichnet (z. B. prod' in der Zielfunktion).

Indexmengen:

T	:= Perioden
S	:= Zeitintervalle
P	:= Prozesse
U	:= Anlagen
U <sub>c</sub>	:= Kontinuierlich betrachtete Anlagen
U <sub>d</sub>	:= Einzeln betrachtete Anlagen
U <sub>LÄ</sub>	:= Anlagen, für die Laständerungsgeschwindigkeiten zu berücksichtigen sind
U <sub>ML</sub>	:= Anlagen, für die Mindestlasten berücksichtigt werden
U <sub>WR</sub>	:= Anlagen, für die Warmreserven berücksichtigt werden
U <sub>WL</sub>	:= Anlagen, für die ein von der Last abhängiger Wirkungsgrad zu berücksichtigen ist
PROD	:= Produzenten
PROD <sub>1</sub>	:= Produzenten, die weder einen saisonal untergliederten Input aufnehmen noch einen saisonal untergliederten Output produzieren (Typ 1)
PROD <sub>2</sub>	:= Produzenten, die zwar einen saisonal untergliederten Input aufnehmen, aber keinen saisonal untergliederten Output produzieren (Typ 2)
PROD <sub>3</sub>	:= Produzenten, die zwar einen saisonal untergliederten Output produzieren, aber keinen saisonal untergliederten Input aufnehmen (Typ 3)
PROD <sub>4</sub>	:= Produzenten, die saisonal differenzierte Stoff- bzw. Energieflüsse aufnehmen und, da sie keinen Prozess beinhalten, unverändert weiterleiten (Typ 4)
PROD <sub>5</sub>	:= Produzenten, die saisonale Energieflüsse mit unterschiedlichen Lastverläufen aufnehmen und abgeben (Typ 5)
PROD <sub>2,fo</sub>	:= Produzenten des Typs 2, die den Fluss f als Output haben
PROD <sub>2,fi</sub>	:= Produzenten des Typs 2, die den Fluss f als Input haben
PROD <sub>3,fo</sub>	:= Produzenten des Typs 3, die den Fluss f als Output haben
PROD <sub>3,fi</sub>	:= Produzenten des Typs 3, die den Fluss f als Input haben
PROD <sub>5,fo</sub>	:= Produzenten des Typs 5, die den Fluss f als Output haben
PROD <sub>5,fi</sub>	:= Produzenten des Typs 5, die den Fluss f als Input haben
F	:= Flüsse
K	:= Emissionen

Modellparameter

ant	:= Anteil der Nachfrage in einem spezifischen Zeitintervall
D	:= Nachfrage nach Nutzenergie / Stoffen
os	:= Anteil der Kapazität einer Anlage, der für den Betrieb mit maximalem Wirkungsgrad zu erreichen ist
mika	:= Anteil der Kapazität der Anlage, der für den Betrieb der Anlage zu erreichen ist
gs	:= Laständerungsgeschwindigkeit
Cvar	:= Spezifische variable Ausgaben auf Stoff- und Energieflüssen
Cvar <sub>a</sub>	:= Spezifische variable Ausgaben je Aktivitätsniveau
Cfix	:= Spezifische fixe Ausgaben je Anlagenkapazität
Cinv	:= Spezifische über die Annuitätenmethode aufgeteilte Investition
Cnet	:= Netznutzungsentgelt für Stoff- und Energieflüsse
h	:= Stunden
hyear	:= Stunden eines Jahres
days <sub>seas</sub>	:= Anzahl der zu dem entsprechenden Zeitabschnitt seas gehörenden Tage
v	:= Verfügbarkeit
Cp <sub>n</sub>	:= Kapazität der einzeln betrachteten Technologien

$C_{p0}$	:= Noch vorhandene einzeln betrachtete Kapazität einer vor dem Betrachtungszeitraum installierten Anlage
$Cap_0$	:= Noch vorhandene kontinuierlich betrachtete Kapazität einer vor dem Betrachtungszeitraum installierten Anlage
$FLH_{max}$	:= Maximale Volllaststunden einer Anlage
$FLH_{min}$	:= Minimale Volllaststunden einer Anlage
$Labw_{sect}$	:= Maximal zulässiger Lastabwurf in einem Sektor
$\alpha_t$	:= Abzinsungsfaktor (unter Berücksichtigung der Periodenlänge)
$\beta$	:= Umsetzungszahl für Input-Flüsse = Inputanteil von $f$ , falls $f$ Input des Prozesses $p$ ist = 1, falls $f$ Output des Prozesses $p$ ist = 0, sonst
$E_k$	:= Emissionsfaktoren für an Flüsse gekoppelte Emissionen
$E_{max}$	:= jährliche Emissionsobergrenze
$E_{tot,max}$	:= Emissionsobergrenze für den gesamten Betrachtungszeitraum
$\Omega$	:= Kapazitätsbezugszahl des Prozesses $p$
$\delta$	:= Umsetzungszahl für Output-Flüsse = 1/Outputanteil von $f$ , falls $f$ Output des Prozesses $p$ ist = 1, sonst
$\Phi$	:= Verwendung des Flusses = -1/Wirkungsgrad des Prozesses $p$ , falls $f$ Input des Prozesses $p$ ist = 1, falls $f$ Output des Prozesses $p$ ist = 0, sonst

#### positive Variablen

$PL$	:= Aktivitätsniveau
$Cap_n$	:= Noch vorhandene kontinuierlich betrachtete Kapazität einer im Betrachtungszeitraum installierten Anlage
$WRES_u$	:= Zur Verfügung stehende Warmreserve(kapazität) einer Anlage $u$
$X_{ni,f,t,seas}$	:= Energie- / Stofffluss in das Netzwerk <sup>35</sup>
$X_{no,f,t,seas}$	:= Energie- / Stofffluss aus dem Netzwerk

#### ganzzahlige Variablen

$Z$	:= Zahl der im Betrachtungszeitraum neu installierten, noch vorhandenen, einzeln betrachteten Technologien
-----	--

### 3.3.4.4 Zielfunktion

Die Zielfunktion des PERSEUS-IFC Modells (Gl. (3.6)) ist die Minimierung der Summe der diskontierten Ausgaben des betrachteten Energiesystems innerhalb des Betrachtungszeitraums zur Befriedigung des exogen vorgegebenen Nutz- bzw. Endenergie- und Stoffbedarfs.

<sup>35</sup> Lediglich in der Zielfunktion (Gleichung 3.6) wird zwischen in das Netzwerk eingehenden (aus einer sog. Ressourcenkategorie) bzw. aus dem Netzwerk ausgehenden Flüssen (in eine sogenannte Demandkategorie) und Flüssen zwischen zwei Produzenten unterschieden. Im weiteren werden dann in das Netzwerk eingehende bzw. aus dem Netzwerk ausgehende Flüsse als Sonderfall der Flüsse zwischen zwei Produzenten und in den Ungleichungen nicht mehr gesondert betrachtet.

Alle in der Zielfunktion berücksichtigten Ausgaben werden vom 31. Dezember des Jahres, in dem der jeweilige Ausgabenbestandteil anfällt, auf den 1. Januar des ersten Jahres des Betrachtungszeitraumes (Basisjahr) diskontiert. Der Zielfunktionswert ergibt sich aus der Addition der diskontierten Ausgaben für alle berücksichtigten Jahre.

Die in der Zielfunktion berücksichtigten Optimiervariablen sind die Kapazitäten und Aktivitäten<sup>36</sup> der modellierten Energieumwandlungstechnologien sowie die Niveaus der Energie- und Stoffflüsse in das System (Inputflüsse) und innerhalb des Systems (Intermediärflüsse). Um zu Ausgabentermen zu gelangen, werden diese Variablen mit entsprechenden Ausgabenkoeffizienten multipliziert. Bei den Kapazitätsvariablen sind dies die spezifischen Investitionen<sup>37</sup> sowie die spezifischen fixen Ausgabenbestandteile. Den Aktivitäten der Technologien sind variable Ausgabenbestandteile zugeordnet, allerdings ohne die variablen Ausgaben für die Flüsse (z. B. für Inputenergieträger), da diese den Flussvariablen zugeordnet sind.

min

$$\sum_{t \in T} \alpha_t \cdot \left[ \begin{aligned} & \sum_{f \in F} \left[ \sum_{seas \in S} \left[ X_{ni,f,t,seas} \cdot C_{var_{ni,f,t,seas}} + \right. \right. \\ & \left. \left. X_{no,f,t,seas} \cdot (C_{var_{no,f,t,seas}} + C_{net_{no,f,t,seas}}) \right] \right] \\ & + \sum_{seas \in S} \left[ \sum_{prod \in PROD} \sum_{prod' \in PROD} \sum_{f \in F} \left[ X_{prod',prod,f,t,seas} \cdot \right. \right. \\ & \left. \left. C_{var_{prod',prod,f,t,seas}} \right] \right] \\ & + \sum_{p \in P} \left[ PL_{p,t,seas} \cdot C_{var\_a_{p,t,seas}} \right] \\ & + \sum_{u_c \in U} \left[ Cap_{n,u_c,t} \cdot (C_{fix_{u_c,t}} + C_{inv_{u_c,t}}) + Cap_{o,u_c,t} \cdot C_{fix_{u_c,t}} \right] \\ & + \sum_{u_d \in U} \left[ Z_{u_d,t} \cdot Cp_{n,u_d,t} \cdot (C_{fix_{u_d,t}} + C_{inv_{u_d,t}}) + Cp_{o,u_d,t} \cdot C_{fix_{u_d,t}} \right] \end{aligned} \right] \quad (3.6)$$

### 3.3.4.5 Nebenbedingungen

#### 3.3.4.5.1 Deckung der Nachfrage nach Energie- und Stoffflüssen

Die treibende Kraft des PERSEUS-IFC Modells ist die Befriedigung der Nachfrage nach Energie- und Stoffflüssen. Dazu wird mit Hilfe der Nebenbedingung (3.7) sichergestellt, dass

<sup>36</sup> In Zusammenhang mit diesem Begriff wird auf die Aktivitätsanalyse [Koopmans 1951] verwiesen. Die aktivitätsanalytische Fundierung der Energie- und Stoffflussmodellierung wird ausführlich in [Wietschel 2000, S. 100ff.] diskutiert.

<sup>37</sup> Um dem Umstand Rechnung zu tragen, dass die Nutzungsdauer von Anlagen über den Betrachtungszeitraum hinaus reichen kann, wird die Investition unter Anwendung der Annuitätenmethode über die Nutzungsdauer der entsprechenden Anlage aufgeteilt. In der Zielfunktion werden dann lediglich die so bestimmten investitionsabhängigen Ausgaben der Jahre berücksichtigt, die innerhalb des Betrachtungszeitraums liegen.

der Output eines bestimmten Energie- bzw. Stoffflusses zu jedem Zeitpunkt größer oder gleich der exogen vorgegebenen Nachfrage nach diesem Energie- und Stofffluss ist.

$$X_{no,f,t,seas} \geq D_{f,t,seas} \quad \forall f \in F; \forall seas \in S; \forall t \in T \quad (3.7)$$

### 3.3.4.5.2 Bilanzierungsgleichungen

Ein wichtiges Grundgerüst des Energie- und Stoffflussmodells wie PERSEUS-IFC bilden die Bilanzierungsgleichungen, die sicherstellen, dass die Energie- bzw. Stoffbilanz an jedem Knoten des Netzwerks, welches das modellierte Energiesystem repräsentiert, eingehalten wird.

Aufgrund der detaillierten und flexiblen Abbildung des zeitlichen Anfalls der Energie- und Stoffflüsse sowie der Nutzung der Energieumwandlungstechnologien besteht die Notwendigkeit, auf der Ebene der Produzenten, also der Knoten der Netzwerkstruktur, eine Unterscheidung in fünf Typen zu treffen. Diese Typeneinteilung erfordert wiederum die Einführung mehrerer verschiedener Bilanzierungsgleichungen, die alle nach dem in Gleichung (3.8) dargestellten Schema aufgebaut sind.

$$X_{ein,p,f,t,seas} + \left( PL_{p,t,seas} \cdot \Phi_{f,p} \right) \cdot \left( \frac{\beta_{f,p}}{\delta_{f,p}} \right) = X_{aus,p,f,t,seas} \quad (3.8)$$

$$\forall f \in F; \forall p \in P; \forall seas \in S; \forall t \in T$$

Die Unterscheidung der Produzenten richtet sich nach ihrer Funktion, wobei auf der Input- und der Outputseite jeweils zwischen Stoff- und Energieflüssen mit oder ohne saisonale Differenzierung unterschieden wird. Daraus ergibt sich folgende Untergliederung:

- Typ 1: Produzenten, die weder einen saisonal differenzierten Input aufnehmen noch einen saisonal differenzierten Output produzieren.
- Typ 2: Produzenten, die einen saisonal differenzierten Input aufnehmen, aber keinen saisonal differenzierten Output produzieren.
- Typ 3: Produzenten, die einen saisonal nicht differenzierten Input aufnehmen, aber einen saisonal differenzierten Output produzieren.
- Typ 4: Produzenten, die einen saisonal differenzierten Input aufnehmen und, da sie weder Anlage noch Prozess enthalten, die Inputflüsse unverändert weiterleiten.
- Typ 5: Produzenten, die einen saisonal differenzierten Input aufnehmen und durch Umwandlung der entsprechenden Flüsse in den Anlagen bzw. Prozessen des Produzenten einen Output mit einer anderen saisonalen Differenzierung produzieren.<sup>38</sup>

Die Zuordnung der fünf verschiedenen Bilanzierungsgleichungen zu den input- bzw. outputseitigen Flüssen der Produzenten-Typen ist in Tabelle 10 dargestellt.

<sup>38</sup> Zur Veranschaulichung folgende Beispiele unter der Annahme, dass im Modell Kohle, Kohlestaub, Kälte, Elektrizität und Dampf bzw. Wärme mit Lastkurve abgebildet werden: Typ 1: Kohlemühle, Typ 2: Elektromotor, Typ 3: Heizkraftwerk, Typ 4: Hochspannungsleitungen, Typ 5: von verschiedenen Turbinen oder Kesseln gespeiste Dampfsammelschiene (vgl. [Fichtner 1999, S. 76]).



Tabelle 10: Zuordnung der Bilanzierungsgleichungen zu den Produzenten-Typen

Produzenten-Typ	1		2		3		4		5	
	Input	Output	Input	Output	Input	Output	Input	Output	Input	Output
(3.9)	X	X		X						
(3.10)			X				X	X		
(3.11)						X				X
(3.12)					X					
(3.13)									X	

$$\sum_{prod'} X_{prod',prod,f,t} + \sum_{P_{prod}} PL_{p,t} \cdot \Phi_{f,p} \cdot \frac{\beta_{f,p}}{\delta_{f,p}} = \sum_{prod'} X_{prod,prod',f,t} \quad (3.9)$$

$$\forall t \in T; \forall f \in F; \forall prod \in PROD_1; \forall prod \in PROD_{2,fo}$$

$$\sum_{prod'} X_{prod',prod,f,t,seas} + \sum_{P_{prod}} PL_{p,t} \cdot \Phi_{f,p} \cdot \beta_{f,p} \cdot ant_{p,seas} = \sum_{prod'} X_{prod,prod',f,t,seas} \quad (3.10)$$

$$\forall seas \in S; \forall t \in T; \forall f \in F; \forall prod \in PROD_4; \forall prod \in PROD_{2,fi}$$

$$\sum_{P_{prod}} PL_{p,t,seas} \cdot \frac{1}{\delta_{f,p}} = \sum_{prod'} X_{prod,prod',f,t,seas} \quad (3.11)$$

$$\forall seas \in S; \forall t \in T; \forall f \in F; \forall prod \in PROD_{3,fo}$$

$$\sum_{prod'} X_{prod',prod,f,t} + \sum_{P_{prod}} PL_{p,t} \cdot \Phi_{f,p} \cdot \beta_{f,p} = \sum_{prod'} X_{prod,prod',f,t} \quad (3.12)$$

$$\forall t \in T; \forall f \in F; \forall prod \in PROD_{3,fi}; \forall prod \in PROD_{5,fo}$$

$$\sum_{prod'} X_{prod',prod,f,t,seas} = \sum_{p_{prod}} PL_{p,t,seas} \cdot \Phi_{f,p} \cdot \beta_{f,p} \cdot (-1) \quad (3.13)$$

$$\forall seas \in S; \forall t \in T; \forall f \in F; \forall prod \in PROD_{5,fi}$$

### 3.3.4.5.3 Beschränkung von Energie- und Stoffflüssen

Abgesehen von der Festlegung der Nachfrage nach Energie- und Stoffflüssen (siehe Kapitel 3.3.4.5), die durch eine untere Schranke für die entsprechenden Output-Flüsse realisiert wird, können sämtliche im PERSEUS-IFC Modell auftretenden Flüsse sowohl nach oben als auch nach unten beschränkt werden. Auch die Vorgabe eines festen Flussniveaus ist möglich. Diese Beschränkungen können sich dabei zum einen auf die gesamte während eines Jahres anfallende Energie bzw. Stoffmenge beziehen, zum anderen ist es möglich, das Flussniveau in einzelnen Zeitintervallen bzw. Zeitsegmenten<sup>39</sup> zu beschränken. Aufgrund der Tatsache, dass die Flussniveaus Variablen des Optimierproblems sind, ist es nicht notwendig, für die Beschränkung einzelner Flüsse explizit Gleichungen in das Modell zu integrieren. Vielmehr werden direkt die oberen bzw. unteren Schranken oder das Flussniveau der entsprechenden Variablen zugewiesen.

### 3.3.4.5.4 Kapazitätsgleichungen für Energie- und Stoffumwandlungstechnologien

Um zu gewährleisten, dass zu jedem Zeitpunkt genügend Kapazität einer Energie- bzw. Stoffumwandlungstechnologie zur Verfügung steht, um das erforderliche Aktivitätsniveau erfüllen zu können, sind die Kapazitätsgleichungen (3.14) und (3.15) in das PERSEUS-IFC Modell integriert. Da diese Gleichungen für alle Zeitintervalle gelten, wird die Kapazitätsuntergrenze einer Anlage bestimmt durch dasjenige Zeitintervall, in dem die höchste Leistung (als Summe der Leistungen der der Anlage zugehörigen Prozesse) anliegt.

$$(Cap_{o,u_c,t} + Cap_{n,u_c,t}) \cdot v_{u_c} \cdot h_{year} \geq \sum_{p_{u_c}} PL_{t,seas,p_{u_c}} \cdot \left(\frac{h_{year}}{h_{seas}}\right) \cdot \Omega_{p_{u_c}} \quad (3.14)$$

$$\forall seas \in S; \forall u_c \in U_c; \forall t \in T$$

$$(Cp_{o,u_d,t} + Z_{u_d,t} \cdot Cp_{n,u_d,t}) \cdot v_{u_d} \cdot h_{year} \geq \sum_{p_{u_d}} PL_{t,seas,p_{u_d}} \cdot \left(\frac{h_{year}}{h_{seas}}\right) \cdot \Omega_{p_{u_d}} \quad (3.15)$$

$$\forall seas \in S; \forall u_d \in U_d; \forall t \in T$$

<sup>39</sup> Als Zeitsegment wird die Kombination eines Zeitintervalls und einer Periode bezeichnet (Bsp.: Zeitintervall: Sommersonntag von 9:00 bis 11:00 Uhr, Periode: Jahr 2005, entsprechendes Zeitsegment: Sommersonntag von 9:00 bis 11:00 Uhr im Jahr 2005).

### 3.3.4.5.5 Beschränkung der Kapazitäten von Energie- und Stoffumwandlungstechnologien

Aufgrund der Tatsache, dass die Kapazitäten von Energie- und Stoffumwandlungstechnologien Variablen des Optimierproblems von PERSEUS-IFC sind, ist die Vorgehensweise bei der Beschränkung von Anlagenkapazitäten analog zu der bei der Beschränkung von Energie- und Stoffflüssen. Auch in diesem Fall werden obere bzw. untere Schranken oder ein festes Kapazitätsniveau direkt als Vorgabe für die entsprechende Variable definiert. Da die Kapazitätsvariablen im Gegensatz zu den Flussvariablen nicht saisonal differenziert sind, sondern jeweils für eine Periode definiert werden, sind auch die Beschränkungen nur auf Periodenebene möglich.<sup>40</sup>

### 3.3.4.5.6 Beschränkung des Einsatzes von Energie- und Stoffumwandlungstechnologien

Auch die Aktivitätsniveaus der einer Anlage zugeordneten Prozesse stellen Variablen des Optimierproblems dar und könnten dementsprechend unmittelbar beschränkt werden. In der Praxis werden derartige Vorgaben jedoch in der Regel über entsprechende Flussbeschränkungen des Prozessoutputs realisiert. Eine weitere Möglichkeit zur Vorgabe eines minimalen bzw. maximalen jährlichen Aktivitätsniveaus bieten die Volllaststundengleichungen (Gl. (3.16) und (3.17)). In Anlehnung an die in der Energiewirtschaft gebräuchliche Charakterisierung der von einem Kraftwerk geleisteten Jahresarbeit durch die Anzahl an Stunden, die im Volllastbetrieb zur Erreichung dieser Arbeit benötigt worden wären, bieten diese Gleichungen die Möglichkeit, die von einem Prozess im Laufe eines Jahres geleistete Arbeit nach oben und unten zu beschränken.

$$3,6 \cdot 10^{-6} \cdot FLHmax_{u,t} \cdot CAP_{u,t} \leq \sum_{p \in P_u} PL_{p,t} \quad \forall u, t \quad (3.16)$$

$$3,6 \cdot 10^{-6} \cdot FLHmin_{u,t} \cdot CAP_{u,t} \geq \sum_{p \in P_u} PL_{p,t} \quad \forall u, t \quad (3.17)$$

Die Integration von sogenannten Ausschlussgleichungen ermöglicht darüber hinaus, den Betrieb einzelner Anlagen in bestimmten Zeitintervallen oder Zeitsegmenten auszuschließen bzw. nur in ausgewählten Zeitintervallen/-segmenten zuzulassen. Eine wichtige Einsatzmöglichkeit der Ausschlussgleichungen besteht darin, nicht verschiebbare Stillstandszeiten einzelner Anlagen – z. B. für Revisionen – abzubilden. Bei einer ausreichend genauen Unterteilung der Zeitintervalle innerhalb des Jahres bietet das PERSEUS-IFC Modell allerdings auch die Möglichkeit, eine grobe Planung von verschiebbaren Stillstands- bzw. Revisionszeiten im Rahmen der Optimierung zu realisieren.

<sup>40</sup> Bei diskret betrachteten Anlagen, d. h. Anlagen, die nur in Vielfachen einer vorgegebenen Blockgröße installiert werden können, besteht zum einen die Möglichkeit, die Anzahl der Blöcke zu beschränken. Zum anderen können wie bei kontinuierlich betrachteten Kapazitäten absolute Schranken vorgegeben werden, die durch eine ganzzahlige Division durch die Blockgröße in die entsprechende Vorgabe für die ganzzahligen Variablen umgerechnet werden.

### 3.3.4.5.7 Detaillierte Abbildung einzelner Anlagen

Bei der Abbildung von industriellen Energiesystemen ist im Gegensatz zur Modellierung eines größeren regionalen oder nationalen bzw. internationalen Energiesystems eine detailliertere Modellstruktur erforderlich. Die Unterschiede ergeben sich dabei v. a. beim Detaillierungsgrad der Abbildung einzelner Anlagen(-teile) sowie der notwendigen Nebenbedingungen zur Modellierung von Reservekapazitätskonzepten für einzelne Kessel oder Turbinen unter Berücksichtigung der jeweiligen Mindestleistungen und erforderlicher Warmreserve.

#### 3.3.4.5.7.1 Abbildung besonderer Anforderungen an die Ausfallsicherheit betrieblicher Energieversorgungssysteme (Warmreserve)

Die modelltechnische Berücksichtigung der tatsächlich vorhandenen Warmreserve bereits bei der Investitionsplanung ist besonders bei industrieller Eigenerzeugung mit strengen Anforderungen an die Ausfallsicherheit relevant. Abbildung 5 zeigt die zur Beschreibung dieser Planungsaufgabe notwendigen Größen am Beispiel eines typischen industriellen (Teil-)Energiesystems.

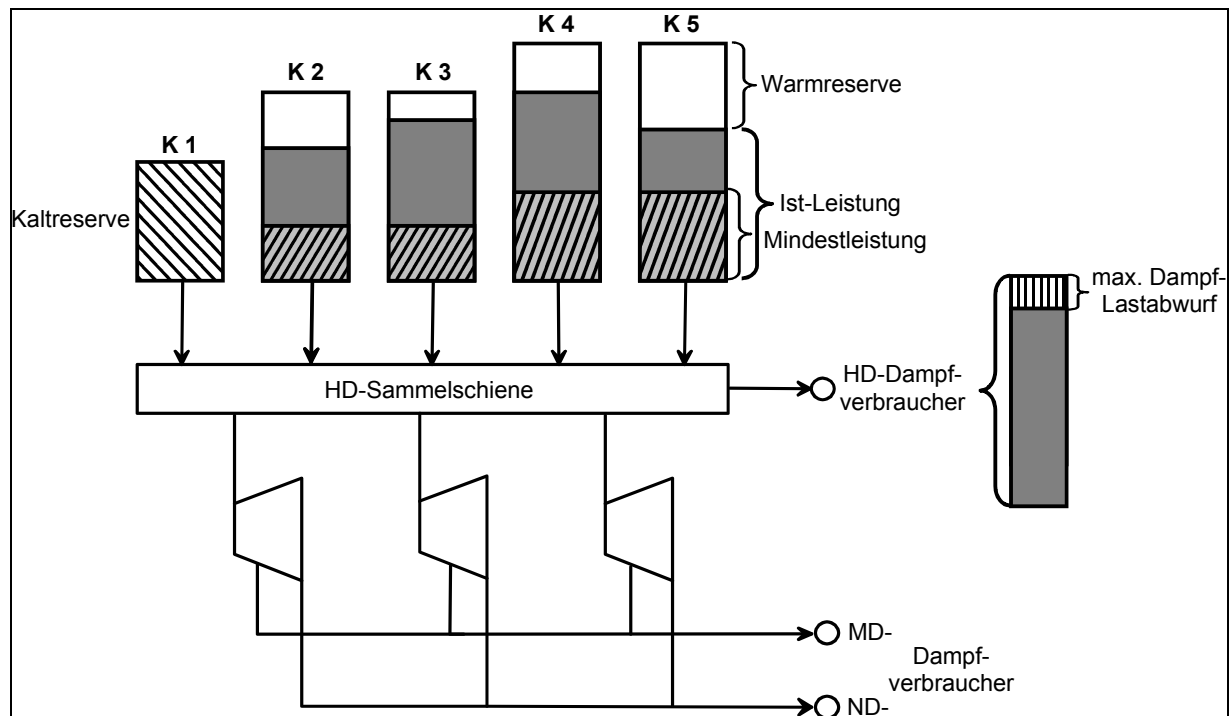


Abbildung 5: Schematische Darstellung wichtiger Größen eines (Teil-) Energiesystems bei besonderen Anforderungen an die Ausfallsicherheit

Dabei muss für diesen Teil des Energiesystems zu jedem Zeitpunkt sichergestellt sein, dass die jeweilige Dampfmenge, die von den Hochdruck-Dampfverbrauchern (HD) benötigt wird, auch bei einem spontanen Ausfall eines Dampferzeugers bereitgestellt werden kann. Die neu in das Modell integrierte Ungleichung (3.18) stellt daher sicher, dass die beim Ausfall eines Kessels wegfallende Leistung kleiner gleich der Summe der restlichen zur Verfügung stehenden Warmreserven und des kontrolliert möglichen Lastabwurfs ist.

für einen beliebigen aber fixierten Sektor  $\text{sect} = \text{sect}^*$  gilt:

$$\frac{\sum_{p_u} (PL_{p_u,t,seas} \cdot \Omega_{p_u})}{h_{seas}} \leq Labw_{sect^*} + \sum_{u' \neq u \cap u' \in U_{WR,sect^*}} WRES_{u',t,seas} \quad (3.18)$$

$$\forall u \in U_{WR,sect^*}, \quad \forall t \in T, \quad \forall seas \in S$$

wobei für fixierte  $t=t^*$  und  $seas=seas^*$  gilt

$$WRES_{u,t} = (Cp_{o,u,t} + Z_{u,t} \cdot Cp_{n,u,t}) - \frac{\sum_{p_u} (PL_{p_u,t,seas} \cdot \Omega_{p_u})}{h_{seas}} \quad \text{falls } \exists PL_{p_u,t^*,seas^*} > 0 \quad (3.19)$$

$$WRES_{u,t} = 0 \quad \text{falls } \forall PL_{p_u,t^*,seas^*} = 0 \quad (3.20)$$

### 3.3.4.5.7.2 Spezielle Gleichungen zur Technologimodellierung

Neben der Berücksichtigung der Anforderungen an die Ausfallsicherheit ist von besonderer Bedeutung die Berücksichtigung einer Mindestlast (als Anteil an der gesamten installierten Leistung einer Anlage), unterhalb derer eine Anlage nicht gefahren werden kann. Zum Beispiel kann ein 500 MW-Steinkohle-Kraftwerk i. d. R. nicht bei einer anliegenden Last von nur 50 MW gefahren werden, sondern erst ab rund 150 MW (Mindestlast). Um zu verhindern, dass Kraftwerke in einzelnen Zeitintervallen mit Lasten unterhalb der Mindestlast eingeplant werden können, ist eine entsprechende Gleichung (Gleichung (3.21)<sup>41</sup>) integriert. Dazu wird ein Anteil der installierten Leistung einer Anlage – z. B. 30 % – spezifiziert, unterhalb dessen ein Betrieb der Anlage nicht möglich ist. Oberhalb der Mindestlast kann jeder Wert bis zur installierten Leistung angenommen werden.

Die modelltechnische Berücksichtigung einer Mindestlast wird mit Hilfe entsprechender binärer Variablen für die Hilfsgröße  $NT$  und die Summe der  $PL$  der Prozesse einer Anlage erreicht.

$$\frac{\sum_{p_{u_c}} (PL_{p_{u_c},t,seas} \cdot \Omega_{p_{u_c}})}{h_{seas}} + \frac{NT_{u_c,t,seas}}{h_{seas}} \geq (Cap_{o,u_c,t} + Cap_{n,u_c,t}) \cdot mika_{u_c} \quad (3.21)$$

$$\forall u_c \in U_{c,ML}, \quad \forall t \in T, \quad \forall seas \in S$$

wobei für fixierte  $t=t^*$  und  $seas=seas^*$  gilt

$$NT_{u_c,t^*,seas^*} = 0 \quad \text{falls } \exists PL_{p_{u_c},t^*,seas^*} > 0, \quad (3.22)$$

$$NT_{u_c,t^*,seas^*} > 0 \quad \text{falls } \forall PL_{p_{u_c},t^*,seas^*} = 0. \quad (3.23)$$

Um Wirkungsgradverlusten, die bei einem Teillastbetrieb von Anlagen auftreten, Rechnung tragen zu können, sind in PERSEUS-IFC Gleichungen integriert, die eine Approximation der

<sup>41</sup> Der Lesbarkeit wegen ist nur die Gleichung für kontinuierlich betrachtete Anlagen aufgeführt.

Last-Wirkungsgrad-Kurve durch eine stückweise lineare Funktion erlauben. Dabei ist für jedes Stück dieser Kurve eine spezielle Gleichung notwendig. Beispielhaft ist in Gleichung (3.24) die Beschränkung des Betriebes bei Volllast-Wirkungsgrad auf den Bereich oberhalb einer vorgegebenen Last dargestellt. Entsprechend der Vorgehensweise zur Berücksichtigung der Mindestlast werden auch für die Ungleichungen zur Nachbildung eines lastabhängigen Wirkungsgrades binäre Variablen - für die kontinuierliche Hilfsvariable  $NV$  und die Summe der  $PL$  der Prozesse einer Anlage eingeführt.

$$\frac{\sum_{p_{voll,u_c}} \left( PL_{p_{voll,u_c},t,seas} \cdot \Omega_{p_{u_c}} \right)}{h_{seas}} + \frac{NV_{u_c,t,seas}}{h_{seas}} \geq \left( Cap_{o,u_c,t} + Cap_{n,u_c,t} \right) \cdot os_u \quad (3.24)$$

$$\forall u_c \in U_{c,WL}, \quad \forall t \in T, \quad \forall seas \in S$$

wobei für fixierte  $t=t^*$  und  $seas=seas^*$  gilt

$$NV_{u_c,t^*,seas^*} = 0 \text{ falls } \exists PL_{p_{voll,u_c},t^*,seas^*} > 0, \quad (3.25)$$

$$NV_{u_c,t^*,seas^*} > 0 \text{ falls } \forall PL_{p_{voll,u_c},t^*,seas^*} = 0. \quad (3.26)$$

### 3.3.4.5.7.3 Abbildung verschiedener Betriebsweisen von Turbinen

Das PERSEUS-IFC Modell bietet die Möglichkeit, verschiedene Betriebsweisen von Turbinen abzubilden. Dies ist insbesondere für die Modellierung von Entnahme- und Anzapfkondensationsturbinen, die in Kraft-Wärme-Kopplung betrieben werden, von Bedeutung. Durch die Vorgabe mehrerer Prozesse, die einer Anlage zugeordnet werden, können unterschiedliche Betriebsarten wie reine Elektrizitätsproduktion oder maximale Wärmeauskopplung adäquat nachgebildet werden. Eine detaillierte Beschreibung der Vorgehensweise bei der Modellierung der in Frage kommenden Betriebsarten verschiedener Turbinentypen findet sich in [Fichtner 1999, S. 83f.].

### 3.3.4.5.7.4 Modellierung von Laständerungsgeschwindigkeiten

Aufgrund des Umstandes, dass die reale Lastkurve durch die flexible Einteilung der Zeitintervalle im Modell recht genau nachgebildet werden kann, ist es nicht notwendig, eine exogene Klassifizierung von Kraftwerkstechnologien in Anlagen für den Grund-, Mittel- und Spitzenlastbetrieb vorzunehmen. Die Einlastung der verschiedenen Kraftwerkstechnologien erfolgt im PERSEUS-IFC Modell auf Basis der verschiedenen technischen und wirtschaftlichen Parameter wie Laständerungsgeschwindigkeiten, variable Ausgaben und Brennstoffausgaben. Falls bei der Modellierung eines Energiesystems erforderlich, kann die Vorgabe von maximalen Laständerungsgeschwindigkeiten<sup>42</sup> durch die Gleichungen (3.27) und (3.28) realisiert werden.

<sup>42</sup> Angegeben als Anteil der Nennleistung, um den die Last innerhalb einer Stunde geändert werden kann.

$$\begin{aligned}
& \left( (Cap_{o,u_c,t} + Cap_{n,u_c,t}) \cdot gs_{u_c} \cdot 0,5 \cdot \left( \frac{h_{seas}}{days_{seas}} + \frac{h_{(seas+1)}}{days_{(seas+1)}} \right) \right) \\
& + \frac{\sum_{P_{u_c}} (PL_{P_{u_c},t,seas} \cdot \Omega_{P_{u_c}})}{h_{seas}} \geq \frac{\sum_{P_{u_c}} (PL_{P_{u_c},t,(seas+1)} \cdot \Omega_{P_{u_c}})}{h_{(seas+1)}} \\
& \forall u_c \in U_{c,L\bar{A}}, \quad \forall t \in T, \quad \forall seas \in S
\end{aligned} \tag{3.27}$$

$$\begin{aligned}
& - \left( (Cap_{o,u_c,t} + Cap_{n,u_c,t}) \cdot gs_{u_c} \cdot 0,5 \cdot \left( \frac{h_{seas}}{days_{seas}} + \frac{h_{(seas+1)}}{days_{(seas+1)}} \right) \right) \\
& + \frac{\sum_{P_{u_c}} (PL_{P_{u_c},t,seas} \cdot \Omega_{P_{u_c}})}{h_{seas}} \leq \frac{\sum_{P_{u_c}} (PL_{P_{u_c},t,(seas+1)} \cdot \Omega_{P_{u_c}})}{h_{(seas+1)}} \\
& \forall u_c \in U_{c,L\bar{A}}, \quad \forall t \in T, \quad \forall seas \in S
\end{aligned} \tag{3.28}$$

### 3.3.4.5.8 Spezielle Gleichungen zur Modellierung von Bezugsverträgen

Wird das PERSEUS-IFC Modell eingesetzt, um das Energiesystem von Unternehmen mit relativ geringem Anteil an eigen erzeugtem Strom abzubilden, so gewinnt die realitätsgetreue Abbildung des Elektrizitäts- bzw. Wärmebezugs von einem EVU bzw. einem anderen Unternehmen stark an Bedeutung. In diesem Bereich bietet die flexible Einteilung in Zeitintervalle die Möglichkeit, auch komplexe Konstellationen in existierenden Bezugsverträgen nachzubilden, wobei in bestimmten Fällen ganzzahlige bzw. binäre Variablen verwendet werden müssen.<sup>43</sup>

So können für die modellierten Bezugsverträge bzw. –bänder Mindestabnahmeverpflichtungen oder Höchstabnahmeschranken sowohl auf Arbeits- als auch auf Leistungsebene vorgegeben werden. Für diese Vorgaben sind auch Kopplungen an Kennzahlen aus den Vorperioden möglich, wie z. B. die aufgetretene Höchstlast im Netzgebiet oder die gesamte abgenommene Arbeit im Vorjahr. Darüber hinaus ist es möglich, die Vorgaben für verschiedene Bezugsbänder miteinander zu koppeln, etwa für den Fall, dass sich die zu bestellende Reserveleistung an der bestellten Leistung in anderen Bezugsbändern orientiert. Weiterhin kann die Nutzung bestimmter Bänder an Bedingungen für andere Bänder geknüpft werden, z. B. falls der Bezug aus Mittel- bzw. Spitzenlastbändern erst bei voller Nutzung der bestellten Leistung eines Grundlastbandes möglich ist. Auch die zeitliche Beschränkung der Nutzung bestimmter Bezugsbänder, beispielsweise beim Spitzenlastbezug, kann abgebildet werden.

<sup>43</sup> Vgl. hierzu auch [Fichtner 1999, S. 79f].

### 3.3.4.5.9 Abbildung umweltrelevanter Vorgaben

Im PERSEUS-IFC Modell können Emissionsfaktoren für eine beliebige Anzahl von Schadstoffen, Treibhausgasen etc. berücksichtigt werden. Dabei können Emissionsfaktoren sowohl Energie- bzw. Stoffumwandlungstechnologien als auch Energie- bzw. Stoffflüssen zugeordnet werden.

Neben der Bilanzierung der Emissionen bietet das Modell die Möglichkeit, verschiedene Beschränkungen als Nebenbedingungen einzuführen, um umweltrelevante Zielsetzungen bei der Analyse von Energiesystemen berücksichtigen zu können. Zum einen lassen sich die gesamten Emissionen jedes abgebildeten Schadstoffes/Treibhausgases einzeln beschränken. Die entsprechende Nebenbedingung ist in Gleichung (3.29) dargestellt.

Zum anderen können die Emissionen einzelner Anlagen (z. B. Kraftwerke oder Kraftwerkskomponenten) oder bestimmter Flüsse beschränkt werden [Lüth 1997]. Auch die Beschränkung der Emissionen einer Gruppe von Anlagen oder Flüssen ist möglich.

$$\sum_{seas \in S} \left[ \begin{array}{l} \sum_{f \in F} X_{ni,f,t,seas} \cdot E_k + \sum_{p \in P} X_{aus,p,k,t,seas} \\ - \sum_{p \in P} X_{ein,p,k,t,seas} + \sum_{f \in F} \sum_{p \in P} \sum_{p' \in P} X_{p',p,f,t,seas} \cdot E_k \\ + \sum_{f \in F} X_{no,f,t,seas} \cdot E_k \end{array} \right] \leq E_{max,k,t} \quad (3.29)$$

$$\forall k \in K; \forall t \in T$$

Weitere Möglichkeiten, verschiedene Schadstoffe bzw. Treibhausgase unter Verwendung von Gewichtungsfaktoren zu summieren und die gewichtete Summe zu beschränken, um bspw. im Rahmen der Bestimmung von Treibhausgasemissionsminderungsstrategien alle im Modell integrierten Treibhausgase über die sogenannten Global Warming Potenzial (GWP) Faktoren gemäss ihrer Klimawirksamkeit auf das bedeutendste Treibhausgas CO<sub>2</sub> zu beziehen, werden in [Ardone 1999] aufgezeigt. Neben der Vorgabe von Emissionsbeschränkungen bietet das PERSEUS-IFC Modell auch die Möglichkeit, umweltrelevanten Auswirkungen der abgebildeten Energie- und Stoffumwandlungsprozesse über die Internalisierung der externen Kosten von Schadstoff- bzw. Treibhausgasemissionen und des Ressourcenverbrauchs Rechnung zu tragen. Dazu werden die entsprechenden externen Kosten als zusätzliche Ausgabe in die Zielfunktion der Optimierung miteinbezogen. Da derzeit allerdings kein Konsens über die angemessene Höhe externer Kosten besteht<sup>44</sup>, wird diese Vorgehensweise eher selten eingesetzt.

<sup>44</sup> Vgl. u. a. [Edison 1994], [CEC 1995].



### 3.3.5 Kritische Würdigung und Einordnung von PERSEUS-IFC für die Investitions- und Produktionsprogrammplanung einer betriebsübergreifenden Energieversorgung

Die grundsätzliche Eignung von optimierenden Energie- und Stoffflussmodellen wie der PERSEUS-Modellfamilie für die Abbildung komplexer Energiesysteme hat sich bereits in einer Vielzahl von Studien<sup>45</sup> erwiesen. In [Wietschel 2000, S. 213ff.] werden optimierende Energie- und Stoffflussmodelle für die Entscheidungsunterstützung von langfristigen Planungsaufgaben in die Theorie der Produktionsplanung eingeordnet. Die Modelle fallen aufgrund ihrer Ausrichtung auf die Investitions- und Produktionsprogrammplanung<sup>46</sup> in die Klasse der Integrationsmodelle<sup>47</sup>. Im Gegensatz zu den Kapitalwertmodellen, bei denen das Produktionsprogramm ex ante festgelegt werden muss, ist die Ableitung eines optimalen Produktionsprogramms bei Integrationsmodellen Bestandteil der Optimierung.<sup>48</sup>

Die Sinnhaftigkeit der Übertragung dieser Ansätze aus ihrem bisherigen Haupteinsatzgebiet, der Politikunterstützung,<sup>49</sup> auf den Bereich der strategischen Planung von EVU ist bereits in [Fichtner 1999] aufgezeigt sowie durch verschiedene Praxisanwendungen<sup>50</sup> belegt. Im Rahmen dieser Arbeit werden solche Ansätze erstmalig auf betriebsübergreifende Energieversorgungssysteme übertragen. Dabei existieren verschiedene Ansatzpunkte für eine kritische Würdigung des Ansatzes, auf die in den beiden folgenden Kapiteln näher eingegangen wird.

#### 3.3.5.1 Gemischt-ganzzahlige lineare Programmierung

Der Vorteil, der dem Modell zugrunde liegenden Methodik der gemischt-ganzzahligen linearen Optimierung, liegt vor allem darin begründet, dass für solche Modelle zur Bestimmung der relaxierten linearen Lösung mit den verschiedenen Varianten des Simplex-Verfahrens exakte Lösungsverfahren verfügbar sind. Diese gewährleisten, falls das relaxierte Optimierproblem lösbar ist, die Identifikation der optimalen Lösung. Dies erleichtert dann auch wesentlich die Lösungsfindung des gemischt-ganzzahligen Problems. Des Weiteren können durch eine stückweise Linearisierung auch nicht-lineare Zusammenhänge hinreichend genau nachgebildet werden, so dass grundsätzlich alle relevanten Aspekte modelliert werden können, ohne dass von den mit der Linearisierung verbundenen Vereinfachungen bei der Darstellung negativen Auswirkungen auf die Ergebnisqualität ausgehen.

Ein Problem der (gemischt-ganzzahligen) linearen Programmierung besteht darin, dass sogenannte Bang-Bang-Effekte auftreten können. Diese Bang-Bang Effekte beschreiben den

---

<sup>45</sup> Vgl. hierzu auch Kapitel 3.3.3.

<sup>46</sup> Die Notwendigkeit einer kombinierten Investitions- und Produktionsprogrammplanung bei der Entscheidungsunterstützung wird in Kapitel 3.3.1 hergeleitet.

<sup>47</sup> Vgl. [Betge 1995, S. 133] und [Jaob et al. 1994, S. 55].

<sup>48</sup> In [Götze et al. 1995, S. 174ff.] und [Blohm et al. 1988, S. 180] werden diese Ansätze als Modelle zur simultanen Investitions- und Produktions(programm)planung bezeichnet. Dort finden sich auch Beschreibungen einiger klassischer Ansätze dieser Art.

<sup>49</sup> Eine umfassende Kritik zu wichtigen Aspekten technologieorientierter Modelle, insbesondere nationaler und regionaler Energie- und Stoffflussmodelle, wird beispielsweise in [Jochem 1997], [IPCC 1996], [Welsch 1996, S. 8 ff.], [Hourcade et al. 1996] und [UNEP 1992, S. 32 ff.] formuliert.

<sup>50</sup> Vgl. Kapitel 3.3.3.1. In [Wietschel 2000, S. 185ff.] wird die grundsätzliche Anwendbarkeit der PERSEUS-Methodik für die strategische Planung von Gasversorgungsunternehmen gezeigt.

Umstand, dass bei substituierbaren Optionen stets die Option, die einen – wenn auch nur minimalen – Vorteil in Bezug auf den Beitrag zum Zielfunktionswert gegenüber den alternativen Optionen aufweist, voll ausgeschöpft wird, d. h. bis zu eventuell vorhandenen Restriktionen, die das Potenzial der „besten“ Option beschränken. Erst nachdem dieses Potenzial voll ausgenutzt ist, wird die unter dem Kriterium des Beitrages zur Zielfunktion nächstbeste Option eingesetzt. Ergibt sich jedoch durch veränderte Eingangsdaten eine Situation, in der eine alternative Option einen minimalen Vorteil in Bezug auf das Zielfunktionskriterium aufweist, schlägt das Ergebnis vollständig zu Gunsten dieser Option um.

Für den hier vorliegenden Anwendungsfall der Analyse betriebsübergreifender Energieversorgungsstrategien bedeutet das, dass sich nach dem Auslaufen bestehender Kapazitäten unter Umständen ein Anlagenpark ergibt, der von einer einzigen Energieumwandlungstechnologie bzw. von einer einzigen „Versorgungsstrategie“ dominiert wird.<sup>51</sup> Ein solches Ergebnis wird der Forderung nach praxistgerechter Entscheidungsunterstützung bei der Entwicklung von Strategien für die zukünftige Gestaltung des Energiesystems nur eingeschränkt gerecht, da ein Unternehmen i. d. R. bei der Entscheidung über die Struktur des Kraftwerksparks nicht nur auf eine einzige Versorgungsstrategie bauen wird. Dies gilt insbesondere aufgrund der mit derartigen Investitionsentscheidungen verbundenen hohen Investitionssummen, die dazu führen, dass einmal getroffene Entscheidungen, die sich zu einem späteren Zeitpunkt aufgrund geänderter Rahmenbedingungen als Fehlentscheidung erweisen, nur unter Inkaufnahme von hohen Verlusten in Form von „stranded investments“ zu revidieren sind. Eine solche Änderung der Rahmenbedingungen kann z. B. in einer Entwicklung der Primärenergieträgerpreise oder weiteren energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen bestehen, die sich stark von der zum Planungszeitpunkt angenommenen Entwicklung unterscheidet und die dazu führt, dass die gewählte Strategie im Vergleich zu einer Versorgung, die alternative Zubauoptionen realisiert bzw. Primärenergieträger einsetzt, nicht mehr konkurrenzfähig ist.

Praxistgerechter und den Präferenzen von Entscheidungsträgern angemessener sind Strategien, bei denen ein auf mehreren verschiedenen Primärenergieträgern und Energieumwandlungstechnologien basierendes Energiesystem entworfen wird. Im PERSEUS-IFC Modell sind daher mehrere Möglichkeiten integriert, um diesen Anforderungen der Praxis Rechnung zu tragen und den beschriebenen Schwachpunkt der Methodik zumindest abzumildern.

Zum einen wird es durch die Möglichkeiten des PERSEUS-IFC Modells zur detaillierten Abbildung wichtiger technischer Implikationen wie die Berücksichtigung von Reservekapazitäten<sup>52</sup> oder typischen Lastkurven im Gegensatz zu Modellen, die solche Effekte nur sehr aggregiert abbilden, seltener zu Situationen kommen, in denen einige wenige Kraftwerke bzw. Technologien den gesamten Kraftwerkspark dominieren. Dadurch ergibt sich bei Einsatz des PERSEUS-IFC Modells i. d. R. ein Anlagenpark, der stärker diversifiziert ist, weniger Anlagen vorzeitig stilllegt und ausreichend entsprechende Kapazitäten zur Sicherstellung der Warmreserve bereithält, als dies bei anderen Modellen der Fall ist.

Die zweite Möglichkeit, den unerwünschten Auswirkungen des Bang-Bang-Effektes entgegenzuwirken, besteht darin, über entsprechende Restriktionen den Einsatz bzw. Anteil von

---

<sup>51</sup> So kann sich je nach angenommenen Randbedingungen eine Energieversorgungsstrategie ergeben, die bspw. einseitig entweder auf Eigenerzeugung bzw. Fremdbezug setzt oder einseitig betriebsinterne bzw. betriebsübergreifende Lösungen präferiert.

<sup>52</sup> Siehe Kapitel 3.3.4.5.7.1.

Energieumwandlungstechnologien und Primärenergieträgern so zu beschränken, dass sich keine Energiesysteme ergeben können, die durch einzelne Technologien oder Energieträger dominiert werden. Der Nachteil einer solchen Vorgehensweise besteht darin, dass durch die Vorgaben die Optimierspielräume für das Modell eingeschränkt werden und somit die Wahl der Restriktionen zu einem gewissen Grad bereits die Ergebnisse determiniert.

Die dritte Alternative setzt bei der Integration der Unsicherheit der zukünftigen Entwicklung an, die letztlich der Grund dafür ist, dass in der Praxis ein Energiesystem auf unterschiedlichen Technologien aufbaut<sup>53</sup>. Unsicherheiten können im Rahmen einer stochastischen Programmierung in lineare Modelle integriert werden (siehe z. B. [Göbel 2001]). Ein grundlegendes Problem hierbei ist, dass zur Abbildung der Unsicherheiten entsprechende Parameter, wie Standardabweichung, Erwartungswert oder Risikopräferenzen, quantifiziert werden müssen. Die Bestimmung dieser Werte ist für einzelne Akteure noch möglich, erscheint aber für eine gesamte Region aufgrund stark unterschiedlicher Einschätzungen der einzelnen Akteure dieser Region nicht mehr realisierbar. Damit ist die Entwicklung eines validen stochastischen Optimiermodells zur Analyse betriebsübergreifender Energieversorgungsstrategien kaum möglich. Ein weiteres Problem bei der stochastischen Erweiterung gemischt-ganzzahliger linearer Modelle besteht darin, dass insbesondere bei der mehrstufigen stochastischen Programmierung sich durch die zusätzlichen Verzweigungen des Entscheidungsbaumes recht große Optimierprobleme ergeben können, die nur noch schwer lösbar sind.

Grundsätzlich kann mit Hilfe der dargestellten Alternativen die technologische Diversifikation der Ergebnisse der Energiesystemanalyse unterstützt werden. Allerdings wird das grundlegende Problem der linearen Optimierung, dass die identifizierten Ergebnisse sehr stark auf einzelnen Optionen basieren, damit nicht vollständig vermieden. Diesem Umstand ist bei der Ergebnisinterpretation dahingehend Rechnung zu tragen, dass die Modellergebnisse als Richtungsvorgaben für die zukünftige Entwicklung der untersuchten betriebsübergreifenden Energieversorgungsstruktur unter den jeweiligen Rahmenbedingungen zu verstehen sind. Im Rahmen von Szenarioanalysen kann durch die vergleichende Auswertung der Modellergebnisse für unterschiedliche Rahmenannahmen eine belastbare Zukunftsstrategie für ein regionales Energiesystem entwickelt werden.

### 3.3.5.2 *Einzelwirtschaftliche Sichtweise*

Das entwickelte Modell zur simultanen Investitions- und Produktionsplanung der Energieversorgung benachbarter Unternehmen erlaubt die Identifikation optimaler Versorgungsstrategien. Hierzu wird eine spezielle Sichtweise eines neutralen Beobachters eingenommen, der „von oben“ auf das Gesamtsystem der Energieversorgung mehrerer Unternehmen blickt. Bei dieser besonderen Art der Betrachtung kann es einerseits gelingen, durch das Ausnutzen von Synergieeffekten betriebsübergreifende Optimallösungen zu finden. Andererseits müssen vereinfachend einheitliche Rahmenannahmen und Bewertungskriterien getroffen werden, damit eine solche Betrachtungsweise funktioniert. Unternehmen der produzierenden Industrie betrachten die Energieversorgung i. d. R. nicht als ihr Kerngeschäftsfeld, sondern fordern, dass die Energie als notwendiger Produktionsfaktor mit möglichst geringen Ausgaben bereit-

---

<sup>53</sup> Durch die Nutzung unterschiedlicher Technologien sollen die Auswirkungen der verschiedenen für die Zukunft möglichen Entwicklungen abgedeckt werden. Ziel dabei ist es, die finanziellen Auswirkungen einer Fehlentscheidung möglichst gering zu halten.

gestellt werden kann. Daher stellt die Ausgabenminimierung eine adäquate Optimiergröße dar, die somit als einheitliches Kriterium für alle Unternehmen verwendet werden kann. Bei Unterstellung eines vollkommenen Kapitalmarkts und gleichzeitiger Annahme völliger Sicherheit der zukünftigen Entwicklung ist die Investition von der Finanzierung trennbar. Im für alle potenziellen Investoren gültigen Optimum sind die Rendite des Investitionsprogramms, der jeweils subjektive Grenznutzen und der existierende Grenznutzen gleich groß, so dass der Marktzins den zur Bewertung einer Investition notwendige Kalkulationszins darstellt. Die Annahme eines vollkommenen Kapitalmarkts reduziert somit die Entscheidung über mögliche Investitionsalternativen auf die Analyse des Kapitalwerts der jeweiligen Investition, wobei das Investitionsprojekt mit dem größten Kapitalwert gewählt werden sollte.

Trotz dieser einheitlicher Kriterien und Annahmen müssen wichtige unternehmensspezifische Gesichtspunkte wie unterschiedliche Energiepreise<sup>54</sup> und Subventionen<sup>55</sup> adäquat berücksichtigt werden. Die Besteuerung des Verbrauchs bestimmter Energieformen durch die sog. Ökosteuern muss dabei ebenso berücksichtigt werden, da es bei der Festsetzung des jeweiligen Steuersatzes verschiedene (Ausnahme-)Regelungen<sup>56</sup> zu beachten sind. Weitere Steuern insbesondere gewinn- bzw. ertragsabhängige Unternehmenssteuern<sup>57</sup> werden dagegen nicht berücksichtigt. Dies liegt v. a. darin begründet, dass diese Steuern i. d. R. aus den Aktivitäten des sog. Kerngeschäfts resultieren und nicht aus der hier betrachteten Energiebereitstellung. Für eine ausführlichere Betrachtung der Auswirkungen der Integration von Steuern in ein Energiesystemmodell sei bspw. auf [Wietschel 2000, S. 176ff.] verwiesen. Demnach hat eine vollständige Berücksichtigung von Steuern neben der Größe der Auszahlungen auch einen Einfluss auf die Rendite bzw. den Kalkulationszins. „Bevor jedoch derart weitreichende Modellerweiterungen vorgenommen werden, die die Modellkomplexität wesentlich erhöhen, ist vorab die Frage nach der Praktikabilität sowie dem zusätzlichen Erkenntnisgewinn zu beantworten“ ([Wietschel 2000, S. 180).

Wie bei allen techno-ökonomischen Modellen wird ein rationales Verhalten der betrachteten Akteure, im vorliegenden Fall der beteiligten Unternehmen, unterstellt. Dies bedeutet, dass alle Optionen, die mit Hilfe betriebswirtschaftlicher Kriterien positiv bewertet werden, realisiert werden sollten. Die Realität zeigt allerdings, dass nicht alles, was unter rein ökonomischen Gesichtspunkten realisiert werden sollte, auch tatsächlich umgesetzt wird. Eine entsprechende Integration solcher nicht-monetären Faktoren/Präferenzen ist nur sehr schwer möglich.

Im Gegensatz zur hier unterstellten Sichtweise der betroffenen Akteure, kann der in vielen regionalen oder nationalen Modellen verwendete normative Ansatz zu anderen Ergebnissen führen. Dieser normative geprägte Ansatz geht von einer eher gesamtwirtschaftlichen Beurteilung der Maßnahmen aus und berücksichtigt bspw. nicht die existierenden gesetzlichen Rahmenbedingungen, da es eine Aufgabe dieses Ansatzes ist, diese an den erhaltenen Ergebnissen auszurichten.

---

<sup>54</sup> So ist bspw. ein Teil des Gesamtpreises für die Stromversorgung, der Durchleitungspreis, abhängig von der jeweiligen Abnahmemenge und vom Spannungsniveau.

<sup>55</sup> Bspw. die Berücksichtigung der anlagenspezifischen Förderung der KWK.

<sup>56</sup> Bspw. reduzierte Steuersätze für das produzierende Gewerbe oder für Anlagen, die bestimmte Umwandlungswirkungsgrade haben.

<sup>57</sup> Z.B. Einkommenssteuer, Körperschaftsteuer oder Gewerbesteuer.

## 3.4 Problematik der Aufteilung der Kosten und Erlöse bei Gemeinschaftsanlagen mit Kuppelproduktion

### 3.4.1 Einleitung

Die Kooperation mehrerer benachbarter Industrieunternehmen mit dem Ziel der gemeinsamen [Optimierung der] Energieversorgung weist typische Eigenschaften von Vorhaben auf, bei denen versucht wird, eine Kostenreduzierung durch betriebsübergreifende Investitionsprojekte zu erzielen. Nach [Curiel 1997, S. vii] sind bei solchen Kooperationen zwei wesentliche Fragestellungen zu beantworten. Zum einen wie ein solches Projekt in optimaler Weise realisiert werden kann, zum anderen wie die Kosten oder Erlöse auf die Kooperationspartner aufzuteilen sind.<sup>58</sup> Überträgt man diese Überlegungen auf das konkrete Beispiel der Untersuchung betriebsübergreifender Energieversorgungsstrategien, so entspricht das erste Problem der Frage, wie ein betrachtetes Gesamtsystem der Energieversorgung mehrerer Unternehmen ausgabenminimal auszugestalten ist. Diese Frage kann mit Hilfe der in Kapitel 3.3 vorgestellten Methode der Optimierung dieses Energiesystems mit PERSEUS-IFC beantwortet werden.<sup>59</sup> Dadurch wird zunächst einmal aber nur sichergestellt, dass ein betriebsübergreifendes Optimum gefunden werden kann. Dieses Gesamtoptimum kann jedoch zu Lösungen führen, die aus der Sicht eines einzelnen Unternehmens eine suboptimale Situation oder gar eine Verschlechterung gegenüber der Ausgangssituation darstellen.

Aus diesem Grund haben solche Kooperationsvorhaben nur dann eine Chance, realisiert zu werden, wenn bei der Ausgestaltung gewisse Regeln einer „freiwilligen Kooperation“ berücksichtigt werden. Ein wichtiger Punkt hierbei ist die Frage der Aufteilung der bei solchen betriebsübergreifenden Kooperationen anfallenden Erlöse / Kosten bzw. Gewinne / Verluste auf die einzelnen Unternehmen. Grundsätzlich gilt, dass ein Kooperationsvorhaben nur dann realisierbar und langfristig stabil ist, wenn alle beteiligten Unternehmen die Rahmenbedingungen und die Ausgestaltung des Vorhabens uneingeschränkt akzeptieren. Hierzu sind die drei folgenden Punkte zu beachten:

1. Jedes beteiligte Unternehmen kann durch die Kooperation seine (Energieversorgungs-) Kosten reduzieren und erlangt somit einen Vorteil aus der Kooperation.
2. Die Rahmenbedingungen und die Ausgestaltung der Kooperation werden von allen beteiligten Unternehmen als sinnvoll, nachvollziehbar und gerecht erachtet.
3. Keines der beteiligten Unternehmen besitzt einen Anreiz, aus der Kooperation auszuscheren, um eventuell im Alleingang oder mit anderen Unternehmen zusammen ein ähnliches Vorhaben zu realisieren und so seine Energieversorgungskosten weiter reduzieren zu können.

---

<sup>58</sup> Ein vieldiskutiertes Beispiel solcher Kooperationen stellt das Supply Chain Management (SCM) dar, wo nach [Busch et al. 2002, S. 3] u. a. „...eine globale Optimierung innerhalb von Unternehmensverbänden...“, im Vordergrund steht. Nach [Stommel et al. 2002] besteht jedoch eine wesentliche Hürde des unternehmensübergreifenden SCM „...in der Verteilung von Kosten und Nutzen im Supply Network...“ sowie die „...mangelnde Bereitschaft zur Diskussion und Evaluierung des Cost-Benefit-Sharings...“.

<sup>59</sup> Das davor zu lösende Problem, welche technischen Investitionsoptionen überhaupt existieren, kann mit Hilfe der in Kapitel 3.2 vorgestellten Vorgehensweise bearbeitet werden.

Die beiden ersten Punkte sind direkt einsichtig. Der dritte Punkt zeigt jedoch, dass die Sicherstellung eines Gewinns<sup>60</sup> für alle beteiligten Unternehmen nur eine notwendige Bedingung darstellt. Soll ein Vorhaben auf Basis freiwilliger Kooperation realisiert werden, reicht es nicht aus, nur sicher zu stellen, dass sich alle beteiligten Unternehmen durch die Realisierung besser stellen können als ohne. Zusätzlich müssen, wie im dritten Punkt angeführt, auch „strategische“ Gesichtspunkte beachtet werden, damit eine Kooperation langfristig stabil ist.

Die Aufteilung der durch das Betreiben einer energietechnischen Gemeinschaftsanlage entstehenden Kosten auf die von den Unternehmen bezogenen Produkte<sup>61</sup> und somit die Aufteilung des Gewinns auf die an der Kooperation beteiligten Unternehmen stellt eine noch zu lösende Aufgabe dar. Diese Aufteilung kann sich als schwierig und sensibel herausstellen, insbesondere wenn eine Kuppelproduktion vorliegt oder die beteiligten Unternehmen unterschiedliche Abnahmestrukturen<sup>62</sup> besitzen.

Daher werden im Abschnitt 3.4.2 zunächst die in der Betriebswirtschaftslehre existierenden „klassischen“ Verfahren vorgestellt und auf ihre Anwendbarkeit im Energiebereich untersucht. Aufgrund der Tatsache, dass die Kooperationspartner meist unterschiedliche Abnahmestrukturen besitzen, ist ein faires und transparentes Verfahren anzuwenden, um diesbezügliche Konfliktsituationen zu vermeiden. Daher werden neben den „klassischen“ Verfahren der Betriebswirtschaftslehre auch spieltheoretische Ansätze vorgestellt (Kapitel 3.4.3), um anreizkompatible und langfristig stabile Aufteilungsschlüssel zu erarbeiten, die eine notwendige Voraussetzung für eine erfolgreiche Umsetzung einer Kooperation darstellen. Anschließend wird in Kapitel 3.4.4 aufgezeigt, wie anhand verschiedener Kriterien diese „klassischen“ und spieltheoretischen Ansätze untersucht und bewertet werden können. Ein wesentliches Ziel dieser Vorgehensweise ist das Auffinden eines Ansatzes, der den oben genannten drei Punkten gerecht wird und so eine „faire“, langfristig stabile Aufteilung ermöglicht.

### 3.4.2 „Klassische“ Ansätze zur Kostenallokation bei Kuppelproduktion

Eine Kuppelproduktion<sup>63</sup> lässt sich durch einen gemeinsamen Produktionsprozess charakterisieren, bei welchem - hervorgerufen durch natürliche oder technische Gegebenheiten – zwangsläufig verschiedene Produkte gleichzeitig hergestellt werden (vgl. [Müller-Fürstenberger 1985, S. 11]). Das Verhältnis zwischen den Ausbringungsmengen der Kuppelproduktion kann sowohl starr (konstant) als auch in Grenzen variabel sein. Es ist jedoch nicht möglich, lediglich eine Güterart in diesem Produktionsprozess herzustellen (vgl. [Schweitzer et al. 1998, S. 182]; vgl. [Kilger 1988, S. 616]).

---

<sup>60</sup> Unter dem „Gewinn“ eines Unternehmens werden im Rahmen dieser Arbeit, soweit nicht anders vermerkt, die gegenüber einem Referenzfall vermiedenen Kosten für die Energieversorgung verstanden. Da die Energieversorgung von Industrieunternehmen von diesen i. d. R. nicht als Kerngeschäft betrachtet wird, erfolgt die Versorgung mit Energie vor allem unter dem Aspekt möglichst niedriger Kosten.

<sup>61</sup> I. d. R. Strom und Wärme in Form von Dampf bzw. Heißwasser.

<sup>62</sup> D. h. unterschiedliche Strom-/Dampfverhältnisse; daher wird ein Unternehmen i. d. R. entweder einen möglichst niedrigen Strompreis (bei einem hohen Stromanteil) oder einen möglichst niedrigen Dampfpreis (bei einem hohen Dampfanteil) favorisieren.

<sup>63</sup> Die Produkte sind wie durch ein Band miteinander verknüpft, daher der Begriff „Kuppel“ (mittelhochdeutsch für „Band“) (vgl. [Müller-Fürstenberger 1985, S. 11]).

Der Versuch der Entwicklung einer umfassenden Typologie der Kuppelproduktionen wird in [Oenning 1997] gemacht. Als Referenzanwendung für solche Produktionsprozesse werden oft Raffinerien erwähnt, da bei der Verarbeitung von Rohöl verschiedene Produkte anfallen (Benzin, leichtes und schweres Heizöl, Bitumen und Gase). Als weitere Beispiele seien der Hochofenprozess, Kokereien und die chemische Industrie genannt (vgl. [Eisele 1993, S. 663]). Wenn nur bei einem von mehreren aufeinander folgenden Verfahrensschritten Kuppelprodukte erzeugt werden, spricht man von *einfacher* Kuppelproduktion. Entstehen dagegen bei mehreren aufeinander folgenden Arbeitsgängen Kuppelprodukte, wobei Kuppelprodukte vorheriger Arbeitsprozesse als Einsatzstoffe in die nachgelagerten Prozesse eingehen, wird von *mehrfacher* Kuppelproduktion gesprochen. Kommt es zu Rückflüssen innerhalb des Prozesses, wird der Begriff der *zyklischen* Kuppelproduktion verwendet (vgl. [Kilger 1988, S. 616]).

Eine Bestimmung der Kosten für die verschiedenen Kuppelprodukte kann einerseits als Grundlage für die Bestimmung von Verkaufspreisen dienen aber auch bei der Bestimmung von Verrechnungspreisen bei Zwischenprodukten wesentlich sein (vgl. [Riebel et al. 1973]). Allerdings erweist sich bei der Kuppelproduktion die Zuweisung der Kosten auf Haupt- und Nebenprodukte als schwierig. Die Produktionsverbundenheit erlaubt nur die Ermittlung der Gesamtkosten der Produktion (vgl. [Coenenberg 1999, S. 101]). Die Kosten des Rohstoff- bzw. Energieeinsatzes stellen hierbei echte variable Gemeinkosten dar, da verschiedene Produkte gleichzeitig und gemeinsam eingesetzte Produktionsfaktoren verbrauchen. Der Versuch der Zuweisung und Aufschlüsselung der Kosten nach dem Verursachungs- bzw. Kausalprinzip auf die einzelnen Teilprodukte scheitert somit zwangsläufig<sup>64</sup>. Mit dem Ziel einer getrennten Verrechnung - dies entspricht der indirekten Belastung der Teilprodukte mit den jeweiligen Kosten - wird bei der Kuppelproduktion im allgemeinen das Durchschnitts- bzw. Tragfähigkeitsprinzip zugrunde gelegt<sup>65</sup>. Das *Durchschnittsprinzip* beruht auf einem Gleichmäßigkeitspostulat. Dabei wird die Kostenverteilung mit Hilfe bestimmter Schlüsselgrößen vorgenommen. Der Kostenverteilung beim *Tragfähigkeitsprinzip* liegt die marktmäßige Belastbarkeit der einzelnen Erzeugnisse zugrunde (vgl. [Hoitsch 2002, S. 74]). Zur Kostenkalkulation von Kuppelprodukten lassen sich mit

- der Verteilungsrechnung und
- der Restwertrechnung

zwei grundsätzliche Verfahren aufführen, die auf den oben genannten Prinzipien basieren und die Bestimmung der Stückselbstkosten ermöglichen.

### 3.4.2.1 *Verteilungsrechnung*

Eine Anwendung dieser Methode erweist sich als sinnvoll, wenn die entstehenden Produkte als gleichwertig angesehen werden können, d.h. einzelne Kuppelprodukte nicht als zwanghaft anfallende Abfallprodukte betrachtet werden. Nach der Verteilung der direkt zuordenbaren Kosten auf die Kuppelprodukte erfolgt die Aufteilung der verbundenen Kosten (Gemeinkosten) anhand wirtschaftlicher oder physikalisch-technischer Schlüssel.<sup>66</sup> Wie bei der Äquivalenzziffernrechnung werden eine oder mehrere Schlüsselgrößen gebildet, um die Gesamt-

---

<sup>64</sup> S. bspw. [Coenenberg 1999, S. 101].

<sup>65</sup> Vgl. [Zdrowomyslaw 2001, S. 381].

<sup>66</sup> Vgl. [Eicher et al. 1996, S. 110-112].

kosten aufzuspalten und die relative Kostenverursachung abzubilden,. Abbildung 6 stellt die Vorgehensweise graphisch dar.

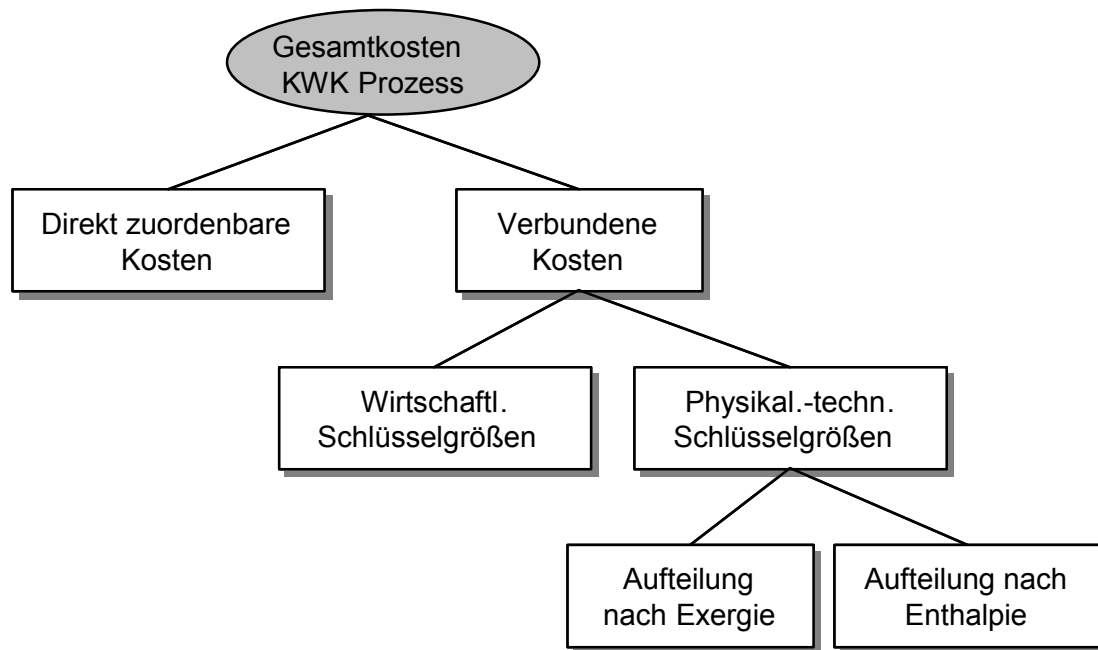


Abbildung 6: Schema Verteilungsrechnung zur Kostenallokation bei KWK-Anlagen

Als mögliche Verteilungsmaßstäbe kommen in Betracht (vgl. [Eisele 1993, S. 664]):

- Mengenanteile,
- Marktwerte bzw. Verwertungsüberschüsse,
- Physikalische Größen.

Die Verteilung nach Mengenanteilen führt zu einer undifferenzierten Übertragung der Gemeinkosten auf die Ausbringungsmenge. Häufig wird jedoch, wenn Marktpreise für alle Produkte vorliegen, eine marktpreisproportionale Zuordnung der Kosten vorgenommen. Der Marktpreis der jeweiligen Produkte gibt an, mit welchem Kostenanteil diese belastet werden können (Belastbarkeitsprinzip).<sup>67</sup> Im dritten Fall findet eine proportionale Kostenverrechnung statt, bei der eine gemeinsame technische Eigenschaft (z.B. Heizwert, Molekulargewicht) als Basis für die Äquivalenzziffern dient. Als häufig genannter Anwendungsfall ist hier der Kokereiprozess zu nennen, bei dem die im Rohstoff enthaltene Energie anteilig auf die Kuppelprodukte übertragen wird. Demnach werden den jeweiligen Produkten die Kosten auferlegt, so wie sie anteilig Energie aus dem Rohstoff Steinkohle empfangen haben.

Im Bereich der Energiewirtschaft stehen mit den thermodynamischen Energiegrößen Enthalpie  $H$  und Exergie  $E$  zwei unterschiedliche physikalisch-technische Schlüssel zur Verfügung (vgl. auch [Baehr 2000]). Unter der Enthalpie  $H$  eines Stoffes wird die Summe aus innerer Energie und der Verdrängungsarbeit bezeichnet. Die innere Energie ist dabei eine Zustandsfunktion, d.h. eine nur vom Zustand des Stoffes abhängende Größe. Dieser Zustand ist durch Druck, Volumen und Temperatur definiert. Mit Hilfe der Enthalpie lässt sich somit bspw. der Energieinhalt eines Dampfstromes erfassen; jedoch können verschiedene Dampf-

<sup>67</sup> Vgl. [Plinke 1999, S. 114].



arten nicht dahingehend unterschieden werden, inwieweit sie eine Minderung der Stromleistung in einer Kraft-Wärme-Kopplungsanlage induzieren. Für diese Fragestellung bietet sich die Exergie  $E$  an.

Die Exergie  $E$  (Synonym: technische Arbeitsfähigkeit) eines Stoffstroms ist diejenige Nutzarbeit, die man dem Stoff unter Wechselwirkung mit der herrschenden Umgebung bestenfalls entnehmen kann. Sie kann bei gegebenen Umgebungsbedingungen  $U$  aus den thermodynamischen Größen Enthalpie  $H$ , Entropie  $S$  und Temperatur  $T$  berechnet werden:

$$E = H - H_U - T_U (S - S_U) \quad (3.30)$$

Da eine KWK-Anlage neben Strom evtl. verschieden zu bewertende Nutzwärmen (Dampfarten) liefert, bietet es sich an, die Arbeitsfähigkeit und somit den Exergiegehalt der verschiedenen Dampfarten zu bestimmen. Dem elektrischen Strom wird ein Exergieanteil von 100 % zugeordnet. Diese Idealisierung besagt, dass sich elektrischer Strom ohne mechanische Verluste in technische Arbeit umwandeln lässt. Dieses Vorgehen ermöglicht einen quantitativen Vergleich aller aus einem KWK-Prozess entstehenden Produkte (Strom und Nutzwärmen).

### 3.4.2.2 Restwertrechnung

Bei der Restwertrechnung handelt es sich um eine abgewandelte Form der einfachen, einstufigen Divisionskalkulation.<sup>68</sup> Sie findet dann Anwendung, wenn sich die Kuppelprodukte in ein Hauptprodukt und Nebenprodukte untergliedern lassen. Damit wird das eine Kuppelprodukt mit Marktpreisen bzw. Opportunitätskosten bewertet, den anderen Kuppelprodukten werden die Restkosten zugeordnet.<sup>69</sup> Liegt eine einfache Kuppelproduktion vor, ohne dass ein Kuppelprodukt eindeutig als Hauptprodukt bezeichnet werden kann, so muss das Äquivalenzziffern- oder Verteilungsverfahren (s. Kapitel 3.4.2.1) angewendet werden<sup>70</sup>. Das Hauptprodukt wird als Verursacher und somit als Träger der Gesamtkosten definiert. Existieren mehrere Hauptprodukte, so müssen die Residualkosten anhand eines weiteren Verfahrens aufgeteilt werden.<sup>71</sup> Im ersten Schritt werden die erzielten Nettoerlöse der Nebenprodukte von den Gesamtkosten des Kuppelprozesses abgezogen. Im Falle von eventuell entstehenden Kosten bei der Weiterverarbeitung der Nebenprodukte werden diese zu den Gesamtkosten addiert. Die verbleibenden Restkosten werden dem Hauptprodukt angerechnet.<sup>72</sup> Sollte der Erlös der Nebenprodukte die Gesamtkosten der Kuppelproduktion übersteigen, ist eine Anwendung natürlich nicht mehr sinnvoll, da in diesem Fall keine Kuppelproduktionskosten mehr auf das Hauptprodukt entfallen würden.<sup>73</sup>

Bei der Anwendung der Restwertrechnung auf Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen ergibt sich das Problem der Zuordnung des Stromes und des Dampfes in ein Haupt- und Nebenprodukt. Da sich für verschiedene Formen von Dampf nur sehr schwer Marktpreise bestimmen lassen, liegt es auf der Hand, den Strom zu bewerten und die Wärmerestkosten zu bestimmen. Diese

<sup>68</sup> Vgl. [Plinke 1999, S. 110].

<sup>69</sup> Vgl. [Eicher et al. 1996, S. 110].

<sup>70</sup> Vgl. [Kilger 1988, S. 619].

<sup>71</sup> Vgl. [Coenenberg 1999, S. 102].

<sup>72</sup> Vgl. [Eisele 1993, S. 666]; [Kilger 1988, S. 619].

<sup>73</sup> Vgl. [Zdrowomyslaw 2001, S. 381].

ergeben sich dann durch den Abzug der Stromgutschriften von den gesamten Kosten.<sup>74</sup> Zu den Kosten, die nicht als variable Gemeinkosten zu charakterisieren sind, gehören bspw. auch wie bei der oben vorgestellten Verteilungsrechnung die direkt zuordenbaren Annuitäten für die kapitalintensiven Rohrleitungsinvestitionen. Diese zusätzlichen Anlagen sollen nicht der Stromerzeugung angelastet werden. Abbildung 7 stellt die Vorgehensweise graphisch dar.

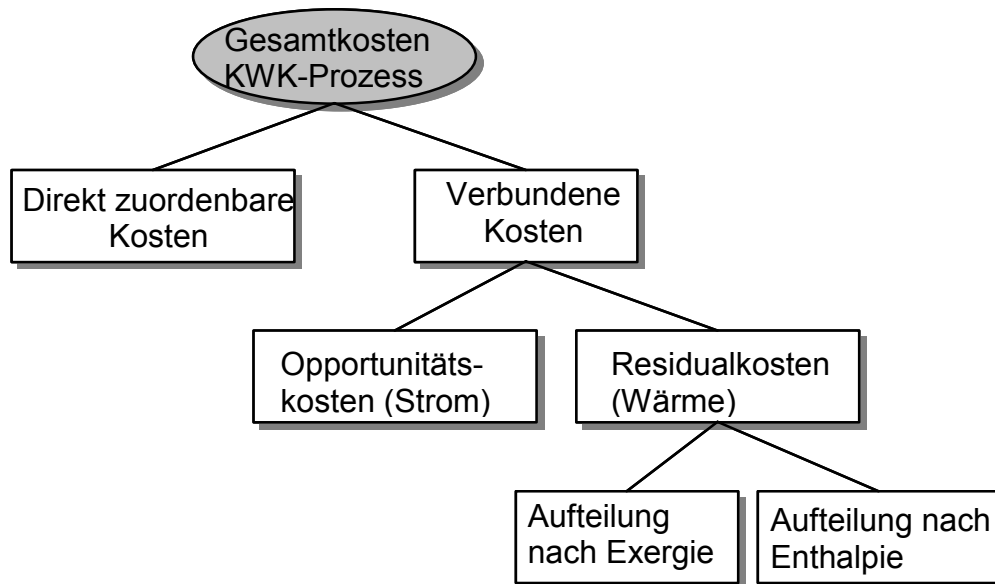


Abbildung 7: Schema Restwertrechnung zur Kostenallokation bei KWK-Anlagen

Die Rechenschritte 1 und 2 (Ermittlung der Gesamtkosten und direkte Zuordnung der Einzelkosten) entsprechen denen der reinen Verteilungsrechnung.

1. Ermittlung der Gesamtkosten
2. Zuteilung der direkten Einzelkosten
3. Bestimmung der Wärmerestkosten
4. Aufteilung der Wärmerestkosten (nach Exergie oder Enthalpie)

#### 3.4.2.3 Probleme bei der Kostenallokation bei Kuppelproduktion im Energiebereich (Kraft-Wärme-Kopplung)

Bei der Kostenzuordnung im Falle einer Kuppelproduktion im Energiebereich (Kraft-Wärme-Kopplung) können verschiedene Problemfälle auftreten. Folgende Probleme sind dabei zu lösen, insbesondere wenn Kooperationen von Unternehmen aus verschiedenen Branchen und somit unterschiedlichem Bedarf in Bezug auf die Produktionsfaktoren Strom, Wärme und Raffinerieerzeugnisse als fossile Energieträger oder chemische Zwischenprodukte auftreten:

- Die Zuteilung eines KWK-Bonus, welcher für den Betrieb der gemeinschaftlichen KWK-Anlage den betreffenden Unternehmen als Förderungsbeitrag zu Gute kommt, kann auf verschiedene Arten erfolgen. Dieser Bonus kann entweder der Gemeinschaftsanlage zugeordnet werden und reduziert somit die Kosten des Gesamtsystems,

<sup>74</sup> Vgl. [Attig 1992, S. 44].

oder der Bonus wird am Ende der Kostenallokation des Gesamtsystems den einzelnen Abnehmern nach einem Schlüssel gut geschrieben.

- Bei betriebsübergreifenden Kooperationen im Energiebereich sind Fälle denkbar, bei denen es zu einem stofflichen oder energetischen Austausch von Abfall- und Zwischenprodukten kommt. Probleme entstehen dann vor allem dadurch, dass für die ausgetauschten Produkte keine geeigneten Preise existieren. Vielmehr sind die Marktpreise zu einem wesentlichen Teil durch Transport- und Durchleitungskosten bestimmt, die im Rahmen einer regionalen Kooperation nicht anfallen bzw. durch eine einmalige Investition vermieden werden.
- Die sich aus einer Kostenallokation bei Kuppelproduktion ergebende Aufteilung der Kostenreduzierung auf die Kooperationspartner kann dazu führen, dass sich für einzelne Unternehmen suboptimale Situationen ergeben. Dies bedeutet, dass evtl. einige Unternehmen einen Anreiz erhalten, aus der Kooperation auszuscheren, um eventuell im Alleingang oder mit anderen Unternehmen zusammen ein ähnliches Vorhaben zu realisieren.

### 3.4.3 Konzepte der Spieltheorie zur Gewinnaufteilung bei Kooperationen

#### 3.4.3.1 Einleitung

Grundlegendes Ziel des folgenden Teils dieser Arbeit ist die Darstellung der Anwendungsmöglichkeiten verschiedener spieltheoretischer Konzepte auf eine betriebsübergreifende Energieversorgung. Die zentrale Fragestellung dabei ist, wie ein aus der Kooperation mehrerer Akteure entstehender Gewinn unter den Beteiligten aufzuteilen ist. Die Spieltheorie als Instrument der mathematischen Wirtschaftstheorie liefert ein abstraktes und formales Instrumentarium zur Analyse ökonomischer Zusammenhänge, welches Entscheidungen in einer komplexen Umwelt mit mehreren Entscheidungsträgern behandelt. Es liegt somit nahe, zu fragen ([Wißler 1997, S. 25]):

*„Gibt es Zuteilungsverfahren, die durch die adäquate Berücksichtigung strategischen Verhaltens der Entscheidungsträger zu einem besseren Ergebnis führen, als die klassischen Kostenrechnungsverfahren?“*

Die Spieltheorie kann als mathematische Theorie zur Analyse von Konfliktsituationen angesehen werden, die entstehen, wenn sich mehrere Entscheidungsträger inter-individuell mit strategischen Entscheidungssituationen konfrontiert sehen. Solche Situationen sind nach [Holler et al. 2000, S. 1] dadurch charakterisiert, dass

1. das Ergebnis von den Entscheidungen mehrerer Entscheidungsträger abhängt, so dass ein einzelner das Ergebnis nicht unabhängig von der Wahl der anderen bestimmen kann;
2. jeder Entscheidungsträger sich dieser Interdependenz bewusst ist;
3. jeder Entscheidungsträger davon ausgeht, dass alle anderen sich ebenfalls der Interdependenz bewusst sind;
4. jeder bei seinen Entscheidungen I., II. und III. berücksichtigt.

Aus den Punkten I. - IV. lässt sich die allgemeine Aufgabe der Spieltheorie ableiten, für alle sozialen Konfliktsituationen mehr oder minder eindeutig das individuell rationale Entschei-

ungsverhalten zu definieren. Die klassischen Lösungskonzepte basieren also auf Rationalitätskriterien (vgl. [Güth 1999, S. 1]). Entscheidungsträger werden als rational bezeichnet, wenn sie ihre Zielfunktion bezüglich ihrer Einschätzung der Umwelt maximieren (vgl. [Wißler 1997, S. 26]).

Von Neumann und Morgenstern legten mit der Veröffentlichung „*Game Theory and Economic Behaviour*“ im Jahre 1944 die Basis, solche strategischen Entscheidungssituationen zu formalisieren. Sie haben nachgewiesen, dass sich soziale Entscheidungen am besten durch Modelle geeigneter strategischer Spiele beschreiben lassen (vgl. [Davis 1972, S. 7]).<sup>75</sup> „Falls es gelingt, eine Theorie dieser Spiele zu entwickeln, und falls sich zeigen lässt, dass soziale und wirtschaftliche Phänomene durch solche Spiele dargestellt werden können, dann ist der Weg klar: Es muss die Theorie der Spiele aufgebaut werden, und diese Theorie ist dann auf die von ihr modellierten Phänomene anzuwenden“ ([Morgenstern 1950, S. 117]).

Die Spieltheorie lässt sich grundlegend in zwei Hauptdisziplinen unterteilen, zum einen in die *nicht-kooperative* und zum anderen in die *kooperative* Spieltheorie. Diese Trennung beruht auf unterschiedlich definierten Voraussetzungen und Annahmen, welche den Stil der Analyse grundlegend unterscheidet. Bereits in „*Game Theory and Economic Behaviour*“ wurden diese beiden Felder unterschieden, und diese Trennung hat sich in der modernen Spieltheorie weiter behauptet (vgl. [Binmore 1996, S. 1]; [Eichberger 1993, S. 31]). Es sei jedoch hier angemerkt, dass das Problem der Kooperation nicht nur in der kooperativen Spieltheorie behandelt wird<sup>76</sup>.

### 3.4.3.2 Die Theorie nicht-kooperativer Spiele

Die Theorie nicht-kooperativer Spiele betrachtet interaktive Entscheidungssituationen aus Sicht der einzelnen Akteure, in denen die Entscheidungsträger untereinander keine bindenden Vereinbarungen treffen können oder in denen solche Absprachen ohne Sanktionen bzw. Kosten umgehbar sind. Es wird von individuell rationalem und somit rein eigennützigem Verhalten der Akteure ausgegangen. Es besteht eine Konkurrenzsituation, in der gegeneinander gespielt wird (vgl. [Wißler 1997, S. 26]). Kommunikation zwischen den Entscheidungsträgern ist nicht zugelassen, da sonst eine Koordination der Strategien oder sogar der Abschluss von bindenden Vereinbarungen möglich wäre (vgl. [Holler et al. 2000, S. 3]). Die Wahl der Strategie der Spieler steht im Fokus der Betrachtungen. Jede Lösung eines nicht-kooperativen Spieles muss die Eigenschaft besitzen, dass jeder der beteiligten Akteure aus Eigeninteresse nicht von ihr abweichen will. Lösungen mit dieser Eigenschaft werden als Nash-Gleichgewichte oder spieltheoretische Gleichgewichte bezeichnet. Nicht-kooperative Lösungen führen jedoch häufig zu suboptimalen Ergebnissen. Sie sind somit ineffizient bzw. nicht pareto-optimal (vgl. [Holler et al. 2000, S. 6]).

### 3.4.3.3 Die Theorie kooperativer Spiele

Kooperative Spiele zeichnen sich im Gegensatz zur nicht-kooperativen Spieltheorie durch die Möglichkeit aus, dass die Entscheidungsträger verbindliche Vereinbarungen treffen bzw.

---

<sup>75</sup> Der Ursprung des Wortes „Spiel“ liegt in der wissenschaftlichen Analyse von Gesellschaftsspielen, die als Modelle tatsächlicher sozialer Konflikte aufgefasst werden können (s. [v. Neumann 1928]).

<sup>76</sup> Vgl. [Güth 1999, S. 4]: „Während die kooperativen Spiele Koalitionsbildung voraussetzen, muß in der sogenannten nichtkooperativen Spieltheorie die Kooperation auf individuelle strategische Entscheidungen zurückgeführt werden. Die traditionelle Unterscheidung in nichtkooperative und kooperative Spiele ist daher irreführend.“

bindende Verträge abschließen können. Dies kann nur durch Kommunikation zwischen den Akteuren ermöglicht werden. Außerdem ist es unabdingbar, dass externe Marktmechanismen (Rechtssystem, legale Institutionen) existieren, welche die Einhaltung der Verträge bzw. der Abmachungen überwachen und gegebenenfalls wirksame Sanktionen ergreifen können, um diese vollständig und bindend durchzusetzen (vgl. [Holler et al. 2000, S. 25/S.185]). Die Akteure werden eine Vereinbarung als bindend für sich ansehen, falls eine Abweichung vom vereinbarten Verhalten zu individuellen Nachteilen des Betroffenen führt. Diese Nachteile müssen mindestens so groß sein, dass sie mögliche Vorteile, die durch ein Brechen der Abmachung entstehen, übersteigen. Diese Nachteile können direkt auf die Auszahlungsfunktion des betreffenden Entscheidungsträgers wirken (Strafe bei Vertragsbruch, die den Vorteil des letzten übersteigt). Es können aber auch außerökonomische Faktoren (wie die gesellschaftliche Stellung) sein, die indirekt das Auszahlungsniveau des Handelnden beeinträchtigen (vgl. [Güth 1974, S. 16]).

Die kooperative Spieltheorie konzentriert sich auf die Fragestellung, welche Koalition eine Gruppe von Spielern wählen wird, falls verschiedene Koalitionen unterschiedliche Auszahlungen erzielen können. Konkret geht es um die Zunahme des gemeinsamen Ertrages einer vereint agierenden Gruppe gegenüber der Situation, in der die Entscheidungsträger individuell handeln. Darauf aufbauend wird analysiert, wie und nach welchen Kriterien diese gemeinsam erzielte Auszahlung untereinander aufzuteilen ist (vgl. [Eichberger 1993, S. 31]). Die Aufteilungsproblematik ist somit ein zentraler Kern spieltheoretischer Analysen. Generell lässt sich sagen, dass jede strategische Entscheidungssituation, in der mehrere Entscheidungsträger ein Ergebnis gemeinsam herbeiführen können, als kooperatives Spiel analysiert werden kann (vgl. [Wißler 1997, S. 27]).

Zur Beschreibung einer Spielsituation dient eine so genannte charakteristische Funktion.<sup>77</sup> Im Folgenden wird erläutert, was unter einem Spiel in charakteristischer Funktionenform zu verstehen ist. Um eine verständliche Beschreibung der spieltheoretischen Konzepte zu ermöglichen, soll nun eine Einführung in die formale Sprache der Spieltheorie erfolgen.

#### 3.4.3.3.1 Formale Beschreibung – die charakteristische Funktion

Geht man davon aus, dass Teilmengen von Spielern miteinander Koalitionen schließen, dann werden so genannte Koalitionsentscheidungen betrachtet. In diesem Falle ist das Konzept des transferierbaren Nutzens von Bedeutung. Man muss unterscheiden, ob die Mitglieder einer Koalition Nutzen ohne Verlust untereinander übertragen können, also ob Seitenzahlungen möglich sind oder nicht (vgl. [Holler et al. 2000, S. 263]). Im weiteren Verlauf wird von transferierbarem (übertragbarem) Nutzen ausgegangen.

Ein kooperatives Spiel  $\Gamma$  mit transferierbarem Nutzen wird in charakteristischer Funktionenform dargestellt durch (vgl. [Curiel 1997, S. 2]):

1. sei  $N$  die Spielermenge  $\{1, 2, \dots, n\}$  mit  $(n \geq 2)$  und  $n = |N| \neq \infty$  dann gilt für jeden Spieler  $i$ , dass  $i \in N$ ;

<sup>77</sup> Diese Art der Darstellung wurde insbesondere für kooperative Spielsituationen entwickelt. Zur Beschreibung der nicht-kooperativen Spieltheorie kann dagegen auf Spiele in Normalenform oder in Extensivform zurückgegriffen werden (Zur Darstellung dieser Konzepte vgl. z. B. [Berninghaus et al. 2002] oder [Jost 2002])

2.  $\wp(N)$  bezeichnet die Potenzmenge von  $N$ , welche die Menge aller möglichen Koalitionen (Teilmengen)  $K \subseteq N$ , die aus der Gesamtheit  $N$  gebildet werden können, darstellt; diese Menge hat  $2^N$  Elemente.
3. eine Funktion  $v: 2^N \rightarrow \mathfrak{R}$  mit  $v(\{\}) = 0$  heißt charakteristische Funktion und definiert das  $n$ -Personen-Spiel in charakteristischer Funktionenform;<sup>78</sup>
4.  $v(K)$  ordnet jeder Koalition, d.h. jeder Teilmenge von  $N$ , einen Wert zu; dieser Wert ist gleich der Summe der Auszahlungen  $x_i$ , die sich die Mitglieder der Koalition  $K \subseteq N$  durch Absprache der von ihnen gespielten Strategien mindestens sichern können;
5. aus (4) folgt bei transferierbarem Nutzen für den Auszahlungsraum der Koalition: es gilt:  $\sum_{i \in K} x_i \leq v(K)$ .  $\sum_{i \in K} x_i = v(K)$  beschreibt die entsprechende Nutzengrenze (vgl. [Holler et al. 2000, S. 264]).

In vielen der in der Literatur zu findenden Beispiele der Anwendung kooperativer Lösungskonzepte werden diese zur Verteilung der Kosten von Investitionsprojekten auf die Nutznießer dieses Projektes eingesetzt. Die charakteristische Funktion  $v(\cdot)$  stellt dabei eine reine Kostenfunktion dar. An dieser Stelle wird auf die einschlägige Literatur verwiesen, so z. B. auf [Knieps 1988], der die Kostenaufteilung bei Hochwasserschutzprojekten im schweizerischen Kanton Uri analysierte. [Faulhaber 1975] bringt ebenso ein Beispiel zur Wasserversorgung eines Wohngebietes. [Littlechild et al. 2002] entwickeln spieltheoretische Lösungskonzepte für das Flughafenprojekt von Birmingham zur Bestimmung einer optimalen Landebahnlänge und gerechter Nutzungsgebühren. [Young 1994] zeigt anschaulich Anwendungsmöglichkeiten von spieltheoretischen Verteilungsverfahren auf regionale Versorgungsprojekte in Tennessee (USA) und in Schweden.

Jedoch ist es in der kooperativen Spieltheorie ebenfalls üblich, die erzielbaren Gewinne jeder Koalition  $K \subseteq N$  als Funktionswert der charakteristischen Funktion anzunehmen. Es wird sich also darauf konzentriert, welchen gemeinsamen Gewinn jede Koalition  $K \subseteq N$  erzielen kann (vgl. [Young 1985a, S. 78]).

Eine anschauliche Darstellung der Problematik einer Gewinnaufteilungssituation findet sich z. B. in [Curiel 1997, S. 1]. Dort wird im Rahmen der Theorie der kooperativen Spiele mit Hilfe der charakteristischen Funktionenform ein systematisches Werkzeug vorgestellt, um eine gerechte und stabile Gewinnverteilung zu bestimmen. Eine Situation wird in der Art modelliert, dass man den Gewinn betrachtet, den jede mögliche Teilmenge an Spielern erzielen kann. Die zur Verfügung gestellten Lösungskonzepte beschreiben somit Gewinnaufteilungen, welche die Gewinnerwartungen aller Unterkoalitionen in den Lösungsvorschlag einbeziehen.

Zur Lösungsdarstellung werden so genannte Auszahlungsvektoren  $x = (x_1, x_2, \dots, x_n) \in \mathfrak{R}^n$  ermittelt, um eine Verteilung von  $v(N)$  darzustellen. Der Wert  $x_i$  beschreibt den Auszahlungsbetrag, welcher jedem Spieler  $i \in N$  durch ein Zuteilungsverfahren  $\phi(v)$  zugeteilt wird. Für eine Summe der Auszahlungsbeträge an eine Teilkoalition  $K \subseteq N$  wird im weiteren Verlauf die Bezeichnung  $x(K) = \sum_{i \in K} x_i$  verwendet.

---

<sup>78</sup>  $\{\}$  bezeichnet die leere Menge. Die Bedingung, dass eine Nullmenge keine Zahlung erhält erscheint selbstverständlich und dient lediglich als Vervollständigung der Funktion (vgl. [Harms 1973, S. 84]).

### 3.4.3.3.2 *Eigenschaften der charakteristischen Funktion*

Wie gezeigt wurde, kann der Wert, den die charakteristische Funktion jeder Koalition  $K \subseteq N$  zuordnet, je nach Spielformulierung als der Gewinn (bzw. als die Kosten) interpretiert werden, den (bzw. welche) die Teilmenge von Spielern gemeinsam erzielen (bzw. verursachen) würde. Dadurch spiegelt sich in ihr die Stärke der Beziehung der Spieler untereinander bzw. deren Komplementarität (Wert ihrer gemeinsam koordinierten Aktion) wider. Für die Anwendung kooperativer Lösungskonzepte auf ökonomische Fragestellungen ist zu beachten, dass allein die charakteristische Funktion dafür verantwortlich ist, welche Zuteilung realisiert wird. Deshalb müssen in ihr alle relevanten Informationen enthalten sein. Zudem sollte die charakteristische Funktion bestimmte Kriterien erfüllen, damit die Anwendung der Lösungskonzepte gewisse Stabilitätseigenschaften aufweist (vgl. [Wißler 1997, S. 31]).

*Definition 3.1:* Ein kooperatives Spiel  $\Gamma(N, v(\cdot))$  ist *superadditiv*, falls für beliebige überschneidungsfreie (disjunkte) Teilmengen  $K, L \subseteq N$ , gilt:<sup>79</sup>

$$v(K \cup L) \geq v(K) + v(L) \quad \forall K, L \in 2^N \quad \text{und} \quad K \cap L = \emptyset \quad (3.31)$$

Dies sagt lediglich aus, dass der bei einer Kooperation erzielbare Gewinn mindestens so hoch sein muss, wie die addierten *stand-alone* Gewinne der beiden Teilmengen  $K$  und  $L$ . Die mathematische Eigenschaft der Superadditivität stellt ökonomisch interpretiert Größen- und Verbundeffekte dar. Die Wirtschaftlichkeit zentraler Leistungserstellung bei der Ausnutzung von Synergieeffekten drückt sich in einer subadditiven Kostenfunktion aus, d.h. es gilt  $c(K \cup L) \leq c(K) + c(L)$ . Ist die zugrunde liegende Kostenfunktion subadditiv, dann ist die ermittelte Gewinnfunktion superadditiv. Trifft die Definition 3.1 nicht zu, so beschreibt  $v(\cdot)$  ein so genanntes unpropres Spiel (vgl. [Holler et al. 2000, S. 265]). Im weiteren Verlauf werden jedoch nur propre Spiele betrachtet. Da  $v(\{\}) = 0$  angenommen wird, folgt daraus, dass  $v$  eine monoton wachsende Funktion ist. Dadurch wird deutlich, dass unter den oben genannten Voraussetzungen der Wert  $v(N)$  den größten aller Werte  $v(\cdot)$  darstellt. Somit ist  $N$  rein unter formalen Gesichtspunkten effizient. Diese Annahme wird im weiteren Verlauf als implizit angenommen (vgl. [Young 1994, S. 1198]).

*Definition 3.2:* Ein kooperatives Spiel  $\Gamma(N, v(\cdot))$  ist *konvex*, falls für beliebige Koalitionen (auch nicht überschneidungsfreie)  $K, L \subseteq N$ , gilt:<sup>80</sup>

$$v(K \cup L) + v(K \cap L) \geq v(K) + v(L) \quad \forall K, L \in 2^N \quad (3.32)$$

Es kann gezeigt werden ([Wißler 1997, S. 32]), dass ein Spiel immer dann konvex ist, wenn für alle  $K, L \subseteq N$  und alle  $i \in N$ , unter der Voraussetzung, dass  $K \subset L \subset N \setminus \{i\}$ , gilt:

$$v(K \cup \{i\}) - v(K) \leq v(L \cup \{i\}) - v(L) \quad (3.33)$$

Die Eigenschaft der Konvexität ist restriktiver als die Superadditivität. Bei konvexen Spielen ist der Grenzbeitrag eines Spielers zu einer kleineren Koalition geringer als zu einer umfassenderen. Als notwendige Voraussetzung für die Existenz dieses Effekts sind steigende Skalenerträge bezogen auf die Koalitionsgröße zu nennen. Sind diese vorhanden, dann

<sup>79</sup> D. h. Koalitionen, die keine gemeinsamen Spieler beinhalten,  $\emptyset$  bezeichnet die Nullmenge  $\{\}$ .

<sup>80</sup> Nach [Wißler 1997, S. 29f]: gleichbedeutend mit:  $c(K \cup L) + c(K \cap L) \leq c(K) + c(L)$ .

verfügen die meisten spieltheoretischen Lösungskonzepte über wünschenswerte Stabilitätseigenschaften.

#### 3.4.3.4 Darstellung verschiedener Zuteilungsverfahren

Ein grundlegendes Problem besteht bei der konkreten Anwendung von Konzepten der kooperativen Spieltheorie darin, dass trotz der Fortschritte auf diesem Gebiet eine Vielfalt an Lösungskonzepten existiert, deren Auswahl relativ willkürlich erfolgen muss.<sup>81</sup> Die Auswahl wird auch dadurch nicht gerade erleichtert, dass es zwar einer ganzen Reihe von axiomatischen Konzepten gelingt, durch die Formulierung entsprechender Axiome jeweils ein eindeutiges Ergebnis als Lösung zu isolieren, sich aber im Einzelfall je nach Axiomensystem ganz unterschiedliche Lösungen ergeben können, wobei kein System für sich beanspruchen kann, das einzig plausible oder auch nur das am wenigsten kontroverse zu sein.<sup>82</sup> Darüber hinaus sind in vielen Anwendungsfällen einige Lösungen nicht sehr informativ, da sie entweder einen zu großen oder aber einen leeren Lösungsbereich abstecken. So kann sich im Einzelfall ein recht großer Lösungsraum bei der Anwendung von Mengenkonzepten<sup>83</sup> ergeben. Dem ist jedoch nach [Borgwardt 2001, S. 509] entgegen zu halten, dass „ein Nutzen der Spieltheorie auf der einen Seite in der expliziten Berechnung von gewissen Werten liegen mag, dass aber ein weit höherer Gewinn aus der strukturellen Analyse und Modellierung von Spielsituationen resultiert“.

In diesem Abschnitt sollen daher vier Konzepte erläutert werden, die für die vorliegende Problemstellung geeignet erscheinen und die in der Theorie kooperativer Spiele Verbreitung gefunden haben:

- Kern (Kapitel 3.4.3.4.1),
- Alternate Cost Avoided Method (ACA) (Kapitel 3.4.3.4.2),
- Nucleolus (Kapitel 3.4.3.4.3),
- Shapley-Wert (Kap. 3.4.3.4.4).

Lösungskonzepte kooperativer Spiele basieren typischerweise auf Rationalitäts- bzw. Stabilitätseigenschaften der Auszahlungsvektoren  $x \in \mathcal{R}^n$  (bzw. für Mengen solcher Auszahlungsvektoren). Es werden Lösungskonzepte, die eine Menge möglicher Auszahlungsvektoren  $x \in \mathcal{R}^n$  definieren (*Mengenkonzepte*<sup>84</sup>), von denen unterschieden, welche als Lösung einen bestimmten Auszahlungsvektor generieren (*Wertkonzepte*<sup>85</sup>) (vgl. [Holler et al. 2000, S. 271]).

Bevor die aufgeführten Konzepte näher erläutert werden, soll an dieser Stelle der Begriff der Imputationsmenge eingeführt werden. Sie gilt als Vertreter der Mengenkonzepte, stellt jedoch eher eine Vorbedingung für weitergehende Lösungskonzepte als einen originären Lösungsansatz dar (vgl. [Güth 1999, S. 223]).

*Definition 3.3:* Die Imputationsmenge  $I(v)$  eines Spieles  $v$  definiert eine Menge an Auszahlungsvektoren, für die gilt:

<sup>81</sup> Vgl. [Güth 1999, S. 247].

<sup>82</sup> Vgl. [Holler et al. 2000, S. 26].

<sup>83</sup> Z. B. Kern, vgl. Kapitel 3.4.3.4.1.

<sup>84</sup> Hierzu zählt u. a. der Kern.

<sup>85</sup> Von den in dieser Arbeit vorgestellten Konzepten zählen hierzu die Alternate Cost Avoided Method (ACA), der Nucleolus und der Shapley-Wert.



---


$$I(v) := \{ x \in \mathfrak{R}^n \mid x(N) = v(N) \text{ und } x_i \geq v(i) \quad \forall i \in N \} \quad (3.34)$$


---

Die Imputationsmenge  $I(v)$  beruht auf zwei grundlegenden Annahmen:

- individuelle Rationalität: jeder einzelne Entscheidungsträger erhält mindestens so viel, wie er sich alleine ohne Kooperation sichern könnte. Ansonsten wird er dem Verhandlungsergebnis nicht zustimmen, den Auszahlungsvektor ablehnen und die Koalition verlassen.
- Effizienz<sup>86</sup> (Pareto-Optimalität): Keiner der Entscheidungsträger kann sich besser stellen, ohne die Auszahlung an einen anderen zu vermindern und diesen dadurch schlechter zu stellen. Dies impliziert, dass der erreichbare Gewinn vollständig verteilt wird (kollektive Rationalität).

Auszahlungsvektoren, die beide Forderungen erfüllen, bezeichnet man als Imputationen oder Zurechnungen (vgl. [Holler et al. 2000, S. 271]). Bei den hier betrachteten Spielen mit transferierbarem Nutzen wird der Gewinn (bzw. die Kosten) vollständig verteilt ( $\sum x_i = v(N)$ ). Jeder Spieler  $i$  erhält mindestens so viel, wie er alleine realisieren könnte ( $x_i \geq v(i) \quad \forall i \in N$ ).

#### 3.4.3.4.1 Kern

Der Kern ist ein Vertreter der sogenannten Mengenkongruente spieltheoretischer Lösungsansätze. Als Lösung wird eine Teilmenge aller möglichen Auszahlungsvektoren zugelassen. Explizit definiert wurde das Kernkonzept von [Gillies 1959]. Nach [Holler et al. 2000] stellt der Kern das wohl populärste Lösungskonzept für Koalitionsspiele dar, obwohl ihm die Eigenschaft der Eindeutigkeit der Lösung fehlt und die Existenz des Kerns nicht für alle Spiele gesichert ist.

Das Problem liegt nun darin, einen Auszahlungsvektor zu finden, der ausschließt, dass einer oder mehrere der Entscheidungsträger ihn als für sich nachteilig betrachten. Ist dies der Fall, werden der oder die Betroffene(n) sich aus rationalen Gesichtspunkten entschließen, das Kooperationsgefüge zu verlassen, um sich besser zu stellen. Dies ist auch möglich, wenn die Eigenschaft der Superadditivität der charakteristischen Funktion gegeben ist (vgl. [Curiel 1997, S. 5]).

Eine wesentliche Drohmöglichkeit zur Erhöhung ihrer Auszahlungen bieten den Spielern somit die Unterkoalitionen. Der Kern schließt diese Drohmöglichkeit aus, indem er nur Auszahlungsvektoren einschließt, durch die gewährleistet ist, dass alle Spieler eine Auszahlung erhalten, die mindestens so hoch ist wie der Betrag, den sie in jeder denkbaren Unterkoalition realisieren könnten.

*Definition 3.4:* Gegeben sei ein kooperatives Spiel mit transferierbarem Nutzen beschrieben durch die charakteristische Funktion  $v(\cdot)$ . Der Kern  $C(v)$  ist die Menge der Imputationen, für die gilt:

---


$$C(v) := \left\{ x \in \mathfrak{R}^n \mid x(N) = v(N), \sum_{i \in K} x_i = x(K) \geq v(K), \quad \forall K \subseteq N \right\} \quad (3.35)$$


---

<sup>86</sup> Auch als kollektive Rationalität bezeichnet.

Neben den Bedingungen für Imputationen muss gefordert werden, dass die Summe der Auszahlungen jeder möglichen Unterkoalition  $K$  größer oder gleich dem Wert  $v(K)$  dieser Unterkoalition ist.

Formal wird dies durch Gl. (3.36) ausgedrückt:

$$\sum_{i \in K} x_i \geq v(K), \quad \forall K \subseteq N \quad (3.36)$$

Diese Bedingung (Gl. (3.36)) ist als so genannter *stand-alone* Test zu deuten, welcher den Anreiz formuliert, an der Kooperation zu partizipieren. Träfe diese Bedingung für eine Koalition  $K$  nicht zu, so entspräche dies einer Subventionierung der restlichen Mitglieder  $N \setminus \{K\}$  (im Folgenden geschrieben als  $(N-K)$ ) durch  $K$ .

Ein verwandter Grundsatz sagt aus, dass kein Spieler mehr bekommen sollte, als er der Kooperation an zusätzlichem Gewinn durch seinen Beitritt beschert. Dies leitet sich aus einem modifizierten Zusatzkostentest ab, der im Gegensatz zum ursprünglichen *incremental cost test* auch Koalitionen berücksichtigt. Dieser Zusatzkostentest sagt aus, dass kein Teilnehmer eines Kostenspiels weniger belastet werden darf, als er an zusätzlichen Kosten durch seinen Beitritt verursacht. Danach muss der Gewinnauszahlungsvektor  $x \in \mathfrak{R}^n$  folgender Bedingung genügen:

$$\sum_{i \in K} x_i \leq v(N) - v(N - K), \quad \forall K \subseteq N \quad (3.37)$$

Die Bedingungen (3.36) und (3.37) sind gleichwertig. Während (3.36) einen Anreiz liefert, an der Koalition teilzunehmen, stellt die Bedingung (3.37) eher eine Gerechtigkeitsüberlegung dar. Eine Verletzung von (3.37) würde eine Subvention von  $K$  durch die Mitglieder der restlichen Koalition  $(N-K)$  bedeuten, falls die umfassendere Gemeinschaftslösung realisiert würde. Daraufhin würden die Spieler der Menge  $(N-K)$  eine Teillösung ohne  $K$  anstreben (vgl. [Holler et al. 2000, S. 279]; vgl. [Young 1985a, S. 75]).

Der Kern ist eine geschlossene, kompakte und konvexe Teilmenge des  $\mathfrak{R}^N$ . Kosten- bzw. Gewinnaufteilungen, die durchführbar und stabil sind, liegen innerhalb des Kerns. Leider ist nicht gewährleistet, dass der Kern ein Element enthält.<sup>87</sup> „Unfortunately it may be empty, even if  $c$  is subadditive ( $v$  is superadditive)“ ([Young 1985a, S. 75]).

Die Bedingung der Konvexität (Definition 3.2) dagegen garantiert, dass der Kern nicht leer ist. Dies besagt das *Theorem von Shapley*: „The core of a convex game is not empty“ ([Shapley 1981, S. 11-26]).

#### 3.4.3.4.2 Alternate Cost Avoided Method (ACA)

Die Alternate Cost Avoided Method (ACA) geht auf Ransmeier [1942] zurück, der diese Methode als Lösungsansatz für ein regionales Entwicklungsprogramm in den USA vorschlug. Dieses Konzept, welches im eigentlichen Sinne als theoretische Kostenzuteilungsrechnung einzustufen ist, enthält dennoch spieltheoretische Grundgedanken (z.B. die des Kerns), so dass die ACA-Methode in den meisten spieltheoretischen Abhandlungen zum Thema Kosten-

<sup>87</sup> Vgl. auch [Faulhaber 1975, S. 974].

bzw. Gewinnaufteilung aufgeführt wird.<sup>88</sup> Hier zeigt sich also, dass spieltheoretische Elemente schon in frühen Ansätzen der theoretischen Kostenzuteilungsrechnung angedeutet wurden. Der Zusammenhang von kooperativer Spieltheorie und Kostenrechnung wird gerade in dieser Methode mehr als deutlich (vgl. [Young 1994, S. 1194f]).

Das Kostenaufteilungsproblem bei Verbundvorteilen wird mit Hilfe des Overhead-Kosten-Ansatzes formuliert. Overhead-Kosten sind jene Kosten, die nicht direkt zurechenbar sind. Geht man von einem Kostenaufteilungsproblem aus, so definieren sich die separierbaren Kosten eines Spielers (bzw. eines Zwecks)  $i \in N$  als seine Grenzkosten (Beitrittskosten):

$$s_i = c(N) - c(N-i) \quad (3.38)$$

Subtrahiert man die Summe aller Grenzkosten von den Gesamtkosten des Kooperationsprojektes (vgl. [Knieps 1988, S. 152]), so erhält man die Overhead-Kosten (OK):

$$OK = c(N) - \sum_{i \in N} s_i \quad (3.39)$$

Die alternativen Kosten von  $i$  sind seine stand-alone Kosten  $c(i)$ . Die Differenz

$$r_i = c(i) - s_i \quad (3.40)$$

sind die vermiedenen Kosten in Bezug auf die eigene Alternative (alternate cost avoided).

Die ACA-Methode verteilt die Kosten nach folgendem Schema: jeder Spieler  $i \in N$  trägt seinen separierbaren Kostenanteil  $s_i$ . Die Overhead-Kosten werden proportional zu  $r_i$  verteilt. Je größer die Differenz zwischen den stand-alone Kosten  $c(i)$  und den individuellen Zusatzkosten ist (höhere individuelle Kostenvermeidung), desto größer ist die Belastung der Nutznießer.

Die ACA-Verteilung wird formal ausgedrückt durch:

$$x_i = s_i + \frac{r_i}{\sum_{j \in N} r_j} * OK \quad (3.41)$$

Überträgt man dieses Vorgehen auf eine Gewinn- oder Kosteneinsparungssituation, so erhält man für jeden Spieler seinen marginalen Gewinnbeitrag:

$$v_i(N) = v(N) - v(N-i) \quad (3.42)$$

Es zeigt sich, dass die ACA-Methode durch eine Umformung der Verteilungsformel Einsparungen folgendermaßen verteilen muss (vgl. [Young 1994, S. 1202]):

$$x_i = \frac{v_i(N)}{\sum_{j \in N} v_j(N)} * v(N) \quad (3.43)$$

$v(N)$  ist hierbei der durch die Kooperation erreichte Gesamtgewinn. Dieser wird proportional zum marginalen Beitrag eines Spielers  $i \in N$  zur Gesamtkoalition verteilt.

<sup>88</sup> Die ACA-Methode entwickelte sich zur Lehrbuchmethode für Bauingenieure, um Kosten von Mehrzweckprojekten aufzuteilen.

Es ist nicht gesagt, dass eine Verteilung über die ACA-Methode automatisch eine Kernlösung erzeugt. Jedoch lässt sich beweisen, dass wenn  $n = |N| \leq 3$  gilt und die Kostenfunktion subadditiv ist, die ACA-Methode eine Lösung im Kern generiert, vorausgesetzt, dieser ist nicht leer (vgl. [Young 1994, S. 1202]).

#### 3.4.3.4.3 Nucleolus

Eine Zuteilungsmethode  $\varphi(v)$  liefert eine Kern-Zuteilung, falls  $\varphi(v) \in C(v)$ , unter der Voraussetzung  $C(v) \neq \emptyset$ . Es ist aber in Abschnitt 3.4.3.4.1 gezeigt worden, dass das Mengenkonzept des Kerns im Allgemeinen keine eindeutige Lösung liefert. Nun stellt sich das Problem, wie aus dem Spektrum stabiler und durchführbarer Auszahlungsvektoren eine spezifische Kernzuteilung ausgewählt werden kann.

Hier setzt das Konzept des Nucleolus an. Es hat enge Verwandtschaft mit einem einer Gerechtigkeitsidee zu Grunde liegenden Wohlfahrtskriterium einer Gesellschaft, welches von [Rawls 1971] formuliert wurde. Diese Gerechtigkeitsidee wurde von [Schmeidler 1969] in seinem Nucleolus-Schema verarbeitet.

Der Nucleolus repräsentiert dabei den eindeutigen Vektor, der die Koalition, die bezogen auf einen Auszahlungsvektor am schlechtesten gestellt wird, so gut wie möglich stellt. Es folgt die am zweitschlechtesten gestellte Koalition, und so weiter. Der Nucleolus maximiert den minimalen Profit in der Art und Weise, dass er den maximalen Einwand einer Koalition gegen den Auszahlungsvektor minimiert. Seine Bedeutung resultiert daraus, dass er den zentralen Punkt im Kern als Lösung angibt. Dieser ist nicht der Schwerpunkt, sondern der Punkt, der den minimalen Abstand von den Grenzen des Kerns maximiert (vgl. [Young 1985a, S. 82]). Der Nucleolus kann nicht in expliziter Form niedergeschrieben werden, sondern berechnet sich über lineare Programmierung (vgl. [Littlechild et al. 2002, S. 194]). Zur Verdeutlichung der Vorgehensweise werden zum besseren Verständnis die grundlegenden Ideen vorgestellt.

Um darzustellen, wie (un-)zufrieden eine Koalition  $K$  mit einer beliebigen Imputation  $z \in \mathfrak{R}^n$  eines Spieles  $v$  ist, werden die Überschüsse  $e(K, z)$  für jede Teilmenge  $K \subseteq N$  betrachtet. Formal ausgedrückt:

$$e(K, z) = v(K) - \sum_{i \in K} z_i \quad (3.44)$$

Dieser Überschuss  $e(K, z)$  kann als Einwand bzw. Unzufriedenheitsmaß einer Koalition  $K \subseteq N$  bezüglich der Imputation  $z$  angesehen werden. Es ist ersichtlich, dass ein Zuteilungsvektor  $z$  nur im Kern liegen kann, falls gilt:

$$e(K, z) \leq 0 \quad \forall K \subset N \quad (3.45)$$

$$e(N, z) = 0 \quad (3.46)$$

Um den Einwand gegen einen Zuteilungsvektor  $x \in \mathfrak{R}^n$  zu minimieren, wählt man diejenige Imputation  $z$ , die den maximalen Überschuss über alle möglichen  $2^N$  Unterkoalitionen minimiert. Unter Berücksichtigung der Koalitionsrationalität  $\sum_{i \in N} z_i = v(N)$  besteht die Optimierungsaufgabe darin, die größten Überschüsse lexikographisch zu ordnen und möglichst klein zu machen (vgl. [Driessen et al. 1985, S. 37f]).

Dazu wird eine lexikographische Ordnung über die Überschüsse aller  $2^N$  möglichen Konstellationen definiert:

$$\Theta(z) = (e(K_1, z), \dots, e(K_{2^N}, z)) \in \mathfrak{R}^{2^N} \quad (3.47)$$

Im nächsten Schritt werden die Werte der Überschüsse über alle Teilsortimente  $K \subseteq N$  in abnehmender Reihenfolge geordnet, so dass gilt:

$$e(K_j, z) \geq e(K_{j+1}, z) \text{ für } j = 1, \dots, 2^N - 1 \quad (3.48)$$

*Definition 3.5:* Vergleicht man zwei Imputationen  $z$  und  $w$  bezüglich der geordneten Überschüsse  $\Theta(z)$  und  $\Theta(w)$ , beginnend mit dem größten, dann ist  $\Theta(z)$  lexikographisch kleiner ( $\prec_L$ ), wenn es eine Zahl  $m$  gibt, für die gilt:

$$\begin{aligned} \Theta_j(z) &= \Theta_j(w) & \forall 1 \leq j < m \text{ und} \\ \Theta_m(z) &< \Theta_m(w) \end{aligned} \quad (3.49)$$

Für  $\Theta(z) \prec_L \Theta(w)$  ist  $z$  eine bessere Zuteilung, da der maximale Einwand gegen diesen Auszahlungsvektor  $z$  kleiner ist als gegen  $w$ . Diese Prozedur wird so lange wiederholt, bis nur noch eine einzige Gewinnaufteilung übrig bleibt: der Nucleolus (vgl. [Wißler 1997, S. 49f]).

#### 3.4.3.4.4 Shapley-Wert

Der Shapley-Wert wurde von seinem Namensgeber Lloyd Shapley 1953 als eine Methode eingeführt, die es jedem Spieler im voraus erlaubt, die Auszahlung zu bestimmen, die er von einem aus dem Koalitionsspiel resultierenden Gewinn für sich erwarten wird. Dieses Lösungskonzept wurde von [Shapley 1953] nur für Spiele mit transferierbarem Nutzen formuliert. Die Verallgemeinerung auf Spiele ohne transferierbaren Nutzen erfolgte durch [Aumann 1985] (vgl. [Güth 1999, S. 241]). Sie soll hier aber nicht weiter betrachtet werden. [Shubik 1962] wies auf die Anwendung des Shapley-Werts in der Kosten- bzw. Gewinnaufteilungsproblematik hin. Er betrachtete ein dezentrales Unternehmen, dessen Gewinne unter dessen Teilbereichen anreizorientiert zu verteilen waren.<sup>89</sup>

Das Bewertungsschema basiert auf den Erfolgsbeiträgen eines Spielers  $i$  zu jeder möglichen Unterkoalition. Dadurch soll die Bedeutung (Macht) eines jeden Entscheidungsträgers durch den von ihm induzierten Mehrwert erfasst werden.<sup>90</sup>

In diesem Sinne unterscheidet sich der Shapley-Wert wesentlich vom Kern und den an ihn angelehnten Verfahren (z. B. Nucleolus), bei denen die absoluten Werte der Unterkoalitionen die Verteilung bestimmen (vgl. [Wißler 1997, S. 57]).

*Definition 3.6:* Gegeben sei ein Spiel  $\Gamma$  in Koalitionsform, welches durch  $\Gamma = (N, v(\cdot))$  beschrieben wird;  $n = |N|$  ist die Anzahl der Spieler,  $k = |K|$  die Anzahl der Spieler in einer Unterkoalition  $K \subseteq N$ ;  $v: \wp(N) \rightarrow \mathfrak{R}$  definiert die charakteristische Funktion des Spieles. Der Vektor  $\Phi(v) = (\Phi_1(v), \dots, \Phi_n(v)) \in \mathfrak{R}^n$ , für welchen gilt:

$$\Phi_i(v) = \sum_{K \ni i; K \subseteq N} \frac{(k-1)!(n-k)!}{n!} (v(K) - v(K-i)) \quad \forall i \in N \quad (3.50)$$

heißt Shapley-Wert des Spieles  $\Gamma$ .

<sup>89</sup> Vgl. [Biddle et al. 1984, S. 22].

<sup>90</sup> Vgl. [Holler et al. 2000, S. 300]: „Man kann den Shapley-Index als Machtindex interpretieren“.

Der zweite Faktor in der Summe gibt die Grenzbeiträge eines Spielers  $i$  an. Diese erwachsen aus seinem Beitritt zu einer bestehenden Koalition. Die Bezeichnung  $K \ni i$  besagt, dass für einen Spieler  $i$  alle Koalitionen  $K \subseteq N$  betrachtet werden, in denen  $i$  enthalten sein kann. Dies schließt auch seinen nicht-koalitierten Wert, also den Wert des Alleinspiels, ein (vgl. [Harms 1973, S. 92]). Das Verfahren basiert auf der Vorstellung, dass jeder Spieler grundsätzlich allen denkbaren Koalitionen beitreten kann. Der Bildungsvorgang der Koalition  $K$  wird als sequentieller Prozess aufgefasst, wobei die Spieler nacheinander hinzugefügt werden.

Der erste Faktor in der Summe ist als Gewichtungsfaktor aufzufassen. Der Zähler drückt die Anzahl der möglichen Konstellationen aus, unter denen, bei sukzessivem Aufbau, der Spieler  $i$  jeweils zuletzt einer Koalition beitreten kann. Dabei wird unterstellt, dass der Zutritt zu allen Unterkoalitionen gleich wahrscheinlich und zufällig erfolgt. Bei  $n$  Spielern ergeben sich  $n!$  mögliche Permutationen der Spielermenge. Somit hat eine bestimmte Permutation die Wahrscheinlichkeit  $1/n!$ . Betrachtet man eine bestimmte Permutation  $\pi(N)$  mit dem Spieler  $i$  an  $k$ -ter Position, so gibt es  $(k-1)$  Elemente (bzw. Spieler), die sequentiell gesehen vor dem Spieler  $i$  stehen.  $(n-k)$  Elemente stehen dahinter.

Die Permutation kann als Vektor  $\pi(N) = \{x_1, \dots, x_{k-1}, x_k, x_{k+1}, \dots, x_n\}$  geschrieben werden. Somit gibt es  $(k-1)!$  Anordnungsmöglichkeiten der Unterkoalition, welcher der Spieler  $i$  an  $k$ -ter Stelle beitreten kann und  $(n-k)!$  verschiedene Anordnungen der restlichen Spieler.

Die Wahrscheinlichkeit eines Zutritts des Spielers  $i$  zu einer Koalition  $K \subseteq N$ , bei Beachtung aller möglichen Anordnungskonstellationen ergibt sich somit durch den Wert (vgl. [Holler et al. 2000, S. 300]):

---


$$p_K = \frac{(k-1)!(n-k)!}{n!} \quad (3.51)$$


---

#### 3.4.3.4.4.1 Shapleys Axiome

Shapley definierte mehrere Eigenschaften bzw. *Axiome*, welche ein derartiges Bewertungsschema erfüllen sollte. Er hat nachgewiesen, dass der Vektor  $\Phi(v)$  der einzige ist, der diese Axiome erfüllt (vgl. im Folgenden: [Eichberger 1993, S. 288f]).

a) Effizienz/ Pareto-Optimalität:

Ein Zuteilungsverfahren  $\varphi(v)$  ergibt eine Gewinnverteilung, die den gesamten Gewinn des Spieles verteilt.

---


$$\sum_{i \in N} \varphi_i(v) = v(N) \quad (3.52)$$


---

b) Symmetrie:

Für zwei Spieler  $i, j \in N$ , die jeder denkbaren Koalition genau den gleichen Mehrwert bringen, für die also  $v(K \cup \{i\}) = v(K \cup \{j\}) \forall K \subseteq N$ , bei  $i, j \notin K$ , gilt:

---


$$\varphi_i(v) = \varphi_j(v) \quad (3.53)$$


---

Dieses Axiom sichert eine Gleichbehandlung von Spielern, die in einem Spiel identische Rollen, beschrieben durch ihre Beiträge zu Koalitionen, ausführen. Anders ausgedrückt, wenn es zwei Kooperationsprojekte gäbe, die bis auf die Namen der teilnehmenden Firmen

identisch wären, dann würde der Shapley-Wert eine gleiche Verteilung der Gewinne für die (bis auf den Namen) korrespondierenden Spieler ergeben.<sup>91</sup>

c) Dummy-Axiom:

Für jeden Spieler  $i \in N$ , der zu jeder denkbaren Koalition genau seinen eigenen Wert beiträgt, formal ausgedrückt, für den die Bedingung  $v(K) = v(K-i) + v(\{i\}) \quad \forall K \subseteq N$  erfüllt ist, gilt

---


$$\varphi_i(v) = v(\{i\}) \quad (3.54)$$


---

Ein Spieler wird als „Dummy“ bezeichnet, wenn er keinerlei Synergieeffekt, d.h. Verbund- oder Größenvorteile, für keine der denkbaren Koalitionen erbringt. Aus Gerechtigkeitsüberlegungen sollte er dann auch keinen höheren Gewinnbeitrag zugesprochen bekommen, als er selbst bei eigenständigem Handeln erwirtschaften könnte.

d) Additivität:

Sei  $\Gamma(N)$  die Menge aller Spiele in Koalitionsform mit der identischen Spielermenge  $N$ . Für alle Spiele  $v, w \in \Gamma(N)$  gilt bei Additivität:

---


$$\varphi(v+w) = \varphi(v) + \varphi(w)^{92} \quad (3.55)$$


---

Dieses Kriterium erfüllt eine Konsistenz Eigenschaft, die für eine Allokation unabdingbar ist. Angenommen die identische Spielermenge  $N$  spiele hintereinander zwei Spiele  $\Gamma=(N, v)$  und  $\Gamma'=(N, w)$ . Jede Koalition  $K \subseteq N$  wird aus den beiden nacheinander ausgeführten Spielen insgesamt  $v(K) + w(K)$  erhalten. Definiert man sich andererseits eine neue charakteristische Funktion  $(v+w)(K) \equiv v(K) + w(K)$ , so ergeben beide Situationen, sowohl das sequentielle Spielen von  $v$  und  $w$ , als auch die verbundene Ausführung  $v+w$ , einen identischen Auszahlungswert für alle Koalitionen.

Das Axiom der Additivität sagt aus, dass die Verteilung  $\varphi(v)$  invariant gegenüber einer willkürlichen Zerlegung eines Spieles ist. Shapley bezeichnete dieses Axiom ursprünglich als „*law of aggregation*“. Gewöhnlich wird es so interpretiert, dass verschiedene Kostenanteile beliebig disaggregiert werden können, um dann separat verteilt zu werden (vgl. [Biddle et al. 1984, S. 24]).

Der Shapley-Wert ist, wie gezeigt wurde, axiomatisch begründet. Er erfüllt wesentliche Eigenschaften, die einer fairen und vernünftigen Lösung entsprechen (vgl. [Shapley 1981, S. 58f]). Jedoch muss er nicht zwangsweise im Kern liegen. Der Shapley-Wert ist für alle Spiele in charakteristischer Funktion berechenbar, so auch bei Nicht-Existenz des Kerns. Aber auch wenn der Kern nicht leer ist, kann der Shapley-Wert außerhalb der Kerngrenzen liegen. Ist jedoch die Bedingung der Konvexität erfüllt, so ist sicherstellt, dass der Shapley-Wert im Kern liegt.

### 3.4.3.5 Probleme bei der Kostenallokation und Gewinnverteilung bei kooperativer Kuppelproduktion im Energiebereich

Eine Kostenzuordnung über die in Kapitel 3.4.3.4 vorgestellten spieltheoretischen Ansätze erfolgt zunächst nicht unter Berücksichtigung der Kuppelproduktionsproblematik. Daher kann mit der Anwendung der sog. spieltheoretischen Wertkonzepte auch „nur“ die Frage beant-

---

<sup>91</sup> Vgl. [Biddle et al. 1984, S. 24]: der Begriff der Symmetrie wird oft als Anonymität oder Fairness bezeichnet.

<sup>92</sup> Vgl. [Eichberger 1993, S. 289]: man beachte: für alle Spiele  $v, w \in \Gamma(N)$  folgt, dass  $(v+w) \in \Gamma(N)$ .

wortet werden, wie groß die jährlichen vom jeweiligen Kooperationspartner zu tragenden Gesamtkosten für die Strom- und Dampfversorgung sind. Eine eindeutige Bestimmung von kostendeckenden Preisen für die Kuppelprodukte ist nur unter besonderen Randbedingungen möglich: für solche Konstellationen, bei denen die Anzahl der Projektpartner  $N$  mit der Anzahl der Kuppelprodukte übereinstimmt, ergibt sich ein lineares Gleichungssystem mit  $N$  Gleichungen und  $N$  Unbekannten. In allen anderen Fällen ist das Gleichungssystem entweder unter- oder überbestimmt. Weiterhin als problematisch kann sich die Tatsache erweisen, dass die so bestimmten Preise für die Kuppelprodukte keine physikalisch-technischen Implikationen der Energieumwandlung widerspiegeln. So könnte sich einerseits bspw. die zunächst paradox erscheinende Situation ergeben, dass exergetisch höherwertige Dampfstufen mit einem niedrigeren Preis bewertet werden als Dampfstufen mit geringerem Exergiegehalt. Da sich die Verteilung des Gewinns nicht wie bei den „klassischen“ Verfahren an einer verursachungsgerechten Kostenverteilung orientiert, können andererseits bei entsprechender Abnahmestruktur der verschiedenen Spieler sogar negative Preise für einzelne Produkte aus einer solchen Kostenaufteilung resultieren.

### 3.4.4 Entwicklung eines Kriterienkatalogs zur Evaluation der Allokationsverfahren

Die Fülle der in den vorigen Kapiteln aufgezeigten Lösungsmöglichkeiten unterstreicht die Problematik einer Gewinnaufteilung bei Kooperationen. Dieses Kapitel dient der Betrachtung und Bewertung dieser Ansätze mit dem Ziel, den Lösungsraum für eine sinnvolle Gewinnverteilung einzuengen. Dies soll durch die Formulierung von Anforderungen und Kriterien geschehen, die an eine Gewinnverteilung seitens der Kooperationspartner gestellt werden.

#### 3.4.4.1 Anforderungen an eine Gewinnverteilung

Um sich der Fragestellung zu nähern, welcher der Vorschläge für eine Verteilung des Kooperationsgewinnes am ehesten den Anforderungen einer stabilen, fairen, durchführbaren und anreizorientierten Lösung gerecht wird, sollen dazu in diesem Kapitel Kriterien (Axiome) aufgestellt und erläutert werden, die eine Bewertung der einzelnen Verfahren ermöglichen. Die axiomatische Vorgehensweise der kooperativen Spieltheorie eignet sich sehr gut, die an ein Zuteilungsverfahren zu stellenden Anforderungen zu analysieren (vgl. [Wißler 1997, S. 146]). Für das Zustandekommen der gemeinsamen Koalition ist es unerlässlich, dass die Lösung innerhalb des Kerns liegt.<sup>93</sup> Eine Teilgruppe an Spielern würde sich sonst aus rationalen Gründen aus dem gemeinsamen Projektvorhaben herauszulösen. Daher werden zunächst die Lösungsvorschläge aller Verteilungsverfahren aus den Kapiteln 3.4.2 und 3.4.3.4 bezüglich der grundlegend geforderten Eigenschaft der

- (1) Kernzugehörigkeit für das vorliegende Spiel

überprüft.

Nach der Beurteilung werden die noch verbliebenen Konzepte weiteren Bewertungskriterien unterzogen. Diese werden als Axiome im folgenden Kapitel 3.4.4.2 formuliert.

---

<sup>93</sup> Vgl. Kapitel 3.4.3.4.1.



### 3.4.4.2 Formulierung eines axiomatischen Bewertungskataloges

Einer stabilen, fairen, durchführbaren und anreizorientierten Lösung für ein Kooperationsprojekt liegen neben der bereits geforderten Kernzugehörigkeit folgende Anforderungen zugrunde:

- (2) Eindeutigkeit
- (3) Stabilität
- (4) Kovarianz
- (5) Monotonie
- (6) Shapleys Axiome (Effizienz, Symmetrie, Dummy-Axiom, Additivität)

Die Eindeutigkeit (2) entspricht der Forderung nach einer einzigen Gewinnverteilung, die aus der Anwendung eines Verfahrens resultiert. Sie bedarf keiner weiteren Erklärung.

Die Stabilität (3) unterstreicht die Bedeutung der Kernzugehörigkeit für ein Verteilungsverfahren. In Kapitel 3.4.3.3.2 werden mit der *Superadditivität* und der *Konvexität* zwei Eigenschaften der charakteristischen Funktion erläutert, die bei den meisten spieltheoretischen Konzepten die wünschenswerte Stabilitätseigenschaft garantieren. So wird z. B. gezeigt, dass bei Vorliegen einer konvexen charakteristischen Gewinnfunktion der Shapley-Wert eine stabile Lösung (innerhalb des Kerns) liefert.<sup>94</sup> Dies stellt jedoch eine begrenzte Sichtweise dar. Wird der Betrachtungsraum auf Problemstellungen erweitert, die keine konvexe charakteristische Gewinnfunktion als Grundlage haben, so besteht eine wünschenswerte Anforderung darin, eine Methode  $\varphi(v)$  auszusuchen, die garantiert, dass ihre Lösung im Kern liegt, falls dieser existiert (vgl. [Young 1985b, S. 19]). Diese Anforderung wird durch die Eigenschaft der Stabilität gewährleistet.

Die Eigenschaft der Kovarianz (4) sagt aus, dass eine Lösung weder durch eine Änderung der Maßeinheit für Kosten bzw. Erlöse, noch durch eine Verschiebung des Punkts, von dem aus gemessen wird, beeinflusst werden darf (vgl. [Wißler 1997, S. 35]). Die praktische Bedeutung dieses Aspekts liegt darin begründet, dass sich bei der Verteilung gemeinsamer Kosten bzw. Gewinne oft die Frage stellt, welche Kosten (bzw. Erlöse) die gemeinsame Kostenfunktion (bzw. Gewinnfunktion) beinhalten soll, und welche Kosten den Spielern auf direktem Wege zugewiesen werden.

Ein Zuteilungsverfahren  $\varphi(v)$  ist als kovariant zu bezeichnen, wenn, soweit diese Kosten bzw. Gewinne additiv und separierbar sind, die resultierende Verteilung äquivalent ist (vgl. [Young 1985b, S. 20]). Die Äquivalenz drückt sich formal aus durch<sup>95</sup>

---


$$\varphi(\alpha v + \beta) = \alpha \varphi(v) + \beta \quad \alpha > 0 \quad \beta = (\beta_1, \dots, \beta_n) \quad (3.56)$$


---

Das Axiom der Monotonie (5) spielt bei der Betrachtung veränderlicher Strukturen eine essentielle Rolle für Zuteilungsverfahren. Bisher wurde implizit davon ausgegangen, dass die gesamte Information bereits *ex ante* uneingeschränkt bekannt ist. Das Ziel bestand lediglich darin, eine Zuteilung des prognostizierten Gewinns zu ermitteln. Im vorliegenden Fall des gemeinsamen Kooperationsprojektes, wie generell in realen Entscheidungssituationen, muss eine Entscheidung getroffen werden, bevor die tatsächlichen Werte bekannt sind. Die

<sup>94</sup> Bzw. einer konkaven charakteristischen Kostenfunktion.

<sup>95</sup> Hierbei gilt:  $(\alpha v + \beta)(K) := \alpha v(K) + \beta(K)$ .

Monotonie-Eigenschaft sichert, dass sich die Lösung in die Richtung anpasst, die durch eine Änderung der zugrunde liegenden Daten (vgl. [Young 1985b, S. 16]) vorgegeben wurde. Dadurch wird ausgeschlossen, dass bei einem eventuell geringer ausfallenden Gewinn aus dem Kooperationsprojekt der Gewinnanteil eines Spielers zunimmt (bzw. wenn die Kosten des Projektes niedriger ausfallen als erwartet, ein Entscheidungsträger mehr belastet wird). Für Zuteilungsverfahren sind drei Monotoniekonzepte relevant, die nacheinander vorgestellt werden (vgl. [Wißler 1997, S. 46]).

- a. Ein Zuteilungsverfahren  $\varphi(v)$  wird als *monoton im Aggregat* bezeichnet, falls für zwei charakteristische Funktionen  $v, v'$  mit  $v(N) \geq v'(N)$  und  $v(K) = v'(K)$  für alle  $K \subset N$  gilt

---


$$\varphi_i(v) \geq \varphi_i(v') \quad \forall i \in N. \quad (3.57)$$


---

Es wird angenommen, dass alle Spieler einer bestimmten Zuteilung des erwarteten Gewinns zugestimmt haben. Im Folgenden kommt es zu einer Situation, in der sich nur  $v(N)$  (Wert der Koalition aller Spieler) verändert. Die Monotonie im Aggregat sichert, dass kein Spieler bei einer Abweichung des tatsächlichen Gewinns  $v(N)$  vom erwarteten Gewinn  $v'(N)$  (nach oben bzw. nach unten), eine Veränderung seiner Auszahlungen in gegensätzlicher Richtung erfährt.

- b. Ein Zuteilungsverfahren  $\varphi(v)$  wird als *koalitionsmonoton* bezeichnet, falls für zwei charakteristische Funktionen  $v, v'$  mit  $v(L) \geq v'(L)$  für eine Koalition  $L$  und sonst  $v(K) = v'(K)$  für alle  $K \neq L, K, L \subseteq N$  gilt:

---


$$\varphi_i(v) \geq \varphi_i(v') \quad \forall i \in L. \quad (3.58)$$


---

Die Eigenschaft (a) lässt sich auf alle Koalitionswerte verallgemeinern. Eine Zuteilung ist dann koalitionsmonoton, wenn ceteris paribus aus einem Anstieg des Gewinns einer Koalition  $L$  folgt, dass die Zuteilung an jeden Spieler, der dieser Koalition  $L$  angehört, nicht sinkt.

- c. Ein Zuteilungsverfahren  $\varphi(v)$  wird als *streng monoton* bezeichnet, falls für zwei charakteristische Funktionen  $v, v'$  mit  $v(K) \geq v'(K)$  für alle Koalitionen  $K \ni i, K \subseteq N$  gilt<sup>96</sup>:

---


$$\varphi_i(v) \geq \varphi_i(v'). \quad (3.59)$$


---

Die strenge Monotonie eines Zuteilungsverfahrens gewährleistet eine anreizorientierte Zurechnung von Einsparungspotenzialen, die nur von einem Spieler  $i$  ausgehen. Es ist somit gewährleistet, dass sich die Zuteilung an einen Entscheidungsträger nicht verringert, wenn alle Koalitionswerte, an deren der Bildung er beteiligt ist, sich erhöhen.

Bereits bei der Erläuterung zum Shapley-Wert werden Axiome vorgestellt, die Eigenschaften einer Verteilungsmethode charakterisieren. Diese Axiome sind als Shapleys Axiome (6) aufgeführt, und werden in axiomatische Bewertungsschema aufgenommen. Zur Erläuterung dieser Kriterien (Effizienz, Symmetrie, Dummy-Axiom, Additivität) wird auf Kapitel 3.4.3.4.4.1 dieser Arbeit verwiesen.

---

<sup>96</sup> Die Bezeichnung  $K \ni i$  steht für eine Koalition  $K$ , in der  $i$  enthalten ist.

## **4 Anwendung der entwickelten Methode auf die Technologie-Region Karlsruhe**

### **4.1 Einleitung**

In Folgenden wird die im vorangegangenen Kapitel entwickelte Methode zur Analyse von betriebsübergreifenden Energieversorgungskonzepten auf einen konkreten Fall angewandt. Nach einer kurzen Vorstellung der in der Fallstudie untersuchten Unternehmen (Kapitel 4.2) werden in Kapitel 4.3 die erzielten Ergebnisse der technischen Analyse vorgestellt. Diese technischen Optionen sind dann eine wesentliche Grundlage für die anschließende techno-ökonomische Optimierung in Kapitel 4.4. Hier wird zunächst das wirtschaftliche Einsparpotenzial bestimmt, das sich durch Kooperationen erzielen lässt, indem das Optimum des Gesamtsystems bestimmt und mit den einzelbetrieblichen Lösungen verglichen wird. Ausgehend von organisatorischen Ausgestaltungsmöglichkeiten einer gemeinsamen Energieversorgung (Kapitel 4.5) werden in Kapitel 4.6 zunächst die Ergebnisse der Kostenaufteilung mit Hilfe klassischer Kostenzuordnungsverfahren bei Kuppelproduktion vorgestellt. Eine Überprüfung, ob die so gefundene Aufteilung langfristig stabil und damit hinreichend für eine erfolgreiche Umsetzung einer Kooperation ist, wird in Kapitel 4.7 unter Anwendung spieltheoretischer Konzepte vorgenommen. Abschließend werden in Kapitel 4.9 Hemmnisse vorgestellt und systematisiert, die bei einer Umsetzung von betriebsübergreifenden Energieversorgungskonzepten auftreten können.

### **4.2 Kurze Vorstellung der beteiligten Unternehmen**

Die im Rahmen dieser Arbeit erstellte Fallstudie untersucht techno-ökonomische Potenziale betriebsübergreifender Energieversorgungskonzepte am Beispiel der TechnologieRegion Karlsruhe. Die großen Energie- und Stoffströme innerhalb des Großraumes des Karlsruher Rheinhafens, die infolge der hohen regionalen Dichte von energieintensiven Industrieunternehmen und Energieumwandlungsanlagen auftreten, lassen diese Region als geeignetes Untersuchungsgebiet erscheinen. Wichtige Akteure sind hierbei die Mineraloelraffinerie Oberrhein GmbH & Co. KG, der Papierhersteller Stora Enso Maxau GmbH & Co. KG und das neue Werk Wörth des Papierherstellers Palm GmbH & Co. KG als große Energieverbraucher sowie die Stadtwerke Karlsruhe als Energieversorgungsunternehmen. Daneben stellen der Automobilkonzern DaimlerChrysler AG mit dem Lkw-Montagewerk in Wörth, die städtische Kläranlage in Karlsruhe und der Ligninverarbeiter Borregaard Deutschland GmbH weitere energieverbrauchende Unternehmen dar. Alle Unternehmen sind dicht beieinander in der Nähe des Karlsruher Rheinhafens angesiedelt, mit einer maximalen Entfernung von etwa 5 km zwischen den Unternehmensstandorten. Diese Standorte befinden sich mit Ausnahme der Papierfabrik Palm und des Automobilproduzenten rechtsrheinisch auf Karlsruher Gemarkung (vgl. Abbildung 8).

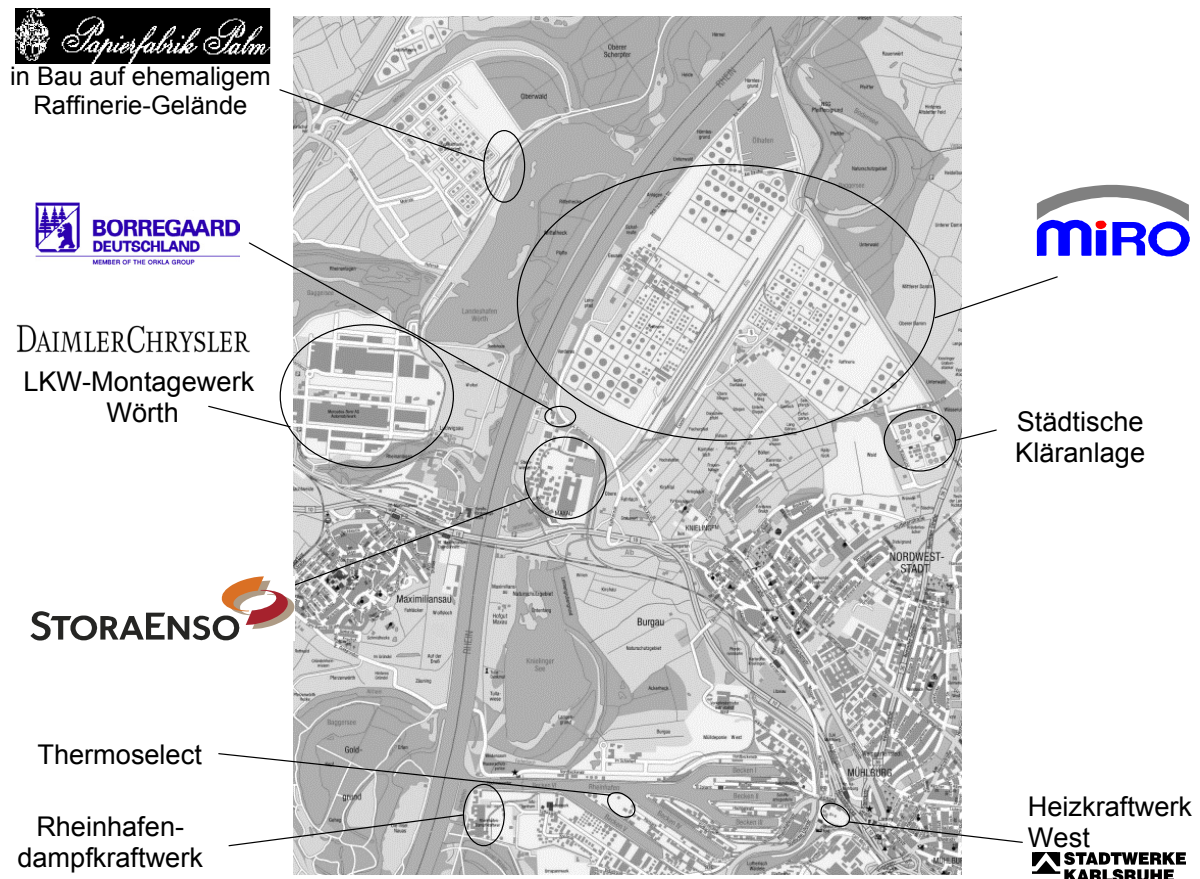


Abbildung 8: Energieintensive Unternehmen im Karlsruher Rheinhafen

### Stadtwerke Karlsruhe GmbH

Die Versorgung mit Energie und Trinkwasser ist die Aufgabe der Stadtwerke Karlsruhe GmbH. Diese Aufgabe erbringen die Stadtwerke zusammen mit ihren Partnern, der EnBW Energie Baden-Württemberg AG und der Ruhrgas AG. Über 1.000 Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter sorgen bei den Stadtwerken Karlsruhe neben der Versorgung mit Strom (ca. 1.700.000 MWh/Jahr) und Trinkwasser (ca. 23 Mio. m<sup>3</sup>/Jahr) sowie den Energien Erdgas (ca. 4.300.000 MWh/Jahr) und Fernwärme (ca. 700.000 MWh/Jahr) auch für verschiedene Wärme- und Kälteleistungen an den Kunden.

### MiRO, Mineralöelraffinerie Oberrhein GmbH & Co. KG

Die MiRO entstand 1996 aus zwei benachbarten Raffinerien, der ehemaligen OMW und der Esso und ist heute die größte Raffinerie in Deutschland. Die MiRO, eine Gemeinschaftsraffinerie der Conoco, DEA, Esso, Ruhr Öl, verarbeitet mit ca. 930 Mitarbeitern das Rohöl ihrer Gesellschafter zu markt- und qualitätsgerechten Produkten wie Benzin, Diesel und Heizöl. Die Jahreskapazität der MiRO mit drei atmosphärischen Destillationsanlagen beträgt 14 Mio. t Rohöl. Im Jahr 1998 wurden insgesamt 15 Mio. t Rohöl und Zwischenprodukte zu Raffinerieprodukten verarbeitet. Die Raffinerie wird über die beiden Rohöl-Pipeline-Systeme Mitteleuropas, von Marseille über die Société du Pipeline Sud-Européen (SPSE) und von Triest über die Transalpine Ölleitung (TAL), mit Rohöl beliefert. In drei atmosphärischen und drei Vakuumdestillationsanlagen wird das Rohöl zu verschiedenen Fraktionen verarbeitet. Die höhersiedenden Fraktionen werden in den Konversionsanlagen, FCC-Anlage, Visbreaker und Delayed-Coker, zu leichteren Bestandteilen umgewandelt, so dass nur ein kleiner Anteil an

schwerem Heizöl anfällt. Ein weiterer wichtiger Bestandteil der Karlsruher Raffinerie sind die drei Reformieranlagen, in denen das Schwerbenzin mit niedriger Klopffestigkeit aus der atmosphärischen Destillation und aus den Konversionsanlagen zu den von Kraftfahrzeugmotoren geforderten hochoktanigen Komponenten umgesetzt wird. Neben dem Reformatbenzin, das mit etwa 30 % einen hohen Anteil am Ottokraftstoff ausmacht, fällt in den Reformieranlagen Wasserstoff an. Mit diesem Wasserstoff deckt die MiRO ihren Wasserstoffbedarf in den Entschwefelungsanlagen und in der Isomerisierungsanlage. Weitere wichtige Anlagen der MiRO sind drei Clausanlagen, eine MTBE-Anlage, eine Alkylierungsanlage und eine Bitumenanlage.

### **Stora Enso Maxau GmbH & Co. KG**

In der Papierindustrie ist momentan ein Trend zu erkennen, dass immer mehr mittelständische Unternehmen von internationalen Konzernen übernommen werden. So gehört mittlerweile der Karlsruher Papierhersteller Holtzmann zur schwedisch-finnischen Stora Enso. Dieser weltweit produzierende Papierhersteller stellt am Karlsruher Standort Maxau mit momentan drei Papiermaschinen vor allem Zeitungs-, Zeitschriften- und Tapetenbasispapier her. Zusammen mit dem kleineren Standort Wolfsheck in Forbach (zwei Papiermaschinen) werden mit ca. 1150 Mitarbeitern rund 700 000 Tonnen Papier pro Jahr produziert. Die Herstellung dieser großen Papiermengen bedingt auch einen bedeutenden Energiebedarf. So sind zum Entfernen des Wassers beim Trocknungsprozess große Mengen an Wärme erforderlich, die bei der Papierproduktion durch überhitzten Niederdruckdampf bereitgestellt wird. Aber auch der elektrische Strombedarf zum Antrieb der großen Papiermaschinen und weiterer Aggregate ist beachtlich. Seit der Schließung der Zellstoffproduktion in Karlsruhe im Jahre 1992 wird der Zellstoff aus konzernerneigenen Produktionen anderer Standorte bezogen.

### **Borregaard Deutschland GmbH Lignotech Werk Karlsruhe**

Der norwegische Chemiekonzern Borregaard betreibt am Standort Karlsruhe mit seiner Sparte Borregaard Lignotech eines von acht europäischen Lignotechwerken und verarbeitet mit rund 70 Mitarbeitern pro Jahr bis zu ca. 130.000 Tonnen Lignin zu flüssigen und pulverförmigen Gebrauchsprodukten. Nachdem früher das bei der Zellstoffproduktion in der benachbarten Papierfabrik als Nebenprodukt anfallende Lignin verarbeitet wurde, kommt der Rohstoff, das flüssige Lignin, heute per Schiff in das Werk. Durch chemische Umwandlung entstehen aus dem Rohlignin verschiedene flüssige und pulverförmige Endprodukte mit dispergierenden und feuchtigkeitsbindenden Eigenschaften, die in den verschiedensten Branchen Verwendung finden. So kommen sie z.B. bei der Futtermittelherstellung, bei der Herstellung von Farben und als Betonzuschlagsstoffe zum Einsatz.

### **Städtisches Klärwerk Karlsruhe**

Das städtische Klärwerk reinigt Abwasser, das aus den Karlsruher Haushalten, Industrie und Gewerbe sowie von Nachbargemeinden stammt. Insgesamt ergeben sich so ca. 47.000.000 m<sup>3</sup> pro Jahr, was einem Abwasserstrom von ca. 730.000 Einwohneräquivalenten entspricht. Die Abwasserreinigung erfolgt in zwei biologischen Stufen, einer hochbelasteten Belebtschlamm-anlage mit Zwischenklärbecken und einer Tropfkörperanlage mit Nachklärbecken. Der aus den Zwischen- und Nachklärbecken anfallende Schlamm mit einem Feststoffanteil von nur 1,2 % wird nach mechanischer Voreindickung und Trocknung in einem Wirbelschichtofen verbrannt. Die im Rauchgas enthaltene Wärmeenergie wird zur Dampferzeugung in einem Abhitzeessel genutzt. Dabei werden rund 60 % der Dampfmenge zur Schlamm-trocknung

verwendet, der Rest wird zur Stromerzeugung mit einer Dampfturbine genutzt. Die an den Abhitzeessel anschließende dreistufige Rauchgaswäsche entspricht den Anforderungen der 17. BImSchV.

### **DaimlerChrysler AG, Werk Wörth**

Im Werk Wörth, mit ca. 9500 Mitarbeitern und einer jährlich produzierten Stückzahl von bis zu ca. 80.000 Fahrzeugen größtes LKW-Montagewerk Westeuropas, werden Lastkraftwagen mit einem zulässigen Gesamtgewicht von 6 bis 40 Tonnen gebaut. Im Produktionsverbund mit Schwesterunternehmen werden bspw. Achsen und Motoren bezogen. Dabei ist der Standort verantwortlich für Produktionstechnologien und Montage. Das Gelände, das ca. 2 km<sup>2</sup> umfasst und auf dem 1960 mit dem Bau des Werkes begonnen wurde, liegt auf der rheinland-pfälzischen Rheinseite.

### **Papierfabrik Palm GmbH & Co. KG, Werk Wörth**

Die Papierfabrik Palm GmbH & Co. KG mit Unternehmenssitz in Baden-Württemberg gehört zu den führenden europäischen Herstellern von Zeitungsdruckpapier und Wellpappenrohpapieren. Auf der pfälzischen Rheinseite ist im Frühjahr 2001 mit dem Bau einer neuen Papierfabrik auf einem Teil des Geländes der ehemaligen Mobilraffinerie begonnen worden, wobei seit Anfang September 2002 abschnittsweise alle Anlagen in Betrieb genommen worden sind. Die Papiermaschine ist die breiteste jemals gebaute Anlage ihrer Art. Mit einer Kapazität von 600.000 t Papier pro Jahr ist sie auch die leistungsstärkste Maschine weltweit. Mit ca. 150 Beschäftigten wird ein Umsatz von 200 Mio. € pro Jahr vor allem mit der Produktion von leichtgewichtigen Wellpappenrohpapieren auf 100% Altpapierbasis erzielt. Im Umweltbereich sollen neue Maßstäbe gesetzt werden mit einem vollständig geschlossenen Wasserkreislauf, einer praktisch lautlosen Produktion sowie der logistischen Anbindung an Straße, Schiene und Wasserweg.

### **Erhobene Daten zur energetischen Ist-Situation**

Die in Zusammenarbeit mit den beteiligten Unternehmen erhobenen Daten zu ihrer energetischen Situation sollen im Folgenden anhand einiger ausgewählter Kenngrößen (vgl. Abbildung 9) überblicksartig dargestellt werden. Die zentrale Bedeutung der an der Fallstudie beteiligten Unternehmen im Energiebereich der TechnologieRegion Karlsruhe verdeutlicht bereits folgende Zahl: Die Summe der selbst erzeugten und der fremdbezogenen Strommenge aller Unternehmen könnte den Strombedarf von etwa 570.000 durchschnittlichen deutschen Haushalten decken.

Von großer Bedeutung bei der Analyse von Vernetzungspotenzialen sind die Lastganglinien für elektrischen Strom, deren Verlauf in Abbildung 10 für einen typischen Werktag dargestellt ist.

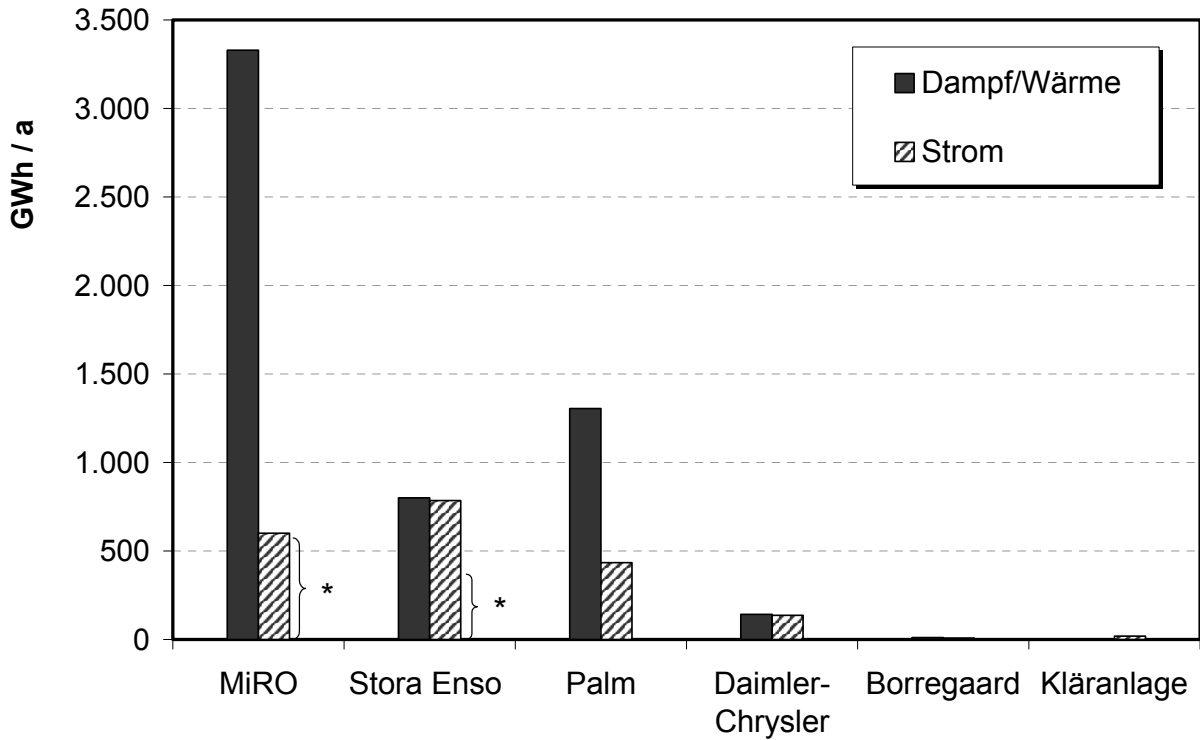


Abbildung 9: Jährlicher Energiebedarf in den betrachteten Unternehmen (Wärme als Dampf oder Heißwasser); \* = Eigenerzeugter Strom  
 Gesamtbedarf: thermisch 5.590 GWh/a, elektrisch 1.985 GWh/a

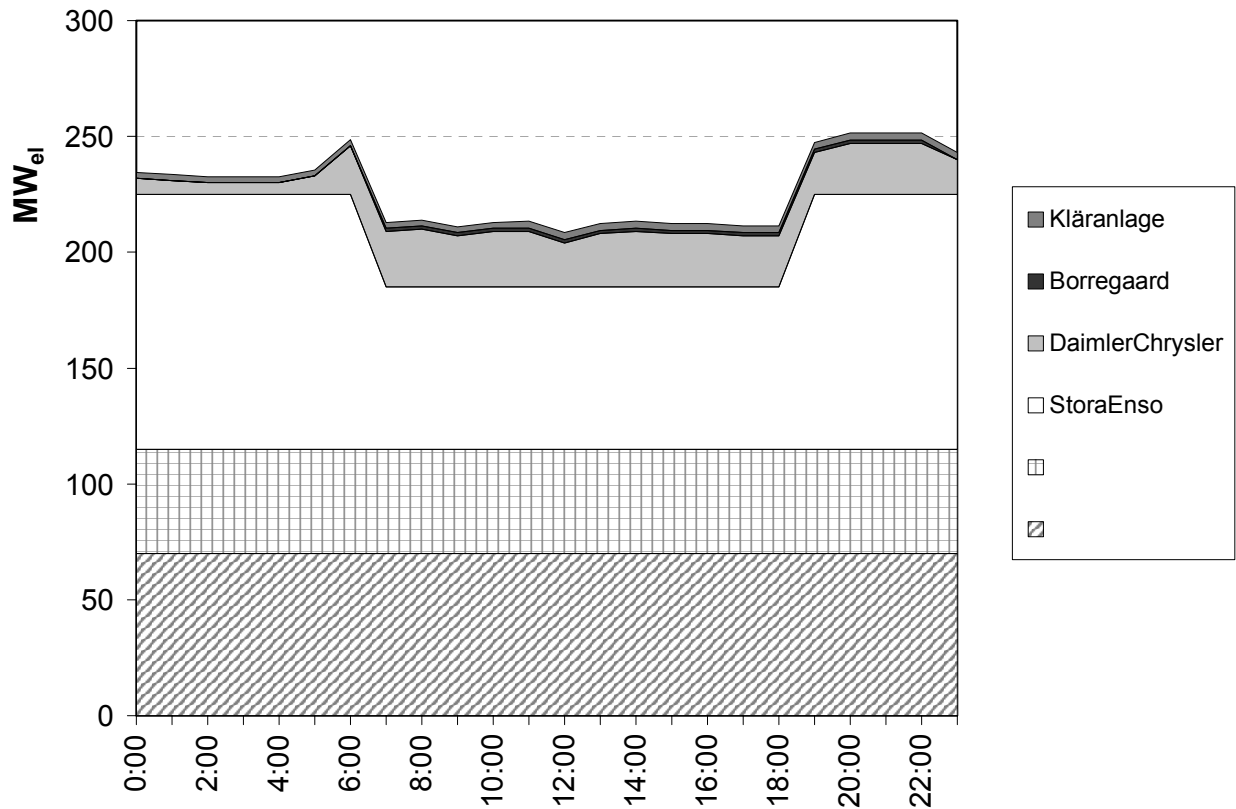


Abbildung 10: Tageslastkurven des Strombedarfs für einen typischen Werktag in den betrachteten Unternehmen

Bislang wird der Strom- und Prozesswärmebedarf der Unternehmen durch betriebseigene Anlagen sowie durch Strombezug von verschiedenen EVU gedeckt. Die Energiebereitstellung bei den aufgrund der großen Energiebedarfe für eine Vernetzung wichtigen Unternehmen (MiRO und Papierfabrik Stora Enso) erfolgt bisher bereits in Kraft-Wärme-Kopplung, wobei vor allem fossil gefeuerte Dampfkessel mit nachgeschalteten Dampfturbinen (sowohl Gegendruck- als auch Kondensationsturbinen) zum Einsatz kommen. Bei der Papierfabrik Palm kommt hingegen keine KWK zum Einsatz, hier wird der benötigte Dampf in reinen Heizkesseln erzeugt und sämtlicher Strom aus dem öffentlichen Netz bezogen.

### **4.3 Ergebnisse der technischen Analyse zukünftiger Energieversorgungsoptionen**

Im folgenden Kapitel werden die verschiedenen Optionen der zukünftigen Energieversorgung vorgestellt, die mit Hilfe der in Kapitel 3.2.3 vorgestellten verfahrenstechnischen Simulation ausgelegt worden sind. Dabei muss eine betrachtete Option mehrere Kriterien erfüllen. Neben der prinzipiellen Einsatzmöglichkeit der jeweiligen Technologie (aufgrund der konkreten technischen Anforderungen) und dem Stand der Technik (d.h. eine ausreichende Anzahl bereits realisierter ähnlicher Anlagen) muss eine detailliert zu betrachtende Technologie auch eine gewisse Wirtschaftlichkeit erwarten lassen. Aus diesen Gründen ist der Umgang mit Zukunftstechnologien wie bspw. der Brennstoffzellentechnik problematisch. Aufgrund der hohen zu erwartenden Effizienz bei der Energieumwandlung stellen die stationären Brennstoffzellen mittel- bis langfristig sicherlich eine wichtige Technologie dar. Trotzdem gibt es wichtige Gründe gegen eine Aufnahme in die Reihe der betrachteten Optionen. Einerseits hat die Brennstoffzellentechnik als Option für die industrielle Kraft- und Wärmeerzeugung noch nicht die notwendige Marktreife erreicht. Selbst optimistische Zukunftsprognosen gehen davon aus, dass Brennstoffzellen erst ab etwa 2010 die Grenze zur Wirtschaftlichkeit bei bestimmten Anwendungsfällen überschreiten werden. Für eine zeitnahe Umsetzung sind jedoch bereits heute verfügbare Technologien notwendig. Andererseits besteht eine große Unsicherheit bezüglich der zukünftigen Entwicklung der wirtschaftlichen Parameter. Es liegen bisher nur Schätzungen über eine mögliche Entwicklung insbesondere der Investitionen vor, die allerdings mit Vorsicht zu betrachten sind. Aufgrund der noch hohen spezifischen Investitionen heutiger Pilotanlagen sind diese bei weitem noch nicht wirtschaftlich konkurrenzfähig mit konventionellen Technologien.

#### **4.3.1 Optionen auf Basis von GuD-Anlagen**

Ein wesentliches Ziel der Studie ist die Ausarbeitung und Analyse von Optionen zur Steigerung der Effizienz bei der Energiebereitstellung. Aufgrund der Strukturen auf den Energiemärkten (v. a. Preisstrukturen) sind gegenwärtig fossile Energieträger wie Gas, Öl und Kohle die wesentlichen Energieträger bei der industriellen Wärme- und Dampferzeugung. Unter den fossil befeuerten (Heiz-)Kraftwerken sind die gasgefeuerten Gas- und Dampfturbinen-Anlagen (GuD-Anlagen) die effizientesten. Daneben haben GuD-Anlagen eine Reihe weiterer Vorteile:

- Sie sind sehr umweltfreundlich, denn sie emittieren fast kein Schwefeldioxid sowie keinen Staub, und die Stickoxid-Emissionen können durch moderne Verbrennungstechnologien unter 25 ppm (bei 11 % O<sub>2</sub>-Gehalt) gehalten werden.



- Die CO<sub>2</sub>-Emissionen sind verglichen mit Kohle- oder Öl-gefeuerten Kraftwerken geringer, zum einen wegen der höheren Wirkungsgrade, zum anderen aufgrund des bezogen auf den Energieinhalt geringeren Kohlenstoffgehaltes im Brennstoff Erdgas.
- Die spezifischen Investitionen sowie der relative Platzbedarf sind verglichen mit anderen konventionellen Anlagen geringer.

Im Folgenden (Kap. 4.3.1.1 - 4.3.1.5) werden verschiedene Konzepte zum Einsatz von GuD-Anlagen sowohl zur betriebsübergreifenden als auch zur einzelbetrieblichen Energieversorgung vorgestellt. Diese Anlagen werden dabei für die Versorgung der drei wesentlichen Dampfverbraucher ausgelegt, wobei zur Unterscheidung der Anlagen die jeweils mit Dampf versorgten Unternehmen in eckigen Klammern angegeben werden. Dabei steht 1 für MiRO, 2 für Stora Enso und 3 für Palm.

#### **4.3.1.1 „Zentrale GuD-Anlage-[1,2]“ zur betriebsübergreifenden Strom- und Dampfversorgung**

Die „zentrale GuD-Anlage-[1,2]“ stellt die erste Option zur betriebsübergreifenden Energieversorgung der Unternehmen 1 und 2 mit Strom und Dampf dar. Dabei werden die beiden großen Dampfverbraucher auf der Karlsruher Rheinseite MiRO (1) und Stora Enso (2), sowie indirekt über das Dampfnetz der Stora Enso auch die Firma Borregaard, an die gemeinsame Dampfversorgung angeschlossen. Auf eine Einbeziehung der Dampfverbraucher der anderen Rheinseite wird bei dieser Option im Gegensatz zu der im nächsten Kapitel vorgestellten GuD-Anlage-[1,2,3] verzichtet.

Die Basis der modernen, gasgefeuerten<sup>1</sup> Gas- und Dampfturbinenanlage (GuD-Anlage) mit Wärmeauskopplung bilden drei Gasturbinen (GT) mit je 45 MW<sub>el</sub>. Mit den heißen Abgasen wird in dem jeweils nachgeschalteten und zusätzlich mit Gas<sup>2</sup> gefeuerten Abhitzekessel (AHK) Speisewasser verdampft und überhitzt. Diese Zusatzbefeuerung der Abhitzekessel erhöht zwar das Investitionsvolumen der gesamten Anlage, bietet aber die Möglichkeit, bei Ausfall einer Gasturbine die Dampferzeugung aufrecht zu halten. Mit dem überhitzten Dampf wird eine Gegendruck-Dampfturbine (DT) mit Dampfauskopplung betrieben. Hierbei werden nach dem Hochdruckteil knapp 150 t/h Prozessdampf bei 30 bar und rund 400 °C ausgekoppelt. Der restliche Dampf wird im Niederdruckteil der Dampfturbine entspannt und steht mit 13 bar und rund 340 °C zur Verfügung. Die elektrische Leistung der Dampfturbine beträgt im Nennbetrieb ca. 28 MW<sub>el</sub>. Ein vereinfachtes Verfahrensfließbild ist in Abbildung 11 dargestellt.

---

<sup>1</sup> Gemisch aus Raffineriegas und Erdgas.

<sup>2</sup> Raffineriegas und/oder Erdgas.

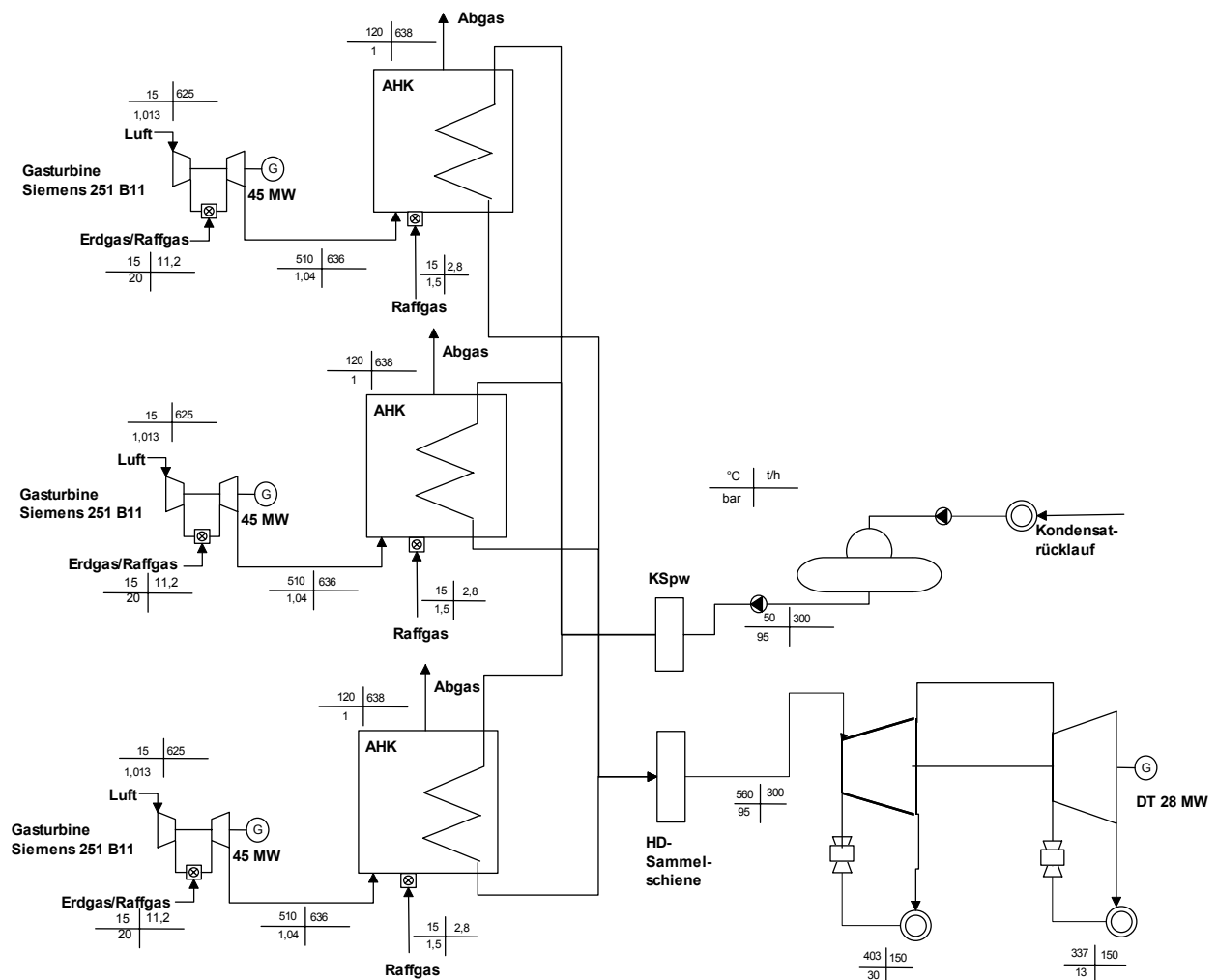


Abbildung 11: Technische Ausgestaltung der zentralen GuD-Anlage-[1,2]  
 (3 Gasturbinen (GT) mit 3 Abheizkessel (AHK) und 2 Dampfturbinen (DT);  
 Wirkungsgrade: elektr. 32,6 %; therm. 52 %, Gesamt 84,6 %. Leistungen:  
 elektr. 163 MW, therm. 260 MW, Feuerung 563 MW)

#### 4.3.1.2 „Zentrale GuD-Anlage-[1,2,3]“ zur rheinüberschreitenden, betriebsübergreifenden Strom- und Dampfversorgung

Durch den zusätzlichen Energieverbraucher (Papierfabrik Palm) muss die zentrale GuD-Anlage-[1,2,3] größer konzipiert werden als die zentrale GuD-Anlage-[1,2]. Einerseits weist sie durch die Ausnutzung von Größendegressionseffekten geringere spezifische Investitionen auf als die zuvor beschriebene zentrale GuD-Anlage-[1,2]. Andererseits erfordert die Überwindung des Rheins zusätzliche Investitionen für Rohrleitungen und Unterdükerung<sup>3</sup>. Eine Einbeziehung des DaimlerChrysler Werks in Wörth in das Netz der Wärmeabnehmer

<sup>3</sup> Durch Vergleich mit ähnlichen geplanten bzw. realisierten Vorhaben wird die Investition für zusätzliche Rohrleitungen incl. Unterdükerung auf ca. 15 Millionen € geschätzt.

erscheint nicht sinnvoll, denn aufgrund der Lastkurve der Wärmenachfrage<sup>4</sup> müsste die GuD-Anlage-[1,2,3] oft im Teillastbereich betrieben werden.

Das Grundgerüst der gasgefeuerten<sup>5</sup> Gas- und Dampfturbinenanlage (GuD) mit Wärmeauskopplung besteht - wie im Fall der „zentralen GuD-Anlage-[1,2]“ - aus drei Gasturbinen, jedoch mit je 70 MW<sub>el</sub> anstatt 45 MW<sub>el</sub> im Fall ohne die neue Papierfabrik (s. Kapitel 4.3.1.1).

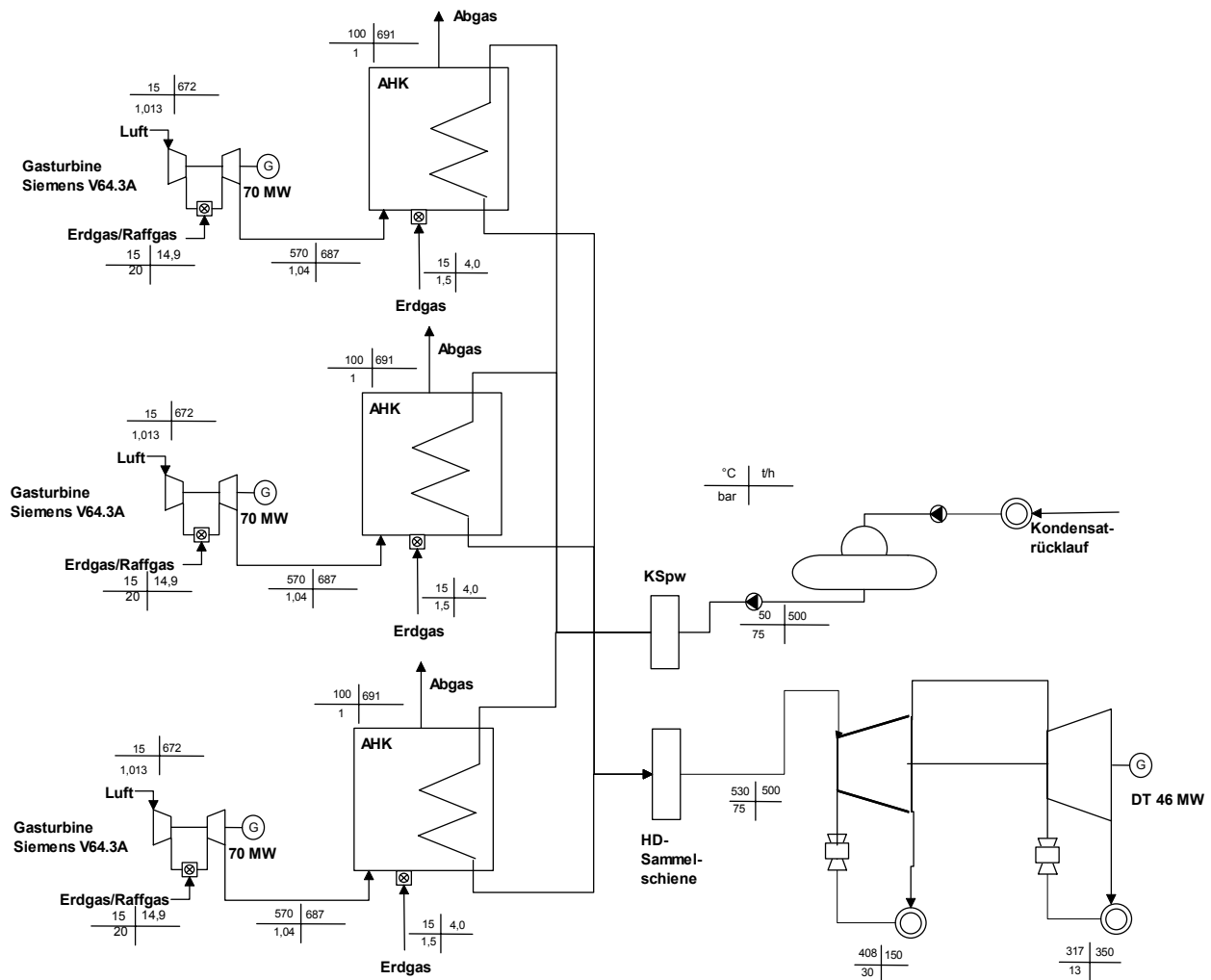


Abbildung 12: Technische Ausgestaltung der zentralen GuD-Anlage-[1,2,3] zur rheinüberschreitenden Dampfversorgung (3 GT mit 3 AHK, 2 DT; Wirkungsgrade: elektr. 32,8 %; therm. 56,2 %, Gesamt 89 %. Leistungen: elektr. 254 MW, therm. 434 MW, Feuerung 745 MW)

Mit den heißen Rauchgasen und der Zusatzfeuerung durch Raffineriegas oder Erdgas wird in dem jeweils nachgeschalteten Abhitzekegel Speisewasser verdampft und überhitzt. Auch hier bietet der zusatzbefeuerte Abhitzekegel die Möglichkeit, bei einem Ausfall der vorgeschalteten Gasturbine die Dampferzeugung aufrecht zu halten. Mit dem überhitzten

<sup>4</sup> Da der Hauptteil der Wärmenachfrage zur Beheizung der Produktionsstätte genutzt wird, besteht vor allem Bedarf während der Produktionszeit im Winter sowie in geringerem Umfang in der Übergangszeit. Dagegen ist im Sommer sowie an Wochenenden die Wärmenachfrage deutlich reduziert.

<sup>5</sup> Gemisch aus Raffineriegas und Erdgas.

Dampf wird eine Gegendruck-Dampfturbine mit Dampfauskopplung betrieben. Hierbei werden nach dem Hochdruckteil knapp 150 t/h Prozessdampf bei 30 bar und rund 400 °C ausgekoppelt. Der restliche Dampf wird im Niederdruckteil der Dampfturbine entspannt und steht mit 13 bar und rund 320 °C zur Verfügung. Die elektrische Leistung der Dampfturbine beträgt im Nennbetrieb ca. 46 MW<sub>el</sub>. Abbildung 12 zeigt ein vereinfachtes Verfahrensfliessbild.

#### 4.3.1.3 „Zentrale große GuD-Anlage-[1,2,3,+]“

Die maximale Ausnutzung von Größendegressionseffekten beim Bau von GuD-Anlagen lässt sich erreichen, indem auf die größten derzeit verfügbaren Gasturbinen als Einzelkomponenten einer GuD-Anlage zurückgegriffen wird. Durch die Verwendung von zwei Gasturbinen mit je 260 MW<sub>el</sub> Leistung in Kombination mit je einem ungefeuerten Abhitzekegel und nachgeschalteter Dampfturbine ergibt sich so eine GuD-Anlage mit rund 680 MW<sub>el</sub> Leistung (siehe Abbildung 13). Aufgrund der thermischen Leistung der Anlage können fast alle bisher zur Dampferzeugung notwendigen Anlagen bei Stora Enso und MiRO zurückgebaut werden.

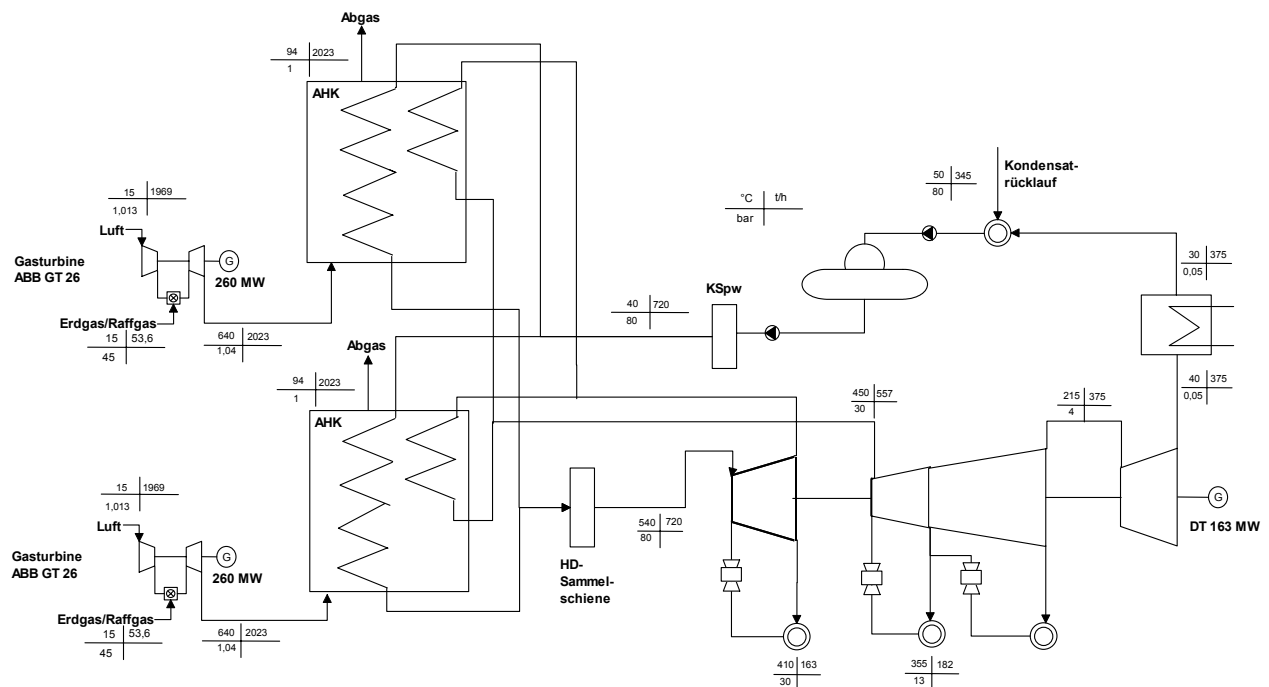


Abbildung 13: Technische Ausgestaltung der zentralen, großen GuD-Anlage-[1,2,3,+]  
(2 GT mit 2 AHK, 1 DT, Kondensator; Wirkungsgrade in typischer Betriebsweise: Elektrisch 47,9 %; thermisch 22,0 %, Gesamt 69,9 %. Leistungen: elektrisch 683 MW, thermisch 307 MW, Feuerung 1377 MW)

Trotz der Reduzierung der Anlagenzahl ergibt sich durch die große Kapazität der Anlage und deren hohen Stromkennzahl beim Betrieb der „zentralen großen GuD-Anlage“ ein hoher Stromüberschuss, der ins Netz eingespeist und auf dem Strommarkt verkauft werden muss. Der Absatz solcher Strommengen ist bei den gegenwärtigen und mittelfristig zu erwartenden Überkapazitäten auf dem deutschen Strommarkt jedoch schwierig. Neben dem hohen Stromüberschuss ist auch die drastische Reduzierung der Zahl der bereits existierenden Anlagen problematisch, da bei einem Ausfall einer Anlage bzw. Anlagenkomponente dann nicht mehr genügend Warmreserve zur Verfügung stehen würde. Diese problematischen Aspekte der

„zentralen großen GuD-Anlage-[1,2,3,+]" machen bereits deutlich, dass diese Option zur betriebsübergreifenden Energieversorgung mit großen Schwierigkeiten behaftet ist.

#### **4.3.1.4 „Dezentrale GuD-Anlagen“ zur betriebsinternen Dampfversorgung**

Neben den Optionen zur betriebsübergreifenden Strom- und Dampfversorgung sind im Rahmen dieser Arbeit auch Optionen der einzelbetrieblichen Dampfversorgung analysiert worden. Mit Hilfe dieser Optionen kann somit das Verbesserungspotenzial bestimmt werden, das ein Unternehmen (MiRO oder Stora Enso)<sup>6</sup> alleine, d. h. ohne Kooperation mit anderen benachbarten Unternehmen, ausschöpfen kann. Diese Optionen basieren auf den selben Erwägungen wie die betriebsübergreifenden Optionen auf der GuD-Technik und zeichnen sich daher ebenso durch eine hohe Effizienz aus.

##### *4.3.1.4.1 Dezentrale GuD-Anlage-[1] (MiRO-GuD)*

Diese Option stellt einen Teil des Dampfes zur Versorgung der Raffinerie bereit. Das Grundgerüst für diese Option einer modernen, gasgefeuerten<sup>7</sup> Gas- und Dampfturbinenanlage mit Wärmeauskopplung besteht im Unterschied zu den zentralen GuD-Anlagen (s. Kap. 4.3.1.1 und 4.3.1.2) aus nur zwei Gasturbinen mit je 45 MW<sub>el.</sub> Mit den heißen Rauchgasen und der Zusatzfeuerung durch Raffineriegas oder Erdgas wird in dem jeweils nachgeschalteten Abhitzeessel Speisewasser verdampft und überhitzt. Wie bei den zentralen GuD-Anlagen erhöht dieser zusatzbefeuerte Abhitzeessel zwar das Investitionsvolumen der gesamten Anlage, bietet aber auch die Möglichkeit, bei einem Ausfall der vorgeschalteten Gasturbine die Dampferzeugung aufrecht zu halten. Mit dem überhitzten Dampf wird eine Gegendruck-Dampfturbine mit einer Dampfauskopplung betrieben. Hierbei werden nach dem Hochdruckteil ca. 50 t/h Prozessdampf bei 30 bar und rund 420 °C ausgekoppelt. Der restliche Dampf wird im Niederdruckteil der Dampfturbine entspannt und steht mit 13 bar und rund 330 °C zur Verfügung. Die elektrische Leistung der Dampfturbine beträgt im Nennbetrieb ca. 18,5 MW<sub>el.</sub> Ein vereinfachtes Verfahrensfließbild zeigt Abbildung 14.

---

<sup>6</sup> Das Unternehmen Palm kann aufgrund der Tatsache, dass es keine bestehende KWK-Anlage betreibt, für eine neue bzw. modernisierte KWK-Anlage keinen KWK-Bonus nach dem KWK-Gesetz erhalten. Wie sich durch eine einfache überschlägige Rechnung zeigen lässt, stellt eine neue GuD-Anlage zur alleinigen Dampfversorgung von Palm ohne diesen KWK-Bonus keine wirtschaftliche Option dar und wird daher im Folgenden nicht betrachtet.

<sup>7</sup> Gemisch aus Raffineriegas und Erdgas.

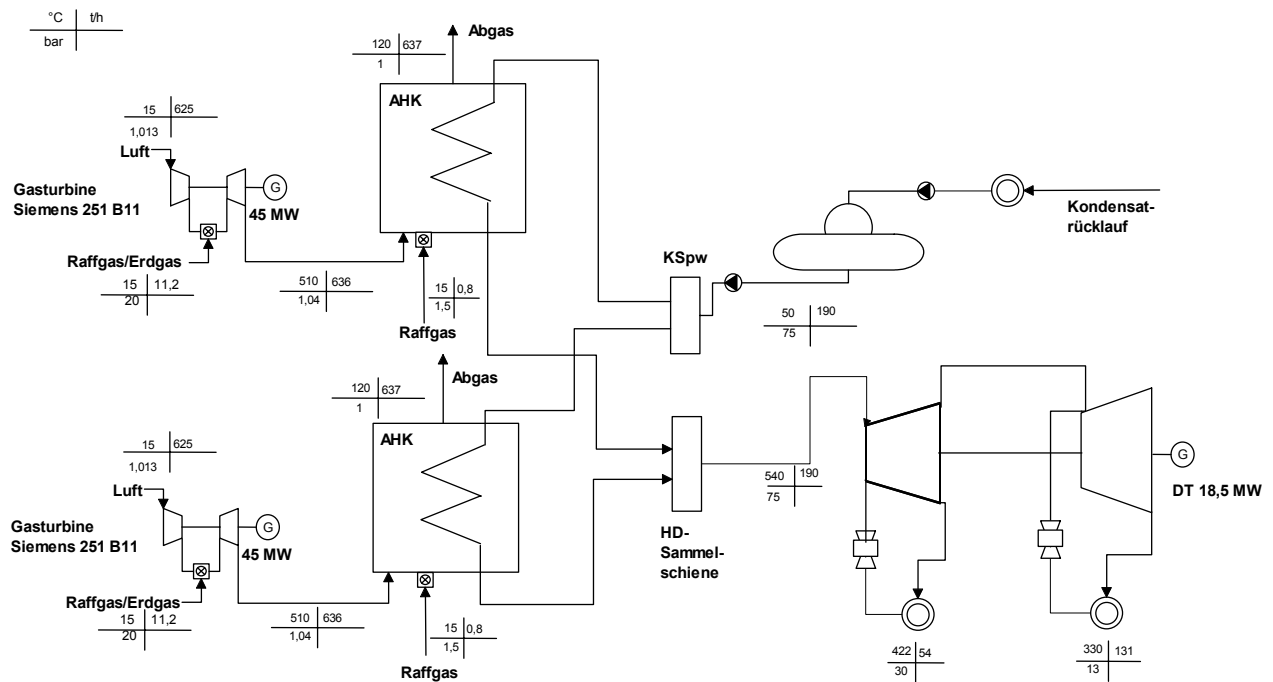


Abbildung 14: Technische Ausgestaltung der MiRO-GuD (Dezentrale GuD-Anlage-[1]) (2 GT mit 2 AHK, 1 DT; Wirkungsgrade: elektr. 33,3 %; therm. 50,2 %, Gesamt 83,5 %. Leistungen: elektr. 109 MW, therm. 164 MW, Feuerung 316 MW)

#### 4.3.1.4.2 Dezentrale GuD-Anlage-[2] (Stora Enso-GuD)

Analog zur dezentralen GuD-Anlage-[1] (MiRO-GuD) stellt die Dezentrale GuD-Anlage-[2] (Stora Enso-GuD) einen Teil des Dampfes zur betriebsinternen Versorgung der Papierfabrik bereit. Die Basis für diese Option bildet eine moderne, gasgefeuerte Gas- und Dampfturbinenanlage mit Wärmeauskopplung ähnlich der zentralen GuD-Anlagen (s. Kap. 4.3.1.1 und 4.3.1.2). Im Unterschied dazu besteht hier das Grundgerüst aus nur zwei Gasturbinen mit je  $40 \text{ MW}_{\text{el}}$ . Mit den heißen Rauchgasen wird in dem jeweils nachgeschalteten Abhitzekegel Speisewasser verdampft und überhitzt. Mit dem überhitzten Dampf wird eine Gegendruck-Dampfturbine mit einer Dampfaukopplung betrieben. Hierbei werden nach dem Hochdruckteil ca. 10 t/h Prozessdampf bei 30 bar und rund  $380 \text{ °C}$  ausgekoppelt. Die größere Dampfmenge wird im Niederdruckteil der Dampfturbine entspannt und steht mit 4 bar und rund  $185 \text{ °C}$  zur Verfügung. Die elektrische Leistung der Dampfturbine beträgt im Nennbetrieb ca.  $22 \text{ MW}_{\text{el}}$ . Ein vereinfachtes Verfahrensfließbild zeigt Abbildung 15.

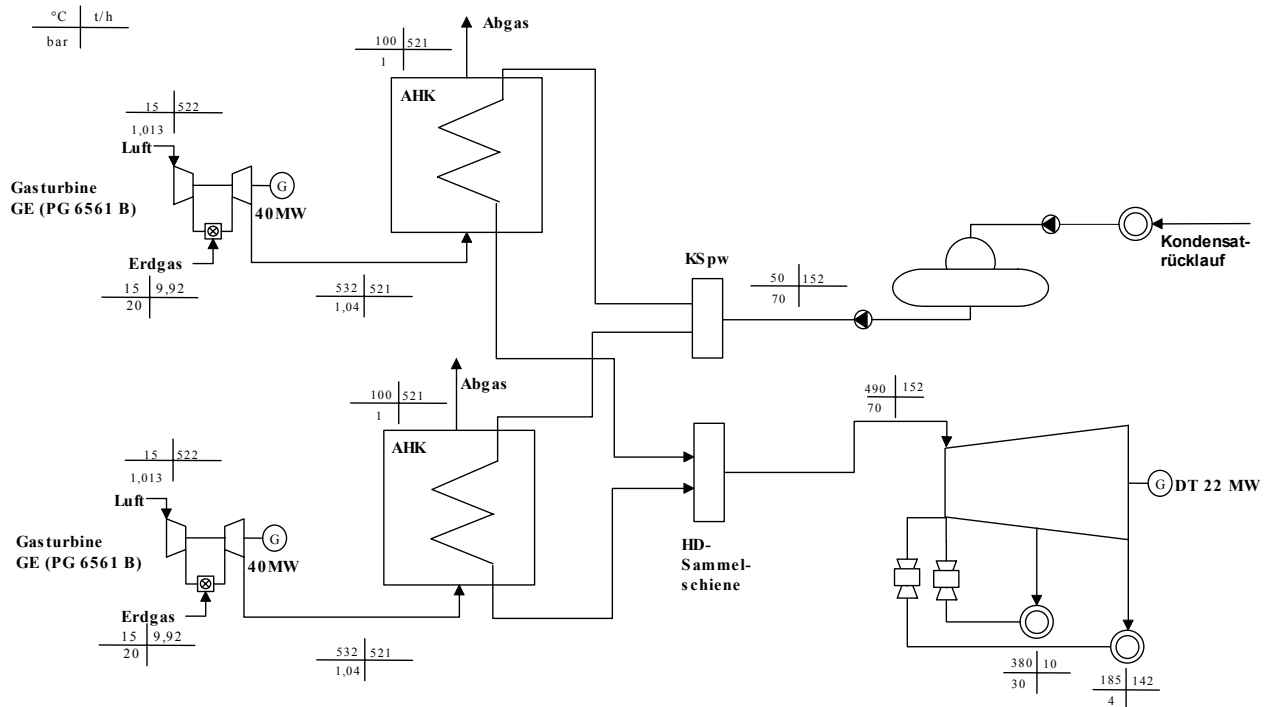


Abbildung 15: Technische Ausgestaltung der Stora Enso-GuD (Dezentrale GuD-Anlage-[2]) (2 GT mit 2 AHK, 1 DT; Wirkungsgrade: elektr. 37,5 %; therm. 43,8 %, Gesamt 81,3 %. Leistungen: elektrisch 102 MW, thermisch 119 MW, Feuerung 263 MW)

#### 4.3.1.5 Zusammenstellung wichtiger Größen der betrachteten GuD-Anlagen

Die wesentlichen Kenndaten der in den Kapiteln 4.3.1.1 bis 4.3.1.4.2 vorgestellten GuD-Anlagen werden in Tabelle 11 synoptisch dargestellt. Die Kenndaten der Gasturbinen (Typ und elektrische Leistung) stammen aus ASUE]. Die weiteren technischen Kenndaten der Gesamtanlagen resultieren aus der verfahrenstechnischen Simulation mit dem in Kapitel 3.2.2.3.4 vorgestellten Flow-Sheeting-Simulations-Programm Aspen Plus.

Die Schätzung der Investitionen sowie der jährlichen Ausgaben ist entsprechend der in Kapitel 3.2.3.5 vorgestellten Vorgehensweise erfolgt.

Tabelle 11: Zusammenstellung der wesentlichen Kenngrößen der verschiedenen Konzepte auf Basis von GuD-Anlagen

	Zentrale GuD-Anlage-[1,2]	Zentrale GuD-Anlage-[1,2,3]	Zentrale große GuD-Anlage-[1,2,3,+]	Dezentrale GuD-Anlage-[1]	Dezentrale GuD-Anlage-[2]
Dampfversorgung <sup>8</sup>	1,2	1,2,3	1,2,3	1	2
Typische Betriebsweise	Gegendruckbetrieb, wärmegeführt	Gegendruckbetrieb, wärmegeführt	Entnahmekondensationsbetrieb	Gegendruckbetrieb, wärmegeführt	Gegendruckbetrieb, wärmegeführt
Kenndaten Gasturbinen					
Anzahl Gasturbinen	3	3	2	2	2
Gasturbinentyp	Siemens 251 B 12	Siemens V64.3A	ABB GT 26	Siemens 251 B 11	General Electric (PG 6561 B)
Elektr. Leistung je Gasturbine [MW <sub>el</sub> ]	45	70	260	45	40
Kenndaten Gesamtanlage					
Max. elektrische Leistung [MW <sub>el</sub> ]	164	260	683	109	102
Max. thermische Leistung [MW <sub>th</sub> ]	260	422	307	164	119
Wirkungsgrad el. [%]	32,6	33,6	47,9	33,3	37,5
Wirkungsgrad th. [%]	52	54,6	22	50,2	43,8
Investition [Mio €]	144,0	198,4	306,8	105,2	92,9
spez. Investition [€/kW <sub>el</sub> ]	878	763	449	965 <sup>9</sup>	910
<b>Fixe jährliche Ausgaben:</b>					
Instandhaltung [Mio. €/a] (1,5 % d. Anlageninvestition)	2,16	2,98	4,60	1,58	1,39
Personal	1,28	1,28	1,28	1,28	1,28
Versicherung [Mio. €/a] (0,2 % d. Anlageninvestition)	0,29	0,40	0,61	0,21	0,19
Summe fixe jährliche Ausgaben [Mio. €/a]	3,73	4,65	6,49	3,07	2,86
Spezifische fixe Ausgaben [€/kW <sub>el</sub> ]	22,7	17,9	9,5	28,1	28,0

<sup>8</sup> 1 = MiRO, 2 = Stora Enso, 3 = Palm.

<sup>9</sup> Ein wesentlicher Grund für die höhere spezifische Investition im Vergleich zur Stora Enso-GuD ist die um ca. 10 Mio. € höhere Investition für die Rohrleitungen.



**4.3.1.6 Innerbetriebliche Maßnahmen zur Effizienzsteigerung (Repowering)**

Das Vorschalten einer Gasturbine vor einen bestehenden Kessel stellt eine innerbetriebliche Maßnahme zur Steigerung der Effizienz dar. Dadurch erhält man einen Gesamtprozess, der dem einer GuD-Anlage entspricht. Dieses sog. Repowering ist verglichen mit dem Neubau einer GuD-Anlage mit geringeren Investitionen verbunden, da bereits existierende Anlagenkomponenten weiter benutzt werden können. Allerdings ist sicherzustellen, dass die vorzuschaltende Gasturbine zum bestehenden Kessel „passt“, d. h. insbesondere die Abgasmenge und -temperatur muss in einem geeigneten Bereich liegen.<sup>10</sup> Sowohl bei der MiRO als auch bei Stora Enso ist jeweils ein Kessel für eine solche Nachrüstung besonders geeignet. Da die beiden Kessel<sup>11</sup> ähnliche Kenndaten aufweisen, ist jeweils dieselbe Gasturbine ausgewählt worden. Abbildung 16 und Abbildung 17 zeigen das jeweilige Schaltbild mit dem Kessel und der vorgeschalteten Gasturbine.

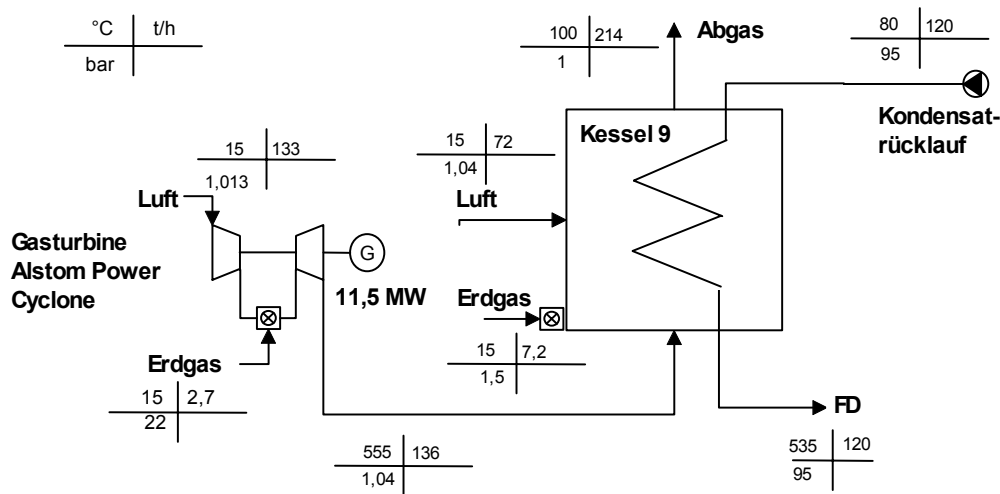


Abbildung 16: Technische Ausgestaltung der Vorschaltung einer Gasturbine vor den Kessel 9 bei Stora Enso

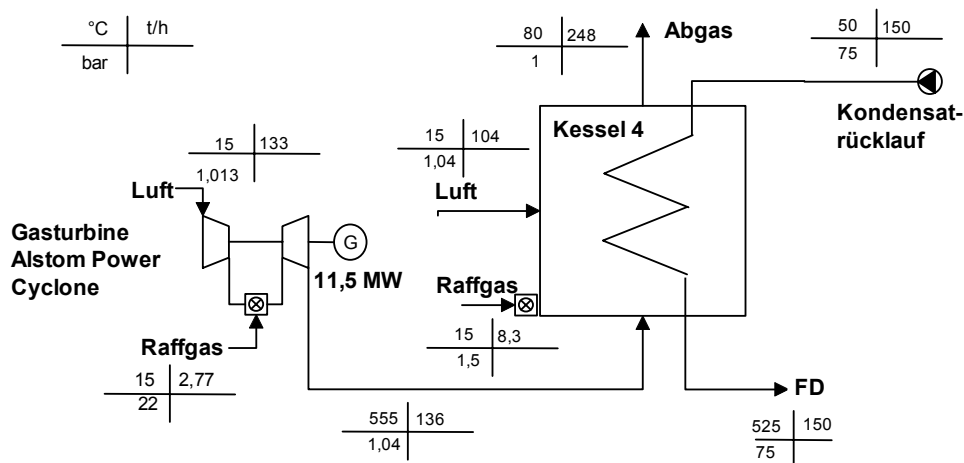


Abbildung 17: Technische Ausgestaltung der Vorschaltung einer Gasturbine vor den Kessel 4 bei der MiRO

<sup>10</sup> Dadurch sind solche Maßnahmen ggf. in ihren Möglichkeiten zur Verbesserung der Effizienz beschränkt.

<sup>11</sup> Kessel 4 bei der MiRO und Kessel 9 bei Stora Enso

### 4.3.2 Optionen zur nachträglichen Vernetzung und stärkeren Auslastung bestehender Anlagen

Aufgrund der Vielzahl an Energiebereitstellungsanlagen in der TechnologieRegion Karlsruhe, die teilweise nur zu einem geringen Teil ausgelastet sind, erscheinen grundsätzlich auch Optionen zur Deckung des gesamten bzw. teilweisen Energiebedarfs der untersuchten Unternehmen durch existierende Kapazitäten von Versorgungsunternehmen interessant. Zu diesen Anlagen zählen v. a. das Rheinhafen-Dampf-Kraftwerk (RDK) der EnBW und das Heizkraftwerk West der Stadtwerke Karlsruhe. Im RDK sind zur Zeit zwei Blöcke in Betrieb:

- ein mit Kohle befeuerter Block (Block 7) mit einer maximalen elektrischen Leistung von 550 MW. Dieser Block wird vor allem zur Erzeugung von sog. Mittellaststrom eingesetzt. Daneben wird ein Großteil der Karlsruher Fernwärme durch Anzapfung eines Dampfstromes in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugt (maximal ca. 250 MW thermische Leistung).
- ein umgerüsteter ehemaliger Kohlekessel, dem eine Gasturbine vorgeschaltet wurde (RDK 4S). Dieser Block mit einer elektrischen Leistung von 360 MW<sup>12</sup> dient zur Erzeugung von Spitzenlaststrom.

Das Heizkraftwerk West wird momentan hauptsächlich als Spitzenlastkessel im Winter sowie als Warmreserve bei einem Ausfall des Blocks 7 des RDK benutzt. Der Block 7 des RDK und das Heizkraftwerk West stellen gemeinsam Fernwärme für das Fernwärmenetz der Stadtwerke Karlsruhe bereit, so dass sie nicht für die Dampfversorgung der untersuchten Industrieunternehmen in Frage kommen. Andererseits werden diese Anlagen wie die Anlagen, die bisher bei den betrachteten Unternehmen zum Einsatz kommen, als einfache Dampfkraftprozesse mit Kraft-Wärme-Kopplung betrieben. Daher haben alle diese Anlagen ähnliche Umwandlungswirkungsgrade, so dass hierin kein Verbesserungspotenzial besteht.

Als weitere Option bleibt noch der Block 4S des RDK, wo durch einfache technische Umbaumaßnahmen relativ unkompliziert Dampf ausgekoppelt werden könnte. Da die Größe der auskoppelbaren Dampfmenge allerdings nicht ausreicht, um den kompletten Dampfbedarf der Unternehmen zu decken und die Anlage bisher nicht kontinuierlich, sondern nur zur Erzeugung von teurem Spitzenlaststrom betrieben wird, scheint diese Option nicht zielführend.

Allen diesen Vernetzungsoptionen gemeinsam ist weiterhin der Nachteil, dass bei einer solchen Vernetzung aufgrund der Anlagenstandorte weitere Entfernungen zurückzulegen sind, als es bei einer gemeinsamen Versorgung der Industrieunternehmen mit einer zentralen Anlage der Fall wäre, was mit höheren Investitionen für die deutlich längeren Rohrleitungen und mit höheren Transportverlusten verbunden ist.

### 4.3.3 Optionen eines verstärkten Einsatzes regenerativer Energien

Der Effizienzstrategie, d. h. die Steigerung der Energieeffizienz durch betriebliche und betriebsübergreifende Lösungen, kommt eine große Bedeutung im Rahmen dieser Fallstudie zu. Daneben stellt sich die Frage, welchen Beitrag nachwachsende Rohstoffe bzw. erneuerbare Energieträger mittel- bis langfristig zur Energiebereitstellung bei den untersuchten Unternehmen leisten können. Neben den technischen sind dabei auch die ökonomischen Randbedingungen zu analysieren.

---

<sup>12</sup> Davon entfallen ca. 240 MWel allein auf die Gasturbine.

#### 4.3.3.1 *Kriterien für den Einsatz von regenerativen Energien*

Technologien auf Basis von regenerativen Energieträgern müssen sich prinzipiell an den selben Kriterien wie konventionelle Technologien messen lassen. Dies sind im wesentlichen:

- Entwicklungsstand, Marktreife der Technologien,
- Wirtschaftlichkeit,
- regionale Verfügbarkeit der Energieträger und
- kontinuierliche Verfügbarkeit.

Ein wichtiges Kriterium ist die kontinuierliche Verfügbarkeit, da die Energieformen Strom und Dampf praktisch nur sehr schwer speicherbar sind. Da Speichermöglichkeiten hierfür kaum existieren bzw. mit sehr hohen Investitionen verbunden sind, stellt der Einsatz der Energieträger Wind und Sonne keine zielführende Option dar. Auf mögliche Konzepte zur Nutzung der Geothermie sowie eines verstärkten Einsatzes von Biomasse wird im Folgenden (Kapitel 4.3.3.2 und 4.3.3.3) genauer eingegangen.

#### 4.3.3.2 *Geothermie*

Die mit Hilfe der geothermischen Energie erzielbaren Temperaturen hängen von der Tiefe der Bohrungen und den jeweiligen Bedingungen im Untergrund ab. Der Oberrheingraben ist prinzipiell zur Nutzung der tiefen Geothermie besonders geeignet, da er ein günstiges Temperatur-Tiefenprofil aufweist. Ein möglicher Einsatzbereich bei den hier untersuchten Unternehmen liegt sinnvollerweise „nur“ im Niedertemperaturbereich (d. h. unter 200 °C), da diese Temperaturen mit einer geschätzten Bohrtiefe von maximal 5 km erzielt werden können. Aufgrund des hohen Anteils des Niedertemperaturdampfes am Gesamtdampfverbrauch und den etwas geringeren Anforderungen an die Ausfallsicherheit ist die Papierfabrik eher geeignet als die Raffinerie.

##### 4.3.3.2.1 *Auslegung eines technischen Grundkonzeptes zur Erzeugung von Strom und Dampf*

Im Folgenden wird das entwickelte Grundkonzept zur Nutzung der Geothermie zur Erzeugung von Strom und (Niederdruck-)Dampf skizziert. Wesentliche Punkte dabei sind:

- 2 Förderbohrungen, 1 Bohrung zum Verpressen des Thermalwassers,
- erwartete Temperaturen<sup>13</sup> in einer Tiefe von ca. 4000 m von ca. 170 – 180 °C,
- Erzeugung von Niederdruckdampf zur Versorgung der Papierfabrik Stora Enso und von Strom mit Hilfe einer nachgeschalteten ORC-Anlage,<sup>14</sup>
- Einspeisung des erzeugten Stromes in das öffentliche Netz und Vergütung nach EEG.<sup>15</sup>

---

<sup>13</sup> Nach [Gottlieb 2000].

<sup>14</sup> Beim Organic Rankine Cycle (ORC) wird anstatt Wasser ein Fluid verwendet, das einen Siedepunkt unter 100 °C hat. Somit kann ein thermodynamischer Kreisprozess auch bei niedrigeren Temperaturen durchgeführt werden.

<sup>15</sup> Erneuerbare Energien Gesetz.

Die Kombination von ORC-Anlage zur Stromerzeugung mit vorgelagertem Verdampfer zur Niederdruckdampferzeugung ermöglicht eine optimale Ausnutzung des Energieinhaltes des heißen Thermalwassers und somit eine optimierte Wirtschaftlichkeit, da die Energie des Thermalwassers bei dem Temperaturniveau besser genutzt wird als bei „umgekehrter“ Schaltung, d.h. zuerst Stromerzeugung mit anschließender Dampferzeugung.

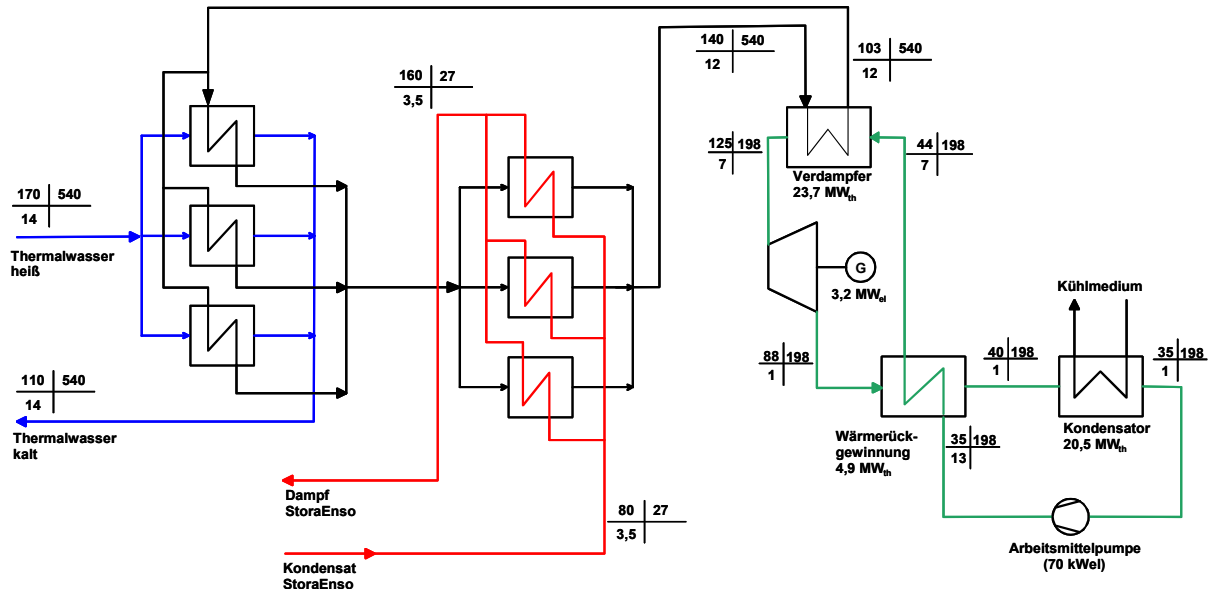


Abbildung 18: Vereinfachte Darstellung des technischen Konzepts zur Nutzung der tiefen Geothermie zur Erzeugung von Niedertemperaturdampf und Strom

#### 4.3.3.2.2 Wichtige wirtschaftliche Kenndaten

Die Investition für die Bohrungen werden auf ca. 20 Mio. € geschätzt, die sonstigen Investitionen belaufen sich auf ca. 15 Mio. €, so dass mit einem Gesamtkapitalbedarf von ca. 35 Mio. € gerechnet werden muss.

Während die Erlöse aus der Stromeinspeisung durch das EEG festgelegt sind, ist die Höhe der Erlöse durch den Verkauf von Niederdruckdampf an Stora Enso aus der Sicht des Anlagenbetreibers zunächst nicht fest sondern Verhandlungssache.

#### 4.3.3.2.3 Potenzielle Probleme hinsichtlich einer Realisierung

Die Errichtung eines geothermischen Kraftwerks ist mit besonders hohen Investitionen verbunden. Da es in Deutschland bisher nur sehr wenig Erfahrungen mit solchen oder ähnlichen Konzepten gibt, ist diese Investition gleichzeitig mit einem hohen Risiko verbunden. Daher ist es noch immer recht schwierig, Kapitalgeber zu finden, obwohl durch das EEG die Stromeinspeisung mit garantierten Sätzen vergütet wird. Aus diesem Grund ist kurzfristig nur ein geringer Beitrag der Geothermie zur Gesamtenergieversorgung der beteiligten Unternehmen zu erwarten.

#### 4.3.3.3 Biomasse

Biomasse als Brennstoff kommt bisher schon in einigen Unternehmen zum Einsatz, vor allem die bei der Papierproduktion bei Stora Enso anfallende Rinde sowie der Klärschlamm in der städtischen Kläranlage. Der Beitrag zum Gesamtenergieverbrauch ist aber nur von untergeordneter Bedeutung (ca. 1,5 % der in den Unternehmen umgesetzten thermischen Energie).

Daraus ergibt sich die Fragestellung, wie groß das technische und wirtschaftliche Potenzial einer verstärkten Nutzung von Biomasse ist.

#### 4.3.3.3.1 Abschätzung des technischen Potenzials einzelner Energieträger für einen Standort am Karlsruher Rheinhafen

Das *technische Potenzial* für den Einsatz von Biomasse bezeichnet den Anteil des physikalischen Angebots eines Stoffes innerhalb einer gegebenen Region und eines gegebenen Zeitraumes, welcher unter Berücksichtigung von technischen Randbedingungen nutzbar wäre.<sup>16</sup> Zusätzlich dazu werden die gegebenen strukturellen und ökologischen Restriktionen sowie gesetzliche Vorgaben berücksichtigt, da sie letztlich auch - ähnlich der technisch bedingten Eingrenzung - „unüberwindbar“ sind. Es beschreibt damit den zeit- und ortsabhängigen, primär aus technischer Sicht möglichen Beitrag einer regenerativen Energie zur Deckung der Energienachfrage. Da es wesentlich durch die technischen Randbedingungen bestimmt wird, ist es im Unterschied beispielsweise zu dem wirtschaftlichen Potenzial deutlich geringeren zeitlichen Schwankungen unterworfen.

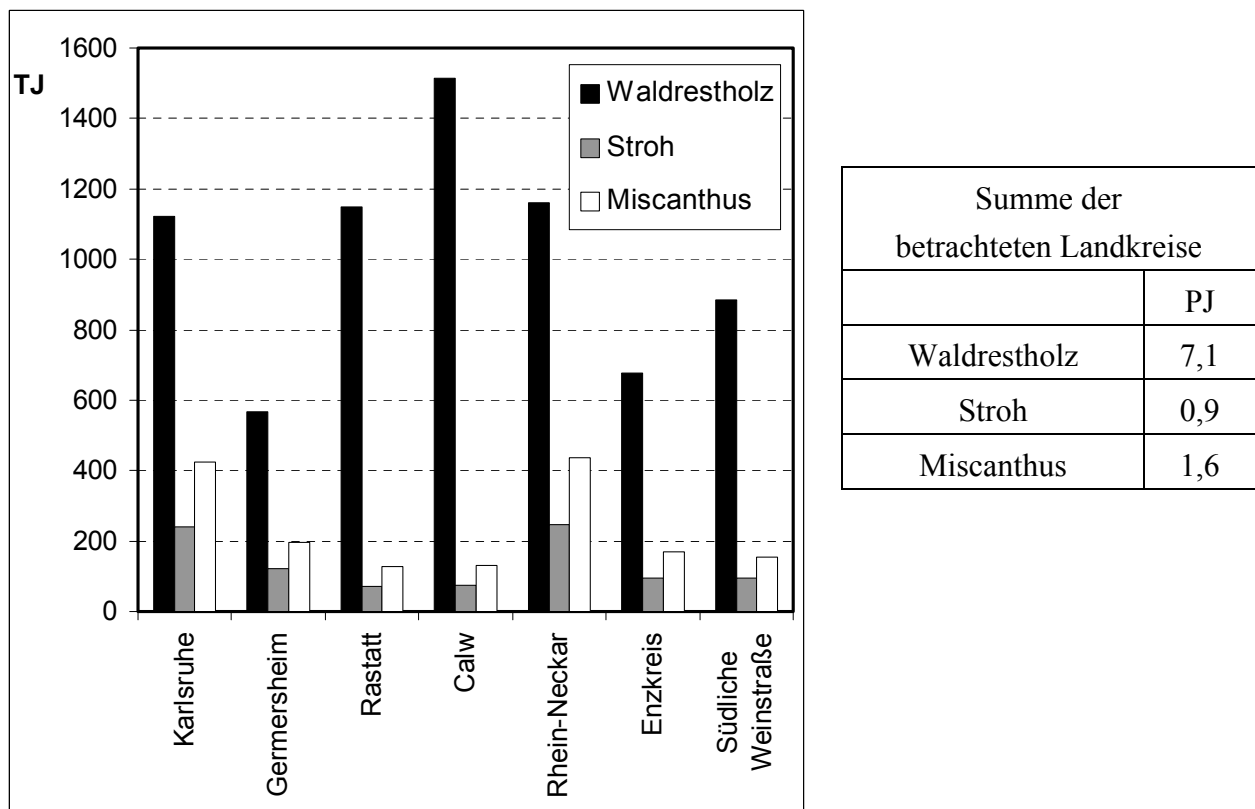


Abbildung 19: Potenziale der drei wichtigsten nachwachsenden Energieträger Waldrestholz, Stroh und Miscanthus im Landkreis Karlsruhe und in den angrenzenden Landkreisen (Eigene Berechnungen nach [Brökeland 1998])

Da die Nutzung von Biomasse für die betrachteten Unternehmen analysiert werden soll, müssen die regionalen Potenziale der einzelnen Energieträger genauer untersucht werden. Für

<sup>16</sup> Zur Definition des technischen Potenzials siehe auch [Brökeland 1998] und [Rentz et al. 2001a].

eine erste Abschätzung ist dafür das EDV-gestützte Programm HORTEB<sup>17</sup> („Horticultural Energy Supply with Biomass“) verwendet worden, das für alle Landkreise der Bundesrepublik Deutschland eine Ermittlung der Potenziale der Energieträger Waldrestholz, Stroh, Kurzumtriebsholz, Getreideganzpflanzen und Miscanthus erlaubt. Hiermit werden die technischen Potenziale auf Landkreisebene ermittelt. Hierzu werden der Landkreis Karlsruhe sowie die angrenzenden Landkreise betrachtet.<sup>18</sup>

In Abbildung 19 sind die Potenziale der drei wichtigsten nachwachsenden Energieträger dargestellt. Miscanthus wird zur Zeit in der betrachteten Region noch nicht angebaut. Somit besteht ein wesentlicher Teil des Potenzials aus bisher nicht energetisch genutzten Mengen an Waldrestholz und Stroh.

#### 4.3.3.3.2 *Vorgehensweise zur Bestimmung des wirtschaftlichen Potenzials*

Das *wirtschaftliche Potenzial* einer verstärkten Nutzung von Biomasse umfasst den Anteil des technischen Potenzials, welcher im jeweils betrachteten Energiesystem wirtschaftlich erschlossen werden kann und somit gegenüber anderen Energien nach Ort, Zeit und gegebenen Bedingungen wirtschaftlich konkurrenzfähig ist.

Das wirtschaftliche Potenzial abzuschätzen ist aus verschiedenen Gründen schwierig<sup>19</sup>:

- Es gibt verschiedene Möglichkeiten und Randbedingungen, die Wirtschaftlichkeit einer Option zu bestimmen, so dass daher immer verschiedene wirtschaftliche Potenziale angegeben werden können.
- Sich ändernde Randbedingungen (Preisänderung der fossilen Energien, Förderung regenerativer Energieträger, stoffliche Nutzung der biogenen Ressource...) haben einen wesentlichen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit einer bestimmten Option.
- Nicht zuletzt durch eine gestiegene Nachfrage nach Biomasse aufgrund des EEG ist eine gewisse Knappheit und auch Marktintransparenz festzustellen.

Die Bestimmung des wirtschaftlichen Potenzials erfolgt im Rahmen dieser Arbeit mit Hilfe des PERSEUS-IFC Modells. Neben dem Referenzsystem wird die Wirtschaftlichkeit von Biomasseanlagen i. A. von Parametern der jeweiligen Anlage (Energieumwandlungstechnik, Kapazität) und den Bereitstellungskosten für die Biomasse (Gestehung und Transport zum Kraftwerk) bestimmt.

#### 4.3.3.3.3 *Auswahl der Energieumwandlungstechnik*

Die Umwandlungsverfahren von Biomasse in die Endenergieformen Wärme und Strom lassen sich im Wesentlichen unterteilen in Verfahren mit und ohne Vergasung (vgl. Abbildung 20). Aufgrund der Anzahl bereits realisierter Anlagen haben dabei die Verfahren eine große Bedeutung, die durch direkte Verbrennung und anschließenden Dampfkraftprozess gekennzeichnet sind. Zur groben Auswahl einer geeigneten Verbrennungstechnik kann auf eine Einordnung nach [Spliethoff 2000] zurückgegriffen werden (s. Abbildung 21).

---

<sup>17</sup> Zur genauen Beschreibung dieses Excel-Tools s. [Brökeland 1998].

<sup>18</sup> Germersheim, Rastatt, Calw, Rhein-Neckar, Enzkreis und Südliche Weinstraße.

<sup>19</sup> Vgl. auch [Rentz et al. 2001a].

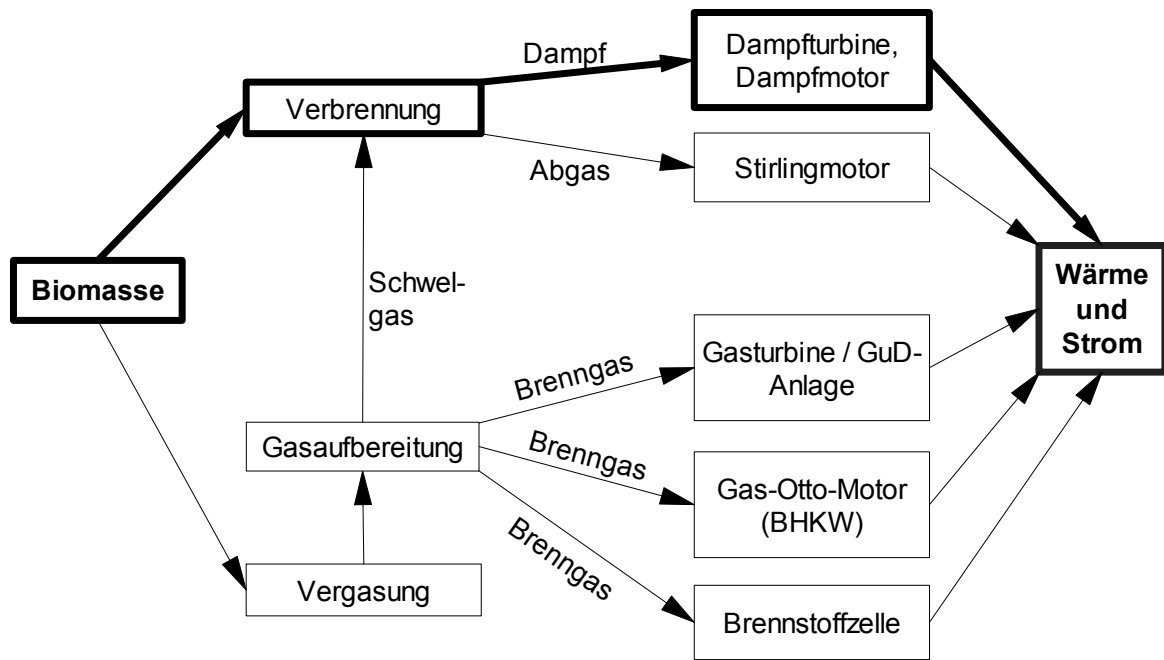


Abbildung 20: Mögliche Verfahren der Umwandlung von Biomasse in die Endenergieformen Wärme und Strom (in Anlehnung an [FNR 2000, S. 87])

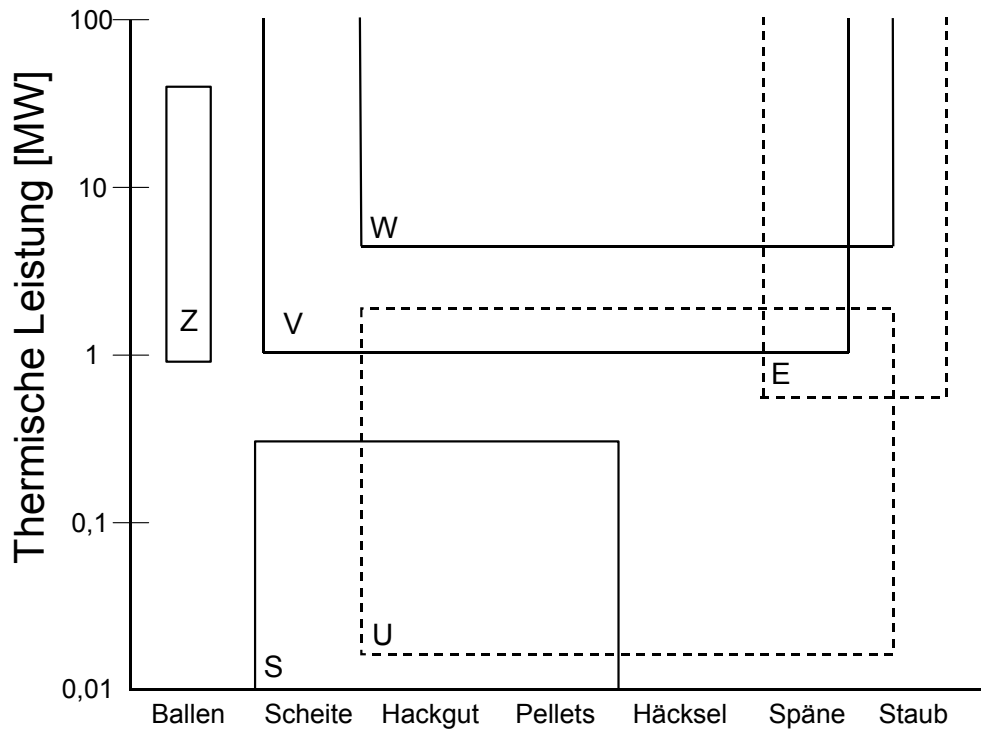


Abbildung 21: Einordnung der Feuerungssysteme in Abhängigkeit der Anlagengröße und der Form der Biomasse (E: Einblas-, S: Schacht-, V: Vorschubrost-, W: Wirbelschicht-, Z: Zigarrenfeuerung) nach [Spliethoff 2000]

#### 4.3.3.3.4 Wirtschaftliche Kenndaten

Neben der eigentlichen Energieumwandlungstechnik bestimmt der verwendete Brennstoff die Energieerzeugungskosten, da Energieträger aus Biomasse verglichen mit fossilen Energieträgern teilweise höhere Brennstoffkosten aufweisen. Diese lassen sich in die eigentlichen Brennstoffkosten (s. Tabelle 12) und Transportkosten (s. Tabelle 13) unterteilen.

Tabelle 12: Brennstoffkosten der drei wichtigsten nachwachsenden Energieträger frei Kraftwerk (Ernt- bzw. Bergekosten, Lagerungskosten und Transport bis zu 20 km Entfernung) nach [FNR 2000, S. 188]

	Brennstoffkosten in ct/kWh	
	Bereich	Mittelwert
Stroh	0,8 - 1,4	1,1
Miscanthus	1,4 - 2,2	1,8
Waldrestholz	0,9 - 3,3	2,1

Die Kosten für die Biomasse frei Kraftwerk können somit aus den Angaben in Tabelle 12 und den evtl. zusätzlich notwendigen Transportkosten (Tabelle 13) berechnet werden.

Tabelle 13: Zusätzliche Transportkosten für Biomasse aus umliegenden Landkreisen (eigene Berechnungen mit spezifischen Transportkosten nach [FNR 2000])

Landkreis	Zusätzliche Transportentfernung in km	Transportkosten in ct/kWh	
		Holzackschnitzel	Halmgutballen (Stroh / Miscanthus)
Rastatt, Enzkreis, Germersheim, Südliche Weinstraße,	30 - 40	0,25	0,2
Calw, Rhein-Neckar	60 - 70	0,45	0,45

#### 4.3.3.3.5 Angepasste Optionen der Biomassenutzung

Da bereits zum gegenwärtigen Zeitpunkt bei der Papierfabrik Stora Enso ein mit Rinde befeuerter Kessel betrieben wird, erscheint es sinnvoll, an diesem Standort weitere Optionen zu untersuchen. Daher werden drei verschieden große Biomasseanlagen bestehend aus einem Wirbelschichtkessel mit Dampfturbine (10, 20 und 50 MW<sub>el</sub>)<sup>20</sup> als technische Zubau-Optionen analysiert. Eine Zusammenstellung der wichtigsten Kenngrößen findet sich in Tabelle 14. Die bei der Papierherstellung anfallende Rinde bei Stora Enso kann zusammen mit anderer Biomasse verfeuert werden.

<sup>20</sup> Hierbei ist zu beachten, dass eine Förderung des erzeugten Stromes nach EEG nur bis max. 20 MW<sub>el</sub> möglich ist.



Tabelle 14: Kenngrößen verschieden großer Biomasseanlagen zur Strom- und Dampferzeugung

	1	2	3
Leistungen			
Feuerung ( $MW_{th}$ )	38	74	180
elektrisch ( $MW_{el}$ )	10	20	50
thermisch ( $MW_{th}$ )	20	40	100
Wirkungsgrade			
$\eta_{el}$	26%	27,0%	28%
$\eta_{th}$	53%	54%	56%
$\eta_{gesamt}$	79%	81%	83%
Investition (Mio €)	30,6	41,4	83,1

Quelle: Eigene Berechnungen sowie [FNR 2000], [Buchberger 1998] und [Staiß 2000]

## 4.4 Ergebnisse der ökonomischen Optimierung mit Hilfe des PERSEUS-IFC-Modells

### 4.4.1 Unterstellte Rahmenannahmen für die ökonomische Optimierung

#### 4.4.1.1 Nachfrageentwicklungen

Zur Analyse möglicher zukünftiger Optionen der Energieversorgung ist eine Abschätzung des zukünftigen Energiebedarfs wichtig. Dabei sind nicht nur Prognosen für den Gesamtenergiebedarf sondern, auch für einzelne Energieträger zu erstellen. Der Energiebedarf eines Unternehmens kann sich zukünftig ändern u. a. aufgrund der Änderung der Produktionsmenge, des Produktionsverfahrens oder geänderter gesetzlicher oder sonstiger Rahmenbedingungen.

- Für die MiRO sind die Auswirkungen des Auto-Öl-Programms<sup>21</sup> zu berücksichtigen. Dadurch ergibt sich in der Summe über alle Energieträger ein leichter Anstieg im Zeitraum von 1998 bis 2003. In den folgenden Jahren wird mit einem konstanten Energiebedarf gerechnet.
- Für alle anderen Unternehmen wird davon ausgegangen, dass sich sowohl die Produktionsmenge als auch die eingesetzten Produktionsverfahren im betrachteten Zeitraum nicht grundlegend ändern. Daher wird von einem zukünftig konstanten Energiebedarf ausgegangen basierend auf den durchschnittlichen Werten der Jahre 1998 - 2000.

<sup>21</sup> Dieses Programm zur Senkung verkehrsbedingter Emissionen wurde durch die Europäische Kommission initiiert und legt in Zusammenarbeit mit der europäischen Automobil- und Mineralölindustrie Abgasgrenzwerte und Kraftstoffqualitäten fest. Obwohl die europaweite Einführung der schwefelfreien Qualität erst für 2005 vorgesehen ist, hat die deutsche Mineralölindustrie diese bereits für das Jahr 2003 zugesagt.

#### 4.4.1.2 Preisentwicklungen für Energieträger

Bei den Modellrechnungen werden die in Tabelle 15 dargestellten Energieträgerpreise verwendet. Dabei wird unterstellt, dass die Energieträgerpreise für alle Unternehmen gleich sind, wenn sie die selbe Abnahmestruktur besitzen. Dies ist besonders bei Strom relevant, da sich hier der Preis aus dem Anteil für die abgenommene Strommenge<sup>22</sup> und dem Anteil für die Durchleitung (Leistungs- und Arbeitspreis) zusammensetzt. Da hierbei der Anteil für die Durchleitung vom Spannungsniveau abhängt, auf dem der Strom aus dem Stromnetz abgenommen wird, ergeben sich für die Unternehmen unterschiedliche Strompreise. In Tabelle 16 sind die Kosten für die Stromdurchleitung in Abhängigkeit von der Abnahmestruktur der Unternehmen dargestellt.

Neben Analysen mit diesen Rahmenannahmen für die Preisentwicklung sind Sensitivitätsanalysen mit variierten Preisen (insbesondere Gaspreise) durchgeführt worden (Kapitel 4.4.7.1).

Tabelle 15: Preisentwicklungen für die im Modell verwendeten Energieträger (in Anlehnung an [Prognos 2000])

[ct/kWh]	2000	2004	2008	2012	2016
Gas (Erdgas, Raffineriegas) <sup>23</sup>	1,53	1,34	1,43	1,52	1,61
Schweres Heizöl (HS)	1,02	1,07	1,12	1,18	1,23
Flüssiggas (LPG)	1,66	1,48	1,57	1,67	1,77
Strom (Höchstspannung)	2,56	2,64	2,76	2,88	3,01

Tabelle 16: Im Modell verwendete Durchleitungsentgelte für den Strombezug der Unternehmen (eigene Berechnungen nach [VDEW 2001])

Stromdurchleitung	Leistungspreis (€/kW)	Arbeitspreis (ct/kWh)
Stora Enso, MiRO	36,00	0,33
Sonstige Unternehmen	69,00	0,79

#### 4.4.1.3 Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung durch das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWK-Gesetz)

Die Liberalisierung des Strommarktes hat für Industrieunternehmen zunächst zu einer z. T. deutlichen Senkung der Strompreise geführt [VIK 2002]. Da bei Industrieunternehmen der in KWK-Anlagen eigenerzeugte Strom gegenüber dem Strombezug konkurrenzfähig sein muss, ist aufgrund der gegenwärtigen Strompreiskonstellation die i. d. R. umweltfreundliche - d. h.

<sup>22</sup> Der Preis für Strom auf der Höchstspannungsebene ist dabei als für alle Unternehmen konstant angenommen worden.

<sup>23</sup> Aufgrund der teilweisen Substituierbarkeit der beiden Gase (Erdgas, Raffgas) wird in den Modellrechnungen der selbe Preis angesetzt. Aufgrund der fixen Menge des „Raffinerienebenproduktes“ Raffineriegas ist dessen Preis bei der ökonomischen Gesamtbewertung verschiedener Optionen nicht entscheidungsrelevant. Bei der Aufteilung der Kosten auf die einzelnen beteiligten Unternehmen einer gemeinschaftlichen Energieversorgung spielt der Preis jedoch eine wichtige Rolle.

besonders effiziente - gekoppelte Erzeugung von Strom und Wärme, unter großen wirtschaftlichen Druck geraten<sup>24</sup>.

Um zumindest den wirtschaftlichen Weiterbetrieb eines Teils der bestehenden KWK-Anlagen sicherzustellen, hat die Bundesregierung am 12. Mai 2000 das Gesetz zum Schutz der Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung (sog. „KWK-Vorschaltgesetz“) erlassen. Dieses KWK-Vorschaltgesetz ist jedoch von verschiedenen Seiten als verbesserungswürdig betrachtet<sup>25</sup> worden. Es fördert praktisch nur bestehende Anlagen von Stadtwerken; industrielle KWK-Anlagen sind dagegen ausgenommen. Ebenso gibt das Gesetz keinen Anreiz zum Neubau oder zur Modernisierung bestehender Anlagen.

Nach längerer Diskussion über ein geeignetes Instrument zur Förderung der KWK ist dann das Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz)<sup>26</sup> am 25. Januar 2002 vom Bundestag und am 1. März 2002 vom Bundesrat verabschiedet worden. Im Vergleich zum Basisjahr 1998 sollen durch das Gesetz die CO<sub>2</sub>-Emissionen in der Bundesrepublik Deutschland um 10 Millionen Tonnen bis zum Jahr 2005 gemindert werden sowie um bis zu 23 Millionen Tonnen bis zum Jahr 2010, mindestens aber um 20 Millionen Tonnen. Dies soll erreicht werden durch den befristeten Schutz und die Modernisierung von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, den Ausbau der Stromerzeugung in kleinen KWK-Anlagen und die Markteinführung von Brennstoffzellen.

Die im Folgenden dargestellten Aspekte des Gesetzes sind für eine Anwendung auf die Unternehmen im Rahmen der Studie von besonderer Bedeutung.

#### 4.4.1.3.1.1 *Einspeisevergütung*

Für Strom aus KWK-Anlagen, der in ein Stromnetz der öffentlichen Versorgung eingespeist wird, sieht das Gesetz die Zahlung einer Einspeisevergütung durch den Netzbetreiber vor, die sich aus zwei Komponenten zusammensetzt:

- einem Preis, der zwischen dem KWK-Anlagenbetreiber und dem Netzbetreiber zu vereinbaren ist<sup>27</sup>,
- und einem Zuschlag, der von der jeweiligen Kategorie der KWK-Anlage abhängt (§ 4). Der Zuschlag soll dabei den erhöhten Kosten der Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen Rechnung tragen.

In Tabelle 17 ist die nach der Kategorie der KWK-Anlage sowohl gestaffelte Höhe als auch die Dauer der Zuschlagszahlung dargestellt.

---

<sup>24</sup> Dies hat zur vorübergehenden oder endgültigen Stilllegung bestehender KWK-Anlagen geführt.

<sup>25</sup> Dies lässt sich schon aus § 1 des Gesetzes ableiten: „Zweck des Gesetzes ist der befristete Schutz der Kraft-Wärme-Kopplung in der allgemeinen Versorgung...“.

<sup>26</sup> Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz) vom 19. März 2002, BGBl 2002 I Nr. 19.

<sup>27</sup> Kommt eine Vereinbarung nicht zustande, gilt der übliche Preis als vereinbart, zuzüglich dem nach den anerkannten Regeln der Technik berechneten Teil der Netznutzungsentgelte, der durch die dezentrale Einspeisung durch diese KWK-Anlage vermieden wird (§ 4, Abs. 3, Satz 2). Dieser Preis entspricht dem im PERSEUS-IFC Modell verwendeten Strompreis auf der Höchstspannungsebene (vgl. Tabelle 15).

#### 4.4.1.3.1.2 Kategorien von KWK-Anlagen

Das Gesetz sieht eine Einteilung in verschiedene Kategorien vor je nach Art, Alter und Modernisierungsstand der Anlage. Die wichtigste Gruppe von Anlagen für die hier vorgestellte Studie stellen die Kategorien nach § 5 Abs. 1 dar. Dies sind KWK-Anlagen, die vor Inkrafttreten des Gesetzes in Dauerbetrieb genommen wurden:

1. Alte Bestandsanlagen (Inbetriebnahme vor 1990)
2. Neue Bestandsanlagen (Inbetriebnahme von 1990 - 2001)
3. Modernisierte Bestandsanlagen; dazu zählen alte Bestandsanlagen, die modernisiert oder durch eine neue Anlage ersetzt und nach Inkrafttreten des Gesetzes (1. April 2002), spätestens jedoch bis zum 31. Dezember 2005, wieder in Dauerbetrieb genommen worden sind. Eine Modernisierung liegt dann vor, wenn wesentliche, die Effizienz bestimmende Teile der Anlage erneuert worden sind und die Kosten der Erneuerung mindestens 50 % der Kosten für die Neuerrichtung der Anlage betragen. Wenn modernisierte Anlagen einer immissionsschutzrechtlichen Genehmigung bedürfen, besteht der Anspruch auf den Zuschlag für modernisierte Anlagen nur, wenn bis zum 1. April 2003 ein Antrag auf Erteilung einer Genehmigung im Sinne des § 10 Abs. 1 Satz 1 des Bundes-Immissionsschutzgesetzes in Verbindung mit § 3 der Neunten Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes bei der dafür zuständigen Behörde gestellt worden ist.

Zur zweiten Gruppe zählen nach § 5 Abs. 2 Anlagen, die nach Inkrafttreten des Gesetzes (1. April 2002) in Dauerbetrieb gehen, wenn es sich um

- Kleine Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen<sup>28</sup> (kleiner 2 MW)
- Brennstoffzellen-Anlagen

handelt.

Die Dauer der Zahlung des Zuschlags ist nach § 7 befristet und gestaffelt sowie nach Anlagenkategorien differenziert (vgl. Tabelle 17).

Tabelle 17: Höhe des Zuschlages und Dauer der Zahlung nach Kategorie der KWK-Anlage<sup>29</sup>

ct/kWh	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Alte Bestandsanlagen	1,53	1,53	1,38	1,38	0,97				
Neue Bestandsanlagen	1,53	1,53	1,38	1,38	1,23	1,23	0,82	0,56	
Modernisierte Anlagen	1,74	1,74	1,74	1,69	1,69	1,64	1,64	1,59	1,59

#### 4.4.1.3.1.3 Fazit für die Studie

Durch die Verabschiedung des Gesetzes sind die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen in Deutschland verbessert worden. Außerdem ist jetzt eine gewisse Planungssicherheit gegeben. Während bisher die meisten Konzepte, die einen

<sup>28</sup> Soweit sie nicht eine bereits bestehende Fernwärmeversorgung aus KWK-Anlagen verdrängen.

<sup>29</sup> Nicht dargestellt sind die Vergütungssätze für kleine KWK-Anlagen (kleiner 2 MW) und Brennstoffzellen-Anlagen, da diese Anlagenkategorien keine Optionen im Rahmen der Fallstudie darstellen.

Neubau von effizienteren KWK-Anlagen vorsahen, nicht wirtschaftlich gewesen sind, hat das Gesetz zu einem Anreiz zur Modernisierung geführt.

Da es im KWK-Gesetz keine Vergütung des eigenen erzeugten und verbrauchten Stroms gibt, muss dieser KWK-Strom physikalisch in das öffentliche Netz eingespeist werden, um den Zuschlag zu bekommen. Es wird davon ausgegangen, dass die hier betrachteten Unternehmen mit KWK-Anlagen den Zuschlag für den in den jeweiligen alten Bestandsanlagen erzeugten KWK-Strom in Anspruch nehmen werden. Dazu sind gewisse Veränderungen bei den Unternehmen notwendig, insbesondere sind Investitionen in neue Transformatoren, Messeinrichtungen, Netzanschlüsse, usw. zu tätigen. Aufgrund der großen KWK-Strommengen und der sich daraus ergebenden hohen Erlöse durch die Zuschlagszahlungen amortisieren sich diese Investitionen bei den betrachteten Unternehmen allerdings schon innerhalb von etwa 1 bis 2 Jahren.

#### **4.4.1.4 Weitere Rahmenannahmen und Modellvorgaben**

Der Betrachtungszeitraum für die Modellanalysen reicht vom Jahr 2000 bis 2020. Dieser Zeitraum wird dabei in 5 Planungsperioden mit einer Periodendauer von jeweils vier Jahren unterteilt.

Es wird angenommen, dass die Lebensdauer bestehender Anlagen mindestens bis zum Ende des Betrachtungszeitraumes 2020 reicht. Diese Annahme ergibt sich aus dem jeweiligen Baujahr der Anlagen und der jeweils prognostizierten Lebensdauer. Gleichzeitig werden die zukünftig zu erwartenden Instandhaltungsausgaben eher niedrig geschätzt.

Die Inbetriebnahme (Aufnahme Dauerbetrieb) neu zugebauter Anlagen ist aufgrund der notwendigen Vorlaufzeit (Projektierung, Genehmigung, Bau der Anlage) ab einem Zeitraum von Anfang 2004 bis Ende 2005<sup>30</sup> möglich.

Zur Berücksichtigung der Gleichzeitigkeit der Energiebereitstellung und des Energieverbrauchs wird jede Planungsperiode zusätzlich in typische Zeitintervalle unterteilt. Bei der Wahl der Zeiteinteilung ist grundsätzlich ein Kompromiss zwischen Genauigkeit (möglichst viele, kleine Intervalle), verfügbaren Daten und Rechenaufwand bzw. Lösbarkeit des Optimierproblems (eher wenig Intervalle) zu finden. Von den beteiligten Unternehmen haben die großen Strom- und Dampfverbraucher (MiRO und Stora Enso) eine „Rund-um-die-Uhr“-Produktion mit einem, von Störungen abgesehen, relativ konstanten Energiebedarf. Daher reichen wenige Zeitintervalle aus, um eine gute Abbildung der Realität zu erreichen. In Anlehnung an die beim Stromhandel übliche Aufteilung in „Base“ und „Peak“ wird die Planungsperiode in insgesamt drei Intervalle unterteilt: „Base“, „Peak“ und „Maximaltag“. Mit Hilfe des „Maximaltags“, mit einer Dauer von 24 Stunden/Jahr, kann eine Leistungsspitze (bspw. +10 %) in der Nachfrage nachgebildet werden, ohne dass sich die jährliche Energiemenge signifikant erhöht.

Der für die Modellanalysen verwendete Diskontierungszinssatz beträgt 6%.

---

<sup>30</sup> Diese Frist (Aufnahme des Dauerbetriebes vor 1. 1. 2006) ist wichtig und unbedingt einzuhalten, um eine Vergütung des erzeugten KWK-Stromes in Anspruch nehmen zu können.

#### **4.4.2 Vorgehensweise bei der Bestimmung wirtschaftlich optimaler Energieversorgungsstrategien**

Bei der Beurteilung von alternativen Energieversorgungskonzepten ist der unterstellte Referenzfall als Bewertungsgrundlage wesentlich. Dieser Referenzfall beschreibt die autonome Entwicklung betrieblicher Energiesysteme innerhalb des Betrachtungszeitraumes ohne die betriebsübergreifende Vernetzung von Soff- oder Energieströmen. Die Festlegung einer transparenten „Referenzentwicklung“ ist ein zentrales Problem verschiedener wissenschaftlicher Untersuchungen (wie z. B. im Bereich der flexiblen Instrumente der Klimapolitik). Zur Bestimmung dieser Referenzentwicklung wird im Rahmen dieser Arbeit angenommen, dass keine neuen Anlagen erreicht werden, da dies aufgrund der unterstellten Lebensdauern der bestehenden Anlagen und dem prognostizierten zukünftigen Energiebedarf nicht notwendig ist. Mit Hilfe des Modells können damit die zukünftige Einlastung der Eigenerzeugungsanlagen sowie die jährlichen Ausgaben der Energieversorgung ermittelt werden.

Mit diesem so ermittelten Referenzfall werden dann die wirtschaftlich optimierten Energieversorgungskonzepte verglichen. Dabei werden in einer ersten Optimierungsrechnung alle Zubauoptionen (mit und ohne Vernetzung) zugelassen. In den folgenden Modellläufen werden dann sukzessive die im jeweils vorherigen Modelllauf gewählten Zubauoptionen ausgeschlossen. Dadurch erhält man neben der optimalen Lösung auch die jeweils nächstbeste, die evtl. durch nur geringfügig höhere Ausgaben gekennzeichnet ist. Wird diese Vorgehensweise außerdem noch bei verschiedenen veränderten wesentlichen Randbedingungen durchgeführt, so kann eine „stabile“ Lösung ermittelt werden.

### 4.4.3 Ergebnisse für die Referenzentwicklung

Entsprechend den in Kapitel 4.4.1 vorgestellten Rahmenannahmen für die prognostizierte zukünftige Nachfrage- und Energiepreisentwicklung wird mit Hilfe des optimierenden Energie- und Stoffflussmodells PERSEUS-IFC die wirtschaftlich optimale Energieversorgungsstrategie für den Referenzfall bestimmt. Dieser Referenzfall ist charakterisiert durch den Weiterbetrieb aller bestehenden Anlagen,<sup>31</sup> und stellt im Wesentlichen die Fortschreibung des „Ist-Zustandes“ dar.

Abbildung 22 zeigt den Anlagenpark einschließlich der Verknüpfung der Anlagen mit Energie- und Stoffströmen im Referenzfall. Im oberen Teil sind die beiden Teilenergiesysteme<sup>32</sup> der MiRO (1) mit den Kesseln, Turbinen und unterschiedlichen Dampfstufen zu erkennen. Die im unteren Bildteil dargestellte Energiebereitstellung der Stora Enso (2) und Palm (3) besteht im Vergleich zur MiRO aus jeweils weniger Anlagen und weniger Dampfstufen. Zu beachten ist, dass bei Palm (3) keine KWK-Anlagen im Einsatz sind und Dampf in reinen Heizkesseln erzeugt wird. Aufgrund der unterstellten Entwicklung der Primärenergie- und Strompreise<sup>33</sup> steigen die gesamten jährlichen Energieversorgungskosten dieser drei Unternehmen von ca. 140 Mio. €/a im Jahr 2006 auf ca. 155 Mio. €/a im Jahr 2016 an (vgl. Abbildung 27).

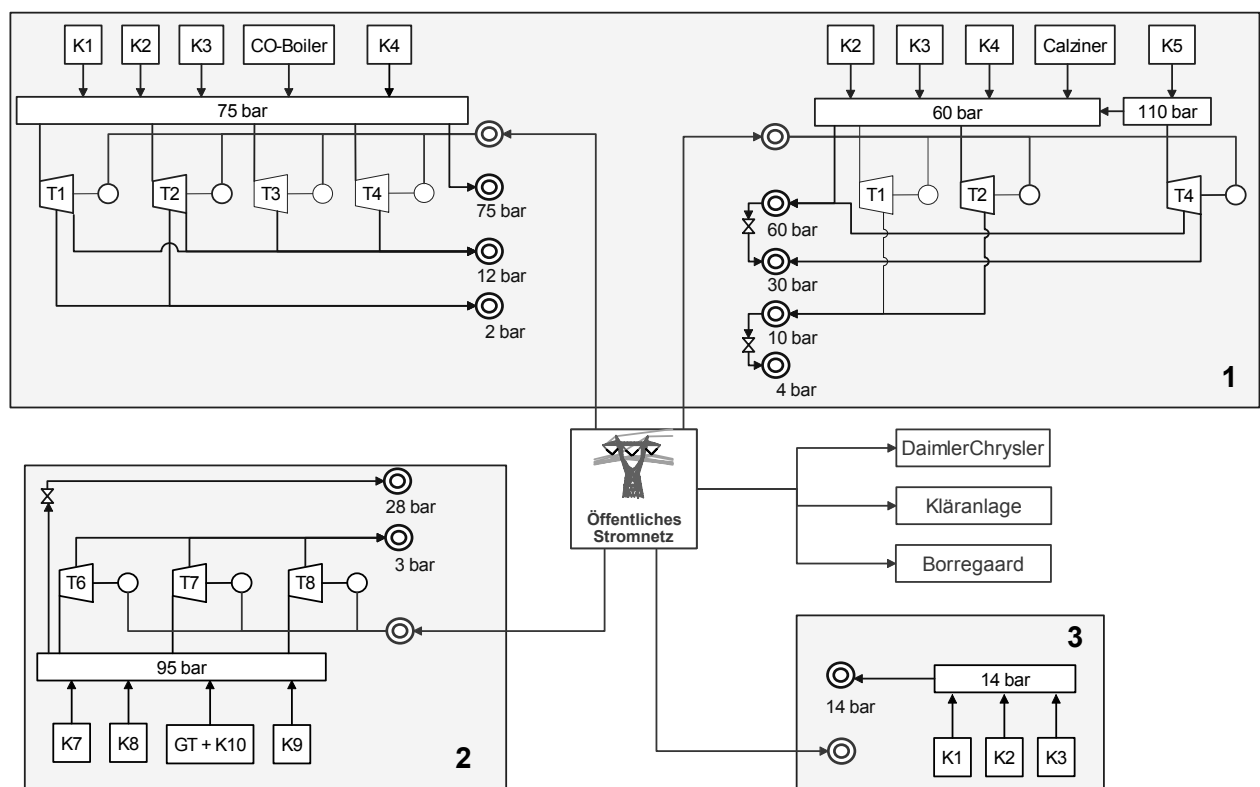


Abbildung 22: Anlagenpark im Referenzfall im Jahr 2006

<sup>31</sup> Realisiert durch die Nebenbedingung, dass kein Zubau erlaubt ist.

<sup>32</sup> Vor der Fusion zur MiRO 1997 waren die beiden Raffinerien OMW und Esso eigenständige Unternehmen mit eigener Energieversorgung.

<sup>33</sup> Vgl. Kapitel 4.4.1.

#### 4.4.4 Optimale betriebsübergreifende Energieversorgungsstrategien

Das Ergebnis der ersten betriebsübergreifenden Optimierung bei Zulassung aller Zubauoptionen unterscheidet sich von der Referenzentwicklung im Wesentlichen durch den Zubau der zentralen GuD-Anlage-[1,2,3] und den beiden vorgeschalteten Gasturbinen sowie dem Rückbau mehrerer Anlagen bei MiRO und Stora Enso. Der sich ergebende Anlagenpark ist in Abbildung 23 dargestellt. In diesem Fall wird Strom und Dampf besonders effizient in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugt. Der erzeugte Dampf wird an MiRO, Stora Enso und Palm sowie indirekt über das Dampfsystem der Stora Enso an Borregaard<sup>34</sup> geliefert. Der in der zentralen GuD-Anlage-[1,2,3] erzeugte Strom wird zunächst ins öffentliche Stromnetz eingespeist und von dort an die Unternehmen verteilt. Dieser „Umweg“ über das öffentliche Netz ist notwendig, um den gesetzlich festgelegten KWK-Bonus zu erhalten. Durch die höhere Effizienz und vor allem durch die KWK-Bonuszahlungen ergibt sich ein Einsparpotenzial für die jährlichen Energieversorgungskosten von ca. 36 Mio. €/a im Jahr 2006 (vgl. Abbildung 27). Dieses Einsparpotenzial reduziert sich aufgrund des unterstellten Wegfalls der KWK-Bonuszahlungen nach 2010 auf ca. 10 bis 15 Mio. €/a in den Jahren 2011 bis 2019.

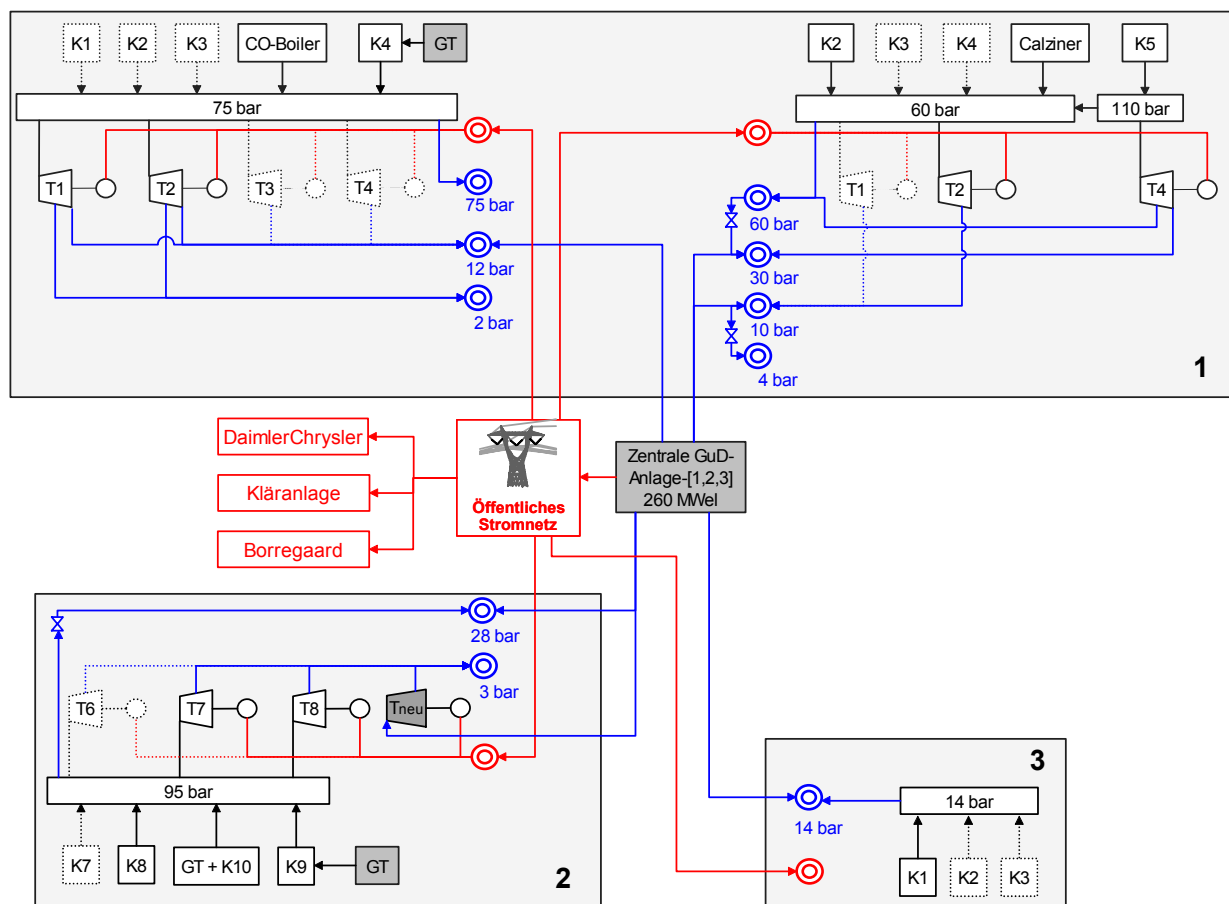


Abbildung 23: Optimierter Anlagenpark bei Bau der zentralen GuD-Anlage-[1,2,3] (neue Anlagen sind grau hinterlegt, zurückgebaute Anlagen gestrichelt dargestellt)

Das Ergebnis der zweiten betriebsübergreifenden Optimierung ergibt sich durch das Ausschließen der zentralen GuD-Anlage-[1,2,3] aus der Menge der Zubauoptionen. Das Ergebnis

<sup>34</sup> Zur besseren Übersicht und aufgrund der geringen Mengenströme in den Abbildungen nicht dargestellt.



unterscheidet sich von der besten Lösung im Wesentlichen durch den Zubau der zentralen GuD-Anlage-[1,2] anstatt der zentralen GuD-Anlage-[1,2,3]. Der sich ergebende Anlagenpark ist in Abbildung 24 dargestellt. In diesem Fall wird Strom und Dampf ebenfalls effizient in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugt. Der erzeugte Dampf wird an MiRO (1) und Stora Enso (2) sowie indirekt an Borregaard (über das Dampfsystem der Stora Enso), jedoch nicht an die Papierfabrik Palm (3) auf der anderen Rheinseite geliefert. Wie bei der bereits vorgestellten Lösung wird auch der in der zentralen GuD-Anlage-[1,2] erzeugte Strom zunächst ins öffentliche Stromnetz eingespeist und von dort an die Unternehmen verteilt, um den gesetzlich festgelegten KWK-Bonus zu erhalten. Durch die geringere erzeugte KWK-Strommenge und die daraus resultierenden geringeren KWK-Bonuszahlungen ergibt sich hier im Vergleich zur optimalen Lösung mit der zentralen GuD-Anlage-[1,2,3] ein um ca. 15 Mio. €/a geringeres Einsparpotenzial gegenüber der Referenzentwicklung in den Jahren 2006 bis 2010 (vgl. Abbildung 27).

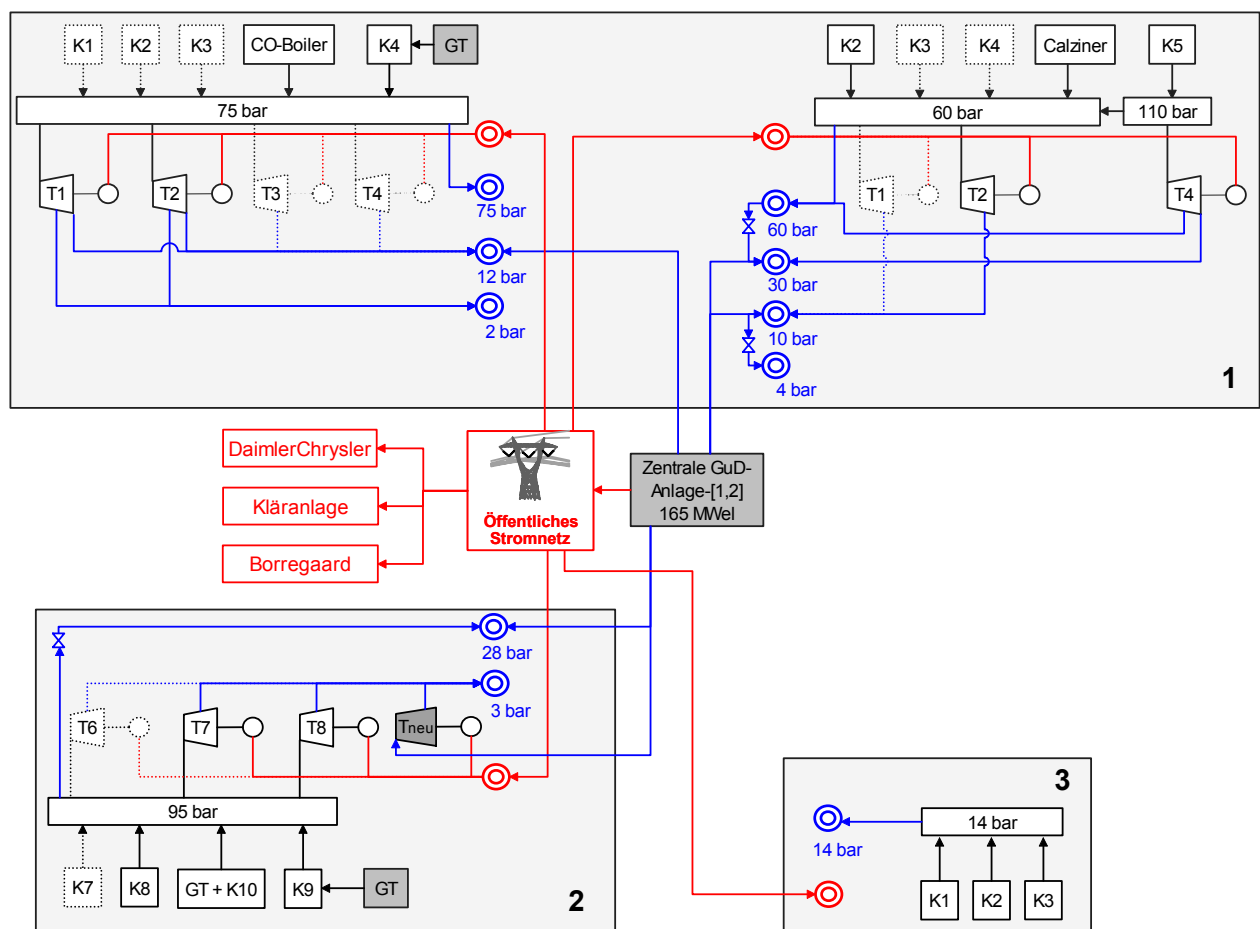


Abbildung 24: Anlagenpark bei Bau der zentralen GuD-Anlage-[1,2] (neue Anlagen sind grau hinterlegt, zurückgebaute Anlagen gestrichelt dargestellt)

#### 4.4.5 Optimale Energieversorgungsstrategien durch einzelbetriebliche Modernisierungsoptionen

Die optimale Lösung, die sich durch einzelbetriebliche Modernisierungsoptionen bei gleichzeitigem Ausschließen überbetrieblicher Optionen<sup>35</sup> ergibt, besteht aus dem Zubau der zwei dezentralen GuD-Anlagen bei MiRO und Stora Enso (GuD-Anlage-[1] und GuD-Anlage-[2]) sowie dem Rückbau mehrerer Anlagen bei MiRO und Stora Enso in ähnlichem Umfang wie bei den betriebsübergreifenden Lösungen. Der sich in diesem Falle ergebende Anlagenpark ist in Abbildung 25 dargestellt. Der in den dezentralen GuD-Anlagen erzeugte Dampf dient zur Deckung eines Teils der Nachfrage im jeweiligen Unternehmen. Analog zu den zentralen GuD-Anlagen wird auch der in den zwei dezentralen GuD-Anlagen erzeugte Strom zunächst ins öffentliche Netz eingespeist, bevor er wieder an MiRO bzw. Stora Enso zurückfließt.

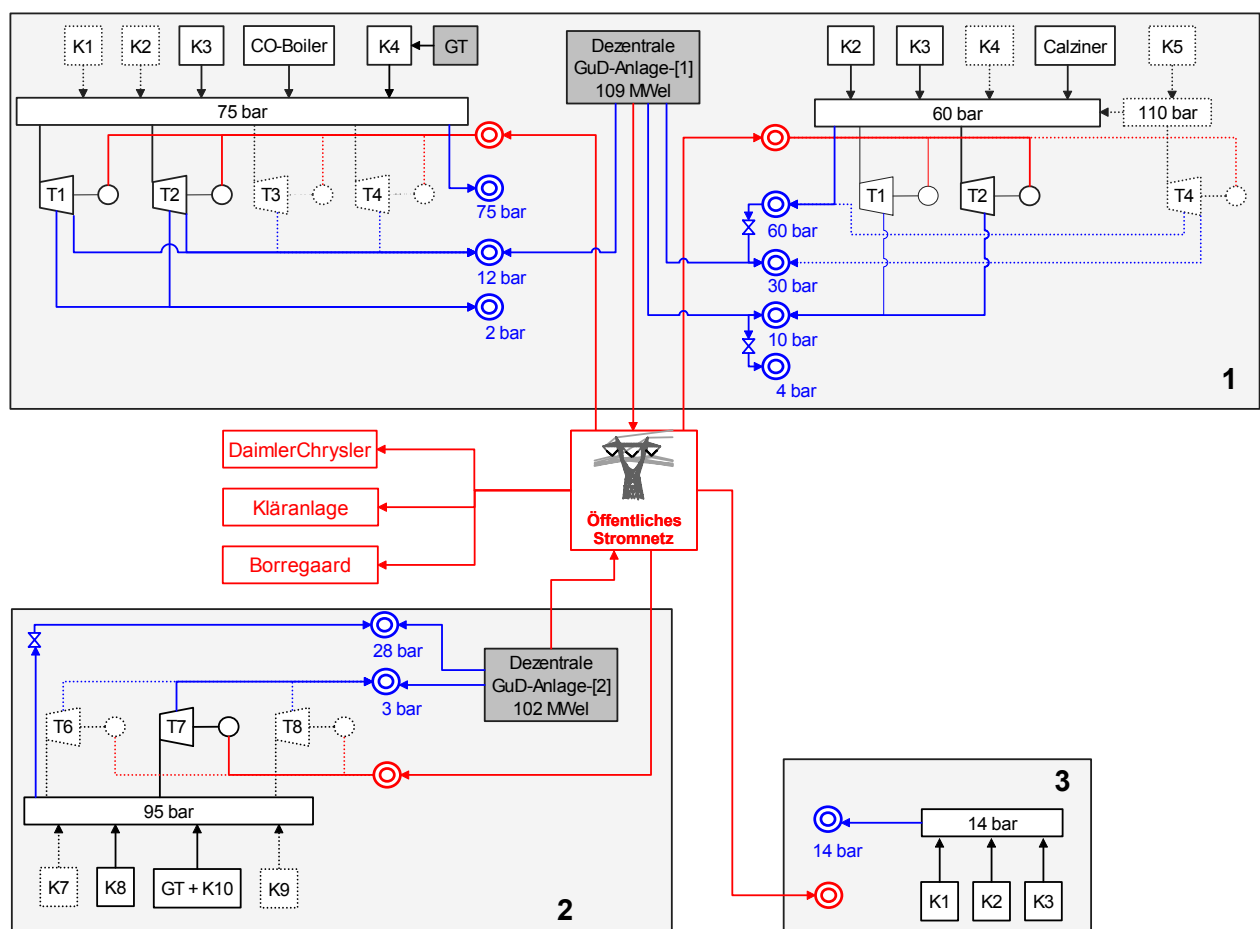


Abbildung 25: Anlagenpark für einzelbetriebliche Modernisierungsstrategien bei Bau der dezentralen Anlagen GuD-Anlage-[1] und GuD-Anlage-[2] (neue Anlagen sind grau hinterlegt, zurückgebaute Anlagen gestrichelt dargestellt)

<sup>35</sup> GuD-Anlage-[1,2,3] und GuD-Anlage-[1,2].

## 4.4.6 Vergleichende Übersicht der Energieversorgungsstrategien

### 4.4.6.1 Stromerzeugung

Wie man in Abbildung 23 bis Abbildung 25 erkennen kann, werden in den „Neubau-Szenarien“ nicht alle bestehenden Anlagen bei der MiRO, der Stora Enso und Palm durch den Neubau ersetzt, sondern ungefähr die Hälfte der Altanlagen weiter betrieben. Dies liegt vor allem an der geforderten ausreichenden Warmreserve. Die sich dabei ergebende Anlagenkonfiguration reduziert jeweils gleichzeitig die notwendigen neuen teureren Hochdruckdampfleitungen dadurch, dass bestehende Hochdruckdampferzeuger samt Leitungssysteme weiter betrieben werden.

Abbildung 26 zeigt die Herkunft der bei den Unternehmen MiRO, Stora Enso und Palm nachgefragten Elektrizität für den Referenzfall und die drei Fälle der optimierten Energieversorgung im Jahr 2006. Dabei kennzeichnet der KWK-Überschuss diejenige Strommenge, die von der jeweiligen GuD-Anlage produziert und nicht an MiRO, Stora Enso oder Palm geliefert wird. Dieser Strom wird zunächst in das Karlsruher Stromnetz eingespeist und kann entweder zur Deckung des Strombedarfs der Stadtwerke oder bspw. der Kläranlage, Borregaard bzw. DaimlerChrysler genutzt werden. Die Strommenge des KWK-Überschusses ist näherungsweise proportional der elektrischen Leistung der jeweiligen GuD-Anlage. Aufgrund der in der Summe größeren Gesamtleistung der beiden dezentralen Anlagen ist daher in diesem Fall die Überschussmenge größer als bei der zentralen GuD-Anlage-[1,2], jedoch kleiner als bei der zentralen GuD-Anlage-[1,2,3].

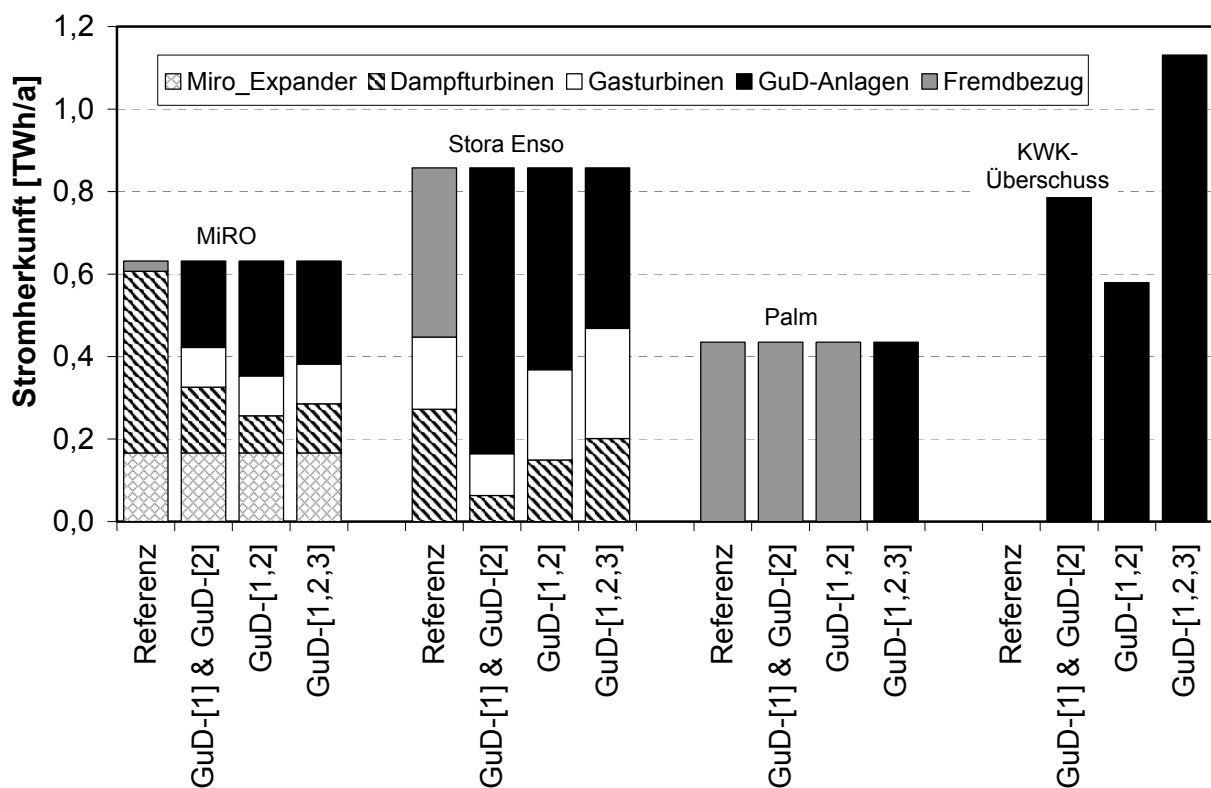


Abbildung 26: Stromherkunft (Strombezug sowie Anlagen zur Stromerzeugung) für den Referenzfall und die drei optimierten Strategien im Jahr 2006

#### 4.4.6.2 Jährliche Energieversorgungskosten

Abbildung 27 zeigt die Entwicklung der jährlichen Kosten<sup>36</sup> für die Energieversorgung für die Referenzentwicklung (ohne Neubau und ohne Vernetzung) sowie für die Fälle, dass Neubau und Vernetzung zugelassen werden. Zu erkennen ist das deutliche Einsparpotenzial von bis zu ca. 38 Mio. €/a durch den Neubau von GuD-Anlagen in den Jahren bis 2010, da es in diesem Zeitraum einen Bonus für den in Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen erzeugten und ins öffentliche Stromnetz eingespeisten Strom gibt (vgl. Kap. 4.4.1.3). Da unterstellt wird, dass auch die bestehenden Anlagen den in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugten Strom einspeisen und dafür den KWK-Bonus bekommen, ergibt sich auch im Referenzfall eine Einsparung in den Jahren zwischen 2004 und 2006<sup>37</sup> gegenüber den Kosten im Jahr 2000. Die höheren Gesamtkosten im Jahr 2000 hängen neben der Tatsache, dass es keine Förderung des KWK-Stromes gibt, vor allem mit dem hohen Gaspreis in 2000 zusammen. Von 2004 bis 2016 steigen die Kosten im Referenzfall kontinuierlich an, aufgrund des unterstellten leichten Anstieges aller Energieträgerpreise (s. Kapitel 4.4.1.2).

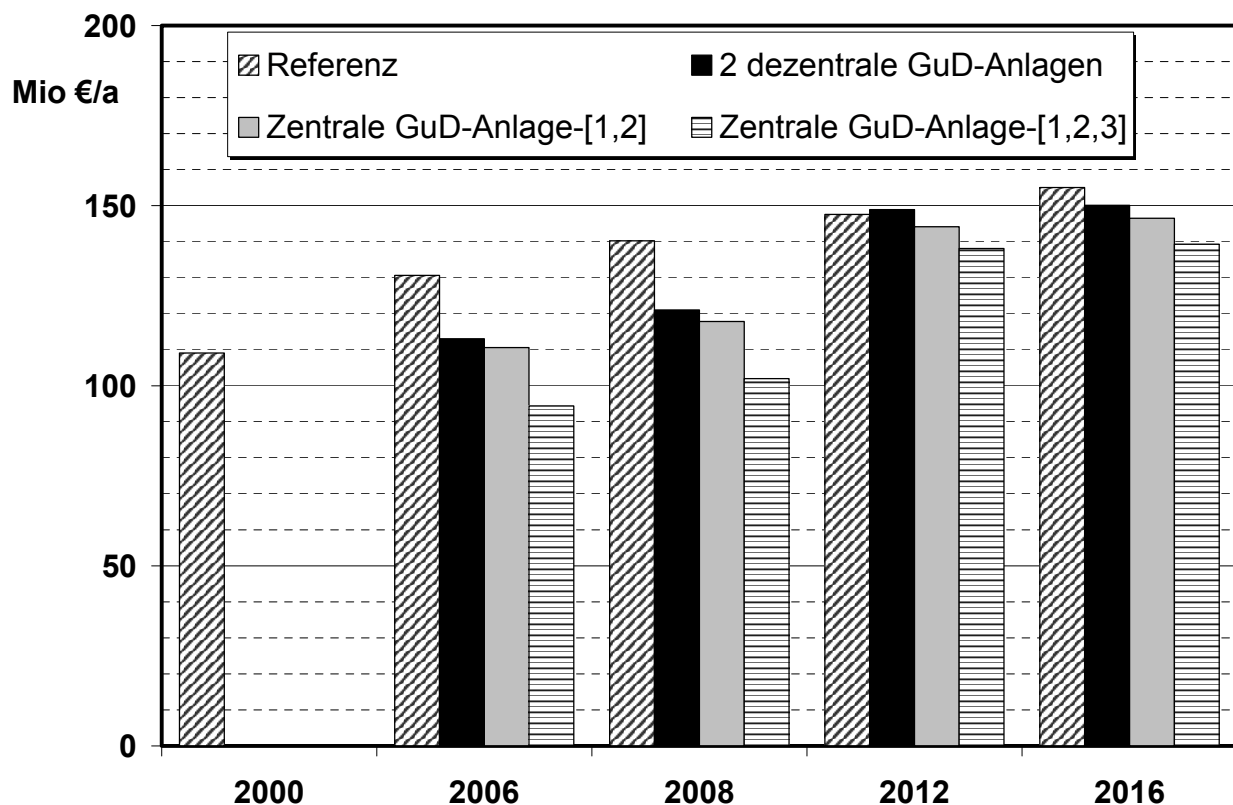


Abbildung 27: Vergleich der jährlichen Kosten für das betrachtete Energiesystem im Referenzfall (Vernetzung und Neubau nicht zugelassen) mit den Neubauoptionen zentrale und dezentrale GuD-Anlagen.

<sup>36</sup> Zur Berechnung der jährlichen Kosten wird davon ausgegangen, dass die sich aus den Modellergebnissen ergebenden variablen und fixen Ausgaben variablen und fixen Kosten entsprechen. Die Investition wird mit Hilfe der Annuitätenmethode über die Nutzungsdauer der entsprechenden Anlage aufgeteilt.

<sup>37</sup> Dargestellt ist das Jahr 2006, da ab diesem Zeitpunkt (spätestens Ende 2005) modernisierte KWK-Anlagen in Dauerbetrieb sein müssen, um den KWK-Bonus zu erhalten (siehe auch Kapitel 4.4.1.3).

Der wirtschaftliche Vorteil der zentralen GuD-Anlagen gegenüber den zwei dezentralen Anlagen liegt vor allem in den Größendegressionseffekten wie einer geringeren spezifischen Investition sowie geringeren spezifischen fixen Kosten (bspw. Personal, Versicherungen) begründet. Der deutliche Vorteil der zentralen GuD-Anlage-[1,2,3] gegenüber der zentralen GuD-Anlage-[1,2] liegt vor allem in dem großen KWK-Potenzial bei Palm, das nur im ersten Fall genutzt werden kann. Aus diesem deutlich größeren technischen KWK-Potenzial resultieren wiederum höhere Erlöse durch die KWK-Bonuszahlungen und ein um ca. 10 - 15 Mio. €/a höheres Einsparpotenzial in den Jahren 2006 bis 2010. In den folgenden Planungsperioden, in denen entsprechend dem KWK-Gesetz keine KWK-Vergütung unterstellt ist, reduziert sich das zusätzliche Einsparpotenzial auf maximal 5 Mio. €/a.

#### 4.4.6.3 CO<sub>2</sub>-Emissionen

Der in Abbildung 28 dargestellte Vergleich der jährlichen CO<sub>2</sub>-Emissionen zeigt die Einsparpotenziale der drei optimierten Energieversorgungsstrategien gegenüber der Referenzentwicklung.

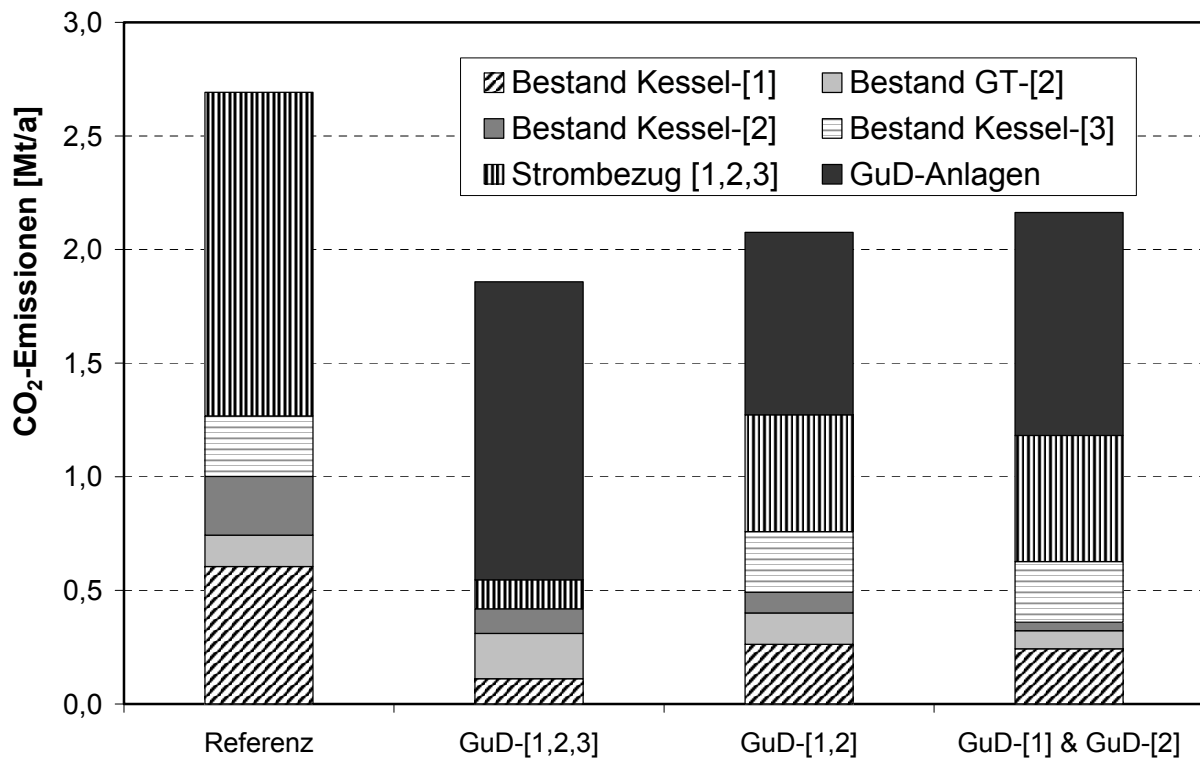


Abbildung 28: Vergleich der jährlichen CO<sub>2</sub>-Emissionen für den Referenzfall und die drei optimierten Strategien im Jahr 2006

Durch die höheren Umwandlungswirkungsgrade der GuD-Anlagen im Vergleich zum bestehenden Anlagenpark wird aus den eingesetzten Brennstoffen mehr Strom erzeugt, so dass verglichen mit dem Referenzfall weniger Strom aus dem öffentlichen Netz bezogen wird. Da dieser Strommix aus dem öffentlichen Netz aufgrund des geringen Anteils an KWK-Strom höhere spezifische CO<sub>2</sub>-Emissionen<sup>38</sup> aufweist, ergibt sich trotz des höheren lokalen Brenn-

<sup>38</sup> Außerdem ergeben sich durch den hohen Erdgasanteil am Primärenergieträgermix relativ niedrige CO<sub>2</sub>-Emissionen.

stoffeinsatzes eine CO<sub>2</sub>-Reduzierung. Das größte Einsparpotenzial von ca. 31 % gegenüber dem Referenzfall ergibt sich für die zentrale GuD-Anlage-[1,2,3], da nur hier das KWK-Potenzial von Palm ausgeschöpft wird.<sup>39</sup> Die beiden weiteren Fälle liegen bei der Betrachtung des CO<sub>2</sub>-Emissions-Minderungspotenzials eng zusammen, d. h. bei 20 bzw. 23 %. Dies liegt vor allem daran, dass der Ersatz bestehender Anlagen bei den Unternehmen MiRO und Stora Enso durch GuD-Anlagen in beiden Fällen in etwa dem selben Umfang stattfindet.

#### 4.4.7 Sensitivitätsanalysen und ergänzende Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen

Zur Überprüfung der „Robustheit“ der Modellergebnisse werden im Folgenden verschiedene Sensitivitätsanalysen für die wichtigsten Einflussparameter Gaspreis und Investitionen durchgeführt (Kapitel 4.4.7.1 und 4.4.7.2). Daneben werden ergänzende Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen hinsichtlich Amortisationszeiten und Renditeerwartungen in einem der Optimierung mit PERSEUS-IFC nachgeschalteten Analyseschritt durchgeführt (Kapitel 4.4.7.3).

##### 4.4.7.1 *Sensitivitätsanalyse bezüglich des Gaspreises*

Aus dem großen Anteil des Energieträgers Gas (Erdgas und Raffineriegas)<sup>40</sup> und dem Kostenanteil der Primärenergien an den Gesamtenergiekosten resultiert eine große Bedeutung des Gaspreises bei der Betrachtung der Wirtschaftlichkeit. Abbildung 29 zeigt den Einfluss des Gaspreises (von 1,0 bis 2,0 ct/kWh) auf die jährlichen Energieversorgungskosten des betrachteten Energiesystems im Referenzfall und in den Fällen der optimierten Energieversorgung. Dargestellt sind die jeweiligen Kosten (variable und fixe Kosten, annuitätisch berechnete investitionsabhängige Kosten) für die Energieversorgung des betrachteten Gesamtsystems.

Die größte Kosteneinsparung kann durch den Bau der zentralen GuD-Anlage-[1,2,3] erzielt werden. Deutlich geringer ist das Einsparpotenzial, das durch den Bau der zentralen GuD-Anlage-[1,2] und den Bau der beiden dezentralen GuD-Anlagen GuD-Anlage-[1] und GuD-Anlage-[2] erzielbar ist. Da in allen Fällen der Energieträger Gas einen großen Anteil an den eingesetzten Primärenergieträgern hat und alle anderen Rahmenbedingungen (insbesondere sonstige Energiepreise) bei dieser Betrachtung konstant gehalten werden, ergeben sich in Abbildung 29 mit zunehmendem Gaspreis ansteigende Geraden. Aufgrund der höheren eingesetzten Gesamtgasmenge in den GuD-Fällen gegenüber dem Referenzfall nimmt das Einsparpotenzial mit steigendem Gaspreis ab. Es lässt sich erkennen, dass es zu keiner Überschneidung der Kurven im gesamten Bereich des betrachteten Gaspreises (1,0 bis 2,0 ct/kWh) kommt. Da die Reihenfolge der Lösungen gleich bleibt, sind die Modellergebnisse sehr stabil.

---

<sup>39</sup> Bei Palm wird im Referenzfall Strom und Dampf getrennt, d. h. nicht in KWK, erzeugt (vgl. Kapitel 4.4.3).

<sup>40</sup> Aufgrund der teilweisen Substituierbarkeit der beiden Gase Raffineriegas und Erdgas wird in den Modellrechnungen zunächst der selbe Preis angesetzt (siehe auch Kap. 4.4.1.2).

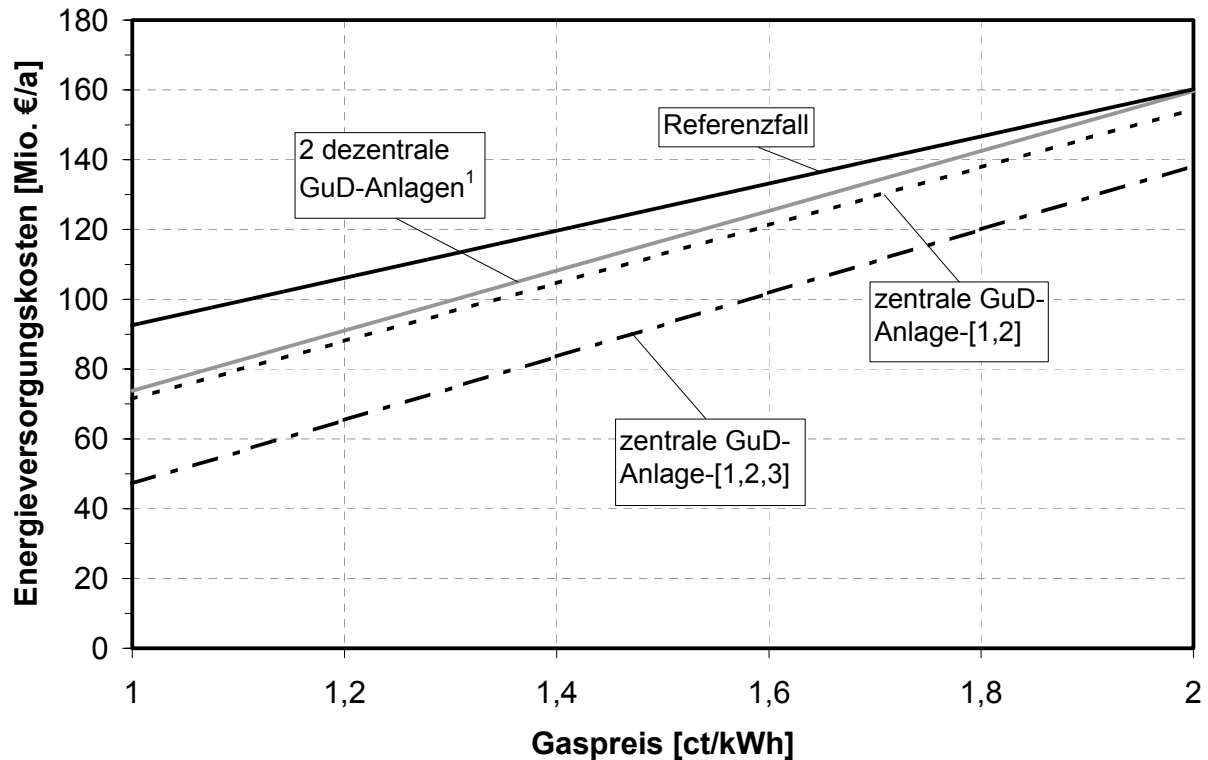


Abbildung 29: Einfluss des Gaspreises auf die Summe der jährlichen Kosten der Energieversorgung im Referenzfall und bei Realisierung von zentralen bzw. dezentralen GuD-Anlagen (bis auf den Gaspreis entsprechen alle Parameter den Werten des Basisszenarios im Jahr 2006).

(<sup>1</sup> Realisierung der GuD-Anlage-[1] und der GuD-Anlage-[2] )

#### 4.4.7.2 Variation der Investitionen für GuD-Anlagen

Neben dem Gaspreis stellt die Höhe der Investition einen wichtigen Einflussparameter für die Bestimmung der jährlichen Energieversorgungskosten dar, die sich durch die Realisierung von Neubauoptionen ergeben. Abbildung 30 zeigt daher die Abhängigkeit der jährlichen Kosten für die Energiebereitstellung vom Gaspreis bei im Vergleich zum Hauptszenario geänderten Investitionen. Hierzu wird die Größe der Investition für alle GuD-Anlagen pauschal um 30 % erhöht. Durch die höheren Investitionen vergrößern sich in den Fällen des Zubaus von GuD-Anlagen die investitionsabhängigen jährlichen Kosten, so dass die mögliche Einsparung gegenüber dem Referenzfall kleiner wird. Außerdem erhöht sich der Unterschied zwischen den Fällen mit den zentralen GuD-Anlagen und dem Fall mit den beiden dezentralen GuD-Anlagen aufgrund der in der Summe höheren Gesamtinvestition der *beiden* dezentralen GuD-Anlagen gegenüber *einer* zentralen GuD-Anlage.

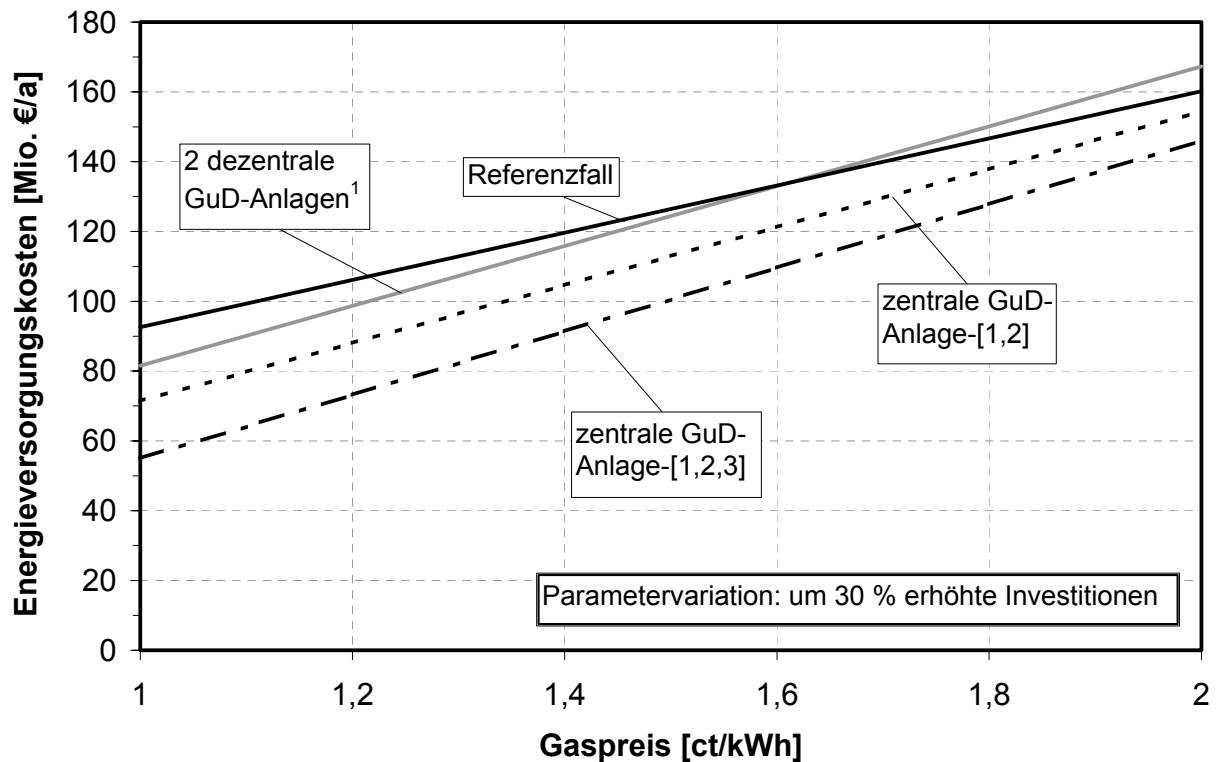


Abbildung 30: Einfluss des Gaspreises auf die Summe der jährlichen Kosten der Energieversorgung bei gegenüber dem Basisszenario um 30 % erhöhten Investitionen für alle GuD-Anlagen (bis auf den Gaspreis und Investitionen entsprechen alle Parameter den Werten des Basisszenarios im Jahr 2006).  
 (¹ Realisierung der GuD-Anlage-[1] und der GuD-Anlage-[2])

#### 4.4.7.3 Ergänzende Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen

##### 4.4.7.3.1 Amortisationsdauern als Funktion des Gaspreises

Neben der Betrachtung der jeweiligen jährlichen Kosten stellt die Amortisationsdauer eine wichtige Kenngröße zur Bewertung von Investitionsentscheidungen dar. Aufgrund der sich mit der Zeit ändernden Randbedingungen (bspw. Energiepreise, KWK-Vergütungssätze) wird im Rahmen dieser Arbeit dafür die dynamische Amortisationsrechnung verwendet. Im Folgenden wird bei festem Zinssatz die dynamische Amortisationsdauer für einen über die 15 Jahre Projektlaufzeit fixierten, aber beliebigen Gaspreis aus der Differenz der jährlichen Ausgaben der Referenzentwicklung und dem jeweiligen Neubaufall (GuD-Anlage-[1,2,3], GuD-Anlage-[1,2], GuD-Anlage-[1], GuD-Anlage-[2]) berechnet.

Da eine Vergütung für den KWK-Strom nach heutigen Rahmenannahmen nur bis zum Jahr 2010 erhalten werden kann, hängt die Amortisationsdauer der drei Investitionen in GuD-Anlagen vom Zeitpunkt der Inbetriebnahme ab. Im Folgenden wird von einer Inbetriebnahme Ende 2005 ausgegangen.<sup>41</sup>

<sup>41</sup> Einerseits ist eine Inbetriebnahme zu einem früheren Zeitpunkt aufgrund der Vorplanungs- und Bauzeit eher unwahrscheinlich. Andererseits muss eine modernisierte Anlage vor dem 1.1.2006 in Dauerbetrieb genommen werden, um eine Bonuszahlung nach den KWK-Gesetz erhalten zu können.



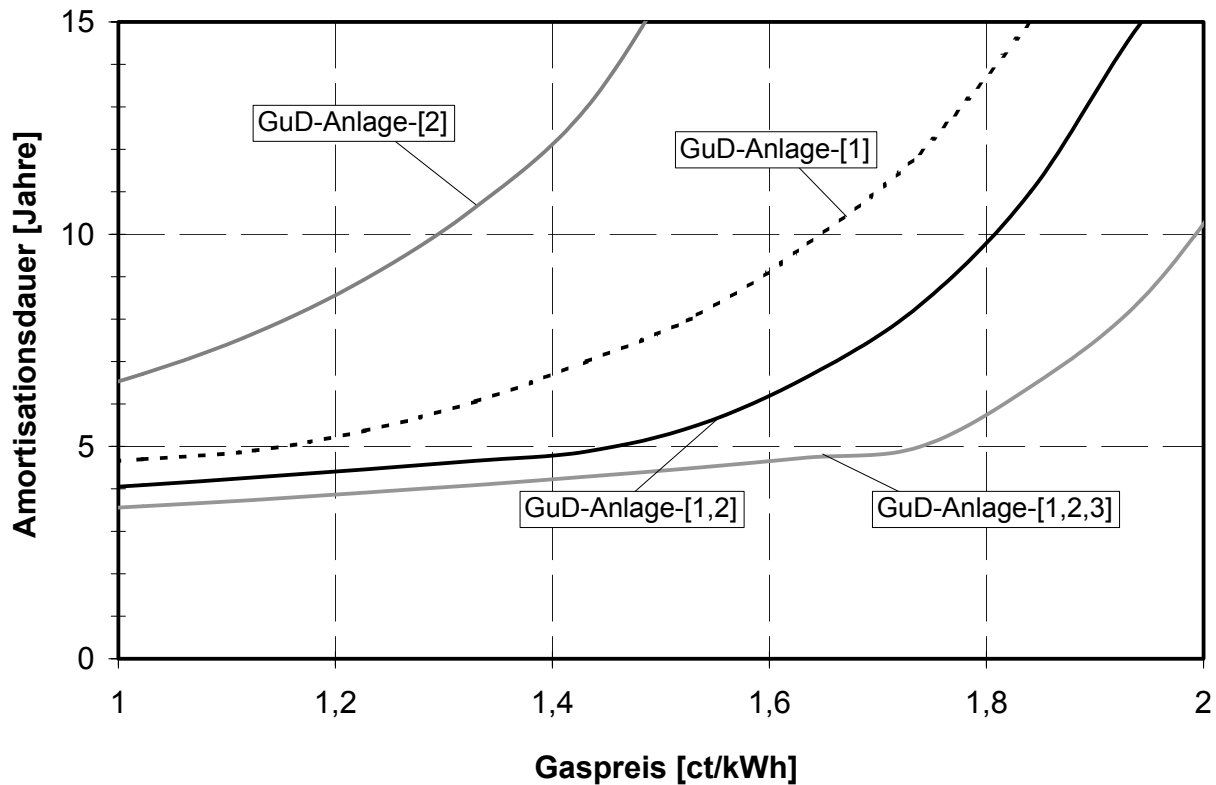


Abbildung 31: Amortisationsdauern verschiedener GuD-Anlagen als Funktion des Gaspreises (Dauerbetrieb ab Ende 2005)

Abbildung 31 zeigt die zu erwartenden Amortisationsdauern für die vier Optionen GuD-Anlage-[1,2,3], GuD-Anlage-[1,2], GuD-Anlage-[1] und GuD-Anlage-[2]. Der Vergleich mit einer um 30 % erhöhten Investition für die zentrale GuD-Anlage-[1,2,3] ist in Abbildung 32 dargestellt. Allen Kurven in Abbildung 31 und in Abbildung 32 ist gemeinsam, dass für Amortisationsdauern  $t^* > 5$  die Kurven deutlich stärker ansteigen als für  $t^* < 5$ . Dies liegt daran, dass nach 2010 keine Förderung des KWK-Stromes unterstellt ist; das bedeutet, dass dann die für die Wirtschaftlichkeit dieser Anlagen wichtigen Bonuszahlungen wegfallen. Vergleicht man die verschiedenen GuD-Anlagen untereinander (Abbildung 31) so ergibt sich auch hier, dass die zentrale GuD-Anlage-[1,2,3] vorteilhaft gegenüber den übrigen GuD-Anlagen ist, d.h. dass sie kürzere Amortisationsdauern aufweist.

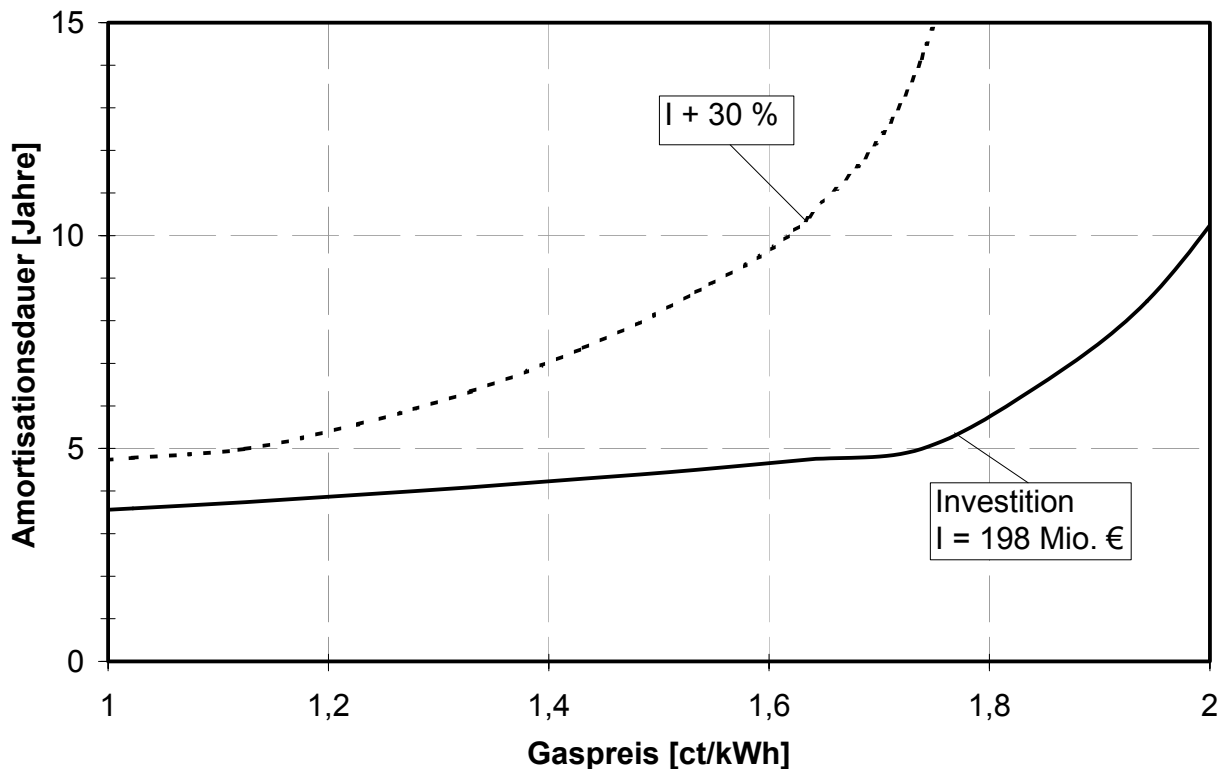


Abbildung 32: Amortisationsdauer der zentralen GuD-Anlage-[1,2,3] als Funktion des Gaspreises (Dauerbetrieb ab Ende 2005) bei unterschiedlicher Investitionshöhe

#### 4.4.7.3.2 Interne Verzinsung als Funktion des Gaspreises

Neben der dynamischen Amortisationsdauer stellt die zu erwartende interne Verzinsung einer Investition eine wichtige betriebswirtschaftliche Größe bei der Bewertung von Investitionsentscheidungen dar. Die interne Verzinsung eines Investitionsprojektes innerhalb der betrachteten Planungsperiode wird im Rahmen dieser Arbeit auf Basis der Differenz der jährlichen Ausgaben gegenüber der Referenzentwicklung bestimmt. Dabei werden bei den Erlösen neben dem KWK-Zuschlag noch die Einnahmen summiert, die sich aus dem Verkauf des jeweiligen Stromüberschusses ergeben.

Bei der Berechnung der internen Verzinsung ergibt sich (Abbildung 33) dieselbe Rangfolge wie bei der Betrachtung der jährlichen Kosten oder der Amortisationsdauern, ohne dass sich Überschneidungen der Kurven ergeben. Die Kurven für die dezentralen Versorgungsoptionen GuD-Anlage-[1] und GuD-Anlage-[2] verlaufen flacher als die Kurven der zentralen Versorgungsoptionen GuD-Anlage-[1,2,3] und GuD-Anlage-[1,2]. Dies liegt daran, dass bei den dezentralen Versorgungsoptionen die zusätzliche Gasmenge gegenüber dem Referenzfall geringer ist und sich somit eine geringere Abhängigkeit von Gaspreinsniveau ergibt.<sup>42</sup>

<sup>42</sup> Im Extremfall einer mit dem Referenzfall identischen Gasmenge ergäbe sich überhaupt keine Abhängigkeit und somit eine waagerechte Kurve.

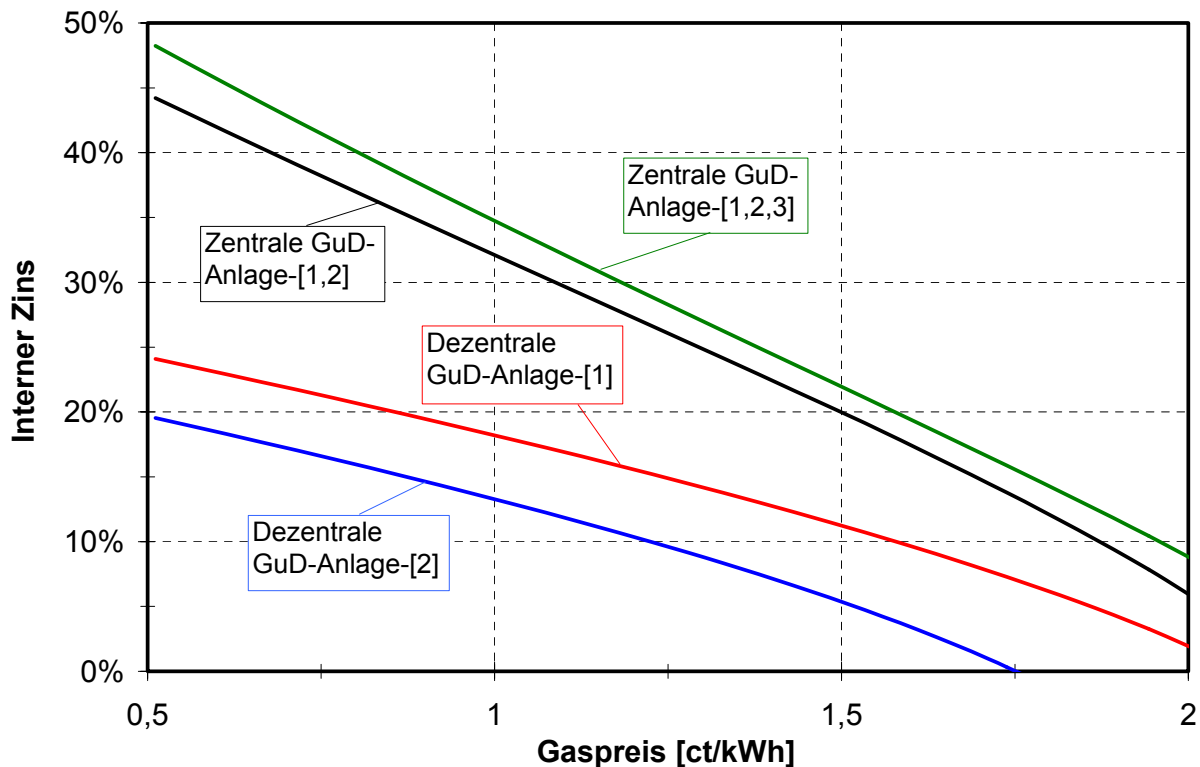


Abbildung 33: Interne Verzinsung verschiedener Investitionsoptionen als Funktion des Gaspreises bei einer Inbetriebnahme Ende 2005.

#### 4.4.7.3.3 Diskussion der Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen

Im Rahmen von Sensitivitätsanalysen werden in den vorangehenden Kapiteln die wichtigen Einflussparameter Gaspreis und Höhe der Investitionen variiert und ihr Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der GuD-Optionen untersucht. Zur Beurteilung der Wirtschaftlichkeit werden für verschiedene Gaspreise neben den sich ergebenden jährlichen Kosten auch die internen Verzinsungen als Maß für die Rentabilität und die zu erwartenden Amortisationsdauern bestimmt.

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass die größte Einsparung bei den jährlichen Kosten für die Energieversorgung durch den Bau einer zentralen GuD-Anlage-[1,2,3] erzielt werden kann. Da in allen Fällen der Energieträger Gas einen großen Anteil an den eingesetzten Primärenergieträgern hat und aufgrund der höheren eingesetzten Gesamtgasmenge in den GuD-Fällen gegenüber dem Referenzfall, nimmt das Einsparpotenzial durch den Bau einer GuD-Anlage mit steigendem Gaspreis ab.

Die Frage, ob eine Investition in eine neue effizientere Anlage tatsächlich zu empfehlen ist, hängt nicht nur von den sich ergebenden jährlichen Kosten für die Energiebereitstellung ab, sondern solche Investitionen werden auch anhand von Kriterien wie den zu erwartenden Amortisationsdauern und internen Verzinsungen bewertet. Hinsichtlich dieser Kriterien ergibt sich hier auch bei variierenden Rahmenannahmen (Gaspreis, Investitionshöhe) immer dieselbe „Reihenfolge“, d. h. die „zentrale GuD-Anlage-[1,2,3]“ hat jeweils die kürzere Amortisationsdauer und höhere interne Verzinsung als die „zentrale GuD-Anlage-[1,2]“ und die dezentralen GuD-Anlagen „GuD-Anlage-[1]“ und „GuD-Anlage-[2]“.

#### 4.4.8 Szenarioanalysen

Zur Untersuchung der „Stabilität“ der erzielten Ergebnisse werden ergänzend zu den im vorigen Kapitel vorgestellten Sensitivitätsanalysen auch Modellrechnungen zu verschiedenen Szenarios mit variierten technischen Rahmenannahmen (Lebensdauer und notwendiger Ersatzzeitpunkt der bestehenden Anlagen, erhöhter zukünftiger Energiebedarf) sowie zu einem verstärkten Einsatz erneuerbarer Energien durchgeführt.

##### 4.4.8.1 *Variation der technischen Rahmenannahmen*

###### 4.4.8.1.1 *Lebensdauer und notwendiger Ersatzzeitpunkt der bestehenden Anlagen*

Gegenüber den in Kapitel 4.4.1.4 dargestellten Annahmen, dass der Betrieb der bestehenden Anlagen mindestens bis zum Ende des Betrachtungszeitraumes 2020 möglich ist, wird hier unterstellt, dass alle Anlagen spätestens innerhalb der nächsten zehn Jahre (2012) ersetzt werden müssen. Zur Abschätzung der sich unter diesen Annahmen ergebenden Referenzentwicklung wird stark vereinfachend angenommen, dass die bisherigen Anlagen durch technisch identische Kessel und Turbinen ersetzt werden können. Verglichen mit dem Hauptszenario erhöhen sich dadurch im Referenzfall die jährlichen Kosten um den investitionsabhängigen Anteil für den Neubau der Kessel und Turbinen ab dem Jahr 2012. In den Fällen der optimierten zukünftigen Entwicklung ändert sich dagegen nichts an der „Reihenfolge“ der optimalen Zubauoptionen. Dadurch dass in den Fällen des Zubaus der GuD-Anlagen nur ein verringerter Ersatzbedarf im Jahr 2012 besteht, erhöht sich danach verglichen mit dem Hauptszenario das Einsparpotenzial bei den jährlichen Kosten um jährlich etwa 15 Mio. €/a. Dies bedeutet, dass im Zeitraum von 2006 bis 2010 anstatt maximal ca. 38 Mio. €/a nun bis zu ca. 53 Mio. €/a durch den Bau der zentralen GuD-Anlage-[1,2,3] gegenüber der Referenzentwicklung eingespart werden können.

###### 4.4.8.1.2 *Erhöhter zukünftiger Energiebedarf*

Abweichend von den unter Kapitel 4.4.1.4 dargestellten Annahmen zum zukünftigen Energiebedarf wird ein Szenario mit einer erhöhten Bedarfsentwicklung untersucht. Der maximale zusätzliche Bedarf ergibt sich dabei durch den angenommenen gleichzeitigen Zubau einer neuen Papiermaschine in der Papierfabrik Stora Enso und eines Steam-Reformers bei der Raffinerie.

Gegenüber den Ergebnissen des Hauptszenarios gibt es nur geringfügige Änderungen der erhaltenen Ergebnisse bei der ökonomischen Optimierung, so dass diese hier nur knapp skizziert werden. Es ändert sich nichts an der „Reihenfolge“ der optimalen Zubauoptionen, d. h. die zentrale GuD-Anlage-[1,2,3] hat das größte Einsparpotenzial gegenüber der nun veränderten Referenzentwicklung, gefolgt von der zentralen GuD-Anlage-[1,2] und den beiden dezentralen GuD-Anlagen. Aufgrund des erhöhten Energiebedarfs werden die neuen GuD-Anlagen geringfügig stärker ausgelastet. Da die GuD-Anlagen einen höheren Wirkungsgrad als die existierenden KWK-Anlagen aufweisen, ist das Einsparpotenzial bei den jährlichen Kosten um etwa 8 Mio. €/a höher als im Hauptszenario.

#### 4.4.8.2 *Gesonderte Analysen zum verstärkten Einsatz regenerativer Energien*

##### 4.4.8.2.1 *Biomasse*

Zum gegenwärtigen Zeitpunkt ist der Beitrag der erneuerbaren Energien zur Energieversorgung der untersuchten Unternehmen gering. So trägt praktisch ausschließlich die bei der Papierherstellung bei Stora Enso anfallende und verfeuerte Rinde hierzu bei. Wenn zukünftig jedoch die Biomasse einen relevanten Beitrag leisten soll, so muss das Biomasse-Potenzial der ganzen Region verstärkt genutzt werden. Aufgrund des (technischen und wirtschaftlichen) Aufwandes der Gesteuerung und des Transportes von Biomasse in eine größere Biomassefeuerung sowie der verglichen mit fossil gefeuerten Anlagen höheren Investition für Biomasseanlagen ist der Betrieb einer solchen größeren Biomasseanlage unter den gegebenen Randbedingungen wirtschaftlich nicht realisierbar.<sup>43</sup> Diese Ergebnisse lassen sich jedoch nicht dahingehend verallgemeinern, dass Biomasseanlagen grundsätzlich nicht wirtschaftlich betrieben werden können. Eine Biomasseanlage kann unter bestimmten Randbedingungen, wie bspw. einer lokal günstigen Biomassequelle und der Förderung durch das EEG im Einzelfall durchaus rentabel betrieben werden.

Abschließend seien die folgenden verallgemeinerbaren Argumente genannt, die für und gegen einen zukünftig verstärkten Einsatz von Biomasse als Brennstoff in relativ großen Anlagen in der Prozessindustrie oder eher in kleineren Anlagen<sup>44</sup> sprechen. Für einen Einsatz von Biomasse als Brennstoff in der industriellen Energieversorgung spricht die i. d. R. hohe jährliche Nutzungsdauer (wenn Prozesswärmebedarf vorhanden) und das Ausnutzen von Größendegressionseffekten (geringere spezifische Investitionen, effizientere Techniken); dagegen sprechen die erhöhten Transportentfernungen bei der Beschaffung der Biomasse (erhöhte Emissionen und Transportkosten) und die ungünstigere Konkurrenzfähigkeit gegenüber fossilen Energieträgern<sup>45</sup>. Aus Umweltsicht spricht für die Nutzung nachwachsender Brennstoffe der geringe CO<sub>2</sub>-Ausstoß. Mit Blick auf andere Emissionen wie z.B. CO, Partikel, NO<sub>x</sub>, Schwermetalle und SO<sub>x</sub>, die bei Holz deutlich höher sind als bei erdgas- oder raffineriegasbetriebenen Energieumwandlungsanlagen, sind aber beträchtliche Investitionen zur Abgasreinigung notwendig. Erst dann kann ein deutlicher ökologischer Vorteil realisiert werden. Die zudem einzubeziehende ökologische Bewertung der Entfernung aller technisch verfügbaren Resthölzer aus den Wäldern und Forsten und der Agrarnebenprodukte wie z.B. Stroh ist bereits erwähnt (s. Kapitel 4.3.3.3).

##### 4.4.8.2.2 *Geothermie*

Da es bisher sowohl im Bereich des Oberrheingrabens als auch generell in Deutschland praktisch keine Erfahrung mit ähnlichen Projekten der Nutzung der tiefen Geothermie zur kombinierten Strom- und Prozessdampferzeugung gibt, sind die Unsicherheiten und Risiken, die mit einem solchen Pilotvorhaben verbunden sind, viel höher als für „konventionelle“ Anlagen.

---

<sup>43</sup> Neben dem Aufwand für die Gesteuerung und den Transport von Biomasse ist ein wesentlicher Grund hierfür die Beschränkung der Förderung nach EEG auf maximal 20 MW<sub>el</sub>.

<sup>44</sup> Bspw. zur Versorgung von Nahwärmenetzen

<sup>45</sup> Industrielle Großabnehmer von fossilen Energien erhalten Energiebezugsbedingungen mit z. T. deutlich niedrigeren Preisniveaus als private Haushalte.

Die Ergebnisse separater Modellrechnungen, bei denen eine geothermische Anlage mit den in Kapitel 4.3.3.2 angegebenen technischen und wirtschaftlichen Parametern als Zubauoption zur Verfügung steht, zeigen, dass eine solche Anlage zugebaut wird, unabhängig welche GuD-Anlage installiert wird. Der Effekt auf das Gesamtsystem ist jedoch aufgrund der kleinen Energiemenge, die durch die geothermische Anlage eingebracht wird, relativ gering. Zusammenfassend lässt sich konstatieren, dass der bei Stora Enso in den bestehenden Anlagen erzeugte Dampf teilweise durch Dampf aus Geothermie ersetzt wird. Dies geht jedoch nicht so weit, dass eine bestehende Anlage dadurch zurückgebaut werden kann.<sup>46</sup> Neben den Unsicherheiten stellt auch die hohe Kapitalintensität (deutlich höher als bei „konventionellen“ Technologien<sup>47</sup>) ein wesentliches Hemmnis bei der Realisierung dar. Aufgrund der Vergütung des erzeugten Stroms nach EEG können Anlagen der tiefen Geothermie unter günstigen Bedingungen jedoch trotzdem rentabel sein. Zur Abwägung, ob eine solche Anlage rentabel gebaut und betrieben werden kann, ist jedoch eine detaillierte Analyse aus Sicht des Betreibers notwendig. Selbst bei einer kurz- bis mittelfristigen Realisierung eines solchen Projektes werden aus heutiger Sicht konventionelle Technologien auch weiterhin den größten Beitrag zur Energiebereitstellung für das Energiesystem der betrachteten Unternehmen liefern.

## 4.5 Ergebnisse der Analyse der Organisation und Finanzierung der Gemeinschaftslösung

Für die im Kapitel 4.4.4 ermittelte optimale Energieversorgungsstrategie, die gemeinschaftlich genutzte GuD-Anlage-[1,2,3], werden im vorliegenden Abschnitt geeignete Konzepte zur Organisation und Finanzierung sowie zur Kosten- und Gewinnaufteilung abgeleitet. Ein solches Konzept wird sinnvollerweise mit Hilfe eines Contractingprojektes umgesetzt (vgl. Kapitel 2.4). Die Planung von Contractingprojekten umfasst im Wesentlichen die technische Planung, die wirtschaftliche Planung, die rechtliche (organisatorische) Planung und die Planung der Finanzierung. Die konkrete technische Ausgestaltung ist bereits in Kapitel 4.3.1.2 dargelegt. Im Folgenden wird nun ein Vorschlag zur organisatorischen und zur finanziellen Ausgestaltung der zentralen GuD-Anlage präsentiert.

### 4.5.1 Organisation

Die Organisation der Kooperation zur Umsetzung der zentralen GuD-Anlage-[1,2,3] beeinflusst wesentlich das mit der Projektrealisierung verbundene Risiko für die Kooperationspartner (siehe Kapitel 2.4.2.1.3). Das Konzept zur Umsetzung der Anlage ist deshalb so zu gestalten, dass die Risiken, die mit der Realisierung des Vorhabens verbunden sind, für alle Beteiligten möglichst gering gehalten werden. Die im Rahmen der Studie vorgeschlagene organisatorische Umsetzung der gemeinschaftlich genutzten GuD-Anlage-[1,2,3] basiert auf dem Kooperationsmodell (siehe Kapitel 2.4.2.1.1).

---

<sup>46</sup> Neben den technischen Restriktionen der Mindestlast für bestehende Anlagen muss auch bei einem Ausfall der geothermischen Anlage der Weiterbetrieb durch andere Anlagen gesichert sein.

<sup>47</sup> Verglichen mit der zentralen GuD-Anlage weist das geothermische Konzept eine 4 bzw. 11 mal höhere spezifische Investition auf, je nachdem ob die reine Stromerzeugung oder die Gesamtenergieerzeugung als Bezugsgröße herangezogen wird.

Für die Realisierung der Anlage könnte eine Projektgesellschaft gegründet werden, in der neben den Stadtwerken Karlsruhe (Contractor) sowie den Hauptabnehmern Stora Enso, MiRO und Palm auch die Gesellschafter dieser Unternehmen integriert werden können. Diese Konstruktion scheint erforderlich, um eine Beteiligung der Anteilseigner der Industrieunternehmen sowie weiterer eventueller Partner (Gaslieferanten, Finanzierungsgesellschaften, etc.) an der Projektgesellschaft zu ermöglichen. Somit liegt die Verantwortung für Planung, Bau, Betrieb und Instandhaltung im Verantwortungsbereich der Projektgesellschaft bzw. deren Gesellschafter.

Für die beteiligten Unternehmen ergeben sich durch die Wahl des Kooperationsmodells im Vergleich zum Dienstleistungs- und Betreibermodell folgende wesentliche Vorteile:

- Das Kooperationsmodell bietet die Möglichkeit, sowohl den Contractor als auch die Hauptabnehmer (sowie weitere Anteilseigner) im Rahmen einer eigens für die Realisierung der GuD-Anlage-[1,2,3] zu gründenden Projektgesellschaft zu integrieren. Die (finanzielle) Beteiligung der Unternehmen an der Gesellschaft fördert dabei ein langfristiges Engagement und gewährleistet ein höchstmögliches Maß an Planungssicherheit.
- Die Auslagerung der Energiebereitstellung auf die Projektgesellschaft ermöglicht eine Konzentration auf das Kerngeschäft bei gleichzeitiger Aufrechterhaltung von Kontroll- und Eingriffsrechten der beteiligten Industrieunternehmen durch die Beteiligung an der Gesellschaft.
- Das gewählte Kooperationsmodell eröffnet die Chance, unternehmensexternes Kapital in das Finanzierungskonzept zu integrieren und verringert damit das durchschnittlich gebundene Kapital der beteiligten Industrieunternehmen (siehe auch Kapitel 4.5.2).
- Durch die Integration eines EVU als Contractor wird für die Industrieunternehmen externes energietechnisches und energiewirtschaftliches Know-how zugänglich. Des Weiteren ermöglicht die Beteiligung eines EVUs einen Ausgleich von Mehr- bzw. Minderbedarfen über das öffentliche Stromnetz. Die Stadtwerke Karlsruhe als potenzieller Contractor könnten dabei einerseits überschüssigen Strom abnehmen. Andererseits könnten eventuelle stromseitige Versorgungsengpässe über das öffentliche Netz ausgeglichen werden.
- Durch die Kooperation mehrerer Unternehmen wird das technische Risiko des Anlagenbaus und -betriebes auf mehrere Parteien verteilt.

#### **4.5.2 Finanzierung**

Bereits die kurze, vereinfachte Zusammenstellung von Finanzierungsmöglichkeiten für Contractingprojekte macht deren Vielzahl deutlich (s. Kapitel 2.4.2.2). Die Wahl eines Finanzierungskonzeptes und die konkrete Ausgestaltung der Finanzierung der zentralen GuD-Anlage ist daher vielschichtig und hat unterschiedliche bilanztechnischen Auswirkungen, auf die im Rahmen dieser Arbeit nicht eingegangen werden kann. Die Wahl eines Finanzierungskonzeptes hängt von einer Vielzahl von Faktoren ab, bzgl. derer im Rahmen der vorliegenden Studie nur unvollständige Information vorliegt. Dies betrifft vor allem Eingangsgrößen der Finanzplanung wie bspw. die angestrebte Vermögensstruktur der Gesellschaft oder deren geplante Bilanzkennzahlen. Das vorliegende Finanzierungskonzept kann deshalb lediglich einen ersten Anhaltspunkt für eine folgende detaillierte Finanzplanung darstellen.

Da im vorliegenden Beispiel sowohl das Energieversorgungsunternehmen als auch die Endenergieabnehmer an der Projektgesellschaft beteiligt sind und damit eine weitgehende Risikoverteilung gewährleistet ist, wird eine Projektfinanzierung vorgeschlagen, bei der die Höhe des Kredites durch den zu erwartenden Cashflow des Projektes bestimmt ist. Der wesentliche Vorteil dieser Finanzierungsvariante liegt darin, dass die Projektgesellschaft als Kreditnehmer auftritt und die Unternehmensbilanzen der Gesellschafter sowie deren Kapitalstrukturkennzahlen und Bonitätsbeurteilung deshalb unverändert bleiben. Zur Risikominderung für die kreditgebende Bank ist zusätzlich eine Eigenkapitalbereitstellung durch die beteiligten Unternehmen erforderlich.

## 4.6 Ergebnisse der Aufteilungsrechnung mit Hilfe „klassischer“ Kostenallokationsverfahren

Dieses Kapitel widmet sich dem Problem, wie die durch die Errichtung und den Betrieb der zentralen GuD-Anlage-[1,2,3] entstehenden Kosten durch die Erlöse aus dem Verkauf der Produkte Strom und Dampf an die belieferten Unternehmen sowie die Erlöse aus der Einspeisung des KWK-Stromes gedeckt werden können. Dabei wird davon ausgegangen, dass die als Investor und Betreiber der Anlage auftretende Projektgesellschaft eine angemessene Verzinsung des eingelegten Kapitals fordert. Die Produktpreise sind daher so festzulegen, dass alle beim Betrieb der Anlage entstehenden Kosten einschließlich der unterstellten Kapitalverzinsung gedeckt werden. Aufgrund der Kuppelproduktionsproblematik werden zur Beantwortung der Frage, wie kostendeckende Preise für die Produkte zu bestimmen sind, die Verteilungs- und die Restwertrechnung<sup>48</sup> angewandt. Die Aufteilung des Gesamtgewinns ergibt sich dann aus diesen verschiedenen Kostenallokationsverfahren sowie den unternehmensspezifischen Produktabnahmemengen (s. Kapitel 4.6.2). Diese Gewinnaufteilungen werden in Kapitel 4.8 mit den sich unter Verwendung spieltheoretischer Ansätze ergebenden Aufteilungen evaluiert und mit Hilfe verschiedener Kriterien<sup>49</sup> verglichen.

### 4.6.1 Ergebnisse der Kostenaufteilungsrechnungen

#### 4.6.1.1 Grundlagen für die Berechnung der jährlichen Gesamtkosten

Die jährlichen Gesamtkosten für die zentrale GuD-Anlage-[1,2,3] ergeben sich aus den investitionsabhängigen, den betriebsgebundenen und den verbrauchsgebundenen Kosten abzüglich der Erlöse durch den KWK-Bonus. Der investitionsabhängige Anteil ergibt sich aus den Investitionen multipliziert mit dem Annuitätenfaktor bei einer betriebswirtschaftlichen Nutzungsdauer von 15 Jahren und einem Kalkulationszins von 10 % zu rund 26,1 Mio. €/a. Die betriebsgebundenen Kosten (Verwaltungskosten, Wartungs- und Instandhaltungskosten, Personal- und Versicherungskosten sowie Steuern) werden zu einem Fixkostenblock zusammengefasst und betragen 8,2 Mio. €/a. Die verbrauchsgebundenen Kosten setzen sich aus den Brennstoffkosten für Raffinerie- und Erdgas zusammen. Da beide mit dem selben Preis bewertet werden, ergeben sich die verbrauchsgebundenen Kosten  $K_V$  in Abhängigkeit des Gaspreises  $P_G$  zu  $K_V = P_G * 6,56 \text{ TWh/a}$ . Von den sich daraus ermittelten Gesamtkosten für die GuD-Anlage-[1,2,3] sind der KWK-Bonus sowie die direkt den Unternehmen zurechenbaren Kosten für die Rohrleitungen abzuziehen.

---

<sup>48</sup> Diese Verfahren werden in Kapitel 3.4.2 vorgestellt.

<sup>49</sup> Vgl. Kapitel 3.4.4.



#### 4.6.1.2 *Ermittlung von kostendeckenden Leistungspreisen für die Produkte Strom und Dampf*

Alle nicht verbrauchsabhängigen Kosten (investitionsabhängige und betriebsgebundene Kosten) müssen durch die von allen Unternehmen zu bezahlenden Leistungspreise für den Bezug von Strom und Dampf gedeckt werden. Die Leistungspreise für Strom orientieren sich zweckmäßigerweise an den marktüblichen Leistungspreisen, die die Unternehmen für den jeweiligen Netzanschluss und die Durchleitung entrichten.<sup>50</sup> Die von den Leistungspreisen für Strom noch nicht abgedeckten verbrauchsunabhängigen Kosten sind schließlich durch die Leistungspreise für die Dampfbereitstellung zu decken. Dazu können i. Allg. verschiedene Aufteilungsschlüssel verwendet werden (Enthalpie, Exergie, Masse, usw.); im konkreten Fall ergibt sich für alle Schlüsselgrößen eine recht ähnliche Aufteilung auf die Unternehmen. Für die weiteren Rechnungen werden daher 52 €/kW<sub>th</sub> zu Grunde gelegt.

#### 4.6.1.3 *Ermittlung von kostendeckenden Arbeitspreisen für die Produkte Strom und Dampf*

##### 4.6.1.3.1 *Ergebnisse der Verteilungsrechnung*

Bei der Verteilungsrechnung werden eine oder mehrere Schlüsselgrößen gebildet, um die Gesamtkosten aufzuspalten. Diese Schlüsselgrößen sollen die relative Kostenverursachung abbilden, um die direkt zuordenbaren Kosten auf die Kuppelprodukte zu verteilen. In der Energiewirtschaft stehen die beiden thermodynamischen Energiegrößen Enthalpie H und Exergie E zur Verfügung.<sup>51</sup> Die Verwendung des physikalisch-technischen Schlüssels Exergie ermöglicht einen quantitativen Vergleich aller aus einem KWK-Prozess entstehenden Produkte (Strom und Nutzwärmen). Somit können kostendeckende Preise für die Produkte Strom und Dampf in Abhängigkeit des Gaspreises bestimmt werden. Unter Verwendung der in Tabelle 18 dargestellten Verteilungsschlüssel ergeben sich die in Abbildung 35 dargestellten kostendeckenden Arbeitspreise für Strom und Dampf. Die so ermittelten Strompreise hängen beim Verteilverfahren aus methodischen Gründen stark von Gaspreis ab und steigen von ca. 0,8 auf 2,7 ct/kWh bei einer Verdoppelung des Gaspreises von 1 auf 2 ct/kWh.

Tabelle 18: Thermodynamische Zustandsgrößen verschiedener Dämpfe

	Temperatur T [°C]	Enthalpie H [kJ/kg]	Entropie S [kJ/kg K]	Exergie E [kJ/kg]
30-bar-Dampf	370	3161	6,816	1198,63
12-bar-Dampf	330	3107	7,130	1054,09
10-bar-Dampf	280	3009	7,045	980,47

Umgebungszustand:  $T_U = 15 \text{ °C}$ ,  $p_U = 1,013 \text{ bar}$ ;  $H_U = 63 \text{ kJ/kg}$ ;  $S_U = 0,224 \text{ kJ/kg K}$

<sup>50</sup> Zur Höhe dieser Leistungspreise s. Tabelle 16 auf S. 118.

<sup>51</sup> Siehe auch Erläuterungen in Kapitel 3.4.2.1.

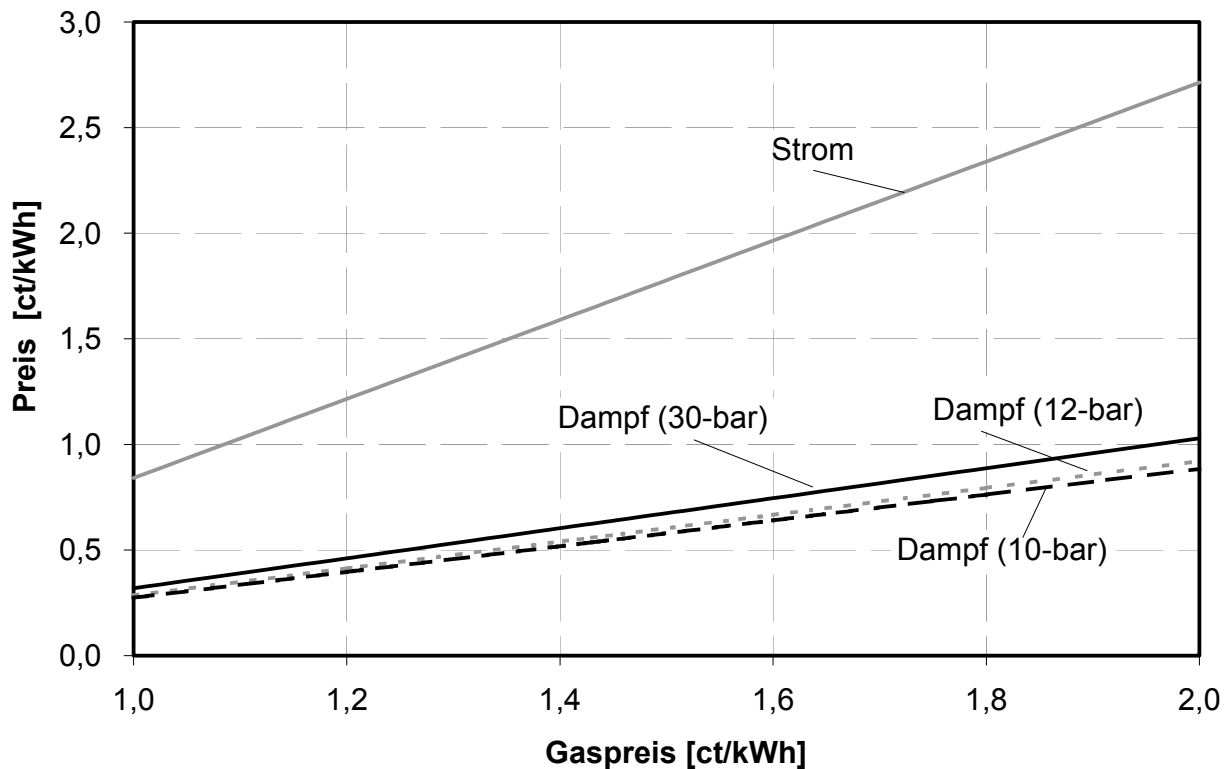


Abbildung 34: Ergebnisse der Verteilungsrechnung mit Exergie als Verteilschlüssel für die Produktpreise der zentralen GuD-Anlage-[1,2,3]. Dargestellt sind die jeweiligen reinen Arbeitspreise (ohne Leistungspreis) für die unterstellte Betriebsweise der Anlage im Jahr 2006.

#### 4.6.1.3.2 Ergebnisse der Restwertrechnung

Die sich bei der Anwendung der Restwertrechnung ergebenden kostendeckenden Preise für Strom und Dampf in Abhängigkeit des Gaspreises sind in Abbildung 35 dargestellt. Der hier angelegte Strompreis entspricht dem um den Leistungspreis reduzierten Marktpreis, d. h. dem bei den Optimierungsrechnungen im PERSEUS-IFC Modell unterstellten Preis für Strom auf Höchstspannungsebene.<sup>52</sup> Da die so ermittelten Strompreise unabhängig vom Gaspreis sind, wirkt sich eine Änderung des Gaspreises auf die Dampfpreise deutlich stärker aus als bei der Verteilungsrechnung. Wie an Abbildung 35 ersichtlich ist, sind für Gaspreise kleiner etwa 1,5 ct/kWh die sich ergebenden Dampfpreise negativ.

<sup>52</sup> Die Annahme eines konstanten Strompreises bei einer Verdoppelung des Gaspreises stellt eine gewisse Vereinfachung dar. Aufgrund des geringen Anteils von Erdgas an der gesamten Stromerzeugung (ca. 9 % der Netto-Erzeugung 2001 einschl. Einspeisungen von Industrie, Bahn und privaten Erzeugern [VDEW 2002]) ist diese Vereinfachung aber gerechtfertigt. Bei einer exakten Betrachtung müsste jedoch eine leichte Abhängigkeit des Strompreises vom Gaspreis berücksichtigt werden.

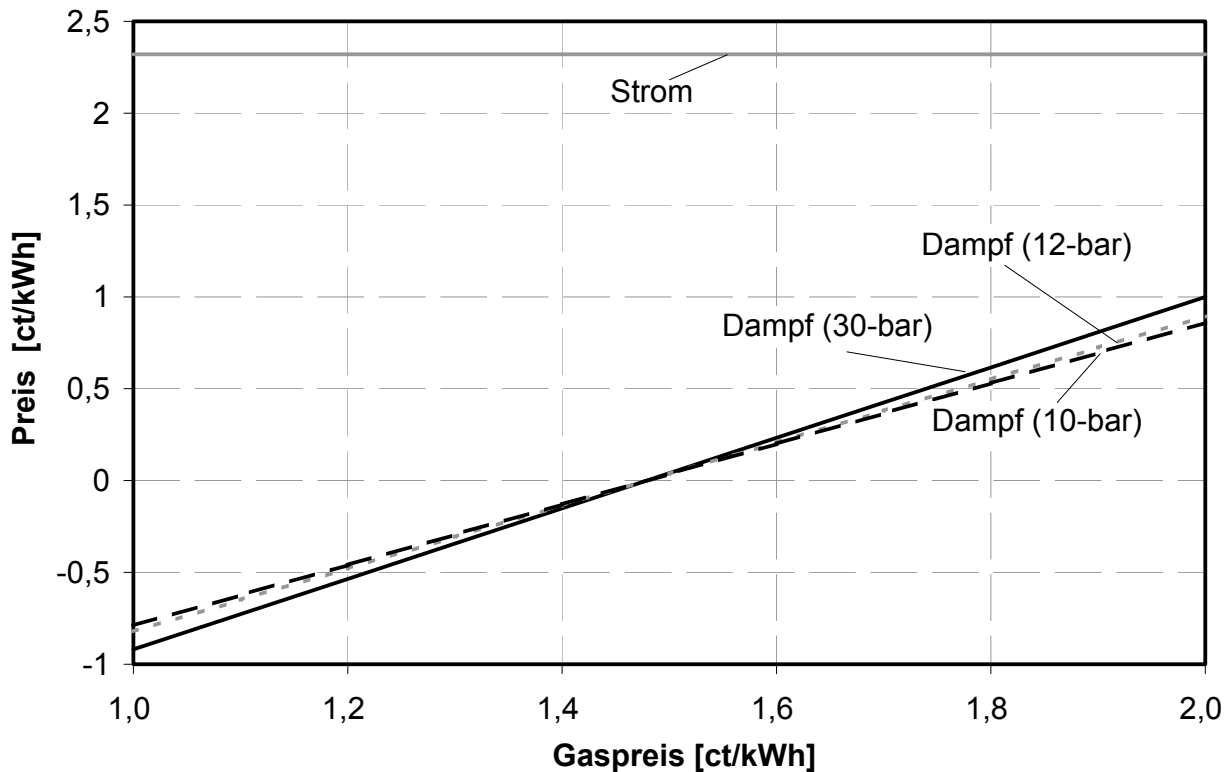


Abbildung 35: Ergebnisse der Restwertrechnung für die Produktpreise der zentralen GuD-Anlage-[1,2,3]. Dargestellt sind die jeweiligen reinen Arbeitspreise (ohne Leistungspreis) für die unterstellte Betriebsweise der Anlage im Jahr 2006.

#### 4.6.1.4 Schlussfolgerungen der Kostenaufteilung für die Fallstudie

Die hier vorgestellten Ergebnisse der Kostensätze können nur einen ersten Hinweis für die tatsächliche vertragliche Ausgestaltung geben, da sie mit Hilfe verschiedener vereinfachender Annahmen bestimmt werden. So ist es auch denkbar, dass modifizierte Ansätze der Kostenaufteilung angewandt werden. Auf jeden Fall muss bspw. im Rahmen eines Verhandlungsprozesses ein Aufteilungsverfahren gefunden werden, durch das alle Beteiligten (Investoren, Energieabnehmer) einen Vorteil gegenüber der Referenzentwicklung erhalten.<sup>53</sup>

Insbesondere sind bei der Kostenaufteilung noch genauer zu berücksichtigen:

- Grundsätzlich muss bei Investitionsentscheidungen das Investitionsrisiko berücksichtigt werden, das sich ex post in der Abweichung der Ist-Zahlungen von den zum Investitionszeitpunkt erwarteten Zahlungen zeigt. Bei der Beurteilung von Contractingprojekten umfasst das Investitionsrisiko im Wesentlichen das Bonitätsrisiko, technische Risiken sowie Beschaffungs- und Absatzrisiken (s. Kapitel 2.3.2.1.3). Da diese Risiken einerseits bei der Wahl des Contractingmodells mit dem Ziel ihrer Minimierung berücksichtigt wurden und derartige Risiken andererseits nur schwer quantitativ zu bewerten sind, werden hier für die Berechnung zunächst vereinfachend sichere Erwartungen unterstellt.

<sup>53</sup> Da dies zwar eine notwendige, aber nicht eine hinreichende Bedingung für eine langfristig stabile Kooperation darstellt, werden in Kapitel 4.7 mit Hilfe spieltheoretischer Ansätze auch strategische Gesichtspunkte betrachtet.

- Dies gilt nicht für die Berücksichtigung des Preisrisikos, das i. Allg. vom Contractor auf die Unternehmen weitergegeben wird. Dazu ist eine Festlegung von Preisgleitklauseln<sup>54</sup> (auch für Strom) unerlässlich.
- Zur Berücksichtigung der Finanzierungsform müsste zur Investitionsbeurteilung eine simultane Investitions- und Finanzplanung mit periodenspezifischen Zinssätzen für die Eigen- bzw. Fremdkapitalfinanzierung durchgeführt werden. Im Rahmen der vorliegenden Wirtschaftlichkeitsbetrachtung wird zur Vereinfachung auf eine solche Darstellung verzichtet und ein üblicher durchschnittlicher Kalkulationszinsfuß von 10 %/a angesetzt.
- Im Rahmen der Investitionsrechnung bleiben Substanzsteuern sowie gewinnabhängige Steuern unberücksichtigt. Dies kann durch die in der Unternehmenspraxis übliche Vorgehensweise begründet werden, Investitionen nicht durchzuführen, falls sie vor Steuern einen negativen Kapitalwert aufweisen<sup>55</sup>.
- Des Weiteren wird die Investition in die zentrale GuD-Anlage-[1,2,3] isoliert bewertet. Eventuelle Interdependenzen zwischen verschiedenen Investitionsalternativen bleiben somit unberücksichtigt. Der Grund dafür liegt in der Tatsache, dass zur Realisierung der zentralen GuD-Anlage-[1,2,3] eine eigenständige Projektgesellschaft gegründet werden könnte und somit der Verschuldungsgrad sowie die Bonität der an der Gesellschaft beteiligten Unternehmen unverändert bleiben würden (off-balance-sheet Finanzierung). Deshalb bleiben alternative Investitionsmöglichkeiten durch die Investition weitgehend unberührt.

## 4.6.2 Resultierende Gewinnaufteilungen aus der Anwendung der Kostenallokationsverfahren

Aus den beiden in Kapitel 4.6.1.3 angewandten Kostenallokationsverfahren sowie den unternehmensspezifischen Produktabnahmemengen ergibt sich jeweils eine Aufteilung des Gesamtgewinns<sup>56</sup> auf die Unternehmen.

### 4.6.2.1 Verteilungsrechnung

Bei Anwendung der Verteilungsrechnung ergibt sich neben den Dampfpreisen auch ein vom Gaspreis abhängiger Strompreis. Da der Betreiber der zentralen GuD-Anlage-[1,2,3], d. h. die Projektgesellschaft, den überschüssigen Strom auf dem Strommarkt zu marktüblichen Strompreisen verkaufen muss, trägt die Gesellschaft in diesem Fall auch einen Teil des Gaspreisrisikos. Dadurch profitiert zwar neben den Unternehmen 1, 2 und 3 auch die Projektgesellschaft bei einem Gaspreisniveau kleiner als etwa 1,8 ct/kWh (Abbildung 36); die Gesellschaft trägt allerdings auch die sich bei einem Gaspreis größer als 1,8 ct/kWh ergebenden Verluste. Eine Möglichkeit zur Lösung dieses Dilemmas könnte die nachträgliche Aufteilung dieses Gewinns der Projektgesellschaft auf die einzelnen Gesellschafter sein. Dies gilt jedoch nicht für ein Energieversorgungsunternehmen als Contractinggeber, da diese solche Preisrisiken

---

<sup>54</sup> Diese Preisgleitklauseln können sich an den bei den Kostenaufteilung erzielten Ergebnissen orientieren.

<sup>55</sup> Nichtsdestotrotz muss ein vor Steuern wirtschaftliches Projekt hinsichtlich seines Kapitalwertes nach Steuern untersucht werden.

<sup>56</sup> Der Gesamtgewinn ergibt sich aus den Kosteneinsparungen des Gesamtsystems bei betriebsübergreifender Energieversorgung gegenüber den Kosten der Referenzentwicklung.

i. d. R. an die Contractingnehmer weitergeben werden. Weiterhin problematisch für eine „gerechte“ Aufteilung ist, dass Unternehmen 1 als einziger Kooperationspartner von einem steigenden Gaspreis profitiert. Während alle anderen Partner mit steigendem Gaspreis geringere Gewinne erzielen, steigert Unternehmen 1 seinen Gewinn auf das etwa Dreifache bei einer Verdoppelung des Gaspreises von 1 auf 2 ct/kWh. Dies liegt daran, dass Unternehmen 1 nicht nur als Abnehmer von Strom und Dampf, sondern auch als Primärenergie-lieferant (Raffineriegas) auftritt.

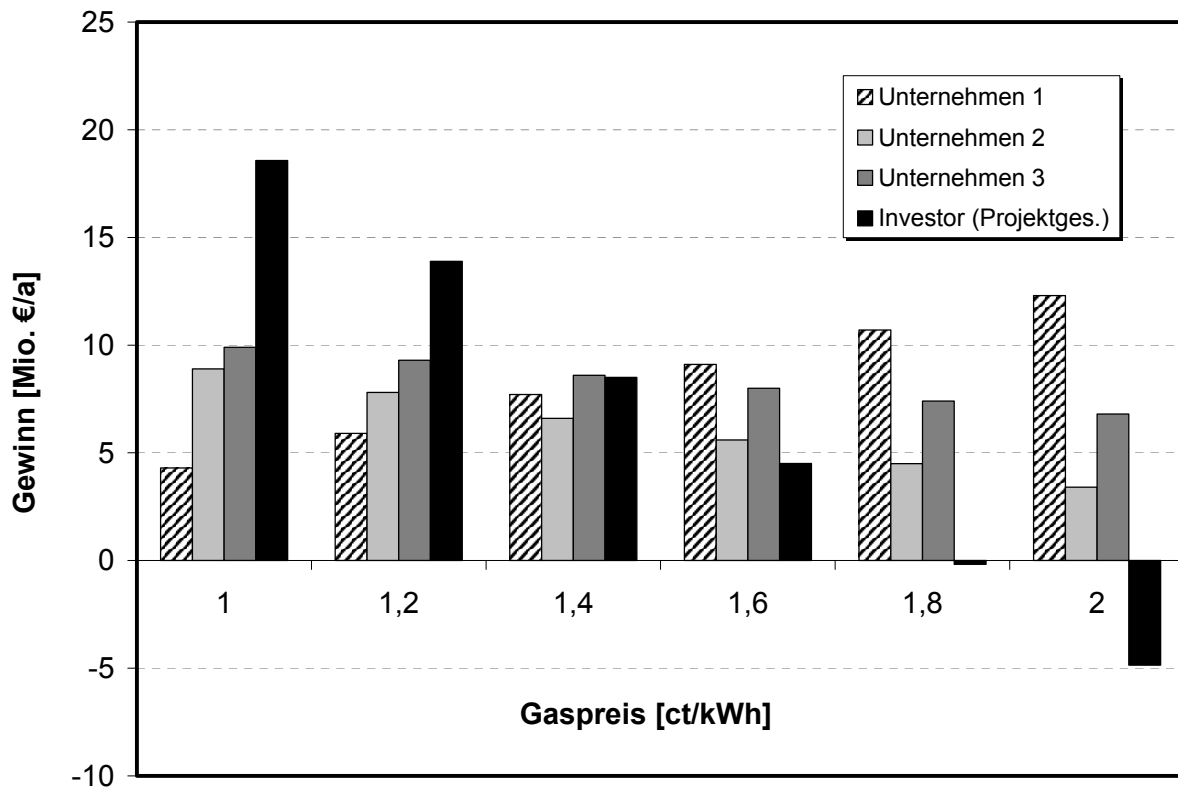


Abbildung 36: Resultierende Aufteilung des Kooperationsgewinns bei Anwendung der Verteilungsrechnung

#### 4.6.2.2 Restwertrechnung

Da bei der Anwendung der Restwertrechnung ein marktüblicher Strompreis zugrunde gelegt wird, der nicht vom Gaspreis abhängt, ergeben sich im Gegensatz zur Verteilungsrechnung für die Projektgesellschaft weder Verluste noch Gewinne. Weiterhin ist in Abbildung 37 zu erkennen, dass alle drei Unternehmen „gleichgerichtet“ von einem steigendem Gaspreis betroffen sind, d. h. alle erzielen mit steigendem Gaspreis einen sinkenden Gewinn. Auch bleibt dieselbe Reihenfolge über den zwischen 1 und 2 ct/kWh variierten Gaspreis konstant, d. h. Unternehmen 1 erhält stets den größten Gewinnanteil zugewiesen, gefolgt von Unternehmen 3 und schließlich Unternehmen 2.

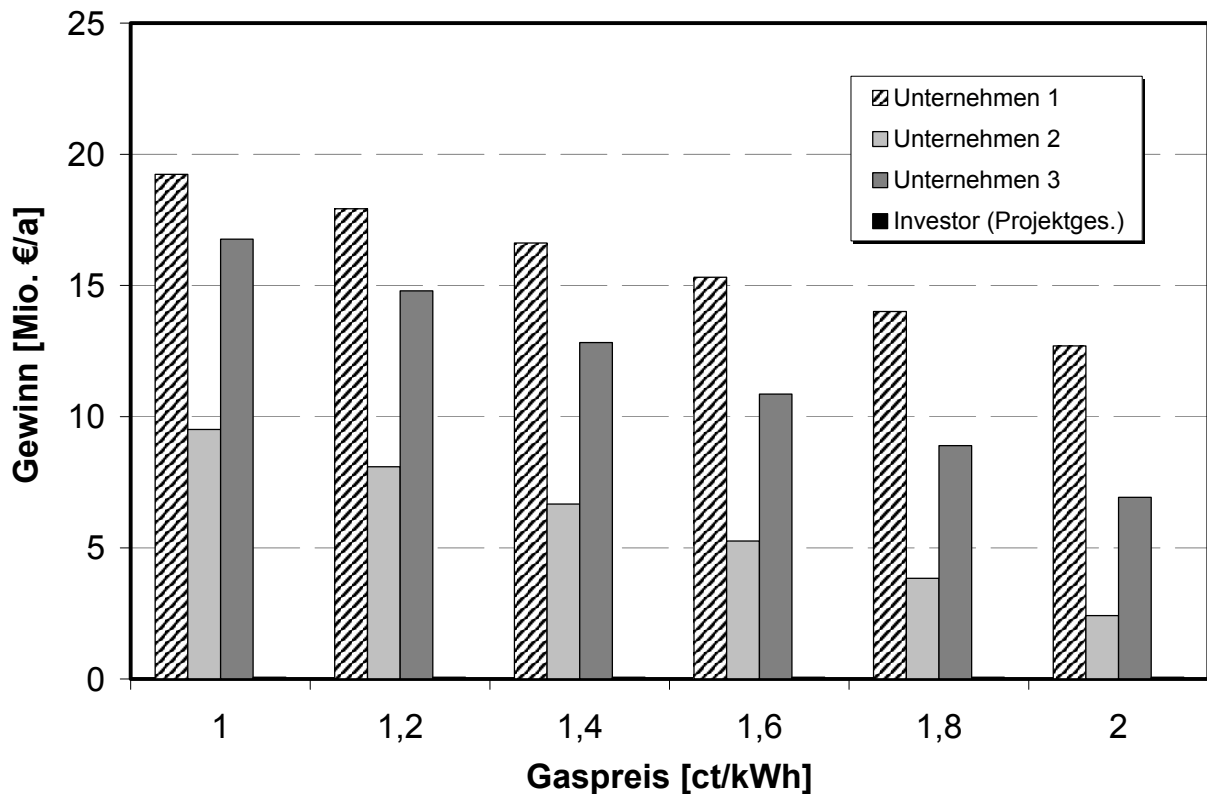


Abbildung 37: Resultierende Aufteilung des Kooperationsgewinns bei Anwendung der Restwertrechnung

#### 4.7 Ergebnisse der Aufteilungsrechnung mit Hilfe spieltheoretischer Konzepte

In diesem Teil der Arbeit werden die in Kapitel 3.4.3 beschriebenen spieltheoretischen Konzepte auf das Kooperationsprojekt der Realisierung der zentralen GuD-Anlage-[1,2,3] angewendet. Daraus werden neben den in Kapitel 4.6.2 vorgestellten Aufteilungen noch weitere mögliche Gewinnverteilungen resultieren, die ausschließlich von der charakteristischen Funktion abhängen.<sup>57</sup> Der erste Teil dieses Kapitels widmet sich deshalb der Formulierung dieser charakteristischen Funktion für das vorliegende Kooperationsprojekt. In Kapitel 4.7.2 wird dann das Konzept des Kerns als wichtiger Vertreter der Mengenkonzepte auf das Kooperationsprojekt angewandt. Zur Bestimmung eines bestimmten Auszahlungsvektors werden in Kapitel 4.7.3 verschiedene Wertkonzepte<sup>58</sup> eingesetzt. Eine Synthese und Evaluation der erzielten Ergebnisse der Aufteilungsrechnung einschließlich einer abschließenden Bewertung wird in Kapitel 4.8 durchgeführt.

<sup>57</sup> Vgl. Kapitel 3.4.3.3.1. Vgl. auch [Shapley 1981, S. 58]: Shapley bezeichnet dieses Kriterium daher als Domain-Axiom.

<sup>58</sup> Hierbei handelt es sich um die in den Kapiteln 3.4.3.4.3 - 3.4.3.4.5 vorgestellten Wertkonzepte Alternate Cost Avoided Method (ACA), Nucleolus und Shapley-Wert.

### 4.7.1 Ermittlung der charakteristischen Funktion

Zur formalen Beschreibung des Kooperationsprojektes als kooperatives Spiel wird die in Kapitel 3.4.3.3.1 vorgestellte charakteristische Funktion verwendet. Zur Ermittlung der charakteristischen Funktion ist zunächst die Frage nach der Spielermenge  $N$  zu beantworten. Neben den drei Unternehmen sind evtl. auch die Projektgesellschaft zu berücksichtigen. Zur Klärung dieser Fragestellung werden die im Folgenden vorgestellten Annahmen bzw. Vereinfachungen getroffen: Der Investor bzw. die Projektgesellschaft kann keine Einzellösung realisieren, sondern nur mit mindestens einem Partner zusammen ein Kraftwerksprojekt umsetzen. Die Forderung des Investors kann vereinfachend auf die angemessene Verzinsung des investierten Kapitals reduziert werden, wobei das Primärenergiepreisrisiko auf die Endenergieabnehmer übertragen wird.<sup>59</sup> Daraus ergibt sich dann, dass der Investor auch nicht an den erzielbaren (gaspreisabhängigen) Kosteneinsparungen beteiligt wird.

Der Betrachtung liegt somit ein 3-Personen Spiel  $\Gamma$  mit transferierbarem Nutzen zugrunde. Die Spielermenge  $N$  ist im vorliegenden Fall festgelegt durch:

$$N = \{\text{MiRO, Stora Enso, Palm}\}, \quad n = |N| = 3$$

Zur einfacheren Darstellung wird die Spielermenge im weiteren Verlauf wie folgt beschrieben:  $N = \{1, 2, 3\}$ , wobei die Zuordnung der Ziffern willkürlich ist und daher wie bisher vorgenommen wird, d. h. die Raffinerie MiRO erhält die Spielerbezeichnung 1, die Papierfabrik Stora Enso die 2 und der Papier- und Kartonfabrik Palm wird die 3 zugewiesen. Jedes dieser drei potenziell an der Kooperation beteiligten Unternehmen stellt somit einen Entscheidungsträger (Spieler) dar.

Diese Spieler  $i \in N$  werden sich zum einen die Frage stellen, welche Koalition sie aus rationalen Gesichtspunkten am sinnvollsten bilden sollen, um ihre Auszahlungen/Gewinne zu maximieren. Zum anderen wird jeder Entscheidungsträger versuchen, sich bei der Aufteilung des gemeinsamen Einsparungspotenziales selbst so gut wie möglich zu stellen.

Die Funktion  $v: 2^N \rightarrow \mathfrak{R}$  erzeugt für alle denkbaren Teilmengen  $K \subseteq N$  von Spielern (Unternehmen) die zugehörigen Werte  $v(K)$ . Diese Werte stellen in diesem Falle das entsprechende Einsparungspotenzial dar, welches die jeweiligen Koalitionen im Vergleich zum Referenzfall erreichen können.

#### 4.7.1.1 Formale Darstellung des Spieles

Der erzielbare Gewinn (realisierbare jährliche Kostenreduzierung) hängt stark vom Gaspreis ab (vgl. Kapitel 4.4.7.1). Daher hängt auch die charakteristische Funktion  $v(K)$  des Spieles stark vom Gaspreis ab, so dass sinnvollerweise die formale Darstellung des Spiels ebenfalls in Abhängigkeit des Gaspreises erfolgt. Die jährlichen Energieversorgungskosten stellen grundsätzlich eine dynamische Größe dar, weil z. B. die Energiepreise und der KWK-Bonus vom betrachteten Jahr abhängen. Die Frage der Kostenaufteilung ist somit für jedes Jahr neu zu bestimmen. Da die Verhältnisse jedoch über die Jahre hinweg ähnlich sind, werden im Folgenden zur übersichtlichen Darstellung die Betrachtungen nur für ein Jahr aufgezeigt. Tabelle 19 zeigt die formale Darstellung des zu analysierenden Spiels  $\Gamma(N, v(\cdot))$  für das Jahr 2006.

<sup>59</sup> Dies ist eine übliche Vorgehensweise bei der Realisierung solcher Projekte im Bereich der industriellen Energieversorgung (vgl. auch die Erläuterungen in Kapitel 2.4.2.1.3 zur Risikominimierung bei Contractingprojekten).

Hierzu werden die jährlichen Kosten im Referenzfall ( $v(\{\})$ ) auf null normiert. Der Werte für die jeweilige Kosten ergibt sich dann aus den im Vergleich zum Referenzfall eingesparten jährlichen Kosten (vgl. Abbildung 29). Dabei bezeichnet  $v(\{i,j\})$  den Wert für den Fall der Realisierung der GuD-Anlage- $[i,j]$  für die Beteiligung der Spieler  $i$  und  $j$ . Eine Ausnahme bilden die Werte für  $v(\{1,2\})$  und  $v(\{2,3\})$ ; hier entsprechen diese Werte der Summe der stand-alone-Werte, da eine gemeinsame GuD-Anlage in diesen beiden Fällen nicht realisiert wird.

Tabelle 19: Charakteristische Funktion  $v(K)$  des Spieles in Mio. €/a im Jahr 2006

Gaspreis in ct/kWh  $v(K)$ in Mio. €/a	1,0	1,2	1,4	1,6	1,8	2,0
$v(\{\})$	0	0	0	0	0	0
$v(\{1\})$	9,1	7,2	5,2	3,2	1,2	0
$v(\{2\})$	9,7	7,9	6,3	4,6	3,0	1,4
$v(\{3\})$	0	0	0	0	0	0
$v(\{1,2\})$	22,6	19,5	16,4	13,3	10,2	7,2
$v(\{1,3\})$	9,1	7,2	5,2	3,2	1,2	0
$v(\{2,3\})$	9,7	7,9	6,3	4,6	3,0	1,4
$v(\{1,2,3\})$	45,5	40,8	36,1	31,4	26,7	22,0

#### 4.7.1.2 Stabilitätseigenschaften des Spieles

Wie in Kapitel 3.4.3.3.1 erläutert wird, sollte die charakteristische Funktion gewisse mathematische Eigenschaften erfüllen, die garantieren, dass die spieltheoretischen Konzepte gewisse Stabilitätseigenschaften aufweisen. Die Bedingung der Superadditivität ist für die gegebene Funktion erfüllt, wie leicht nachzuprüfen ist (siehe Definition 3.1). Zur Überprüfung der Konvexität der vorliegenden charakteristischen Funktion müssen alle beliebigen Kombinationen betrachtet werden. Aus der Eigenschaft der Superadditivität geht bereits hervor, dass die Bedingung nach Definition 3.2 für alle disjunkten Teilmengen erfüllt ist. Somit sind diese nicht mehr zu berücksichtigen. Für ein 3-Personen Spiel gilt darüber hinaus, dass  $v(K \cup L) + v(K \cap L) = v(K) + v(L)$ . Ausgenommen davon sind nur die folgenden drei noch zu überprüfenden Anordnungen (für einen Bereich des Gaspreises von 1,0 bis 2,0 ct/kWh):

$$v(\{1,2,3\}) + v(\{2\}) \geq v(\{1,2\}) + v(\{2,3\}) \quad (4.1)$$

$$v(\{1,2,3\}) + v(\{1\}) \geq v(\{1,2\}) + v(\{1,3\}) \quad (4.2)$$

$$v(\{1,2,3\}) + v(\{3\}) \geq v(\{1,3\}) + v(\{2,3\}) \quad (4.3)$$

Die Bedingung der Konvexität ist damit ebenfalls erfüllt (und dadurch auch die zweite Stabilitätseigenschaft). Somit ist die Existenz steigender Skalenerträge bezogen auf die Koalitionsgröße nachgewiesen (vgl. Definition 3.2). Es ist zu erkennen, dass eine Kooperation aller drei Mitspieler die günstigste Alternative bezüglich einer Gewinnverteilung darstellt. Im Falle der



Realisierung des gemeinsamen Kooperationsprojektes würden den Unternehmen Größen- und Verbundeffekte entstehen. Somit wird sich das Einsparungspotenzial nicht nur vergrößern sondern auch im Falle der Kooperation aller beteiligten Spieler höher liegen als bei getrennten Strategien.<sup>60</sup> Nachdem die Stabilitätseigenschaften der vorliegenden charakteristischen Funktion nachgewiesen sind, werden im folgenden Kapitel 4.7.3 die in den Kapiteln 3.4.3.4.2-3.4.3.4.4 bereits allgemein vorgestellten spieltheoretischen Konzepte auf das der Arbeit zugrunde liegende Kooperationsprojekt übertragen.

Als erste Schlussfolgerung leitet sich aus den Eigenschaften der vorliegenden charakteristischen Funktion ab, dass der Kern des Spieles nicht-leer ist. Es existiert somit keine Unterkoalition  $K^* \subset N$  als Drohmöglichkeit, in der sich eine Teilmenge von Spielern besser stellen könnte als im Kern des gemeinsamen Projektes.<sup>61</sup> Der nächste Schritt besteht nun darin, diese Kerngrenzen zu berechnen.

## 4.7.2 Der Kern des Kooperationsprojektes

Die im Kern liegenden Lösungen sichern allen Teilkoalitionen  $K \subset N$  Auszahlungen, die höher liegen als die, welche sie durch Verlassen der Gesamtkoalition  $N$  selbst erreichen können. Somit stellt der Kern die Menge aller Lösungen dar, die als stabil bezeichnet werden können.<sup>62</sup>

### 4.7.2.1 Der Kern bei konstantem Gaspreis

Der Kern eines 3-Personen Spieles lässt sich für einen gegebenen Gaspreis durch einen Simplex  $S^{(3)} = \{x_1, x_2, x_3 \mid x(N) = v(N) \text{ und } x_i \geq 0\}$  darstellen<sup>63</sup>. In Abbildung 38 ist der Simplex dargestellt, der sich für einen Gaspreis von 1,4 ct/kWh ergibt. Im nächsten Unterkapitel wird eine Darstellung des Kerns bei einem variablen Gaspreis zwischen 1 und 2 ct/kWh gegeben.

---

<sup>60</sup> Dies kann andererseits auch aus Abbildung 29 abgelesen werden, da hier bereits leicht zu erkennen ist, dass die Realisierung der zentralen GuD-Anlage-[1,2,3] das globale Optimum über den gesamten betrachteten Bereich des Gaspreises darstellt.

<sup>61</sup>  $K^*$  bezeichnet eine Koalition, die aufgrund ihres *stand-alone* Wertes die Gesamtkoalition verlassen würde.

<sup>62</sup> Vgl. auch Kapitel 3.4.3.4.1.

<sup>63</sup> Vgl. [Carter 1992].

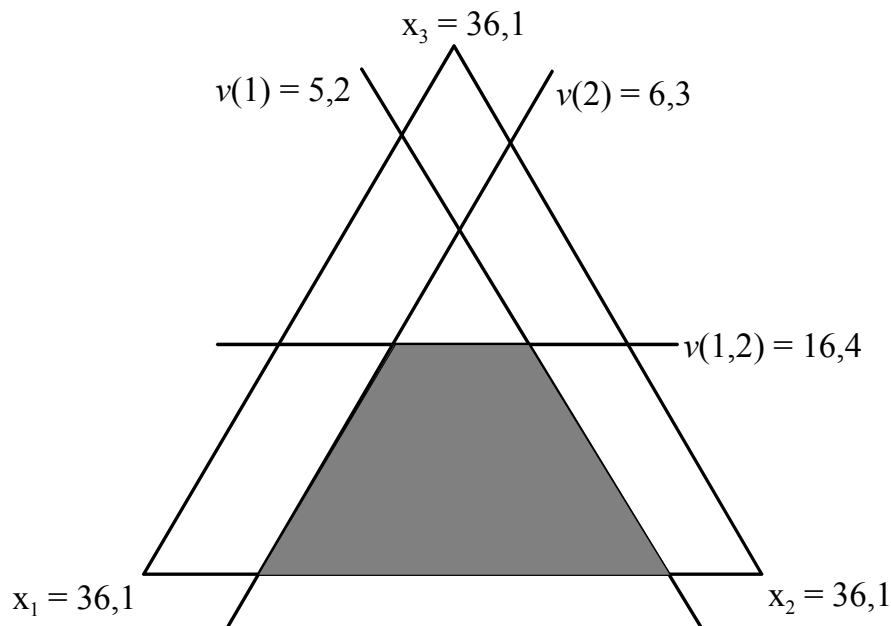


Abbildung 38: Simplex-Darstellung des Spiels für einen Gaspreis von 1,4 ct/kWh im Jahr 2006 (Kern grau hinterlegt; Werte in Mio. €/a)

Alle Punkte innerhalb des großen Dreiecks stellen mögliche Verteilungen der Kosteneinsparung der Gesamtkoalition  $N$  (36,1 Mio. €) dar. Die Eckpunkte des Dreiecks repräsentieren die Situation, in welcher der gesamte Gewinn einem einzigen Spieler zugeteilt wird. So ist z.B. der Eckpunkt  $x_1$  derjenige, in welchem Spieler 1 (MiRO) die gesamte Einsparung erhält. Der dem jeweiligen Eckpunkt  $x_i$  gegenüberliegende Schenkel repräsentiert das Nullniveau des betreffenden Spielers  $i$ . Auf diesem Schenkel liegen alle Gewinnverteilungen, bei welchen der Spieler  $i$  leer ausgeht. Die zum Spieler  $i$  komplementäre Spielermenge ( $\{N-i\}$ ) teilt dort die in der Gesamtkoalition  $N$  erzielte gemeinsame Einsparung alleine unter sich auf (vgl. [Borgwardt 2001, S. 597f]).

Im Folgenden sollen die eingezeichneten Geraden (Grenzen der Kernlösung) näher erläutert werden. Spieler 1 möchte mindestens 5,2 Mio. € erhalten. Dies entspricht genau dem Betrag, den er selbst realisieren könnte<sup>64</sup>. Folglich wird dieser Spieler nur Auszahlungen zustimmen, die für ihn oberhalb dieser Grenze liegen. Diese untere Auszahlungsgrenze des Spielers 1 ist im obigen Schaubild dargestellt und mit dem zugehörigen Wert  $v(1)$  ausgewiesen. Andererseits kann gezeigt werden, dass eine Teilkoalition (in diesem Falle der Spieler 1) lediglich so viel erhalten darf, dass die Auszahlung an ihre komplementäre Spielermenge nicht unter deren *stand-alone* Wert sinkt (vgl. Kapitel 3.4.3.4.1). Die Auszahlungsobergrenze des Spielers 1 ergibt sich daher aus der Differenz der Kosteneinsparung der Gesamtkoalition  $N$  (36,1 Mio. €) und der komplementären Teilkoalition. Da die Koalition der Spieler 2 und 3 keine Kosteneinsparung realisieren kann, ergibt sich aus dieser Nebenbedingung keine weitere Einschränkung des Gebietes der Kernlösung. Analoge Überlegungen wie für Spieler 1 gelten auch für Spieler 2. Eine andere Situation ergibt sich jedoch für Spieler 3: Die untere Auszahlungsgrenze ist 0 und fällt somit mit dem unteren Schenkel des Simplex in Abbildung 38 zusammen. Andererseits ergibt sich für die obere Auszahlungsgrenze durch den *stand-alone* Wert der komplementären Spielermenge ( $v(1,2) = 16,4$  Mio. €/a) ein Wert von  $36,1$  Mio. €/a -  $16,4$  Mio. €/a =  $19,7$  Mio. €/a. Die grau schattierte Fläche ist diejenige, welche die

<sup>64</sup> Dies entspricht dem Einsparungspotenzial bei dezentraler Lösung durch den Bau der GuD-Anlage-[1].

Bedingungen des Kerns<sup>65</sup> für jeden Spieler  $i \in N$  und jede Koalition  $K \subseteq N$  erfüllt. In diesem Bereich muss sich nach rationalen Gesichtspunkten die Lösung befinden. Kein Spieler bzw. keine Koalition wird unter Abwägung seiner bzw. ihrer bestehenden Alternativen Lösungen zustimmen, welche außerhalb des Kerns liegen.

#### 4.7.2.2 Sensitivitätsanalyse des Kerns bei Variation des Gaspreises

Da der erzielbare Gewinn (d. h. die realisierbare Kostenreduzierung) der Unternehmen eine Funktion des Gaspreises ist, hängt i. Allg. auch der Kern vom Gaspreis ab. Mit zunehmendem Gaspreis nimmt der realisierbare und auf die Spieler zu verteilende Gesamtgewinn ab, und damit wird die diesen Gesamtgewinn repräsentierende Dreiecksfläche mit zunehmendem Gaspreis kleiner. Wie in Abbildung 39 dargestellt, ergibt sich für einen Bereich des Gaspreises zwischen 1,0 und 2,0 ct/kWh ein Pyramidenstumpf.

Innerhalb dieses Pyramidenstumpfs liegt der Kern des Spiels. Das Verhältnis der Größe des Kerns zum jeweiligen Gesamtgewinn nimmt mit steigendem Gaspreis zu, so dass die Kerngrenzen bei einem Gaspreis von 2,0 ct/kWh nur wenig von den Seiten der Dreiecksfläche entfernt sind bzw. mit ihnen zusammenfallen. Das bedeutet, dass der Vorteil von Teilkonkationen gegenüber dem Referenzfall mit zunehmendem Gaspreis stärker abnimmt als der Vorteil der zentralen GuD-Anlage-[1,2,3].<sup>66</sup>

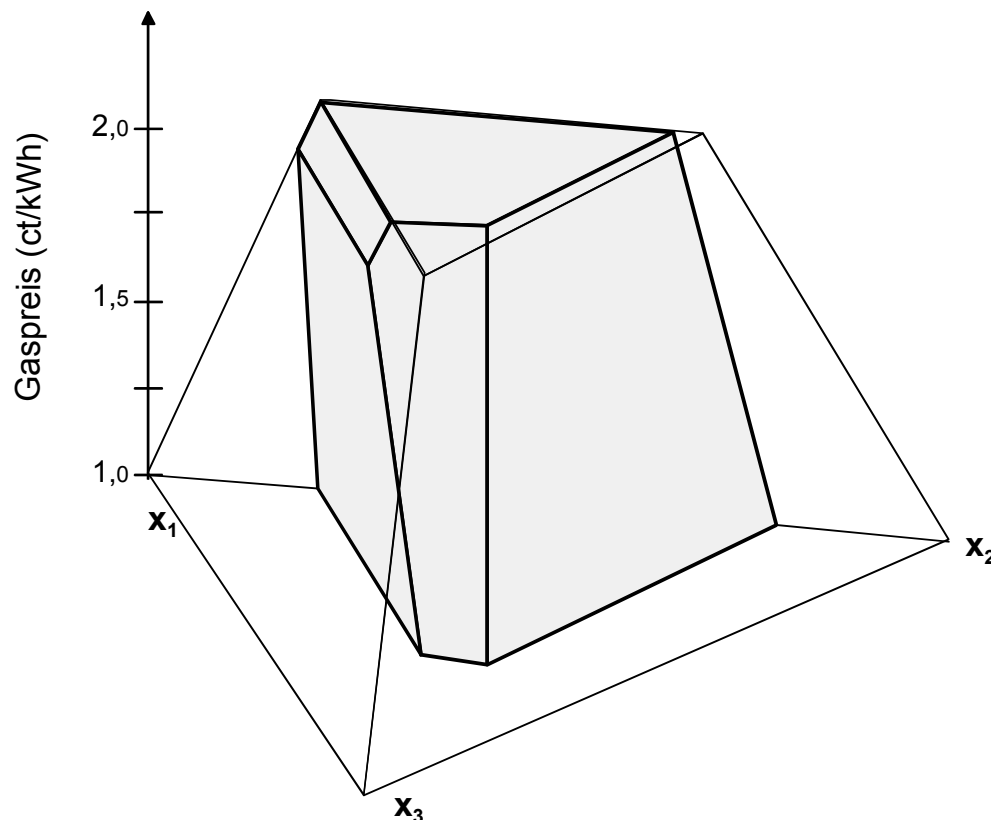


Abbildung 39: Darstellung des Spiels in Abhängigkeit des Gaspreises. Der innere graue Körper stellt die dreidimensionale spieltheoretische Kernlösung dar.

<sup>65</sup> Vgl. Definition 3.4.

<sup>66</sup> Vgl. hierzu auch Abbildung 29: dort lässt sich ebenfalls erkennen, dass das Verhältnis der Vorteilhaftigkeit der zentralen GuD-Anlage-[1,2,3] zur Vorteilhaftigkeit anderer Lösungen mit steigendem Gaspreis deutlich zunimmt.

### 4.7.3 Ergebnisse der Anwendung von spieltheoretischen Wertkonzepten

Da es sich bei dem im vorigen Kapitel vorgestellten Kern um ein Mengenkonzept handelt, stellt dieser Ansatz nur einen Lösungsraum, jedoch keine eindeutige Lösung zur Verfügung. Zur Bestimmung einer eindeutigen Gewinnverteilung wird daher im Folgenden die Übertragung der in den Kapiteln 3.4.3.4.2 - 3.4.3.4.4 vorgestellten Wertkonzepte Alternate Cost Avoided Method (ACA), Nucleolus und Shapley-Wert auf das vorliegende Spiel vorgenommen.

#### 4.7.3.1 Die ACA – Methode<sup>67</sup> angewandt auf das Kooperationsprojekt

Der aus der Kooperation aller Teilnehmer entstehende Gewinn wird bei der Alternate Cost Avoided Method nach dem in Kapitel 3.4.3.4.3 vorgestellten Verfahren aufgeteilt. Dabei wird der Gesamtgewinn  $v(N)$  proportional zum marginalen Beitrag  $v_i(N)$  eines jeden Spielers  $i$ , den er durch seinen Beitritt zur Gesamtkoalition erzeugt, verteilt.<sup>68</sup> Anhand der Zuteilungsformel nach Gleichung (3.43) ergibt sich ein Auszahlungsvektor  $x \in \mathfrak{R}^3$ :  $(x_1, x_2, x_3)$ , dessen Werte für das hier betrachtete Kooperationsprojekt in Tabelle 20 dargestellt sind.

Tabelle 20: Gewinnaufteilung  $x_i$  im Jahr 2006 nach der ACA-Methode des betrachteten Spiels in Abhängigkeit des Gaspreises in Mio. €/a

$x_i$ \ Gaspreis [ct/kWh]	1,0	1,2	1,4	1,6	1,8	2,0
Spieler 1	18,2	16,2	14,2	12,2	10,2	8,2
Spieler 2	18,2	16,2	14,2	12,2	10,2	8,2
Spieler 3	9,2	8,5	7,7	7,0	6,3	5,6

#### 4.7.3.2 Der Nucleolus des Kooperationsprojekts

Wie in Kapitel 3.4.3.4.3 beschrieben sucht der Nucleolus jenen zentralen Punkt im Kern, der die minimale Entfernung zu den Kerngrenzen maximiert. Die Methode stellt somit einen Ansatz dar, der ausgehend von einer Gerechtigkeitsüberlegung versucht, die gerechteste aller stabilen Lösungen zu finden. Bei Spielen mit  $n = |N| > 3$  kann der Nucleolus über Methoden der linearen Programmierung ermittelt werden.<sup>69</sup> Sind bis zu drei Spieler beteiligt, lässt sich der Nucleolus auf graphischem Wege bestimmen, indem die Grenzen des Kerns gleichmäßig nach innen verschoben werden (vgl. [Wißler 1997, S. 79]). Die so bestimmten Werte des Nucleolus finden sich in Tabelle 21.

<sup>67</sup> Alternate Cost Avoided Method.

<sup>68</sup> Zum Begriff des marginalen Beitrags siehe auch Kapitel 3.4.3.4.2.

<sup>69</sup> Vgl. [Carter 1992, S. 180–184].

Tabelle 21: Werte des Nucleolus des betrachteten Spiels im Jahr 2006 in Abhängigkeit des Gaspreises in Mio. €/a

Gaspreis [ct/kWh]	1,0	1,2	1,4	1,6	1,8	2,0
Wert Nucleolus						
Spieler 1	18,0	15,7	13,4	11,0	8,7	6,4
Spieler 2	18,6	16,5	14,5	12,5	10,5	8,5
Spieler 3	8,9	8,6	8,2	7,9	7,5	7,2

#### 4.7.3.3 Der Shapley-Wert des Kooperationsprojekts

Der Shapley-Wert weist jedem Spieler  $i$  einen Auszahlungsanspruch anhand seiner induzierten Zusatzgewinne zu. Er erzeugt einen gemittelten Wert über alle denkbaren Permutationen (Anordnungen) der Spielermenge  $N$ . In die Berechnung fließen somit alle Beitrittswerte eines Spielers  $i \in N$  zu jeder denkbaren Koalition  $K \subset N$  ein. Die Anwendung der Gleichung (3.50) führt zu den in Tabelle 22 dargestellten Shapley-Werten des Auszahlungsvektors  $x \in \mathbb{R}^3$ :  $(x_1, x_2, x_3)$ .

Tabelle 22: Shapley-Werte des betrachteten Spiels im Jahr 2006 in Abhängigkeit des Gaspreises in Mio. €/a

Gaspreis [ct/kWh]	1,0	1,2	1,4	1,6	1,8	2,0
Shapley-Wert						
Spieler 1	18,65	16,47	14,22	11,97	9,72	7,86
Spieler 2	19,21	17,24	15,34	13,43	11,52	9,22
Spieler 3	7,64	7,11	6,57	6,03	5,50	4,96

#### 4.7.3.4 Grafische Darstellung der Ergebnisse der Anwendung der Wertkonzepte

Im Folgenden werden die Ergebnisse der oben vorgestellten Gewinnaufteilungen, die aus der Anwendung der spieltheoretischen Wertkonzepte resultieren, grafisch dargestellt. Dazu erfolgt in Abbildung 40 zunächst eine Darstellung des Simplex, der sich für einen Gaspreis von 1,4 ct/kWh ergibt. Zum Vergleich ist dort auch die sich aus der Anwendung der klassischen Kostenallokationsverfahren<sup>70</sup> ergebende Aufteilung dargestellt.

<sup>70</sup> Die resultierende Aufteilung nach dem Verteilungsverfahren lässt sich in dieser Darstellung nicht abbilden, da eine Verteilung resultiert, die den Gesamtgewinn nicht nur auf die drei Partner verteilt, sondern auch die Projektgesellschaft partizipieren lässt (vgl. auch Abbildung 36 in Kapitel 4.6.2.1).

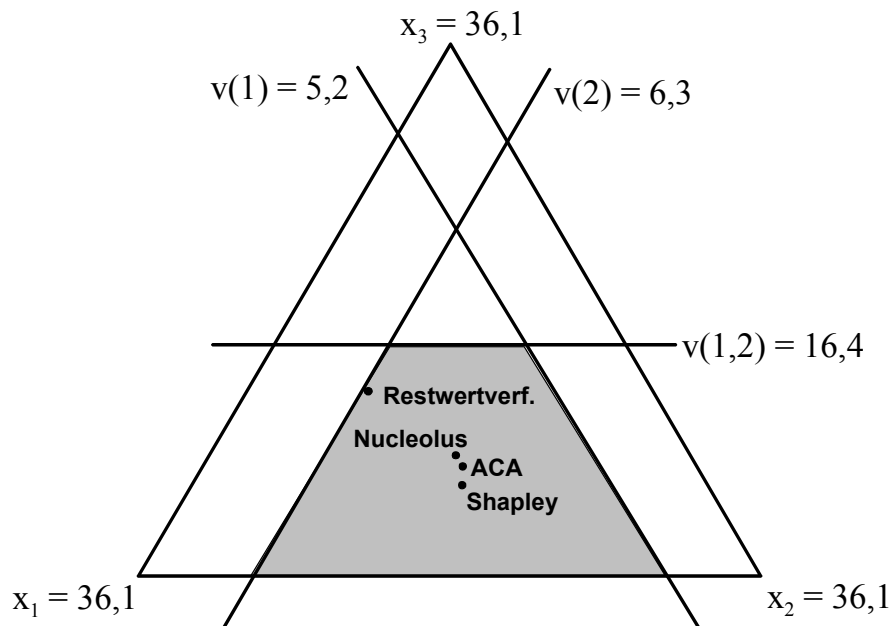


Abbildung 40: Gewinnaufteilung aus der Anwendung der spieltheoretischen und klassischen Verfahren bei einem Gaspreis von 1,4 ct/kWh für 2006 (Werte in Mio. €/a)

Es zeigt sich, dass die aus den spieltheoretischen Ansätzen resultierenden Gewinnaufteilungen eher in der Mitte des Kernlösungsraumes liegen, die Aufteilung nach dem Restwertverfahren dagegen nur knapp innerhalb der Kerngrenzen. Vergleicht man die spieltheoretischen Ansätze untereinander, so fällt auf, dass die Konzepte des Nucleolus und der ACA-Methode zu einem recht ähnlichen Ergebnis führen. Dagegen werden bei der Ermittlung der Shapley-Werte verglichen mit den beiden anderen Verfahren die Spieler 1 und 2 auf Kosten des Spielers 3 besser gestellt. Hier wirkt sich die Tatsache aus, dass Spieler 3 keine Unterkoalitionen bilden kann und somit die gewichtete Summe seine Grenzbeiträge kleiner ist als die der Spieler 1 und 2.

In Abbildung 41 bis Abbildung 43 sind die sich aus den spieltheoretischen Wertkonzepten ergebenden Aufteilungen bei einem variablen Gaspreis zwischen 1 und 2 ct/kWh dargestellt: alle drei Konzepte liefern über den ganzen Gaspreisbereich eine Lösung innerhalb der Kerngrenzen und liegen relativ nahe zusammen.

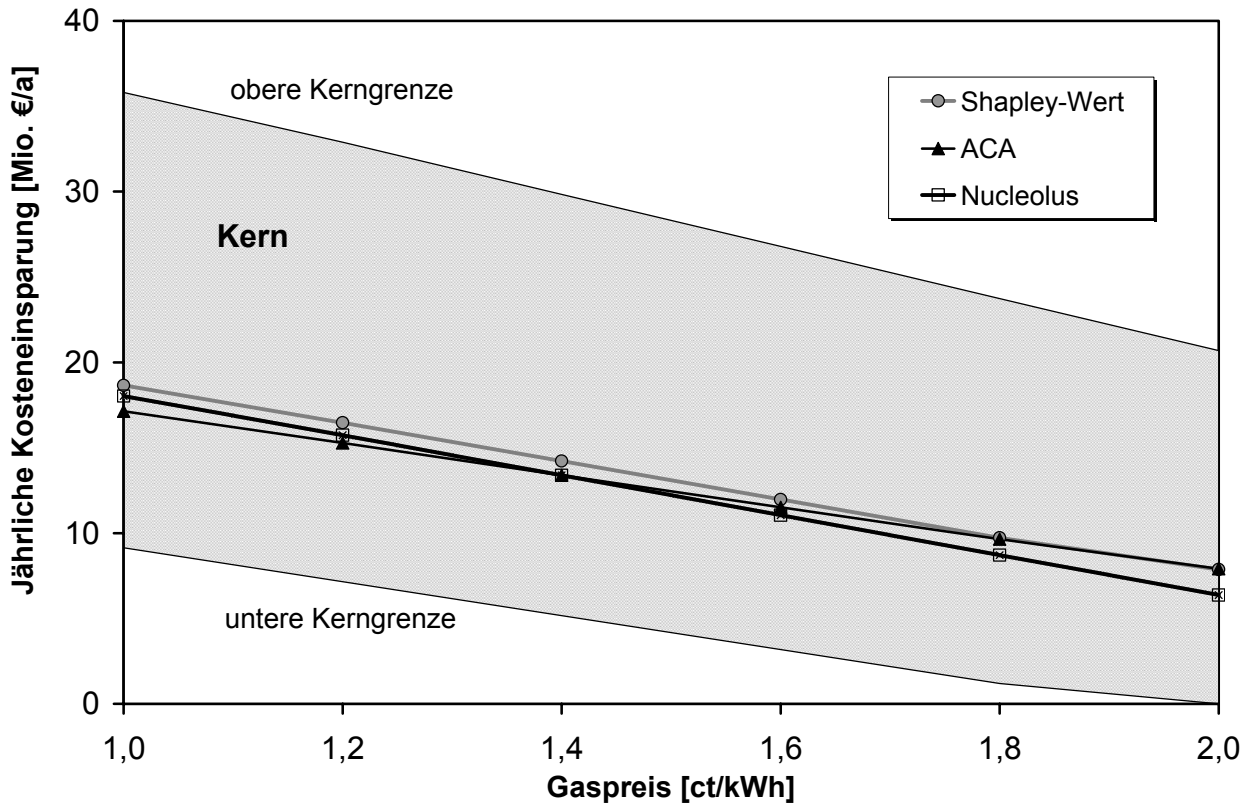


Abbildung 41: Ergebnis der Gewinnaufteilung für Spieler 1 (MiRO) bei Anwendung spieltheoretischer Wertkonzepte für 2006

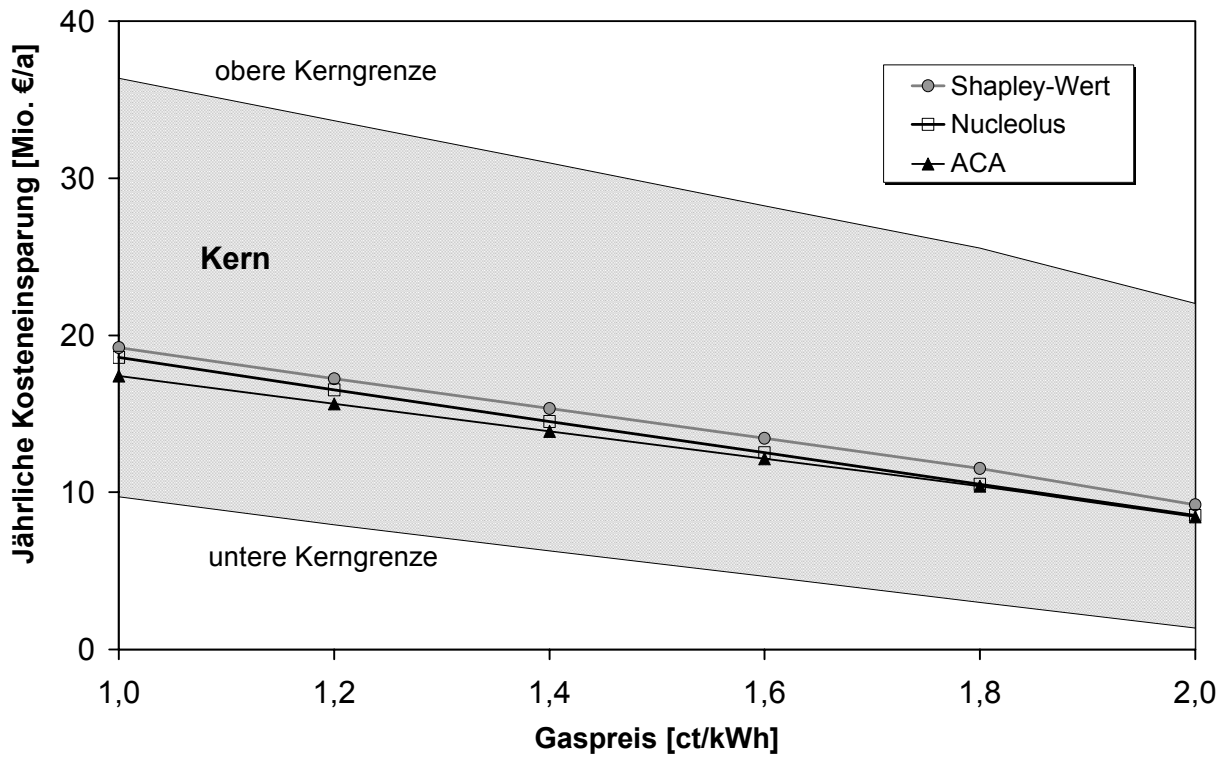


Abbildung 42: Ergebnis der Gewinnaufteilung für Spieler 2 (Stora Enso) bei Anwendung spieltheoretischer Wertkonzepte für 2006

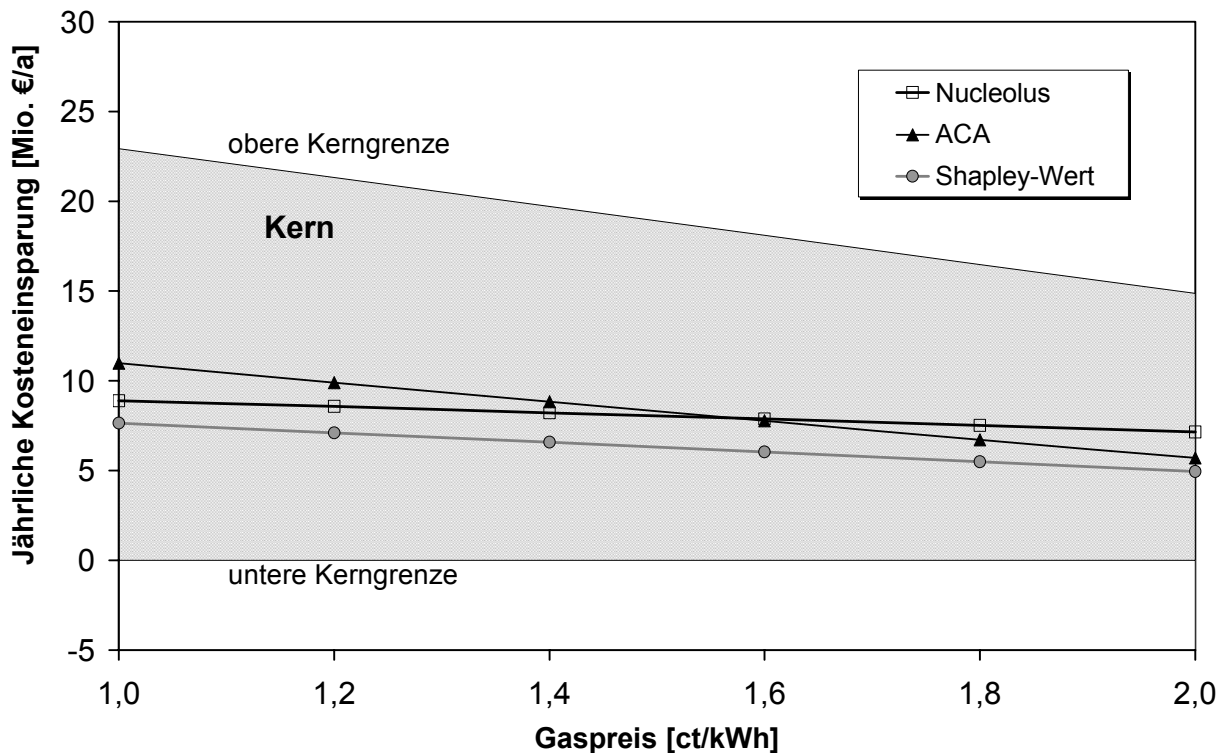


Abbildung 43: Ergebnis der Gewinnaufteilung für Spieler 3 (Palm) bei Anwendung spieltheoretischer Wertkonzepte für 2006

## 4.8 Synthese und Evaluation der verschiedenen Gewinnaufteilungen

Aufbauend auf den in Kapitel 3.4.4 formulierten unabdingbaren Kriterien für eine Gewinnverteilung wird bei der Evaluation der Aufteilungsrechnungen nach folgendem Schema vorgegangen:

- i. Überprüfung, welche der klassischen Kostenrechnungsverfahren bei adäquater Berücksichtigung strategischen Verhaltens als Lösungsverfahren den Ansprüchen an eine gerechte und durchführbare Verteilung Rechnung tragen (Kapitel 4.8.1)
- ii. Abgrenzung und axiomatische Bewertung der spieltheoretischen Wertkonzepte und der aus (i) verbliebenen Kostenrechnungsverfahren (Kapitel 4.8.2) anhand der in Kapitel 3.4.4.2 vorgestellten 11 verschiedenen Bewertungskriterien<sup>71</sup>
- iii. Abschließende Beurteilung (Kapitel 4.8.3)

### 4.8.1 Kernzugehörigkeit der Allokationsverfahren

In diesem Kapitel wird überprüft, welche der vorgestellten Verteilungsmethoden Lösungen im Kern des gemeinsamen Projektes der zentralen GuD-Anlage-[1,2,3] erzeugen. Der Kern (vgl. Kapitel 3.4.3.4.1) als ein Vertreter der Mengenkonzepte der kooperativen Spieltheorie gibt einen Auszahlungsbereich vor, innerhalb dessen Grenzen die Lösung als stabil angesehen werden kann. Wie in Kapitel 4.7.3 gezeigt wird, liegen alle vorgestellten Wertkonzepte der Spieltheorie aufgrund der Eigenschaften der vorliegenden charakteristischen Funktion innerhalb des Kerns (vgl. Abbildung 41 bis Abbildung 43). Die spieltheoretischen Wert-

<sup>71</sup> Wenn alle drei Monotonie-Eigenschaften einzeln gezählt werden ergeben sich 11 Kriterien.



konzepte liefern für den Fall der Realisierung der zentralen GuD-Anlage-[1,2,3] somit Lösungen, die als stabil einzustufen sind. Im Falle der Anwendung eines der vorgestellten Wertkonzepte wird kein Spieler aus rationalen Beweggründen die Teilnahme an der Durchführung des gemeinsamen GuD-Anlagenprojektes verweigern oder aus der Kooperation ausschließen.

Im Folgenden wird überprüft, ob die klassischen betriebswirtschaftlichen Allokationsverfahren ebenfalls Lösungen generieren, die im für das Projekt errechneten Kern liegen. Dies ist somit ein erster Schritt, nicht-durchführbare Alternativen gegebenenfalls auszuschließen. Verfahren, welche Lösungen erzeugen, die diese Eigenschaft nicht aufweisen, hätten zur Folge, dass die für alle Beteiligten aus rationalen Gesichtspunkten effiziente Koalition aller drei Unternehmen nicht zustande käme. Es gilt also zu überprüfen, welche der klassischen Verfahren Gewinnverteilungsvektoren generieren, die im Idealfall für den gesamten Bereich des Gaspreisniveaus innerhalb der Kerngrenzen liegen. In Abbildung 44 bis Abbildung 46 sind die Ergebnisse der Gewinnaufteilung aus der Sicht der einzelnen Spieler dargestellt, die sich bei Anwendung der klassischen Kostenallokationsverfahren ergeben. Im Gegensatz zu den spieltheoretischen Wertkonzepten ergibt sich hier ein uneinheitlicheres Bild. So liegen die einzelnen Gewinnzuteilungen mit Ausnahme für Spieler 2 teilweise deutlich für die beiden Verfahren auseinander. Es lässt sich auch feststellen, dass die Anwendung der Verteilungsrechnung teilweise zu Lösungen führt, die außerhalb des Kerns liegen. So liefert die Verteilungsrechnung wie bereits in Kapitel 4.6.2.1 dargestellt bei Gaspreisen kleiner etwa 1,8 ct/kWh eine Verteilung, die den Gesamtgewinn nicht nur auf die drei Spieler verteilt, sondern auch die Projektgesellschaft partizipieren lässt. Dies ist der Grund, weshalb in diesem Bereich des Gaspreises bei *allen* drei Kooperationspartnern die Werte der jährlichen Kosteneinsparung nach der Verteilungsrechnung geringer sind als beim Restwertverfahren. Für Gaspreise kleiner etwa 1,3 ct/kWh ergeben sich für MiRO dadurch Kosteneinsparungen, die kleiner sind als die untere Kerngrenze. Dieses zunächst paradox erscheinende Ergebnis, d. h. eine mit steigendem Gaspreis ansteigende Kosteneinsparungskurve bei MiRO, liegt darin begründet, dass MiRO nicht nur Endenergiebezieher in Form von Strom und Dampf ist, sondern auch Primärenergie in Form von Raffineriegas an die zentrale GuD-Anlage-[1,2,3] liefert. Dabei überwiegen die höheren Einnahmen durch den Primärenergieverkauf die höheren Kosten durch den Endenergiebezug.<sup>72</sup>

---

<sup>72</sup> Dies liegt letztlich daran, dass MiRO verhältnismäßig wenig exergetisch hochwertigen Strom und viel Dampf bezieht, der bei Anwendung der Verteilungsrechnung mit der Schlüsselgröße Exergie relativ niedrig bewertet ist.

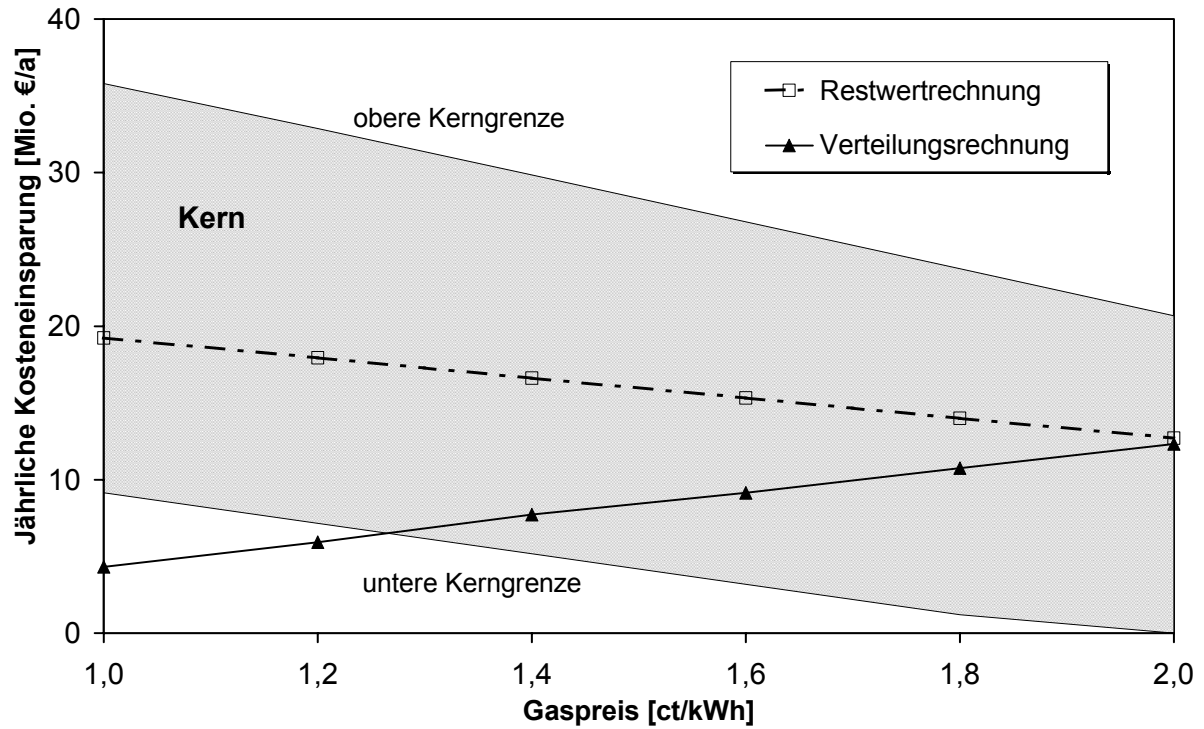


Abbildung 44: Ergebnis der Gewinnaufteilung für Spieler 1 (MiRO) im Jahr 2006 bei Anwendung der klassischen Kostenallokationsverfahren

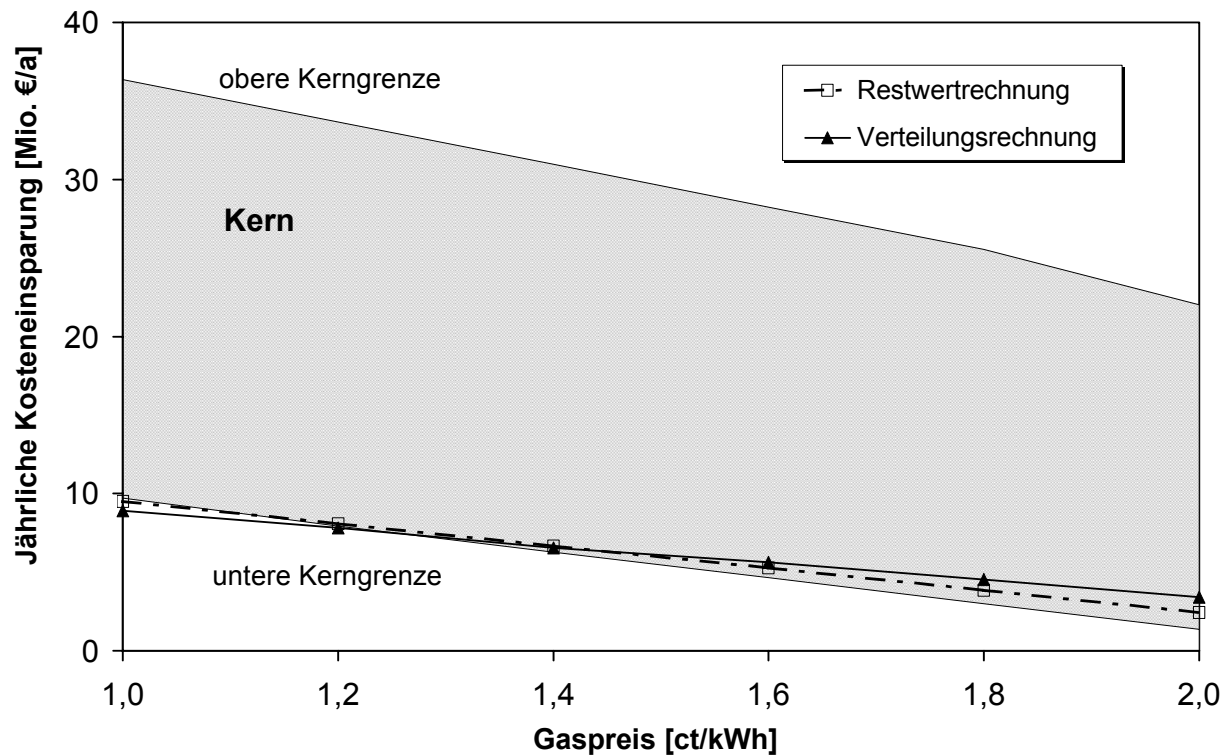


Abbildung 45: Ergebnis der Gewinnaufteilung für Spieler 2 (Stora Enso) im Jahr 2006 bei Anwendung der klassischen Kostenallokationsverfahren

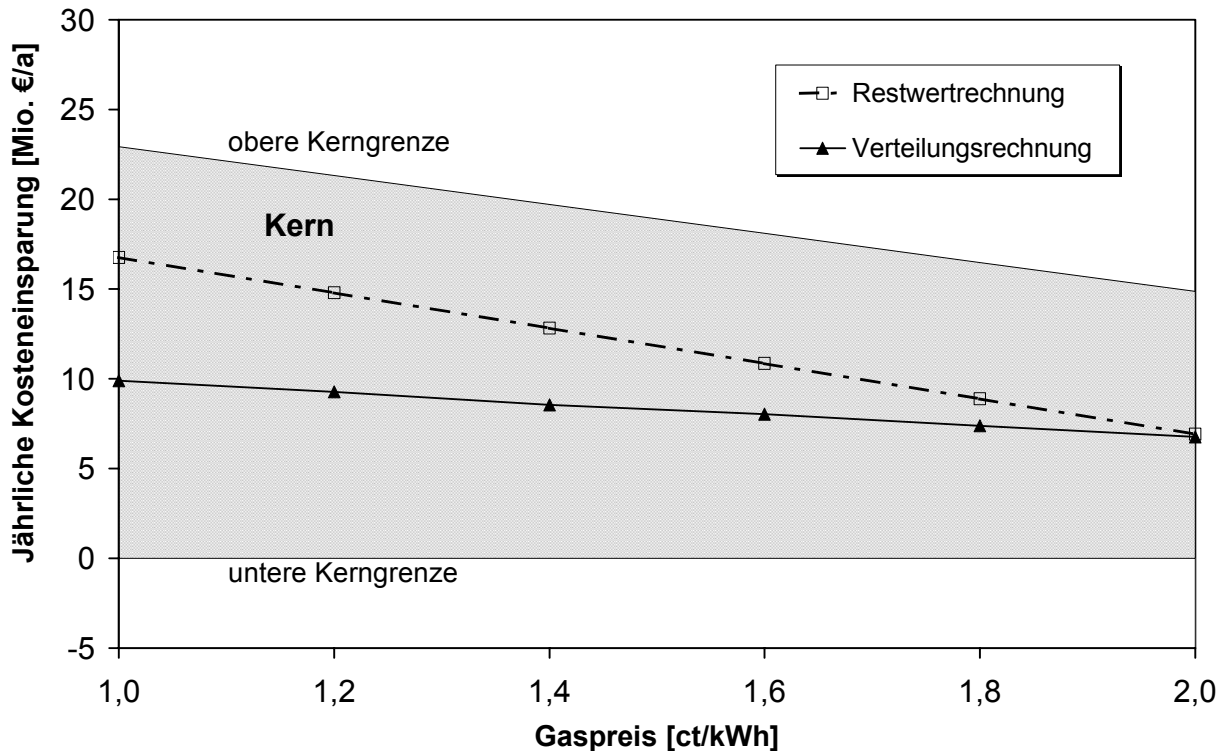


Abbildung 46: Ergebnis der Gewinnaufteilung für Spieler 3 (Palm) im Jahr 2006 bei Anwendung der klassischen Kostenallokationsverfahren

#### 4.8.2 Axiomatischer Vergleich der Zuteilungsverfahren für das konkrete Zuteilungsproblem

In Kapitel 3.4.4 wurde ein Kriterienkatalog allgemeingültig formuliert, der die wünschenswerten Eigenschaften einer Zuteilungsmethode aufzeigt. Tabelle 23 stellt dar, inwieweit diese Kriterien für das vorliegende Kooperationsprojekt erfüllt werden. Nach der im vorigen Kapitel durchgeführten Überprüfung der Kernzugehörigkeit der klassischen Kostenrechnungsverfahren werden nun das verbliebene Restwertrechnungsverfahren und alle im Rahmen dieser Arbeit betrachteten spieltheoretischen Wertkonzepte zu einem Vergleich herangezogen.

Alle spieltheoretischen Wertkonzepte liefern für das in dieser Arbeit behandelte Spiel Lösungen innerhalb der Kerngrenzen, ebenso die Gewinnverteilung, die sich aus Anwendung der Restwertrechnung ergibt. Für die den Werten zugrunde liegende Situation motivieren alle Verfahren zur Kooperation (vgl. [Wißler 1997, S. 41]). Des Weiteren erfüllen alle in dieser Gegenüberstellung enthaltenen Methoden die Anforderung, einen eindeutigen Lösungsvektor zu generieren.

Tabelle 23: Axiomatischer Vergleich der Zuteilungsverfahren für das vorliegende Kooperationsprojekt<sup>73</sup>

	ACA	Nucleolus	Shapley	Restwertrechnung
Kernzugehörigkeit	x	x	x	x
Eindeutigkeit	x	x	x	x
Stabilität		x		
Kovarianz		x	x	
Monotonie im Aggregat	x		x	x
Koalitionsmonotonie	x		x	
Strenge Monotonie			x	
Effizienz	x	x	x	x
Symmetrie	x	x	x	x
Dummy-Axiom		x	x	
Additivität			x	x

Ein „x“ bedeutet, dass das Kriterium im vorliegenden Fall erfüllt wird.

Beim Vergleich der Zuteilungsverfahren fällt auf, dass sie bedeutende Unterschiede bezüglich der von einer Zuteilungsrechnung geforderten Eigenschaften aufweisen. Die Stabilitätseigenschaft besagt, dass ein Zuteilungsverfahren eine Lösung innerhalb des Kerns liefern muss, falls dieser existiert. Nur der Nucleolus erfüllt diese Eigenschaft unabhängig von den Eigenschaften der charakteristischen Funktion immer, falls der Kern überhaupt existiert, da bei diesem Verfahren die existenten Kerngrenzen nach innen verschoben werden. Er besitzt dadurch alle Eigenschaften einer Kernzuteilung. Für den Nucleolus kann dieser Tatbestand als herausragend bezeichnet werden, denn er ist allen anderen Zuteilungsverfahren dahingehend überlegen, dass er eine gerechte Zuteilung garantiert, wenn dies überhaupt möglich ist. Er wählt dann immer eine Zuteilung, die im Zentrum des Kerns liegt (vgl. [Wißler 1997, S. 60]). Es bleibt jedoch fraglich, welche Eigenschaften der Nucleolus aufweist, wenn das Spiel keinen Kern besitzt (vgl. [Potters 1991, S. 367]). Für den Shapley-Wert stellt die Tatsache, dass eine Erfüllung des Stabilitätskriteriums im Allgemeinen nicht erfüllt ist, den größten Nachteil dar, da er sonst alle anderen Kriterien erfüllt und damit aus axiomatischer Sicht als Zuteilungsverfahren besonders prädestiniert erscheint. Eine stabile Lösung resultiert aus ihm nur, wenn es sich wie im vorliegenden Fall um ein konvexes Spiel handelt. Die ACA-Methode garantiert nur dann eine Kernzuteilung, falls  $|N| \leq 3$  ist und die zugehörige charakteristische Funktion eine superadditive Gewinnfunktion darstellt (vgl. [Young 1994, S. 1202]). Bei den klassischen Zuteilungsverfahren ist eine Lösung innerhalb des Kerns eher zufällig und somit nicht allgemein garantiert. Dies liegt daran, dass die Gewinnzuteilung nur

<sup>73</sup> Dargestellt sind hier nur die Verfahren, die im vorliegenden Kooperationsprojekt eine Kernlösung erzeugen.

auf der energetischen Abnahmestruktur basiert und eine rationale Betrachtung der Alternativen nicht stattfindet.

Der Anforderung der Kovarianz genügen von den Zuteilungsverfahren der Nucleolus und der Shapley-Wert (vgl. [Wißler 1997, S. 60]). Die ACA-Methode und die klassischen Allokationsmethoden weisen diese Eigenschaft dagegen nicht auf. Für die vorliegende Situation haben diese Verfahren damit den Nachteil, dass das Ergebnis der Gewinnverteilung davon abhängt, welche Kosten (bzw. Erlöse) die gemeinsame Kostenfunktion (bzw. Gewinnfunktion) beinhaltet, und welche Kosten den Spielern auf direktem Wege zugewiesen werden. Bei einer Transformation der charakteristischen Funktion mit den Faktoren  $\alpha$  und  $\beta = (\beta_1, \dots, \beta_n)$  ist bei der ACA-Methode und den klassischen Verfahren von entscheidender Bedeutung, ob diese Transformation vor Anwendung des Zuteilungsverfahrens oder nachträglich erfolgt. Die jeweiligen Ergebnisse sind, anders als bei den Verfahren, die das Kovarianz-Axiom erfüllen, davon abhängig.

Die Monotonie im Aggregat als schwächere Monotonie-Eigenschaft besitzen alle Verfahren, die auf einem proportionalen Verteilungskriterium beruhen (vgl. [Young 1994, S. 1210]). Dies schließt also neben dem Shapley-Wert das ACA-Verteilungsverfahren ein.<sup>74</sup> Der Nucleolus erfüllt selbst diese einfachste Monotonieeigenschaft nicht (vgl. [Wißler 1997, S. 64]). Die klassischen Verfahren verfügen über diese Eigenschaft, die besagt, dass sich bei einer Veränderung von  $v(N)$  die Auszahlungswerte an alle Spieler in die gleiche Richtung bewegen.

Die Eigenschaft der Koalitionsmonotonie weisen nur die ACA-Methode und der Shapley-Wert auf. Diese Eigenschaft ist jedoch nicht kompatibel mit dem Axiom der Stabilität. Das Theorem von Young zeigt, dass für  $|N| \geq 5$  keine Verteilungsmethode existiert, die eine Kernlösung erzeugt und gleichzeitig koalitionsrational ist (vgl. [Young 1994, S. 1211]). Bei den klassischen Verfahren bestimmt nur die Gesamtkoalition die Gewinnverteilung. Daher ist für diesen Fall koalitionsmonotones Verhalten beobachtbar.

Der Shapley-Wert zeichnet sich besonders dadurch aus, dass er als einziges Verfahren die Eigenschaft der strengen Monotonie besitzt. Damit ist er das einzige Verfahren, welches einem Spieler garantiert, dass sich seine Auszahlung nicht verringert, wenn er durch sein Verhalten bzw. seinen Einfluss auf das jeweilige Ergebnis alle Koalitionen besser stellt, in denen er enthalten ist.<sup>75</sup>

Alle hier bewerteten Methoden weisen die Eigenschaft der Effizienz auf, da der gesamte Gewinn verteilt wird. Die Symmetrieeigenschaft ist ebenfalls bei allen Methoden vorhanden. Die Dummy-Eigenschaft, die einem unwesentlichen Spieler<sup>76</sup> genau seinen erfolgsneutralen Beitrag  $v(\{i\})$  zuweist, wird vom Nucleolus und Shapley-Wert erfüllt. Die Gewinnverteilung der ACA-Methode, die nur von den Grenzbeitrittswerten zur Gesamtkoalition  $N$  abhängt, kann diese Eigenschaft nicht aufweisen, ebenso wenig die klassischen Verfahren, die sich nur an der Abnahmestruktur des gemeinsamen Kraftwerks orientieren.

---

<sup>74</sup> Die strenge Monotonie schließt die schwächeren Monotonie-Eigenschaften mit ein (vgl. [Wißler 1997, S. 48]).

<sup>75</sup> Es kann gezeigt werden, dass nur Verfahren, die das Dummy-Kriterium und das Axiom der Additivität erfüllen, die Eigenschaft der strengen Monotonie besitzen (vgl. [Wißler 1997, S. 62]).

<sup>76</sup> Ein Spieler, der keinerlei Größen- und Verbundeffekte erzeugt, sondern zu jeder Koalition genau seinen *stand-alone* Wert beisteuert.

Die Eigenschaft der Additivität besagt, dass eine gemeinsame Kosten- bzw. Gewinnfunktion in einzelne Teile zerlegt werden kann. Die spieltheoretischen Wertkonzepte betreffend, ist diese Eigenschaft nur für den Shapley-Wert garantiert (vgl. [Wißler 1997, S. 60]). Im vorliegenden Fall ist diese Eigenschaft dann von Relevanz, wenn die Überlegung besteht, z.B. die fixen Kosten separat von den variablen Kosten zu betrachten. Hier zeigt sich ein Vorteil der klassischen Verfahren, da diese Eigenschaft für sie erfüllt ist.

In diesem Abschnitt werden Eigenschaften aufgeführt, die ein Zuteilungsverfahren nach Möglichkeit besitzen sollte. Anhand der axiomatischen Eigenschaften wird deutlich, dass sich die Verfahren in ihren Fähigkeiten, für die Fragestellung der Gewinnzuteilungsproblematik eine adäquate Lösung zu liefern, sehr unterscheiden. Da kein Verfahren alle Anforderungen erfüllen kann, ist im Zusammenhang mit dieser Arbeit zu hinterfragen, welche Kriterien für die vorliegende Entscheidungssituation als am wichtigsten einzustufen sind.

#### **4.8.3 Abschließende Bewertung und Vorschlag für ein „gerechtes“ und durchführbares Zuteilungsverfahren**

Da die vorliegende charakteristische Funktion konvex ist, kann durch den Shapley-Wert eine stabile Lösung innerhalb des Kerns erzeugt werden. Bei dieser Ausgangslage ist er damit allen anderen spieltheoretischen Verfahren vorzuziehen, da er somit alle wünschenswerten Eigenschaften aufweist.

Der Vorteil, die Eigenschaft der Additivität zu erfüllen, zeigt sich nur beim Shapley-Wert, nicht jedoch bei den beiden anderen spieltheoretischen Zuteilungsverfahren. Dies impliziert, dass bei Anwendung des Nucleolus und der ACA-Methode eine Zerlegung der Kosten in einen fixen und einen variablen Anteil nicht vorgenommen werden kann. Die Möglichkeit ein kovariantes Zuteilungsverfahren zu wählen, ist dann von Bedeutung, wenn noch Unklarheit darüber herrscht, welche Kosten in die gemeinsame Kostenfunktion eingehen, bzw. welche der Kosten an der gemeinsamen GuD-Anlage-[1,2,3] direkt zugewiesen werden können. Im vorliegenden Fall wurde angenommen, dass dies nur für die Rohrleitungsinvestitionen möglich ist. Allerdings würden sich Zuteilungsverfahren, welche die Kovarianz-Eigenschaft nicht erfüllen (ACA-Methode), als ungeeignet erweisen, falls sich die geschätzten Werte nachträglich verändern, da die Transformation der gemeinsamen Kostenfunktion die Gewinnverteilung beeinflussen würde.

Die Monotonie-Axiome geben Kooperationspartnern den Anreiz, sich im Interesse der Kooperation zu verhalten, da ein positiver Effekt auf die Auszahlungserwartung sichergestellt wird.<sup>77</sup> Für den vorliegenden Fall der betriebsübergreifenden Kooperation zur gemeinsamen Realisierung einer effizienten Energieversorgung kann den Monotonieeigenschaften eine andere Bedeutung beigemessen werden. Bei den charakteristischen Funktionswerten handelt es sich um Planungsrechnungen, die, mit einer gewissen Unsicherheit belastet, einer eventuellen Veränderung unterworfen sein werden. Dies kann aus der Veränderung von Rohstoffpreisen sowie generellen Kalkulationsungenauigkeiten resultieren. Die Monotonie-Axiome sichern daher, dass sich für keines der beteiligten Unternehmen Veränderungen ihrer Auszahlungserwartungen in gegensätzlicher Richtung ergeben. Für ein Planungsprojekt dieser

---

<sup>77</sup> In diesem Sinne sind die Monotonie-Axiome besonders bei innerbetrieblichen Kooperationen relevant, da der Anreiz, der durch die Monotonieeigenschaft gewährleistet ist, eine Signalwirkung zum effizienten Handeln auslöst (vgl. [Wißler 1997, S. 63]).

Größe stellen die Monotonie-Eigenschaften also eine essentielle Anforderung dar. Von diesem Standpunkt aus gesehen stellt der Nucleolus<sup>78</sup> kein adäquates Zuteilungsverfahren dar.

Abschließend ist zu unterstreichen, dass sich die axiomatische Vorgehensweise der kooperativen Spieltheorie anbietet, Zuteilungsrechnungen zu beurteilen. Für betriebsübergreifende Kooperationsprojekte ist es unabdingbar, sicherzustellen, dass die erzeugte Lösung im Kern liegt. Für Projekte, die sich noch in der Planungsphase befinden und deren Werte mit Unsicherheiten behaftet sind, stellen die Monotonie-Eigenschaften eine weitere notwendige Forderung an die Allokationsverfahren dar. Um der betriebswirtschaftlichen Relevanz gerecht zu werden, eine Trennung der gemeinsamen Kosten in einen fixen und einen variablen Anteil vorzunehmen, ist das Axiom der Additivität eine weitere Voraussetzung zur Bestimmung einer fairen und durchführbaren Lösung.

Die Restwertrechnung liefert zwar für den vorliegenden Fall eine Lösung im Kern, jedoch ist diese Tatsache nicht durch die Vorgehensweise begründet, sondern eher als zufällig anzusehen. Auch die gewünschten Eigenschaften der Kovarianz sowie die stärkeren Monotonie-Axiome können von dieser Methode wie von allen anderen klassischen Verfahren nicht erfüllt werden. Bei allen Vorteilen bleibt beim Shapley-Wert zu kritisieren, dass alle Konstellationen als gleich wahrscheinlich angesehen werden, eine Tatsache, die in der Realität nicht zutreffen wird.

Ein generelles Problem der spieltheoretischen Ansätze ist jedoch wie bereits in Kapitel 3.4.3.5 gezeigt, dass zunächst nur eine Zuteilung der Gesamtkosten bzw. des Gesamtgewinns auf die Spieler erfolgt. Eine eindeutige Bestimmung von kostendeckenden Preisen für die Kuppelprodukte ist nur dann möglich, wenn die Anzahl der Projektpartner  $N$  mit der Anzahl der Kuppelprodukte übereinstimmt.<sup>79</sup> Doch selbst in diesen Fällen wird es sich meist als problematisch erweisen, dass die so bestimmten Preise für die Kuppelprodukte keine physikalisch-technischen Implikationen der Energieumwandlung widerspiegeln.<sup>80</sup>

Um trotz dieser Probleme die faire und gerechte Gewinnaufteilung, die sich mit Hilfe des Shapley-Werts ergibt, für die Ableitung einer praktikablen Kostenallokation bei Kuppelproduktion für das konkrete Kooperationsprojekt verwenden zu können, wird folgende Vorgehensweise vorgeschlagen:

Jeder Spieler zahlt zunächst die Preise für die von ihm bezogenen Produkte (Strom und Dämpfe), die er bei Umsetzung seiner innerbetrieblichen optimalen Strategie einem Contractinggeber zahlen würde.<sup>81</sup> Dadurch werden die meisten Spieler bereits eine Kosten-

---

<sup>78</sup> Für den Nucleolus sei als weitere Schwäche aufgeführt, dass die Berechnungsschwierigkeiten, besonders bei Kooperationen mit  $|N| > 3$ , je nach Anwendungsfall erheblich sein können.

<sup>79</sup> In diesem Falle ergibt sich ein lineares Gleichungssystem mit  $N$  Gleichungen und  $N$  Unbekannten. In allen anderen Fällen ist das Gleichungssystem entweder unter- oder überbestimmt.

<sup>80</sup> Da sich die Verteilung des Gewinns nicht wie bei den „klassischen“ Verfahren an einer verursachungsgerechten Kostenverteilung orientiert, können bei entsprechender Abnahmestruktur der verschiedenen Spieler sogar negative Preise für einzelne Produkte aus einer solchen Kostenaufteilung resultieren. Auch „unplausible“ Zuordnungen können auftreten, d. h. einem Produkt mit einem höheren Exergieanteil wird ein niedrigerer Preis zugeordnet als einem Produkt mit niedrigerem Exergieanteil.

<sup>81</sup> Um diese Preise zu bestimmen kann das Restwertverfahren angewandt werden, wenn man unterstellt, dass das Gaspreisrisiko vom Contractinggeber auf den jeweiligen Spieler übertragen wird und der Contractinggeber so

reduzierung realisieren können. Gleichzeitig kann sich kein Spieler durch Optionen besser stellen, die er alleine realisieren kann, und die Spieler erhalten daraus keinen Anreiz, aus der Kooperation auszusteigen. Da die Summe der so bestimmten jährlichen Zahlungen für die bezogenen Produkte die jährlichen Kosten übersteigt, wird der sich ergebende Überschuss auf die Kooperationspartner verteilt. Die Höhe dieser jährlichen<sup>82</sup> Ausgleichs- bzw. Seitenzahlungen wird dabei so bestimmt, dass sich genau die Gewinnaufteilung entsprechend der ermittelten Shapley-Werte ergibt, wodurch kein Spieler sich durch Teilkoalitionen evtl. besser stellen könnte und somit eine langfristig stabile Lösung gefunden ist.

#### 4.9 Hemmnisse bei der Umsetzung von betriebsübergreifenden Energieversorgungskonzepten

Die durchgeführten Analysen im Rahmen dieser Studie, aber auch die Erfahrungen aus anderen Forschungsaktivitäten, zeigen, dass durch das Vernetzen von Energie- und Stoffströmen ein Beitrag zu einem nachhaltigen Wirtschaften erreicht werden kann. Selbst unter der Randbedingung, dass solche Konzepte Wirtschaftlichkeitskriterien genügen müssen, existieren noch beachtliche, bisher nicht ausgeschöpfte technische Potenziale. Diese Potenziale werden jedoch aufgrund verschiedener Hemmnisse nicht umgesetzt. Im Bereich der Energieversorgung stellt die Errichtung von KWK-Gemeinschaftsanlagen aufgrund ihrer besonders hohen Energieeffizienz eine wichtige Option zur Ausnutzung dieser Potenziale dar. Bei der Errichtung solcher KWK-Gemeinschaftsanlagen sowie bei der Umsetzung sonstiger Potenziale betriebsübergreifender Energieversorgungssysteme können verschiedene Probleme und Hemmnisse identifiziert werden, die sich in zwei Gruppen unterteilen lassen;

- Gemeinschaftsanlagen haben infolge ihrer spezifischen Konstellation von Besitzer-, Betreiber- und Finanzierungsverhältnissen spezielle Planungs- und Betriebsbedingungen, die beeinträchtigend auf die Errichtung und den Betrieb von Gemeinschaftsanlagen in Industriegebieten wirken können. (Allgemeine Hemmnisse bei betriebsübergreifenden Kooperationslösungen in Kapitel 4.9.1)
- KWK-Anlagen und die außerbetriebliche Nutzung von Wärme als Nahwärme haben, unabhängig von ihren Eigner- und Finanzierungsverhältnissen, eine Reihe von allgemeinen, ungünstigen Rahmenbedingungen (Hemmnisse der Kraft-Wärme-Kopplung in Kapitel 4.9.2)

Außer diesen zwei Gruppen von Hemmnissen, die bei einer konkreten Planung und bei Vertragsverhandlungen objektivierbar sind, könnte man auch eine weitere Gruppe „subjektiver antizipierter“ Hemmnisse nennen. Dies sind Hemmnisse, die von jenen Unternehmen als existent unterstellt werden, die zwar über ein wirtschaftliches Gemeinschaftsanlagenpotenzial an ihrem Standort verfügen, aber infolge von Fehlinformationen und Fehleinschätzungen eine orientierende Vorplanung einer Gemeinschaftsanlage nicht in Erwägung ziehen.

---

lediglich seine marktübliche Verzinsung des eingesetzten Kapitals erzielt, ohne an weiteren Gewinn- oder Verlustmöglichkeiten partizipiert.

<sup>82</sup> Anstatt jährlicher Ausgleichzahlungen könnte auch eine monatliche Zahlungsweise vereinbart werden.



## 4.9.1 Allgemeine Hemmnisse bei betriebsübergreifenden Kooperationslösungen

### 4.9.1.1 Hemmnisse bei der Initiierung

Die Initiierung und erfolgreiche Umsetzung von betriebsübergreifenden Kooperationslösungen setzt zunächst eine Kooperation zwischen mehreren Beteiligten voraus. Ein wichtiges Hemmnis ergibt sich daher aus der Tatsache, dass die potenziellen Partner nicht notwendigerweise zusammenfinden, weil ein Initiator und Promotor fehlt. In der Regel entsteht die Idee für eine Gemeinschaftslösung bei einer Person eines Betriebes oder Energieversorgungsunternehmens oder auch eines Ingenieurbüros, die dann versucht, weitere Partner für ihre Idee zu gewinnen. Dazu gehört, dass die potenziellen Partner informiert, überzeugt und zur Beteiligung motiviert werden. Außerdem setzt dieser Prozess voraus, dass beim Initiator schon Know-how, Zeit und evtl. Kapital für Voruntersuchungen vorhanden sind. Wichtig ist auch, dass der Initiator bei den Ansprechpartnern akzeptiert ist.

Das Fehlen einer Person, Gruppe oder auch Institution als Initiator, Katalysator und Promotor stellt eines der wesentlichsten Hemmnisse für die Ausschöpfung der vorhandenen Potenziale an Gemeinschaftslösungen dar. Es hat sich im Verlauf der durchgeführten Studie gezeigt, dass das Vorhandensein eines neutralen und unabhängigen Koordinators förderlich ist.

### 4.9.1.2 Hemmnisse bei den potenziellen Partnern

#### 4.9.1.2.1 Personelle und organisatorische Aspekte

Ein erstes Hemmnis für den Bau einer Gemeinschaftsanlage besteht häufig darin, dass gegenseitiges Vertrauen der Ansprechpartner in den verschiedenen Unternehmen aufgebaut werden muss. Dieses Problem ist besonders dann von Relevanz, wenn die Idee zur Umsetzung einer Gemeinschaftslösung von einem Unternehmen oder einer Person außerhalb des betroffenen Industriegebietes stammt.

Bei kleinen und mittleren Unternehmen (KMU) sind die Planungs- und Gestaltungsspielräume einfach deshalb sehr gering, weil der Geschäftsleiter in der Regel der einzige Ansprechpartner ist. Dieser ist jedoch allein schon aus Zeitmangel, teilweise aber auch aus fachlichen Gründen, nicht in der Lage, sich mit Fragen betriebsexterner Energieversorgung zu befassen.

In großen Unternehmen dagegen kommt es beim Entscheidungsprozess wesentlich darauf an, welches Gewicht einer bestimmten Person oder Abteilung zukommt. So kann in einem Unternehmen mit einer eigenen technischen Energieabteilung durchaus gegen eine von der Investitionsplanung angeregte Gemeinschaftsanlage entschieden werden, weil die Energieabteilung aus Angst vor dem Verlust von Aufgaben und Verantwortung bei der Wärme- oder auch Eigenstromerzeugung einer überbetrieblichen Gemeinschaftslösung ablehnend gegenübersteht.

Ein weiteres Hemmnis liegt in der Tatsache begründet, dass die Energieumwandlung nicht als Kerngeschäft bzw. Kernkompetenz des Unternehmens betrachtet wird. Faktisch wirkt sich die betriebsintern verständliche Haltung, den Betrieb nicht mit einem produktionstechnisch fremden Produktionsbereich der Energieumwandlung zu belasten, als ein Hemmnis für Gemeinschaftsanlagen aus. Und gerade für die Planungs- und Investitionsphase einer Gemeinschaftsanlage käme noch ein zusätzlicher Verhandlungs- und Organisationsaufwand hinzu,

den viele Betriebe mit der Strategie der Konzentration auf die eigentliche Produktion nicht zu leisten gewillt sind.

Darüber hinaus wirken auch Befürchtungen, sich durch eine gemeinsame Anlage von anderen Betrieben abhängig zu machen, als Hemmnis.

#### 4.9.1.2.2 *Aspekte der Netzwerkorganisation und des Vertrauens*

Ein zentrales Problem bei Kooperationen – insbesondere bei Netzwerkorganisationen – besteht darin, dass ein Teil der Handlungen eines Partners für die anderen Partner nicht überwachbar ist, obwohl diese Handlungen die Erreichbarkeit der Ziele der anderen Partner maßgeblich beeinflussen können. Daher kann eine effiziente Zusammenarbeit in solchen Kooperationen nur realisiert werden, wenn zwischen den Partnern ein Vertrauensverhältnis existiert: Das Verhalten der anderen Partner muss berechenbar sein, um so die Komplexität der Kooperationsbeziehung reduzieren zu können. Nach [Wurche 1994] stellt Vertrauen eine notwendige, wenn auch nicht hinreichende Bedingung dar, ohne die die Chancen einer Kooperation nicht genutzt werden können.<sup>83</sup> [Jarillo 1988] sieht Vertrauen als Maßnahme zur Senkung der Transaktionskosten durch die Reduzierung des Kontrollaufwandes und der für Verhandlungen benötigten Zeit.<sup>84</sup>

Doch trotz der unbestreitbaren Bedeutung von Kooperationen und der entscheidenden Rolle von Vertrauen im Rahmen solcher Kooperationen nimmt die Analyse von Vertrauen bzw. vertrauensbildenden Maßnahmen sowie insbesondere von Prozessen der Vertrauenskonstitution in der betriebswirtschaftlichen Theorie einen äußerst geringen Stellenwert ein. Dies wird teilweise darauf zurückgeführt, dass Vertrauen dann nicht zu berücksichtigen sei, wenn in einem System vollkommene Informationen unterstellt werden. Hier verdeutlicht sich das Problem, dass Erfolge durch Kooperationen sich nur schwer auf rein ökonomische Nutzenkalküle rational handelnder Akteure zurückführen lassen.

Insbesondere in technisch-determinierten Netzwerken kommt dem Vertrauen eine maßgebliche Rolle für den Erfolg der Kooperation zu. Denn aufgrund der hohen Investitionen bei Errichtung des Netzwerks und der daraus resultierenden Abhängigkeiten zwischen den Netzwerkpartnern kann das unangemessene Verhalten respektive das Ausscheiden eines Partners zur Auflösung des gesamten Netzwerks führen. Vor diesem Hintergrund ist es für das Zustandekommen eines technisch-determinierten Netzwerks von entscheidender Bedeutung, ein ausgeprägtes Vertrauensverhältnis zwischen den einzelnen Partnern etablieren zu können.

Im Folgenden sollen kurz verschiedene Maßnahmen zur Herbeiführung eines vertrauensförderlichen Umfelds aufgezeigt werden.<sup>85</sup> Bereits bei der Ermittlung geeigneter Kooperationspartner ist darauf zu achten, dass die Partner zueinander passen, was um so schwieriger ist, als zu diesem frühen Zeitpunkt weniger Partner-Personen als vielmehr Partner-Institutionen

---

<sup>83</sup> Vgl. hierzu auch [Tröndle 1987], [Bradach et al. 1989] und [Lorenz 1988].

<sup>84</sup> Vgl. auch [Krcal 1999, S. 93]: „Besteht eine Vertrauensbasis zwischen den Kooperationspartnern können ex ante Transaktionskosten der Vertragsgestaltung und ex post Transaktionskosten einer Kontrolle geringer gehalten werden. Je größer das Vertrauen, umso weniger werden in einem Kooperationsvertrag alle Eventualitäten ausdrücklich geregelt werden müssen.“

<sup>85</sup> Für ausführlichere Darstellungen sei u. a. auf [Sydow et al. 1994], [Katzy 1997], [Loose et al. 1994] und [Reissinger 1998] verwiesen.

bestimmt werden sollen. Wurde die Wahl der kooperierenden Unternehmen abgeschlossen, kann ein intensives Kennenlernen der einzelnen Mitarbeiter vor allem durch regelmäßige Kontakte dem Aufbau von Vertrauen sehr dienlich sein. Von zentraler Bedeutung für ein vertrauensförderliches Umfeld ist die ausgeprägte Interaktion und Kommunikation im Rahmen der Kooperation, wobei die Etablierung eines Intermediärs vorteilhaft sein kann, wenn gewährleistet ist, dass dieser von den Kooperationspartnern als neutrale Instanz akzeptiert wird. Schließlich lassen sich auch Substitute für Vertrauen bspw. in Form von im Netzwerk geltenden Regeln etablieren, wodurch die Handlungen der Partner berechenbar werden sollen.<sup>86</sup>

#### 4.9.1.2.3 *Finanzielle und Risiko-Aspekte*

Einen wesentlichen Problembereich stellen die Investitionsrisiken dar, die sich aufgrund der langen Lebensdauer von Energieumwandlungsanlagen und durch die Abhängigkeit der Auslastung einer Gemeinschaftsanlage von mehreren Betrieben ergeben können, wenn die Unternehmen unter Umständen (kurzfristig) ihren Energiebedarf verändern müssen. Diese Risiken können in zweifacher Hinsicht die Realisierung von Gemeinschaftsanlagen behindern:

Um die Veränderungen (geplante Erweiterungs-, Rationalisierungsmaßnahmen, Produktionsveränderungen usw.) möglichst genau abzuschätzen, ist eine aufwändige Planung notwendig, die aufgrund der Komplexität von Gemeinschaftsanlagen i. Allg. aufwändiger als bei Einzelanlagen sein wird. Die sich daraus ergebenden hohen Vorplanungskosten, um überhaupt eine erste verlässliche Antwort auf die Frage zu erhalten, ob die Anlage in der ausgelegten Konfiguration wirtschaftlich ist, sind daher ein wesentliches Hemmnis für die Beteiligung von Betrieben an Gemeinschaftsanlagen. Kleine und mittlere Unternehmen sind häufig gar nicht in der Lage, einen größeren finanziellen Beitrag für eine Vorplanung zu leisten. Große Betriebe sind zwar in der Lage, Finanzmittel zur Verfügung zu stellen, doch tun sie es nur, wenn die zuvor genannten Hemmnisse nicht wirksam sind. Hier wird das Dilemma deutlich, dass gerade die größeren Gemeinschaftsanlagen einen Vorplanungsaufwand erfordern, der die von den Betrieben akzeptierten Grenzen übersteigt, sie aber andererseits die besseren Wirtschaftlichkeitsaussichten infolge der Skaleneffekte und gleichmäßigeren Auslastung haben.

Die andere hemmende Wirkung antizipierter Risiken ergibt sich dann, wenn die Betriebe die vermuteten Risiken durch Einbezug von kalkulatorischen Risikozuschlägen in der Wirtschaftlichkeitsrechnung zu berücksichtigen versuchen. Das kann dazu führen, dass durch zu hohe oder zu viele Risikozuschläge eine Anlage als nicht rentabel bewertet wird.

#### 4.9.1.3 *Hemmnisse bei der Umsetzung*

##### *Energie- und Stoffstromproblematik:*

Es können Engpässe auftreten aufgrund mangelnder Qualität, Kontinuität oder auch Qualität der zu vernetzenden Ströme.

##### *Anpassungsproblematik:*

Technische Produktionsanlagen im allgemeinen und energietechnische Anlagen im besonderen haben beträchtliche Lebensdauern (ca. 20 - 50 Jahre bei Energieanlagen). Bei betriebsübergreifenden Kooperationen der Energieversorgung tritt daher oft ein Hemmnis in Form

---

<sup>86</sup> Hierzu zählen insbesondere von den beteiligten Partnern unterzeichnete Geheimhaltungserklärungen.

von unterschiedlichen Investitionszyklen innerhalb der kooperierenden Unternehmen auf. Aber auch organisatorische Umstellungen, die zur Realisierung von Kooperationen notwendig werden, sind im Zusammenhang zu nennen.

*Verteilungsproblematik:*

Einerseits sind die Preise für die an die Unternehmen gelieferten Energieträger (Strom, Dampf) so zu bestimmen, dass alle Beteiligten einen Vorteil aus der Kooperation erlangen. Andererseits müssen aber auch die Risiken, die mit einer solchen Kooperation verbunden sind, möglichst gerecht verteilt werden. Dies kann z. B. für den Fall des Preisrisikos dadurch erreicht werden, dass der Preis des erzeugten Dampfes mit Hilfe einer geeigneten Preisgleitklausel an den Preis für die eingesetzte Primärenergie (bspw. Erdgas) gekoppelt wird.

#### **4.9.2 Allgemeine Hemmnisse der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)**

Neben den Hemmnissen, die typisch für Kooperationslösungen sind, kommen technologie-spezifische Probleme hinzu. Ein besonderes Problem bei der Fokussierung auf die Vernetzung von Energieströmen ergibt sich daraus, dass sich die Energiemärkte der Bundesrepublik Deutschland in einer Umstrukturierungsphase befinden. Denn mit der Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes, das im April 1998 in Kraft getreten ist, wurde die EU-Binnenmarktrichtlinie Elektrizität in der Bundesrepublik Deutschland umgesetzt. Das Ziel der Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts liegt in der Überführung des bislang monopolistisch strukturierten Bereichs der Energiewirtschaft in einen wettbewerbsorientierten Markt, wobei die Energierechtsnovelle eine vollständige Öffnung des Strommarktes vorsieht und damit deutlich weiter geht, als dies in der EU-Binnenmarktrichtlinie Strom und der Richtlinie Gas festgelegt ist, die jeweils nur eine schrittweise Marktöffnungen für größere Abnehmer vorsehen. Aufgrund dieser Liberalisierungsaktivitäten hat sich auf dem bundesdeutschen Strommarkt ein harter Wettbewerb zwischen den Energieversorgungsunternehmen vor allem um industrielle Großkunden entwickelt. Da bei Industrieunternehmen die Eigen-erzeugung (in KWK-Anlagen) gegenüber dem Strombezug konkurrenzfähig sein muss, ist aufgrund der gegenwärtigen Strompreiskonstellation die i. d. R. umweltfreundliche - d. h. besonders effiziente - gekoppelte Erzeugung von Strom und Wärme unter wirtschaftlichen Druck geraten.

Nach langer politischer Diskussion um ein geeignetes Instrument zur Förderung der KWK ist das Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz)<sup>87</sup> am 1. April 2002 in Kraft getreten. Durch die Verabschiedung des Gesetzes sind die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen teilweise verbessert worden. Außerdem ist jetzt eine gewisse Planungssicherheit gegeben. Während bisher die meisten Konzepte, die einen Neubau von effizienteren KWK-Anlagen vorsehen, nicht wirtschaftlich gewesen sind, hat das Gesetz zu einem gewissen Anreiz<sup>88</sup> zur Modernisierung geführt.

---

<sup>87</sup> Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz) vom 19. März 2002, BGBl 2002 I Nr. 19.

<sup>88</sup> Nicht in den Genuss einer Förderung fallen z. B. Neuanlagen, die größer als 2 MW<sub>el</sub> sind und keine bestehende KWK-Anlage ersetzen. Auch sind gewisse Fristen zu beachten (s. Kap. 4.4.1.3).

Dem Errichten und Betreiben von energietechnischen Anlagen wird in Unternehmen oft keine hohe Priorität beigemessen, da die Energieversorgung nicht als Kerngeschäftsfeld verstanden wird. Daraus ergeben sich direkt verschiedene Hemmnisse für die Kraft-Wärme-Kopplung:

- Das energietechnische und energiewirtschaftliche Know-how für die Umsetzung komplexer Energieinvestitionen ist vor allem in kleineren Unternehmen nicht ausreichend vorhanden.
- Investitionen in KWK-Anlagen stehen in Konkurrenz zu Ersatz-, Erweiterungs- und Rationalisierungsinvestitionen im eigentlichen Geschäftsbereich, die zur direkten Wettbewerbsfähigkeit beitragen und somit eine höhere Priorität erhalten.
- Investitionen in KWK-Anlagen sind in der Regel relativ kapitalintensiv und langfristig gebunden. Aufgrund begrenzter Liquidität der Unternehmen können sie den verfügbaren Finanzrahmen überschreiten; die Aufnahme zusätzlichen Fremdkapitals kann bei ausgeschöpfter Kreditlinie nicht möglich sein oder verschlechtert die Bonität.

Als wesentliche Möglichkeit zur Überwindung dieser Hemmnisse bieten sich innovative Energiedienstleistungen an wie bspw. die Realisierung solcher gemeinschaftlich genutzter effizienter Energieanlagen durch Contractingmodelle. Hierbei werden die komplexen Aufgabenbereiche, die außerhalb der Kernkompetenz der beteiligten Industrieunternehmen liegen, durch unternehmensexterne Dritte übernommen.<sup>89</sup>

---

<sup>89</sup> Eine detaillierte Darstellung verschiedener Formen der Ausprägung und Ausgestaltung von Contractingprojekten findet sich in Abschnitt 2.4.

## 5 Schlussfolgerungen und Ausblick

Mit der vorliegenden Arbeit wird ein mehrstufiger Ansatz zur Analyse von betriebsübergreifenden Energiemanagementkonzepten vorgestellt und exemplarisch auf die Gestaltung eines regionalen Konzeptes in der TechnologieRegion Karlsruhe angewandt. Die Schlussfolgerungen im vorliegenden Kapitel fokussieren daher auf Erkenntnisse, die sich sowohl bei der Konzeption (s. Kapitel 5.1) als auch bei der Anwendung (s. Kapitel 5.2) dieser Methodik ergeben haben. Abschließend wird ein Ausblick auf Weiterentwicklungen und weitere Einsatzmöglichkeiten der Methodik gegeben (s. Kapitel 5.3).

### 5.1 Schlussfolgerungen aus der Konzeption einer mehrstufigen Methode zur Analyse eines betriebsübergreifenden Energiemanagements

Der im Rahmen der vorliegenden Arbeit entwickelte mehrstufige Ansatz zur Analyse von betriebsübergreifenden Energiemanagementkonzepten berücksichtigt drei wesentliche Arbeitsschritte: ausgehend von der Konzeption von technischen Lösungen wird in einem zweiten Schritt eine wirtschaftlich optimale Lösung für das Gesamtsystem bestimmt. Abschließend wird eine Entscheidungsunterstützung zur Beantwortung der Frage gegeben, wie resultierende Kosteneinsparungen auf die beteiligten Partner zu verteilen sind.

Einen wesentlichen Teil der technischen Analyse stellt die Konzeption von konkreten, neuen technischen Optionen zur Energieversorgung dar. Dieser erste Arbeitsschritt bildet so die Grundlage der anschließenden ökonomischen und ökologischen Bewertung verschiedener Energieversorgungsstrategien. Der Einsatz einer energietechnischen Prozesssimulation mit Hilfe von Fließschemasimulationsprogrammen ermöglicht dabei die verfahrenstechnisch fundierte Modellierung der Produktionssysteme und gleichzeitig, auch bei nichtlinearen Zusammenhängen, deren problemadäquate Untersuchung. Die grundsätzliche Eignung solcher Modelle für die Abbildung energietechnischer bzw. verfahrenstechnischer Systeme und die Möglichkeit der Einbindung in betriebswirtschaftliche Planungsmodelle ist bereits durch verschiedene wissenschaftliche Arbeiten belegt.<sup>1</sup> Durch diesen ingenieurwissenschaftlich geprägten Modellierungsansatz wird somit einerseits die Erfassung wichtiger technologischer Interdependenzen sichergestellt und andererseits wird die Vorgabe bzw. Verwendung natur- und ingenieurwissenschaftlich inkonsistenter Daten ausgeschlossen. Dadurch kann gewährleistet werden, dass eine ökonomische und ökologische Bewertung verschiedener Produktionssysteme auf der Grundlage realistischer Daten erfolgt. Weitere wesentliche Vorteile des im Rahmen dieser Arbeit eingesetzten Fließschemasimulationsprogramms Aspen Plus sind die umfangreichen Stoffdatenbanken sowie die mathematischen Routinen und Algorithmen, die die Modellentwicklung und die Durchführung der Simulationsrechnungen unterstützen. Hierdurch besteht die Möglichkeit, Änderungen bestehender Anlagen durch Variation bestimmter technischer Parameter im Modell zu analysieren. Insbesondere die Anpassung der energietechnischen Produktionssysteme an die konkreten Rahmenbedingungen „vor Ort“, wie beispielsweise die Auskopplung von Dampf auf verschiedenen Temperatur- und Druckniveaus, ist somit möglich. Bei Entwicklung eines Prozessmodells für eine konkrete Fragestellung ist von entscheidender Bedeutung, dass das Modell problemadäquat entwickelt wird. Dies bedeutet, dass die Modelle so gestaltet sein sollten, dass die gesuchten Kenngrößen ermittelt werden können, ohne dass die jeweilige Modellkomplexität die Berechnung unnötig

---

<sup>1</sup> Vgl. bspw. [Schleef 1999], [Penkuhn 1997], [Sieverdingbeck 2001], [Hähre 2000].

erschwert oder unmöglich macht. Sowohl bei der Konzeption von Modellen für den jeweiligen Gesamtprozess als auch bei der Modellierung einzelner Prozesseinheiten ist daher ein angemessener Detaillierungsgrad zu suchen. Das bedeutet, dass jeweils zu prüfen bzw. abzuschätzen ist, ob der durch eine detailliertere Modellierung erreichbare Informationsgewinn den dafür notwendigen Aufwand rechtfertigt. Zur Lösung dieser Aufgabe stehen jedoch bis heute keine anerkannten, allgemeingültigen Methoden zur Ableitung eines hinreichend genauen und konsistenten Modells bei gleichzeitiger Minimierung des Arbeitsaufwandes zur Verfügung.<sup>2</sup> Die im Rahmen der Prozesssimulation für die einzelnen technischen Konzepte ermittelten Daten dienen als Eingangsdaten zur Investitions- und Kostenschätzung. Da sich die Bestimmung der durch den Brennstoffverbrauch bedingten Ausgaben unmittelbar auf der Basis der Energie- und Massenbilanzen durchführen lässt, können diese wichtigen ökonomischen Planungsgrößen auch bei noch nicht realisierten Anlagen und Prozessbedingungen ermittelt werden.

Nach der technischen Analyse werden mit den so ermittelten Daten im zweiten Schritt eine wirtschaftlich optimale Energieversorgungsstrategie bestimmt. Zur Analyse der ökonomischen Auswirkungen betriebsübergreifender Energiemanagementkonzepte kann eine reine Investitionsplanung keine adäquaten Ergebnisse liefern, denn bei einer solchen Vorgehensweise wäre die Auslastung für jede Anlage a priori vorzugeben. Aus den Interdependenzen zwischen der Höhe eines Kapazitätzubaues sowie den Einsatzzeiten und Volllaststunden von Anlagen ergibt sich die Notwendigkeit einer simultanen Investitions- und Produktionsplanung. Dieses Interdependenzenproblem, das sich schon bei einer rein einzelbetrieblichen Analyse ergibt, wird durch die Anforderung nach ausreichend Warmreservekapazitäten erschwert, die im Fall einer betriebsübergreifenden Optimierung auch übergreifend berücksichtigt werden muss. Die problemadäquate Modellierung der Anforderungen nach ausreichend Warmreserve erfordert eine detaillierte Abbildung der einzelnen Energieversorgungssysteme mit technischen und ökonomischen Parametern. Durch die mit Hilfe des Optimiermodells PERSEUS-IFC angenommene Betrachtungsweise eines neutralen „von oben“ auf das Gesamtsystem blickenden Beobachters und der detaillierten Abbildung<sup>3</sup> der Energiesysteme wird zwar einerseits sichergestellt, dass evtl. existierende betriebsübergreifende Optimallösungen identifiziert werden.

Beim Umsetzen dieser Lösungen stellt sich andererseits jedoch die Frage, welche Auswirkungen diese betriebsübergreifenden Lösungen für die einzelnen Beteiligten haben. Denn die Realisierung dieses Gesamtoptimums kann auch zu Lösungen führen, die aus der Sicht eines einzelnen Unternehmens suboptimale Situationen oder gar eine Verschlechterung gegenüber der Ausgangssituation bedeuten. Daraus ergibt sich die Frage, wie die Aufteilung der anfallenden Kosten durchzuführen ist, so dass alle beteiligten Unternehmen die Rahmenbedingungen und die Ausgestaltung des Vorhabens uneingeschränkt akzeptieren und eine möglichst gerechte Aufteilung der sich erzielten Kosteneinsparung erreicht werden kann. Dies wird im Falle der betriebsübergreifenden Energieversorgung meist dadurch erschwert, dass die Unternehmen unterschiedliche Abnahmestrukturen haben und gleichzeitig eine Kuppelproduktion von Elektrizität und Wärme vorliegt.

---

<sup>2</sup> Vgl. [Marquardt 1995].

<sup>3</sup> Hierzu wird u. a. die unternehmensinterne Nachfrage nach Strom und Wärme auf unterschiedlichen Druck- und Temperaturniveaus detailliert nachgebildet. Außerdem werden sowohl bestehende Anlagen als auch einzelne Investitionsalternativen mit technischen und ökonomischen Parametern adäquat berücksichtigt.

Mit Hilfe der kooperativen Spieltheorie als mathematische Theorie zur Analyse von Konfliktsituationen kann diese Art der Aufteilungsproblematik sowie die damit zusammenhängenden Fragestellungen behandelt werden, welche Koalition eine Gruppe von Spielern wählen wird, falls verschiedene Koalitionen unterschiedliche Auszahlungen erzielen können. Solche Ansätze sind in den verschiedensten Anwendungsfällen bereits erfolgreich eingesetzt worden. Durch den Anwendungsfall im Energiebereich ergeben sich jedoch auch spezifische Schlussfolgerungen.

Ein generelles Problem beim Einsatz spieltheoretischer Konzepte besteht darin, dass viele notwendigen Informationen vorliegen müssen. Diese Informationen basieren u. a. auf technischen und wirtschaftlichen Daten zum Energiebedarf, den bestehenden Anlagen und deren Verschaltung. Neben diesen Grundlagendaten müssen aber v. a. daraus abgeleitete Größen wie bspw. neue technische Optionen oder optimale wirtschaftliche Strategien für verschiedene (Unter-)Koalitionen von Unternehmen bekannt sein. Die praktische Anwendbarkeit der in dieser Arbeit vorgestellten Vorgehensweise aus dem Blickwinkel eines neutralen Beobachters erfordert daher eine gewisse Vertrauensbasis der Unternehmen, da ohne eine solide Vertrauensgrundlage sensible Informationen nicht bereitgestellt werden. Ein spezifisches Problem der Anwendung spieltheoretischer Wertkonzepte auf die Zuteilungsproblematik im Energiebereich ergibt sich bei der Frage nach kostendeckenden Preisen für die Kuppelprodukte Strom und Wärme. Denn mit der Anwendung solcher Konzepte wird zunächst nur die Frage beantwortet, wie die jährlichen Gesamtkosten auf die Kooperationspartner aufzuteilen sind. Eine eindeutige Bestimmung von kostendeckenden Preisen für die Kuppelprodukte ist jedoch nur unter besonderen Randbedingungen möglich und auch dann meist problematisch, da die so bestimmten Preise keine physikalisch-technischen Implikationen der Energieumwandlung widerspiegeln.<sup>4</sup> Eine Lösung wird sich jedoch i. Allg. mit Hilfe von Ausgleichszahlungen finden lassen. Dabei wird zunächst bspw. mit Hilfe klassischer Kostenallokationsverfahren der jeweilige Wert der Kuppelprodukte für ein Unternehmen bestimmt, der sich bei einer eigenständigen kostenminimalen Erzeugung ergeben würde. Der daraus resultierende Überschuss<sup>5</sup> kann anschließend auf die Kooperationspartner so verteilt werden, dass sich eine Aufteilung der eingesparten Energieversorgungskosten ergibt, die der mit Hilfe spieltheoretischer Wertkonzepte ermittelten Aufteilung entspricht.

## **5.2 Schlussfolgerungen aus der Anwendung der Methode auf die TechnologieRegion Karlsruhe**

Neben den Schlussfolgerungen im Hinblick auf die methodischen Aspekte dieser Arbeit lassen sich aus der Anwendung der Planungsansätze auf die TechnologieRegion Karlsruhe wichtige Aussagen ableiten. Die großen Energie- und Stoffströme innerhalb des Großraumes Karlsruher Rheinhafen, die infolge der hohen regionalen Dichte von energieintensiven Industrieunternehmen und Energieumwandlungsanlagen auftreten, lassen diese Region als geeignetes Untersuchungsgebiet erscheinen. Daher sind im Rahmen dieser Arbeit die Kooperationsmöglichkeiten dieser Unternehmen mit dem Ziel der Vernetzung von Energie- und Stoffströmen untersucht worden.

---

<sup>4</sup> Vgl. Kapitel 3.4.3.5

<sup>5</sup> Ein Überschuss kann sich durch eine Kosteneinsparung bei gemeinsamer Energieversorgung gegenüber einer Individualversorgung ergeben.



Eine wesentliche Strategie zur Verbesserung der gegenwärtigen Energieversorgungssysteme in Richtung einer „nachhaltigeren“ Energieversorgung besteht vor allem in der Steigerung der Effizienz. Solche Effizienzsteigerungen können insbesondere durch die Modernisierung oder den Ersatz von bestehenden Kraftwerksanlagen erreicht werden. Neben rein betriebsinternen Optimierungsmöglichkeiten wurden im Rahmen dieser Arbeit in erster Linie betriebsübergreifende Konzepte untersucht, wobei nicht nur die nachträgliche Vernetzung, sondern auch Optionen von neu zu errichtenden Gemeinschaftsanlagen analysiert wurden. Insbesondere wurden verschiedene Ausgestaltungen von Gas- und Dampfturbinenanlagen (GuD-Anlagen) entworfen und auf ihre ökonomischen und ökologischen Auswirkungen untersucht.

Die Analysen mit Hilfe des entwickelten PERSEUS-IFC Modells zeigen, dass sowohl durch einzelbetriebliche als auch durch betriebsübergreifende Modernisierungs- bzw. Neubauoptionen eine Verbesserung gegenüber der prognostizierten Referenzentwicklung<sup>6</sup> erreicht werden kann. Diese Verbesserung sowohl in wirtschaftlicher als auch in ökologischer Hinsicht resultiert aus den höheren Energieumwandlungswirkungsgraden. Dieses ökonomische Einsparpotenzial durch den Neubau der GuD-Anlagen lässt sich unter den gegenwärtigen sowie den prognostizierten Rahmenbedingungen jedoch nur dann realisieren, wenn der bis zum Jahr 2010 im KWK-Gesetz festgelegte Bonus für den in Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen erzeugten und ins öffentliche Stromnetz eingespeisten Strom in Anspruch genommen werden kann.

Vergleicht man die verschiedenen Modernisierungsstrategien untereinander, so zeigt sich, dass im Zentrum der optimalen Strategie der Zubau der zentralen GuD-Anlage-[1,2,3] steht. Diese zentrale GuD-Anlage-[1,2,3] zur betriebsübergreifenden Versorgung der Unternehmen mit Strom und Dampf besteht aus drei Gasturbinen mit je 70 MW<sub>el</sub>, denen jeweils ein Abhitzekeessel mit Zusatzfeuerung nachgeschaltet ist. Der erzeugte Dampf wird an die Unternehmen MiRO, Stora Enso und Palm sowie indirekt über das Dampfsystem der Stora Enso auch an Borregaard geliefert. Der Strom wird zunächst ins öffentliche Stromnetz eingespeist und von dort an Unternehmen verteilt, um so den gesetzlich festgelegten KWK-Bonus zu erhalten. Das Einsparpotenzial der jährlichen Ausgaben durch den Bau dieser GuD-Anlage hängt stark vom jeweiligen Gaspreis ab. Doch selbst bei einem relativ hohen Gaspreisniveau von 2 ct/kWh lassen sich bis zu ca. 20 Mio. € pro Jahr einsparen. Bei einem Gaspreis von nur 1 ct/kWh erhöht sich das Sparpotenzial auf ca. 45 Mio. €/a. Schließt man bei einer erneuten Modellrechnung diese GuD-Anlage-[1,2,3] aus der Menge der Zubauoptionen aus, so ergibt sich als Optimum ebenfalls eine kooperative Energieversorgungsstrategie mit einer zentralen GuD-Anlage. In diesem Fall ist die zentrale GuD-Anlage-[1,2] jedoch kleiner ausgelegt als die zentrale GuD-Anlage-[1,2,3], da hier die Firma Palm von einer gemeinsamen Energieversorgung ausgenommen wird. Wird bei einem weiteren Optimierungslauf diese Zubauoption ebenfalls ausgeschlossen, so resultiert als kostenminimale Lösung unter diesen Randbedingungen ein Zubau zweier dezentraler GuD-Anlagen zur einzelbetrieblichen Dampfversorgung der Unternehmen MiRO und Stora Enso. Der wirtschaftliche Vorteil einer gemeinsamen Energieversorgung durch die verschiedenen Optionen der zentralen GuD-Anlagen gegenüber den zwei dezentralen Anlagen liegt vor allem in den sich durch die Größendegression ergebenden geringeren spezifischen Investitionen sowie geringeren spezifischen fixen Ausgaben (bspw. Personal, Versicherungen) begründet.

---

<sup>6</sup> Dies entspricht im Wesentlichen dem Weiterbetrieb der bestehenden Anlagen.

Hinsichtlich der Zuteilungsproblematik, die auftritt, wenn einerseits kostendeckende Preise für die Kuppelprodukte Strom und Dampf aus der zentralen GuD-Anlage-[1,2,3] ermittelt und gleichzeitig eine gerechte Aufteilung der sich durch die Gemeinschaftslösung ergebenden Kostenreduzierung erreicht werden sollen, lassen sich mehrere Schlussfolgerungen ziehen. Aufgrund der Konvexität der vorliegenden charakteristischen Funktion kann mit dem Shapley-Wert eine stabile Lösung innerhalb des Kerns erzeugt werden. Bei dieser Ausgangslage ist er damit allen anderen betrachteten spieltheoretischen und klassischen Verfahren vorzuziehen, da er dann, im Gegensatz zu den anderen Verfahren, alle wünschenswerten Eigenschaften für eine faire und langfristig stabile Aufteilung aufweist. Die Restwertrechnung liefert zwar für den vorliegenden Fall eine Lösung im Kern, jedoch ist dies eher zufällig. Auch die gewünschten Eigenschaften der Kovarianz sowie der stärkeren Monotonie-Axiome können von dieser Methode wie von allen anderen klassischen Verfahren nicht erfüllt werden. Das generelle Problem der spieltheoretischen Ansätze, dass zunächst nur eine Zuteilung der Gesamtkosten bzw. des Gesamtgewinns auf die Spieler ermittelt wird und eine eindeutige Bestimmung von kostendeckenden Preisen für die Kuppelprodukte nur in Ausnahmefällen möglich und sinnvoll ist, lässt sich mit der in Kapitel 4.7.5 vorgeschlagenen Vorgehensweise mit Hilfe von Ausgleichszahlungen umgehen. Abschließend lässt sich feststellen, dass die konkreten Aufteilungen nach den spieltheoretischen Ansätzen nahe beieinander und weiter von den Kerngrenzen entfernt in der Kernlösung liegen als nach den klassischen Verfahren.

Eine wichtige Kenngröße bei der Betrachtung der ökologischen Auswirkungen verschiedener Energieversorgungsoptionen ist die Höhe der CO<sub>2</sub>-Emissionen. Der Vergleich der jährlichen CO<sub>2</sub>-Emissionen zeigt die deutlichen Einsparpotenziale der drei optimierten Energieversorgungsstrategien gegenüber der Referenzentwicklung. Durch die höheren Umwandlungswirkungsgrade der GuD-Anlagen im Vergleich zum bestehenden Anlagenpark kann hier der eingesetzte Brennstoff besser genutzt und in Strom und Dampf umgewandelt werden. Das größte Einsparpotenzial von ca. 31 % gegenüber dem Referenzfall ergibt sich für die zentrale GuD-Anlage-[1,2,3], da nur hier das KWK-Potenzial von Palm ausgeschöpft wird. Die beiden weiteren Fälle liegen zwischen 20 und 23 %. Der geringe Unterschied liegt vor allem darin begründet, dass der Ersatz bestehender Anlagen bei den Unternehmen MiRO und Stora Enso durch GuD-Anlagen in beiden Fällen in etwa dem selben Umfang stattfindet.

Aufgrund der Vielzahl an Energiebereitstellungsanlagen in der TechnologieRegion Karlsruhe, die teilweise nur zu einem geringen Teil ausgelastet sind, erscheinen zunächst auch Optionen zur Deckung des (gesamten) Bedarfs durch existierende Kapazitäten von Energieversorgungsunternehmen interessant. Die Ergebnisse dieser Arbeit verdeutlichen allerdings, dass diese Optionen nicht als zielführend betrachtet werden können. Zum einen sind bei einer solchen Vernetzung verglichen mit den neu zu errichtenden Gemeinschaftsanlagen größere Entfernungen zurückzulegen, wodurch sich die Transportverluste erhöhen. Andererseits weisen diese schlecht ausgelasteten Anlagen keine höheren Umwandlungswirkungsgrade auf als die Anlagen der betrachteten Unternehmen, so dass hierin kein Verbesserungspotenzial besteht.

Neben dem verstärkten Einsatz effizienter Umwandlungstechnologien mit nicht-erneuerbaren Ressourcen werden auch die Einsatzmöglichkeiten von erneuerbaren Energieträgern untersucht. Für eine detailliertere Analyse kommt hierzu grundsätzlich neben der verstärkten Verwendung von Biomasse auch die Nutzung der Geothermie in Frage. Aufgrund des technischen und wirtschaftlichen Aufwandes zur Bereitstellung der notwendigen Biomasse-mengen ist der Betrieb einer größeren Biomasseanlage unter den gegebenen Randbedingungen wirtschaftlich nicht realisierbar, so dass in naher Zukunft kein relevanter Beitrag

der Biomasse zur gesamten Energiebereitstellung der untersuchten Unternehmen erwartet werden kann. Ein differenziertes Ergebnis ergibt sich bei der Analyse des techno-ökonomischen Potenzials zur Nutzung der tiefen Geothermie zur Strom- und Prozessdampferzeugung. Das entwickelte technische Konzept ist mit den verwendeten technischen und ökonomischen Parametern zwar gerade noch wirtschaftlich vorteilhaft;<sup>7</sup> da bisher in Deutschland allerdings noch keine solchen geothermischen Anlagen existieren und der Bau einer solchen Anlage einen hohen Kapitalbedarf erfordert, ist eine mögliche Umsetzung mit besonderen Schwierigkeiten und Risiken verbunden und insbesondere kurzfristig nur schwer realisierbar.

Im Folgenden sollen einige wesentliche Hemmnisse und Erfolgsfaktoren für zwischenbetriebliche Konzepte zum Schließen von Stoff- und Energiekreisläufen aufgeführt werden, die im Rahmen der Arbeit identifiziert worden sind. Denn selbst der Umsetzung der vielversprechenden Lösung in Form einer zentralen GuD-Anlage stehen verschiedene Hemmnisse gegenüber. Obwohl die Energiebereitstellung in den Unternehmen mit Hilfe dieser zentralen GuD-Anlage zu geringeren Kosten realisiert werden kann als im Referenzfall, ist fraglich, ob die Investition die in den Unternehmen geforderten Amortisationszeiten und Renditeerwartungen erfüllen kann. Des Weiteren sind mit einer solchen Investition zahlreiche Risiken verbunden, die durch ein gemeinschaftliches Engagement mehrerer Unternehmen teilweise noch vergrößert werden. Insbesondere der Verlust an Kontrolle über eigene Ressourcen und Entscheidungen sowie die Befürchtung, in ein Abhängigkeitsverhältnis von anderen Unternehmen zu gelangen, stellen bedeutende Hemmnisse dar, die einer solchen Gemeinschaftslösung gegenüberstehen. Des Weiteren führt die Investition in eine relativ große Anlage zur Versorgung mehrerer Unternehmen zu einer langen Bindung an die so geschaffenen Strukturen und somit zu einer Flexibilitätseinbuße im eigenen Unternehmen. Ein weiteres Hemmnis stellt das Problem dar, dass sowohl die Kosten und Risiken als auch die Leistungen, die sich aus der gemeinsamen Investition ergeben, auf die beteiligten Unternehmen aufzuteilen sind, wenngleich für die Aufteilung der Kostenreduzierung durch die oben erwähnte Entscheidungsunterstützung mit Hilfe spieltheoretischer Verfahren erfolgen kann.

Ein weiteres Problem ergibt sich schließlich durch die Fokussierung auf die Vernetzung von Energieströmen, da sich die Energiemärkte der Bundesrepublik Deutschland nach dem Beginn der Liberalisierung in einer Umstrukturierungsphase befinden und die Strombezugpreise teilweise nicht einmal mehr die variablen Kosten der Energiebereitstellung bei den Energieversorgungsunternehmen decken. Die in diesem Zusammenhang auch zu erwähnende Problematik der wirtschaftlich ungünstigen Situation für (neue) KWK-Anlagen im liberalisierten Strommarkt hat sich durch das am 1. April 2002 in Kraft getretene KWK-Gesetz jedoch teilweise verbessert.<sup>8</sup>

---

<sup>7</sup> D. h. bei Realisierung dieser Option ergibt sich unter der Annahme einer technischen Nutzungsdauer der Anlage von 20 Jahren, einer relativ hohen Auslastung der Anlage sowie einer Förderung des erzeugten Stromes nach dem EEG ein positiver Kapitalwert.

<sup>8</sup> Diese Einschränkung bedeutet z. B., dass nur für bestimmte Anlagen eine gesetzlich festgeschriebene Förderung möglich ist oder dass bestimmte Fristen beachtet werden müssen.

### 5.3 Ausblick auf Weiterentwicklungen und weitere Einsatzmöglichkeiten der entwickelten Methode

Bei dem im Rahmen der vorgestellten mehrstufigen Methode beschriebenen und eingesetzten Modell zur simultanen Investitions- und Produktionsplanung bei betriebsübergreifender Energieversorgung im Besonderen sowie bei Energiesystemmodellen im Allgemeinen wird die Minimierung der Systemausgaben mit Hilfe einer linearen Optimierung bestimmt. Weitere Nachhaltigkeitsindikatoren können zwar bilanziert werden, gehen jedoch nicht in die Zielfunktion des Optimierproblems ein. Um „optimale“ Energieversorgungsstrategien bestimmen zu können, die einen maximalen Beitrag zur nachhaltigen Entwicklung leisten, müssten die Nachhaltigkeitsindikatoren in geeigneter Weise in die Zielfunktion des Optimierproblems zu integrieren. Aufgrund der Mehrdimensionalität der Zielfunktion handelt es sich dabei um ein multikriterielles Entscheidungsproblem. Neben der Minimierung der Systemausgaben sind damit weitere Einzelziele - wie bspw. die Minimierung von Emissionen bzw. des Flächenverbrauches oder die Maximierung der Zahl der Arbeitsplätze - zu berücksichtigen. Ein adäquates Verfahren zur Berücksichtigung der Mehrdimensionalität des vorliegenden Entscheidungsproblems stellt der sogenannte „Distance-to-target-Ansatz“ dar. Die Indikatoren einer nachhaltigen Entwicklung werden dabei um so stärker gewichtet, je weiter sie von gesetzten Zielwerten entfernt sind. Folglich besteht dabei zunächst das Problem, dass Zielwerte festzulegen sind. Die Zielfunktion des Optimierproblems setzt sich schließlich aus den gewichteten, normierten Ausprägungen der Einzelziele zusammen. Die Einzelziele können dabei beispielsweise Systemausgaben des Energiesystems, Ressourcenverbrauch, Emissionen, Flächenverbrauch und Arbeitsplätze umfassen. Neben dem Problem der Verfügbarkeit aller hierzu notwendigen Daten<sup>9</sup> ist vor allem die Frage nach der Gewichtung der einzelnen Dimensionen und der Festlegung der hierzu notwendigen Gewichtungsfaktoren zu beantworten, so dass hier noch erheblicher zukünftiger Forschungsbedarf existiert.

Das im Rahmen dieser Arbeit verwendete Modell zur simultanen Investitions- und Produktionsprogrammplanung erlaubt keine Berücksichtigung von Finanzierungsaspekten. Der Grund hierfür liegt vor allem in der Modellkomplexität, die sich bei einer simultanen Investitions-, Produktions- und Finanzierungsplanung ergeben würde. Aus demselben Grund ist von einer Integration von Unsicherheiten mit Hilfe einer mehrstufigen stochastischen Programmierung abgesehen worden. Mit fortschreitenden Verbesserungen in den Bereichen der Computerhardware sowie bei den verfügbaren kommerziellen Lösungsalgorithmen ist erneut zu überprüfen, ob eine Integration dieser Aspekte sinnvoll ist.

Hinsichtlich der Übertragung der hier erarbeiteten Ansätze auf weitere Einsatzmöglichkeiten bieten sich einerseits andere Regionen mit einer hohen Industriedichte als weitere Anwendungsfälle an. Andererseits kann ein solches mehrstufiges Vorgehen auch auf Kooperationen außerhalb des Energiebereichs bspw. im Bereich des Abfall- und Stoffstrommanagements übertragen werden. Erste Ansätze hierzu werden u. a. in [Tietze-Stöckinger et al. 2002] diskutiert.

Weiteren Bedarf einer Entscheidungsunterstützung wird sich auch durch den von der europäischen Kommission angestrebten CO<sub>2</sub>-Zertifikatehandel ergeben, durch den sich die

---

<sup>9</sup> Neben den wirtschaftlichen Parametern sind auch ökologische und soziale Kenngrößen zu bestimmen.

Rahmenbedingungen für solche unternehmensübergreifende Lösungen deutlich verbessern werden, die zu einer Minderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen führen. Denn durch die Verpflichtung der Bundesrepublik Deutschland im Rahmen des sogenannten EU-Burden-Sharings, die absoluten Emissionen an CO<sub>2</sub>-Äquivalenten um 21 % zu mindern,<sup>10</sup> muss die Möglichkeit, Treibhausgase in die Atmosphäre zu emittieren, ähnlich wie ein unter ökonomischen Gesichtspunkten zu bewirtschaftender Produktionsfaktor betrachtet werden. Die politischen und gesetzlichen Rahmenbedingungen eines CO<sub>2</sub>-Zertifikatehandels sind zwar zum gegenwärtigen Zeitpunkt noch nicht festgelegt, die konkreten Auswirkungen auf die Planungssituation der Unternehmen wären jedoch adäquat in ein solches Modell zu integrieren, wenn der planungsrechtliche Rahmen einmal festliegt.

---

<sup>10</sup> Gegenüber den Emissionen des Jahres 1990 und bis zur Verpflichtungsperiode 2008-2012.

## 6 Zusammenfassung

Heutige Diskussionen in der Umweltpolitik werden stark durch die Forderung nach einer nachhaltigen Entwicklung geprägt. Um die Anforderung einer nachhaltigen Entwicklung zu operationalisieren, d. h. konkrete Handlungsempfehlungen für die Akteure abzuleiten, können einzelne Aktionsfelder festgelegt werden. Eines der Aktionsfelder, das zur Zeit diskutiert wird, ist der Energiesektor. Dies begründet sich mit den hohen Stoffumsätzen in der Energieversorgung und den damit verbundenen Emissionen, z. B. von Säurebildnern sowie klimawirksamen Spurengasen. Weiterhin führt die eingeleitete Deregulierung dieses Wirtschaftsbereiches dazu, dass neue Maßnahmen im Bereich des Umweltschutzes notwendig werden, weil der eingetretene Preiswettbewerb ökologische Maßnahmen verstärkt in den Hintergrund gedrängt hat. Innerhalb des Energiesektors kommt den drei aus der Nachhaltigkeitsdebatte bekannten Strategien der Effizienz, Konsistenz und Suffizienz zu unterschiedlichen Zeitpunkten auch eine unterschiedliche Bedeutung zu. Die Strategie der Effizienzsteigerung stellt auch im Bereich der industriellen Energieversorgung kurzfristig die wichtigste Strategie dar. Da jedoch innerbetriebliche Potenziale für eine effiziente Energieversorgung großteils bereits ausgeschöpft sind, wird ein vielversprechender Ansatzpunkt für weitere Effizienzsteigerungen im betriebsübergreifenden Schließen bzw. im Koppeln und Verwerten von Energie- und Stoffflüssen gesehen. Eine Verbesserung soll dadurch erreicht werden, dass anstelle betriebsinterner Optima eine betriebsübergreifende Optimallösung realisiert wird.

Für diese Art der regionalen industriellen Kooperation zur Energieversorgung gibt es jedoch bisher kaum realisierte Praxisbeispiele. Neben der Praxiserfahrung mangelt es auch an einer Methodik zur Entscheidungsunterstützung. Ein wesentliches Ziel dieser Arbeit besteht daher in der Entwicklung einer geeigneten Methodik zur Analyse von betriebsübergreifenden Energieversorgungskonzepten. Bei solchen Kooperationen sind die zwei wesentlichen Fragen nach einer optimalen Ausgestaltung solcher Projekte und einer für alle Beteiligten zufriedenstellenden Aufteilung der Kosteneinsparung zwischen den Kooperationspartnern zu beantworten. Im Rahmen dieser Arbeit wird zur Entscheidungsunterstützung bei der Beantwortung dieser Fragen eine mehrstufige Methode entwickelt, die aus den Elementen technische Analyse, techno-ökonomische Optimierung und Aufteilung der Kosteneinsparungen auf die Kooperationspartner besteht (vgl. Abbildung 47).

Die technische Analyse hat dabei die Ausarbeitung von konkreten, an die spezifischen Gegebenheiten angepassten Anlagenkonfigurationen als Ziel. Dabei sind neue Anlagenkonzepte so auszulegen, dass der Bedarf an den benötigten Energieformen wie Strom und Dampf bei gleichzeitiger Berücksichtigung thermodynamischer und verfahrenstechnischer Gesetzmäßigkeiten erfüllt werden kann. Ein wichtiges methodisches Hilfsmittel dieses ersten Arbeitsschrittes stellt die verfahrenstechnische Simulation mit einem Flow-Sheeting-Simulationsprogramm dar. Damit lassen sich wesentliche technische Größen wie Typ und Kapazität von Teilanlagen, Energie- und Stoffflüsse sowie die Wirkungsgrade bestimmen. Die im Rahmen dieser Prozesssimulation für die verschiedenen technischen Konzepte ermittelten Daten dienen als Eingangsdaten für eine nachgeschaltete Investitions- und Kostenschätzung. Bei der konkreten Auswahl der zur Verfügung stehenden Schätzverfahren, die sich sowohl hinsichtlich der erzielbaren Schätzgenauigkeit als auch in der Anzahl der notwendigen Eingangsdaten und dem Schätzaufwand unterscheiden, muss ein Kompromiss zwischen Aufwand und erzielbarer Schätzgenauigkeit erzielt werden. Zur Bestimmung der fixen und variablen Kosten können aufbauend auf den detaillierten Massen- und Energiebilanzen kraftwerksspezifische Faktorsätze verwendet werden. Dadurch können diese wichtigen ökonomischen Planungs-

größen auch bei noch nicht realisierten Anlagen und Prozessbedingungen ermittelt werden. Mit Hilfe dieses ingenieurwissenschaftlich geprägten Modellierungsansatzes wird somit einerseits die Erfassung wichtiger technologischer Interdependenzen sichergestellt und andererseits die Vorgabe bzw. Verwendung natur- und ingenieurwissenschaftlich inkonsistenter Daten ausgeschlossen. Dadurch kann gewährleistet werden, dass eine ökonomische und ökologische Bewertung verschiedener Produktionssysteme auf der Grundlage realistischer Daten erfolgt. Diese technischen und ökonomischen Parameter für Investitionsoptionen sind Eingangsgrößen für die anschließende ökonomische Optimierung. Für bestehende Energiesysteme können die entsprechenden Parameter mit Hilfe existierender Messwerte, Betriebserfahrungen, usw. ermittelt werden.

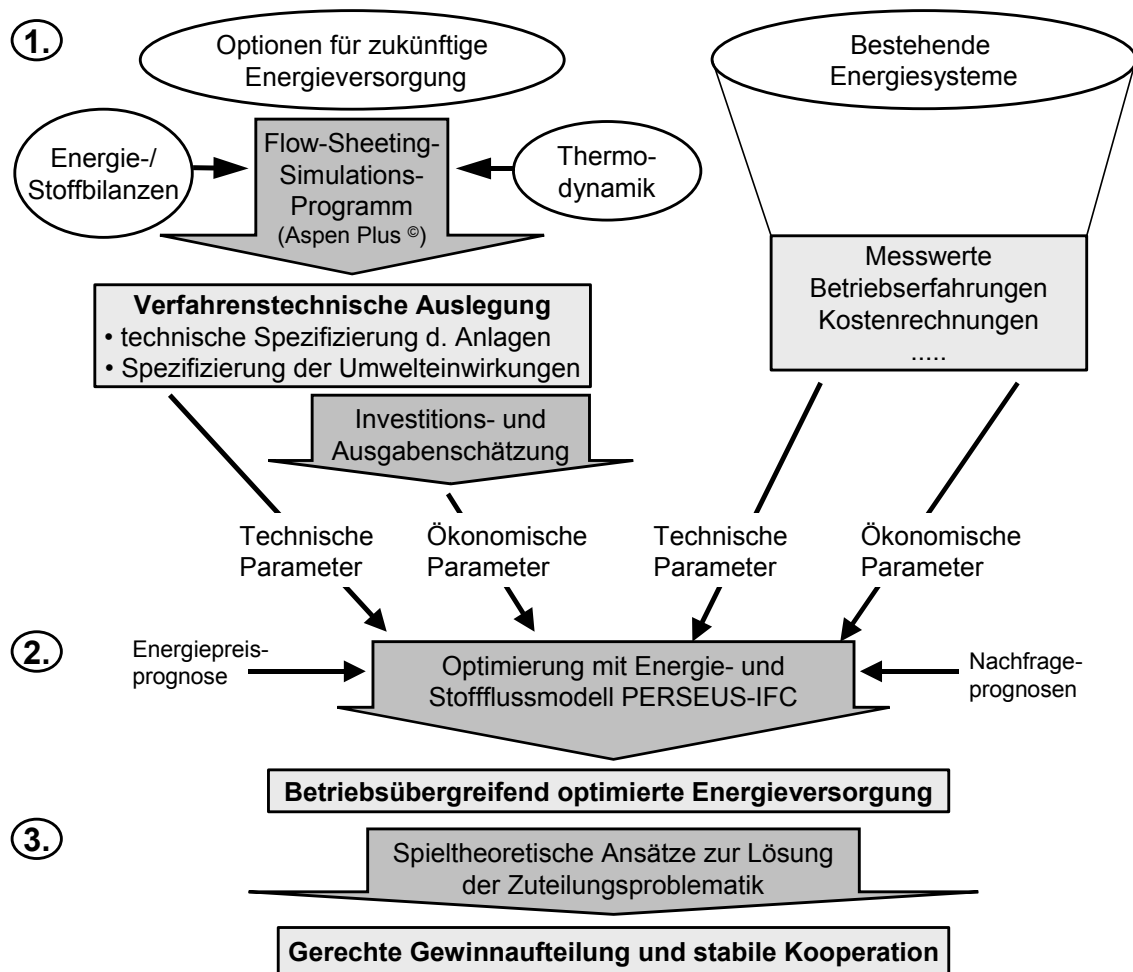


Abbildung 47: Entwickelte mehrstufige Methodik zur Analyse betriebsübergreifender Energieversorgungssysteme. (1. technische Analyse, 2. techno-ökonomische Optimierung, 3. Aufteilung der Kosteneinsparungen auf die Kooperationspartner)

Im Rahmen der zweiten Stufe, der techno-ökonomischen Optimierung, ergeben sich aufgrund der langen Nutzungsdauern der Anlagen kombiniert mit der hohen Kapitalintensität langfristige Planungszeiträume, so dass einerseits dynamische Investitionsverfahren erforderlich werden. Andererseits kann eine reine Investitionsplanung zur Analyse der ökonomischen Auswirkungen betriebsübergreifender Energiemanagementkonzepte keine adäquaten Ergeb-

nisse liefern, denn bei einer solchen Vorgehensweise wäre die Auslastung für jede Anlage a priori vorzugeben. Aus diesen Interdependenzen zwischen der Höhe eines Kapazitätszubaus und den Einsatzzeiten von Anlagen ergibt sich die Notwendigkeit einer simultanen Investitions- und Produktionsplanung. Das sich ergebende Planungsproblem wird durch die Forderung nach ausreichend Warmreservekapazitäten erschwert, die im Fall einer Gesamtoptimierung auch betriebsübergreifend berücksichtigt werden muss. Die Ermittlung ausgabenminimaler Energieversorgungsstrategien erfolgt im Rahmen einer mehrperiodigen gemischt-ganzzahligen linearen Optimierung mit Hilfe des Energie- und Stoffflussmodells PERSEUS-IFC. Dabei werden die energietechnischen Anlagen detailliert mit Hilfe von technischen, ökonomischen und umweltrelevanten Parametern abgebildet.

Durch den Einsatz von PERSEUS-IFC wird aber nur sichergestellt, dass ein betriebsübergreifendes Optimum gefunden wird. Da ein betriebsübergreifendes Gesamtoptimum jedoch zu Lösungen führen kann, die aus der Sicht eines einzelnen Unternehmens eine suboptimale Situation oder gar eine Verschlechterung gegenüber der Ausgangssituation darstellen, ist ein dritter Arbeitsschritt notwendig. Dieser gibt eine Entscheidungsunterstützung bei der Frage, wie die Kosten und Gewinne der Kooperation auf die beteiligten Unternehmen bei einer Kuppelproduktion (Strom/Dämpfe) aufzuteilen sind. Dazu werden verschiedene betriebswirtschaftliche und spieltheoretische Methoden zunächst auf ihre generelle Anwendbarkeit untersucht und anschließend exemplarisch angewandt. Dieser Arbeitsschritt hat zum Ziel, eine zufriedenstellende Aufteilung der kooperativen Kosteneinsparung zu finden, die somit auch langfristig tragfähig ist. Hierzu werden Kriterien formuliert, die eine stabile, durchführbare und anreizorientierte Lösung erfüllen muss.

Neben der Entwicklung einer praxistauglichen Methode stellt die exemplarische Analyse, wie durch zwischenbetriebliche Kooperationen die Energieversorgung energieintensiver Industrieunternehmen zu einem nachhaltigeren Wirtschaften führen kann, einen weiteren Schwerpunkt dieser Arbeit dar. Die großen Energie- und Stoffströme innerhalb des Großraumes Karlsruher Rheinhafen, die infolge der hohen regionalen Dichte von energieintensiven Industrieunternehmen und Energieumwandlungsanlagen auftreten, machen diese Region zu einem geeigneten Untersuchungsgebiet. Im Rahmen einer erstmaligen Anwendung der vorgestellten Methodik auf die Energieversorgung mehrerer energieintensiver Industrieunternehmen der TechnologieRegion Karlsruhe werden die wirtschaftlichen und ökologischen Effekte verschiedener Energieversorgungsoptionen quantifiziert. Aufgrund der Größe ihres Energiebedarfs kommt dabei der Raffinerie MiRO und den Papierfabriken Stora Enso und Palm eine besondere Bedeutung zu, so dass die Untersuchungen vor allem auf diese drei Unternehmen fokussieren.

Hierzu werden im ersten Schritt, der technischen Analyse, verschiedene energietechnische Investitionsoptionen mit Hilfe der verfahrenstechnischen Simulation ausgelegt und an die jeweiligen lokalen Randbedingungen angepasst. Die untersuchten einzelbetrieblichen und betriebsübergreifenden Optionen lassen sich einteilen in den Neubau von effizienten gasgefeuerten Anlagen, Optionen zur nachträglichen Vernetzung sowie Möglichkeiten eines verstärkten Einsatzes regenerativer Energieträger. Die anschließenden Analysen mit Hilfe des entwickelten PERSEUS-IFC Modells verdeutlichen, dass sowohl durch einzelbetriebliche als auch durch betriebsübergreifende Neubauoptionen in Form von Gas- und Dampfturbinenanlagen (GuD-Anlagen) ökologische und ökonomische Verbesserungen gegenüber der pro-



gnostizierten Referenzentwicklung<sup>1</sup> simultan erreicht werden können. Die Modellergebnisse zeigen, dass unter den gewählten Rahmenannahmen die optimale Strategie im Wesentlichen darin besteht, eine zentrale GuD-Anlage zu errichten und einen Teil der bestehenden Anlagen stillzulegen. Diese zentrale GuD-Anlage zur betriebsübergreifenden Versorgung der drei Unternehmen mit Strom und Dampf besteht aus drei Gasturbinen mit je 70 MW<sub>el</sub>, denen jeweils ein Abhitzeessel mit Zusatzfeuerung nachgeschaltet ist. Um die gesetzlich festgelegte Förderung für den in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugten Strom aus dieser GuD-Anlage zu erhalten, ist eine Stromeinspeisung in das öffentliche Stromnetz erforderlich, bevor der erzeugte Strom von dort an die Unternehmen verteilt wird. Durch die deutlich höhere Effizienz der GuD-Anlage und vor allem durch den KWK-Bonus ergibt sich eine jährliche Kosteneinsparung von bis zu 38 Mio. € gegenüber der unterstellten Referenzentwicklung. Weitere Modellrechnungen, bei denen diese zentrale GuD-Anlage aus der Menge der Zubauoptionen ausgeschlossen wird, haben eine optimale Strategie zum Ergebnis, bei der eine zentrale GuD-Anlage mit kleinerer Kapazität zur Strom- und Dampfversorgung von lediglich zwei Unternehmen (MiRO und Stora Enso) zugebaut wird. Die optimierte Energieversorgung, die sich allein durch einzelbetriebliche Investitionen erzielen lässt, ist charakterisiert durch den Zubau zweier dezentraler GuD-Anlagen. Der wirtschaftliche Vorteil einer gemeinsamen Energieversorgung durch die zentrale GuD-Anlage zur Versorgung der drei Unternehmen gegenüber den Optionen mit anderen GuD-Anlagen liegt vor allem in den sich durch die Größendegression ergebenden geringeren spezifischen Investitionen sowie geringeren spezifischen fixen Ausgaben (bspw. Personal, Versicherungen) begründet.

Wegen der im Vergleich zum bestehenden Anlagenpark höheren Effizienz der Energieumwandlung bei GuD-Anlagen wird der eingesetzte Brennstoff besser genutzt. Somit ergibt sich ein Einsparpotenzial bei den CO<sub>2</sub>-Emissionen von ca. 20 - 31 % gegenüber dem Referenzfall, wobei die größte Reduzierung durch die zentrale GuD-Anlage erreicht wird, da in diesem Fall das vorhandene KWK-Potenzial am besten ausgeschöpft wird.

Nach der Ermittlung der optimalen betriebsübergreifenden Energieversorgung wird im dritten Schritt die Frage beantwortet, wie die sich durch die Kooperation ergebende Kostenreduzierung auf die drei Partner gerecht verteilen lässt. Die Lösung dieser Zuteilungsproblematik wird im vorliegenden Fall durch die Kuppelproduktion (Kraft-Wärme-Kopplung) erschwert. Da reine Kostenallokationsverfahren für die Kuppelproduktionsproblematik keine strategischen Aspekte im Hinblick auf langfristig stabile Koalitionen berücksichtigen, werden zur Lösung dieser Frage neben klassischen Kostenallokationsverfahren vor allem verschiedene Konzepte der kooperativen Spieltheorie eingesetzt.

Im Rahmen der Studie ist der Shapley-Wert den anderen untersuchten spieltheoretischen Wertkonzepten (Nucleolus, Alternate Cost Avoided Method) vorzuziehen, da er alle wünschenswerten Eigenschaften einer zufriedenstellenden Aufteilung aufweist. Denn im vorliegenden Fall ist aufgrund der Konvexität der charakteristischen Funktion garantiert, dass der Shapley-Wert eine stabile Lösung innerhalb des Kerns erzeugt. Die Restwertrechnung liefert zwar für den vorliegenden Fall ebenfalls eine Lösung im Kern, jedoch ist diese Tatsache nicht durch die Vorgehensweise begründet, sondern zufällig. Auch die gewünschten Eigenschaften der Kovarianz sowie die stärkeren Monotonie-Axiome können von dieser Methode wie von allen anderen klassischen Verfahren nicht erfüllt werden. Vergleicht man die konkreten Aufteilungen der spieltheoretischen Wertkonzepte untereinander, so lässt sich feststellen, dass sie

---

<sup>1</sup> Diese entspricht im Wesentlichen dem Weiterbetrieb der bestehenden Anlagen.

im Gegensatz zu den Aufteilungen, die aus der Anwendung der klassischen Verfahren resultieren, nahe beieinander und weiter von den Kerngrenzen entfernt innerhalb der Kernlösung liegen.

Ein generelles Problem der spieltheoretischen Ansätze ist, dass zunächst nur eine Zuteilung der Gesamtkosteneinsparung auf die Spieler erfolgt und eine eindeutige Bestimmung von kostendeckenden Preisen für die Kuppelprodukte nur in Ausnahmefällen möglich ist. Trotz dieses Problems kann die stabile Aufteilung, die sich mit Hilfe des Shapley-Werts ergibt, für die Ableitung einer praktikablen Kostenallokation bei Kuppelproduktion für das konkrete Kooperationsprojekt realisiert werden. Für jedes Unternehmen werden zunächst Preise für die Kuppelprodukte so ermittelt, dass sich genau die Jahreskosten der jeweiligen oberen Kerngrenze ergeben. Dies kann zweckmäßig mit Hilfe des Restwertfahrens erfolgen, indem für den Strom ein marktüblicher Preis angesetzt wird. Der sich durch diese Preisbestimmung ergebende Überschuss wird am Jahresende an die Unternehmen zurückgezahlt, wobei die Höhe der Rückzahlungen so ermittelt wird, dass sich die mit dem Shapley-Verfahren bestimmte Gewinnaufteilung ergibt.

Obwohl die Energiebereitstellung in den Unternehmen mit Hilfe der zentralen GuD-Anlage zu geringeren Kosten realisiert werden kann als im Referenzfall, stehen der tatsächlichen Umsetzung dieser Option verschiedene Hemmnisse gegenüber. Diese Hemmnisse lassen sich in die beiden Gruppen allgemeine Hemmnisse bei betriebsübergreifenden Kooperationen und Hemmnisse der Kraft-Wärme-Kopplung unterteilen. Die vorliegende Arbeit leistet auch einen Beitrag zur Überwindung dieser Hemmnisse, indem sie konkrete Vorschläge für zwischenbetriebliche Kooperationen im Bereich der Energieversorgung aufzeigt. Durch den Einsatz der vorgestellten Methode kann ein vermutetes Kosteneinsparpotenzial einerseits quantifiziert werden. Andererseits kann durch die vorgeschlagene stabile Aufteilung des Kooperationsvorteils eine langfristig stabile Kooperationslösung ermittelt werden.

## Literaturverzeichnis

- [Ardone 1999] Ardone, A.: Entwicklung einzelstaatlicher und multinationaler Treibhausgasminderungsstrategien für die Bundesrepublik Deutschland mit Hilfe von optimierenden Energie- und Stoffflußmodellen. Frankfurt/Main: Peter Lang Verlag, 1999.
- [Aspen 1994] Aspen Plus™: Getting Started. Massachusetts: Cambridge, 1994.
- [ASUE 1993] ASUE: Contracting in der kommunalen und industriellen Energieversorgung. -Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e. V. (ASUE). Hamburg: 1993.
- [Attig 1992] Attig, D.: Chancen und Risiken für Investoren, in: ENERGIE, 44 (1992), H. 11, S. 44-48.
- [Aumann 1985] Aumann, R. J.: An axiomatization of the non-transferable utility value, in: *Econometrica*, 53 (1985), S. 599-612.
- [Baehr 2000] Baehr, H. D.: Thermodynamik : Grundlagen und technische Anwendungen. Berlin; Heidelberg: Springer, 2000.
- [Bemmann 2000] Bemmann, U.; Müller, A.: Contracting Handbuch 2000. Köln: Deutscher Wirtschaftsdienst, 2000.
- [Berninghaus et al. 2002] Berninghaus, S.; Ehrhart, K.-M.; Güth, W.: Strategische Spiele - Eine Einführung in die Spieltheorie. Berlin, Heidelberg: Springer Verlag, 2002.
- [Betge 1995] Betge, P.: Investitionsplanung: Methoden - Modelle - Anwendungen. Wiesbaden: Gabler, 1995.
- [Biddle et al. 1984] Biddle, G. C.; Steinberg, R.: Allocations of Joint and Common Costs, in: *Journal of Accounting Literature*, 3 (1984), S. 1-45.
- [Binmore 1996] Binmore, K.: „Introduction“, in: Nash, J. F. jr.; Elgar, E. (Hrsg.): *Essays on game theory*. Cheltenham: 1996.
- [Blaß 1989] Blaß, E.: Entwicklung verfahrenstechnischer Prozesse, Methoden - Zielsuche - Lösungsauswahl. Frankfurt a. M.: Sauerländer, 1989.
- [Blohm et al. 1988] Blohm, H.; Lüder, K.: Investition, 6. Aufl.. München: Vahlen, 1988.
- [Boeddicker 1997] Boeddicker, D.: Thermodynamische und energiewirtschaftliche Bewertung eine Kombikraftwerks mit integrierter Kohlevergasung und CO2-Rezyklierung. Düsseldorf: VDI-Verlag, 1997.
- [Borgwardt 2001] Borgwardt, K. H.: Optimierung, Operations Research, Spieltheorie – Mathematische Grundlagen. Basel: Birkhäuser Verlag, 2001.
- [Bradach et al. 1989] Bradach, J. L.; Eccles, R. G.: Price, authority, and trust: from ideal types to plural forms, in: *Annual Review of Sociology* (1989).
- [Brahmer-Lohss, M. 2002] Brahmer-Lohss et al. (Hrsg): Nachhaltige Metallwirtschaft Hamburg. 2000.

- [Brandl 1998] Brandl: Workshop im Rahmen des HGF Verbundprojektes „Untersuchung zu einem integrativen Konzept nachhaltiger Entwicklung“. Karlsruhe, 1998.
- [Brökeland 1998] Brökeland, R.: Planungsprogramm zur Nutzung von Biomasse für die Heizenergieversorgung von Gewächshäusern. Hannover: Dissertation, Universität Hannover, 1998.
- [Brooke et al. 1998] Brooke, A.; Kendrick, D.; Meeraus, A.; Raman, R.: GAMS A User's Guide. Washington: GAMS Development Corporation, 1998.
- [Buchberger 1998] Buchberger, H.: Stromerzeugung aus Biomasse - Eine umfassende Studie. Wien: 1998.
- [Busch et al. 2002] Busch, A.; Dangelmaier, W.: Integriertes Supply Chain Management - ein koordinationsorientierter Überblick, in: Busch, A.; Dangelmaier, W. (Hrsg.): Integriertes Supply Chain Management. Wiesbaden: Betriebswirtschaftlicher Verlag Dr. Th. Gabler GmbH, 2002, S. 1-21.
- [Buskies et al. 1991] Buskies, U.; Ternisen, K.: Optimierung verfahrenstechnischer Anlagen mit Hilfe finanzmathematischer Methoden, in: Beiträge zur Betriebswirtschaft des Anlagenbaus, Zeitschrift für betriebswirtschaftliche Forschung (1991), H. Sonderheft 28.
- [Busse von Colbe et al. 1990] Busse von Colbe, W.; Laßmann, G.: Betriebswirtschaftstheorie, Band 1 Grundlagen, Produktions- und Kostentheorie. Berlin, Heidelberg, New York: Springer, 1990.
- [Carney 1998] Carney, M.: The Competitiveness of Networked Production: The Role of Trust and Asset Specificity, in: Journal of Management Studies, 35 (1998), H. 4.
- [Carter 1992] Carter, M.: Cooperative Games, in: Varian, H. R. (Hrsg.): Economic and Financial Modeling with Mathematica. New York: Springer-Verlag, 1992.
- [CEC 1995] EG-Kommission, DG XII (Hrsg.): ExternE, Externalities of Energy. Brüssel: CEC, 1995.
- [Christensen 1998] Christensen, J.: Die industrielle Symbiose in Kalundborg: Ein frühes Beispiel eines Recycling-Netzwerkes, in: Strebel, H.; Schwarz, E. (Hrsg.): Kreislauforientierte Unternehmenskooperationen: Stoffstrommanagement durch innovative Verwertungsnetzwerke. Wien: 1998, S. 323-337.
- [Coenenberg 1999] Coenenberg, A. G.: Kostenrechnung und Kostenanalyse, Verlag Moderne Industrie, 1999.
- [Corsten et al. 1994] Corsten et al.: Betriebswirtschaftslehre. Oldenbourg: 1994.
- [Corsten et al. 1999] Corsten, H.; Gössinger, R.: Ansatzpunkte zur Gestaltung der Produktionsplanung und -steuerung in virtuellen Produktionsnetzwerken unter der Voraussetzung dauerhafter Netzwerkstrukturen als Plattform, Schriften zum Produktionsmanagement Nr. 31 des Lehrstuhls für Produktionswirtschaft der Universität Kaiserslautern, 1999.

- [Cote et al. 1998] Cote, R. P.; Cohen-Rosenthal, E.: Designing eco-industrial parks: a synthesis of some experiences, in: *Journal of Cleaner Production* (1998), H. 6.
- [Curiel 1997] Curiel, I.: *Cooperative Game Theory and applications*. Boston, London: Kluwer Academic Publishers, 1997.
- [Davis 1972] Davis, M. D.: *Spieltheorie für Nichtmathematiker*. München: Verlag Oldenbourg, 1972.
- [Dreher 2001] Dreher, M.: *Analyse umweltpolitischer Instrumente zur Förderung der Stromerzeugung aus regenerativen Energieträgern im liberalisierten Strommarkt*. Karlsruhe: Fak. f. Wirtschaftswissenschaften, Universität Karlsruhe, Diss., 2001.
- [Dreher et al. 2000] Dreher, M.; Wietschel, M.; Rentz, O.: Evaluation of Effects of Environmental Policy Instruments on Energy Systems, in: Catania, P; Golchert, B.; Zhou, C. Q. (Hrsg.): *Energy 2000 - The Beginning of a New Millennium*. L' Aquila: Balaban International, 2000, S. 730-735.
- [Driessen et al. 1985] Driessen T.; Tijs S.H.: The t-value, the core and semiconvex games, in: *International Journal of Game Theory*, 14 (1985), H. 4, S. 229-247.
- [Dyckhoff 1993] Dyckhoff, H.: Theoretische Grundlagen einer umweltorientierten Produktionswirtschaft, in: Wagner, G. R. (Hrsg.): *Betriebswirtschaft und Umweltschutz*. Stuttgart: 1993, S. 81-105.
- [Edison 1994] Edison Electric Institute (Hrsg.): *Environmental Externalities: An Issue under Critical Review*, 1994.
- [Eichberger 1993] Eichberger, J.: *Game Theory for economists*. San Diego: Academic Press Inc, 1993.
- [Eichelbrönner et al. 1997] Eichelbrönner, M.; Henssen, H.: Kriterien für die Bewertung zukünftiger Energiesysteme, in: Brauch, Hans Günter (Hrsg.): *Energiepolitik*. Berlin: Springer, 1997, S. 461-470.
- [Eicher et al. 1996] Eicher, U.; Helle, C.: Allocating the costs of producing electricity and district heating with cogeneration, in: *Euroheat & Power - Fernwärme international* (1996), H. 3, S. 110-116.
- [Eicke et al. 1990] Eicke, H. v.; Femmerling, C.: Modular Sourcing (Teil 1 und 2): Mit Zulieferketten rationalisieren, in: *Logistik heute* (1990), H. 10, S. 55-56.
- [Eisele 1993] Eisele, W.: *Technik des betrieblichen Rechnungswesens - Buchführung, Kostenrechnung, Sonderbilanzen*, Verlag Vahlen, 1993.
- [Endres et al. 1998] Endres, A.; Radke, V.: Zur theoretischen Struktur von Indikatoren einer nachhaltigen Entwicklung, in: *Zeitschrift für Wirtschafts- und Sozialwissenschaften (ZWS)*, 118 (1998), S. 295-313.
- [Engels et al. 2000] Engels, B.; Schultmann, F.; Rentz, O.: Simulation von Stoff- und Energieströmen zur Unterstützung strategischer Entscheidungen - dargestellt am Beispiel der Eisen- und Stahlindustrie, in: Möller, D. P. F. (Hrsg.): *Simulationstechnik*. Ghent: SCS-Europe BVBA, 2000.

- [Enquête-Kommission 1994] Enquête-Kommission „Schutz des Menschen und der Umwelt" des 11. Deutschen Bundestages (Hrsg.): Die Industriegesellschaft gestalten – Perspektiven für einen nachhaltigen Umgang mit Stoff- und Materialströmen. Bonn: Bundestagsdrucksache 12/8260, 1994.
- [Enquête-Kommission 1998] Enquête-Kommission „Schutz des Menschen und der Umwelt": Konzept Nachhaltigkeit – Vom Leitbild zur Umsetzung (Abschlußbericht). Bonn: Deutscher Bundestag, 1998.
- [Enzensberger et al. 2001] Enzensberger, N.; Wietschel, M.; Rentz, O.: Konkretisierung des Leitbilds einer nachhaltigen Entwicklung für den Energieversorgungssektor, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft, 25 (2001), H. 2, S. 125-136.
- [Faulhaber 1975] Faulhaber, G. R.: Cross-Subsidization: Pricing in Public Enterprises, in: American Economic Review, 65 (1975), H. 5, S. 966-977.
- [Fichtner 1999] Fichtner, W.: Strategische Optionen der Energieversorger zur CO<sub>2</sub>-Minderung. Berlin: Erich Schmidt Verlag, 1999.
- [Fichtner et al. 2000] Fichtner, W.; Frank, M.; Rentz, O.: Information und Kommunikation innerhalb von technisch determinierten Verwertungsnetzwerken, in: Liesegang, D. G.; Sterr, Th.; Ott, Th. (Hrsg.): Aufbau und Gestaltung regionale Stoffstrommanagementnetzwerke. Heidelberg: IUWA, 2000.
- [Finon 1974] Finon, D.: Optimization Model for the French Energy Sector, in: Energy Policy (1974), S. 136-151.
- [FNR 2000] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (Hrsg.): Leitfaden Bioenergie - Planung, Betrieb und Wirtschaftlichkeit von Bioenergieanlagen, 2000.
- [Forum 2000] Forum für Zukunftsenergien: Leitlinien zur Energieversorgung – Ergebnisse des Energiedialogs 2000, im Internet verfügbar unter <http://www.bmwi.de>, 2000.
- [Frank et al. 2001] Frank, M.; Göbelt, M.; Fichtner, W.; Rentz, O.: Optimierende Energie- und Stoffflussmodell für die strategische Planung von betriebsübergreifenden Energieversorgungssystemen im liberalisierten Energiemarkt, in: VDI Gesellschaft Energietechnik (Hrsg.): Betriebliches Energiemanagement - Tagung Cottbus, 6./7. März 2001. Düsseldorf: VDI Verlag, 2001, S. 513-521.
- [Franzke et al. 1997] Franzke, H.-H.: Praxiserfahrungen mit Contractingkonzepten, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen: ET; Zeitschrift für die Elektrizitäts- und Gasversorgung, 47 (1997), H. 8, S. 471-473.
- [Futterer et al. 1990] Futterer, E.; Munsch, M.: Flow-Sheeting-Programme für die Prozeßsimulation, in: Chem.-Ing.-Tech., 62 (1990), H. 1, S. 9-16.
- [Giglmayr 2001] Giglmayr, I.: Modellierung von Kraft- und Heizkraftwerken. Düsseldorf: VDI Verlag, 2001.
- [Gillies 1959] Gillies, D. B.: Solutions to General Non-Zero-Sum-Games, in: Tucker, A. W.; Luce, R. D. (Hrsg.): Contributions to the Theory of Games, IV, Annals of Mathematical Studies 40. Princeton: University Press, 1959, S. 47-87.

- [Global Reporting Initiative 1999] Global Reporting Initiative: Leitfaden für Nachhaltigkeitsberichte. Boston: 1999.
- [Göbelt 2001] Göbelt, M.: Entwicklung eines Modells für die Investitions- und Produktionsprogrammplanung von Energieversorgungsunternehmen im liberalisierten Markt. Karlsruhe: Fak. f. Wirtschaftswissenschaften, Universität Karlsruhe, Diss., 2001.
- [Göbelt et al. 2000] Göbelt, M.; Fichtner, W.; Wietschel, M.; Rentz, O.: Development and application of an optimising energy and material flow model for strategic planning of energy utilities, in: APORS (Hrsg.): Conference Proceedings of the 5th Conference of Asian-Pacific Operational Research Societies within IFORS. Singapore: 2000.
- [Gottlieb 2000] Gottlieb, J.: Persönliche Mitteilung, Geschäftsführer der Hotrock GmbH, 2000.
- [Götze et al. 1995] Götze, U.; Bloech, J.: Investitionsrechnung: Modelle und Analysen zur Beurteilung von Investitionsalternativen. Berlin et al.: Springer, 1995.
- [Götzelmann 1992] Götzelmann, F.: Umweltschutzinduzierte Kooperationen der Unternehmung : Anlässe, Typen und Gestaltungspotentiale, in: Europäische Hochschulschriften, 1347 (1992), H. 5.
- [Graehl et al. 2001] Graehl, S.; Fichtner, W.; Rentz, O.: Regionalisierung als Beitrag zur Nachhaltigkeit im Bereich der industriellen Produktion?, in: Raumforschung und Raumordnung, 59 (2001), H. 1, S. 29-38.
- [Güth 1974] Güth, W.: Kooperation in Marktwirtschaften – Eine spieltheoretische Analyse der Koordinationsproblematik. Tübingen: Verlag Mohr (Paul Siebeck), 1974.
- [Güth 1999] Güth, W.: Spieltheorie und ökonomische (Bei)Spiele. Berlin: Springer, 1999.
- [Hähre 2000] Hähre, S.: Stoffstrommanagement in der Metallindustrie - Zur Gestaltung und techno-ökonomischen Bewertung industrieller Recyclingkonzepte. Düsseldorf: VDI-Verlag, 2000.
- [Harms 1973] Harms, V.: Interessenslagen und Interessenskonflikte bei der zwischenbetrieblichen Kooperation. Würzburg: Physica-Verlag, 1973.
- [Hartmann et al. 1985] Hartmann, K.; Kaplick, K.: Analyse und Entwurf chemisch-technologischer Verfahren. Berlin: Akademie Verlag, 1985.
- [Hasler et al. 1998] Hasler, A.; Hildebrandt, Th.; Nüske C.: Das Projekt Ressourcenschonung im Oldenburger Münsterland, in: Strebel, H.; Schwarz, E. (Hrsg.): Kreislauforientierte Unternehmenskooperationen: Stoffstrommanagement durch innovative Verwertungsnetzwerke. München: 1998, S. 305-322.
- [Hauff 1987] Hauff, V.: Unsere gemeinsame Zukunft. Der Brundtland-Bericht der Weltkommission für Umwelt und Entwicklung. Greven: 1987.

- [Helle 1997] Helle, C.: Möglichkeiten und Grenzen energieeffizienzbezogener Produktpolitik- Von Anlagen- zum Einspar-Contracting, in: VDI-Gesellschaft Energietechnik (Hrsg.): EVU auf dem Wege zum Dienstleistungsunternehmen – Instrumente und Beispiele. Düsseldorf: VDI, 1997.
- [Herrendorf 1997] Herrendorf, J.: Finanzierungsmodell für Outsourcing-Projekte der kommunalen Energieversorgung, in: VDI-Gesellschaft Energietechnik (Hrsg.): EVU auf dem Wege zum Dienstleistungsunternehmen – Instrumente und Beispiele. Düsseldorf: VDI, 1997.
- [Hillerbrand 1998] Hillerbrand, M. G.: Schlüsselkriterien für eine nachhaltige Energieversorgung, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 48 (1998), H. 8, S. 492-495.
- [Hippe 1997] Hippe, A.: Interdependenzen von Strategie und Controlling, in: Unternehmensnetzwerken (1997).
- [Hoffmann et al. 2000] Hoffmann, V. H.; Radke, V.: Indikatoren einer nachhaltigen Entwicklung: Eine kritische Würdigung des Ansatzes der "Londoner Schule", in: ZfU (2000), H. 2, S. 145-163.
- [Hoitsch 2002] Hoitsch, H.-J.: Kosten- und Erlösrechnung - Eine controllingsorientierte Einführung. Berlin: Springer Verlag, 2002.
- [Holler et al. 2000] Holler, M. J.; Illing, G.: Einführung in die Spieltheorie. Berlin: Springer, 2000.
- [Hourcade et al. 1996] Hourcade, J. C.; Robinson, J.: Mitigating Factors - Assessing the Costs of Reducing GHG Emissions , in: Energy Policy (1996), S. 863-873.
- [Huber 1995] Huber: Nachhaltige Entwicklung – Strategien für eine ökologische und soziale Erdpolitik. Berlin: 1995.
- [IEA 2001] IEA (Hrsg.): Weltenergieausblick 2000, deutsche Übersetzung des "World Energy Outlook 2000 - Highlights". Paris: OECD / IEA , 2001.
- [IPCC 1996] Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) (Hrsg.): Economic and Social Dimensions of Climate Change. Cambridge: University Press, 1996.
- [Jaob et al. 1994] Jacob, H.; Voigt, K. I.: Investitionsrechnung: mit Aufgaben und Lösungen. Wiesbaden: Gabler, 1994.
- [Jarillo 1988] Jarillo, J. C.: On strategic networks, in: Strategic management journal, 9 (1988), H. 1, S. 31ff.
- [Jeschke 1998] Jeschke, K.: Contracting – Dienstleistungskonzept für Energiemärkte, in: Wirtschaftswissenschaftliches Studium (1998), H. 7.
- [Jochem 1997] Jochem, E.: Some Critical Remarks on Today's Bottom-up Energy Models, in: Hake, J. Fr.; Markewitz, P. (Hrsg.): Modellinstrumente für CO2-Minderungsstrategien. Jülich: Forschungszentrum Zentralbibliothek, 1997, S. 271-284.
- [Jost 2002] Jost, P.-J. (Hrsg.): Die Spieltheorie in der Betriebswirtschaftslehre. Stuttgart: Schäffer-Poeschel Verlag, 2002.



- [Junker 1997] Junker, H.-J.: Finanzierungsmodelle im Rahmen von Contracting-Lösungen, in: *Elektrizitätswirtschaft*, 96 (1997), H. 17, S. 906-908.
- [Kaluzza et al. 1996] Kaluzza, B.; Blecker, Th.: Interindustrielle Unternehmensnetzwerke in der betrieblichen Entsorgungslogistik, *Diskussionsbeiträge des Fachbereiches Wirtschaftswissenschaft der Gerhard-Mercator-Universität Gesamthochschule Duisburg*. Duisburg: 1996.
- [Kaluzza et al. 1998] Kaluzza, B.; Blecker, Th.: Stabilität und Funktionsmechanismen von Umweltmanagement-Netzwerken, in: Liesegang, D. G.; Sterr, Th.; Würzner, E. (Hrsg.): *Kostenvorteile durch Umweltmanagement-Netzwerke*. Heidelberg: 1998, S. 27-50.
- [Katzy 1997] Katzy, B.: *The Business Architect: The Concept of Enterprise Integration Revisited*, in: *Proceedings of the Workshop on Virtual Operations and Agile Organizations*. Rotterdam: 1997.
- [Kilger 1988] Kilger, W.: *Flexible Plankostenrechnung und Deckungsbeitragsrechnung*, Verlag Gabler, 1988.
- [Kloock 1969] Kloock, J.: *Betriebswirtschaftliche Input-Output-Modelle*. Wiesbaden: Gabler, 1969.
- [Knieps 1988] Knieps, G.: Kostenaufteilung bei Mehrzweckprojekten, in: *Schweizerische Zeitschrift für Volkswirtschaft und Statistik*, 2 (1988), S. 151-174.
- [Knott et al. 1997] Knott, G.; Tautenhahn, F.: Energieökonomische und energiepolitische Aspekte von Contracting-Konzepten – Anwendungsbeispiele aus den neuen Bundesländern, in: *VDI-Gesellschaft Energietechnik (Hrsg.): EVU auf dem Wege zum Dienstleistungsunternehmen – Instrumente und Beispiele*. Düsseldorf: VDI, 1997.
- [Koopmans 1951] Koopmans, T. C.: *Activity Analysis of Production and Allocation*. New York: John Wiley & Sons, 1951.
- [Kopfmüller et al. 2000] Kopfmüller, J.; Coenen, R.; Jörissen, J.; Langniß, O.; Nitsch, J.: *Konkretisierung und Operationalisierung des Leitbildes einer nachhaltigen Entwicklung für den Energiebereich; Wissenschaftliche Berichte, FZKA 6578*. Karlsruhe: Forschungszentrum Karlsruhe Technik und Umwelt, 2000.
- [Korhonen 2000] Korhonen, J.: *Industrial Ecosystem - Using the Material and Energy Flow Model of an Ecosystem in an Industrial System*. Jyväskylä: University of Jyväskylä, 2000.
- [Kostka et al. 1997] Kostka, S.; Hassan, A.: *Umweltmanagementsysteme in der chemischen Industrie - Wege zum produktionsintegrierten Umweltschutz*. Berlin: Springer-Verlag, 1997.
- [Köwener et al. 1997] Köwener, D.; Jochem, E.; Tönsing, E.: *Neue Contracting-Märkte für Energieversorger als Energiedienstleister*, in: *VDI-Gesellschaft Energietechnik (Hrsg.): EVU auf dem Wege zum Dienstleistungsunternehmen – Instrumente und Beispiele, VDI-Berichte 1309*. Düsseldorf: VDI, 1997.

- [Krcal 1999] Krcal, H. C.: Industrielle Umweltschutzkooperationen - Ein Weg zur Verbesserung der Umweltverträglichkeit von Produkten. Berlin, Heidelberg: Springer, 1999.
- [Kreikebaum 1998] Kreikebaum, H.: Industrial Ecology – Organisatorische Voraussetzungen der Kontinuität eines Netzwerkes, in: Strebel; Heinz; Schwarz; Erich (Hrsg.): Kreislauforientierte Unternehmenskooperationen: Stoffstrommanagement durch innovative Verwertungsnetzwerke. München: 1998, S. 59-80.
- [Littlechild et al. 2002] Littlechild, S. C.; Thompson, G. F.: Aircraft Landing Fees: A Game Theory Approach, in: Bell Journal of Economics, 8 (2002), S. 186-204.
- [Lohe et al. 1995] Lohe, B.; Futterer, E.: Stationäre Flowsheet-Simulation, in: Schuler, H. (Hrsg.): Prozeßsimulation. Weinheim: VCH Verlagsgesellschaft, 1995.
- [Loose et al. 1994] Loose, A. Sydow J.: Vertrauen und Ökonomie in Netzwerkbeziehungen - Strukturierungstheoretische Betrachtungen, in: Sydow, J. (Hrsg.): Management interorganisationaler Beziehungen: Vertrauen, Kontrolle und Informationstechnik. Opladen: Westdt. Verl., 1994.
- [Lorenz 1988] Lorenz, E. H.: Neither friends nor strangers: informal networks of subcontracting in french industry, in: Gambetta, D. (Hrsg.): Trust. Making and breaking cooperative relations. New York: 1988, S. 194ff.
- [Lüth 1997] Lüth, O.: Strategien zur Energieversorgung unter Berücksichtigung von Emissionsrestriktionen. Düsseldorf: VDI-Verlag, 1997.
- [Marquardt 1995] Marquardt, W.: Modellbildung als Grundlage der Prozesssimulation, in: Schuler, H. (Hrsg.): Prozesssimulation. Weinheim: VCH, 1995.
- [Minsch 1998] Minsch, J.: Institutionelle Reformen für eine Politik der Nachhaltigkeit, Konzept Nachhaltigkeit. Heidelberg: 1998.
- [Morgenstern 1950] Morgenstern, O.: Die Theorie der Spiele und des wirtschaftlichen Verhaltens. Stuttgart: Jahrbuch für Sozialwirtschaft, 1950.
- [Muggli 2000] Muggli, C.: Energie-Contracting in der Schweiz, in: Gas, Wasser, Abwasser, 2000 (2000), H. 80, S. 114-118.
- [Müller-Fürstenberger 1985] Müller-Fürstenberger, G.: Kuppelproduktion - Eine theoretische und empirische Analyse am Beispiel der chemischen Industrie, Umwelt und Ökonomie. Heidelberg: Physica-Verlag, 1985.
- [Neumann et al. 1993] Neumann, K.; Morlock, M.: Operations Research. München, Wien: Hanser-Verlag, 1993.
- [NOVEM 1999] NOVEM (The Netherlands Agency for Energy and the Environment): Software tools for process integration, 1999, <http://www.interduct.tudelft.nl/PItools>.
- [Oder 1994] Oder, C.: Entwicklung und Anwendung eines auf der Theorie der unscharfen Mengen basierenden Energie-Emissions-Modells, 1994.
- [Oenning 1997] Oenning, A.: Theorie betrieblicher Kuppelproduktion. Heidelberg: Physica-Verlag, 1997.

- [Penkuhn 1997] Penkuhn, T.: Umweltintegriertes Stoffstrommanagement in der Prozeßindustrie - dargestellt am Beispiel der operativen Produktionsplanung der Ammoniaksynthese. Frankfurt/Main: Lang, 1997.
- [Pfister et al. 1996] Pfister, G.; Renn, O.: Ein Indikatorensystem zur Messung einer nachhaltigen Entwicklung in Baden Württemberg, Arbeitsbericht Nr. 64 Akademie für Technikfolgenabschätzung in Baden-Württemberg, 1996.
- [Pfohl 1994] Pfohl H.C.: Interorganisatorische Probleme in der Logistikkette, in: Pfohl, H. C. (Hrsg.): Management der Logistikkette. Berlin: Erich Schmidt, 1994, S. 201-251.
- [Pillath 1997] Pillath, J.: Vertragliche Gestaltung von Contractingmodellen, in: Handbuch Contracting. Düsseldorf: Krammer Verlag, 1997, S. 509-515.
- [Plinke 1999] Plinke, W.: Industrielle Kostenrechnung - eine Einführung, Verlag Springer, 1999.
- [Potters 1991] Potters, J. A. M.: An Axiomatization of the Nucleolus, in: International Journal of Game Theory, 19 (1991), S. 365-373.
- [Prognos 2000] Prognos (Hrsg.): Energiereport III. Stuttgart: Schäffer-Poeschel, 2000.
- [Rawls 1971] Rawls, J.: A Theory of Justice. Cambridge, MA: Harvard University Press, 1971.
- [Reissinger 1998] Reissinger, V.: Methode zur Bildung Virtueller Unternehmen, Diplomarbeit am Lehrstuhl für Wirtschaftsinformatik II, Universität Mannheim,, 1998, Diplomarbeit am Lehrstuhl für Wirtschaftsinformatik II, Universität Mannheim, 1998, [http://www.bwl.uni-mannheim.de/Niedereichholz/Mitarbeiter/Appel/proz\\_web.html](http://www.bwl.uni-mannheim.de/Niedereichholz/Mitarbeiter/Appel/proz_web.html).
- [Remmers 1991] Remmers, J.: Zur Ex-ante-Bestimmung von Investitionen bzw. Kosten für Emissionsminderungstechniken und deren Auswirkungen der Datenqualität in mesoskaligen Energie-Umwelt-Modellen. Karlsruhe: Dissertation, Universität Karlsruhe (TH), 1991.
- [Rentz et al. 1990] Rentz, O.; Haasis, H. D.; Morgenstern, T.: Optimal Strategies for Reducing Emissions from Energy Conversion and Energy Use in all Countries of the European Community. Karlsruhe: Forschungszentrum Karlsruhe, 1990.
- [Rentz et al. 1998a] Rentz, O.; Wietschel, M.; Balduf, J.; Schöttle, H.; Fichtner, W.: Contracting als Instrument zur umweltorientierten Unternehmensführung im liberalisierten Energiemarkt, Studie im Auftrag des Ministeriums für Umwelt und Verkehr des Landes Baden-Württemberg. Universität Karlsruhe(TH): Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion (IIP), 1998a.
- [Rentz et al. 1998b] Rentz, O.; Wietschel, M.; Schöttle, H.; Fichtner, W.: Ökonomische Bewertung von Technologien und Strategien zur Minderung von CO<sub>2</sub>-Emissionen - durchgeführt für ausgewählte norddeutsche Versorgungsgebiete. Frankfurt/Main: Peter Lang Verlag, 1998b.
- [Rentz et al. 2001a] Rentz, O.; Karl, U.; Wolff, F.; Dreher, M.; Wietschel, M.: Energetische Nutzung von Alt- und Restholz in Baden-Württemberg, Endbericht eines Forschungsvorhabens gefördert durch das Projekt "Angewandte

- Ökologie" der Landesanstalt für Umwelt aus Mitteln des Landes Baden-Württemberg. Karlsruhe: Deutsch-Französisches Institut für Umweltforschung, 2001a.
- [Rentz et al. 2001b] Rentz, O.; Wietschel, M.; Dreher, M.; Böhringer, C.; Bräuer, W.; Kühn, I.; Bergmann, H.: Neue umweltpolitische Instrumente im liberalisierten Energiemarkt - Endbericht eines Projektes im Auftrag des Landes Baden-Württemberg (gefördert im Rahmen von BWPLUS). Karlsruhe: Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion (IIP), Universität Karlsruhe (TH); Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung (ZEW), Mannheim, 2001b.
- [Rentz et al. 2001c] Rentz, O.; Wietschel, M.; Enzensberger, N.; Dreher, M.; Fichtner W.: Vergleichender Überblick über energiepolitische Instrumente und Maßnahmen im Hinblick auf ihre Relevanz für die Realisierung einer nachhaltigen Energieversorgung. Universität Karlsruhe: Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion, 2001c.
- [Research Triangle Institute 1994] Research Triangle Institute: Eco-industrial parks: a case study and analysis of economic, environmental, technical and regulatory issues, U. S. Environmental Protection Agency, Research Triangle Park (NC), 1994.
- [Reuter 1998] Reuter, B.: Controlling virtueller Unternehmen, in: Sorg, S. (Hrsg.): Bestehen im Wandel und Wettbewerb durch Fortschritt der Büroautomation. Velbert: 1998, S. C 543.01-C 543.15.
- [Richardson 1972] Richardson: The organization of industry, in: Economic Journal (1972), S. 883-896.
- [Riebel 1955] Riebel, P.: Die Kuppelproduktion: Betriebs- und Marktprobleme. Köln: Westdt. Verlag, 1955.
- [Riebel et al. 1973] Riebel, P.; Paudtke, H.; Zscherlich, W.: Verrechnungspreise von Zwischenprodukten. Opladen: Westdeutscher Verlag, 1973.
- [Rieschel 1997] Rieschel, B.: Mögliche Risikobegegnung bei Contracting-Konzepten durch umfassenden Versicherungsschutz. Vortrag EUROFORUM Konferenz „Contracting“, Stuttgart, 1997.
- [Schleef 1999] Schleef, H. J.: Zur Techno-ökonomischen Bewertung des gestuften Ausbaus von Kombikraftwerken. Karlsruhe: Dissertation, Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion (IIP), Universität Karlsruhe (TH), 1999.
- [Schmeidler 1969] Schmeidler, D.: The Nucleolus of a Characteristic Function Game, in: Journal of Applied Mathematics, 17 (1969), S. 1163-1170.
- [Schmidt 2000] Schmidt, M.: Betriebliches Stoffstrommanagement, in: Dyckhoff, H. (Hrsg.): Umweltmanagement: zehn Lektionen in umweltorientierter Unternehmensführung. Berlin: Springer, 2000, S. 121-150.
- [Schmied 1999] Schmied, R.: Contracting – Chance im neuen Energiemarkt, in: Brennstoff Wärme Kraft, 51 (1999), H. 3, S. 10-16.

- [Schmittlein 1997] Schmittlein, M.: Finanzierungsmodelle im Rahmen von Contracting-Lösungen. Vortrag EUROFORUM Konferenz „Contracting“, Stuttgart, 1997.
- [Schöttle 1998] Schöttle, H.: Analyse des Least-Cost Planning Ansatzes zur rationellen Nutzung elektrischer Energie. Münster: LIT-Verlag, 1998.
- [Schulze et al. 1982] Schulze, J.; Hassan, A.: Methoden der Material- und Energiebilanzierung bei der Projektierung von Chemieanlagen. Weinheim: Verlag Chemie, 1982.
- [Schütt et al. 1990] Schütt, E.; Nietsch, T.; Rogowski, A.: Prozeßmodelle: Bilanzgleichungen in der Verfahrens- und Energietechnik. Düsseldorf: VDI-Verlag, 1990.
- [Schwarz 1994] Schwarz, E. J.: Unternehmensnetzwerke im Recycling-Bereich. Wiesbaden: Deutscher Universitätsverlag, 1994.
- [Schwarz 1998] Schwarz, E.: Ökonomische Aspekte regionaler Verwertungsnetzwerke, in: Strebel, H.; Schwarz, E. (Hrsg.): Kreislauforientierte Unternehmenskooperationen: Stoffstrommanagement durch innovative Verwertungsnetzwerke. München: 1998, S. 11-26.
- [Schweitzer et al. 1998] Schweitzer, M.; Küpper, H.-U.: Systeme der Kosten- und Erlösrechnung. München: Verlag Vahlen, 1998.
- [Sester 1995] Sester, K.-E.: Contracting - neue Wege in der betrieblichen Energieversorgung. Freiburg i. Br.: 1995.
- [Shapley 1953] Shapley, L. S.: A value for n-person games, in: Kuhn, H. W.; Tucker, A. W. (Hrsg.): Contributions to the theory of games II. Princeton, NJ: Princeton University Press, 1953, S. 307-317.
- [Shapley 1981] Shapley, L. S.: Valuation of Games, in: Game Theory and its applications, Proceedings of symposia in applied mathematics. American Mathematical Society: Rhode Island, 1981, S. 55-67.
- [Shubik 1962] Shubik, M.: Incentives, decentralized control, the Assignment of joint cost and internal pricing, in: Management Science, 8 (1962), H. 3, S. 325-343.
- [Sieverdingbeck 2001] Sieverdingbeck, A.: Zur Planung einer emissionsarmen Produktion in Eisen- und Stahlindustrie. Düsseldorf: VDI-Verlag, 2001.
- [Solow 1974] Solow, R.: Intergenerational Equity and Exhaustible Resources, in: Review of Economic Studies, Symposium on the Economics of Exhaustible Resources (1974), S. 29-45.
- [Spangenberg et al. 1998] Spangenberg, B.: Sustainability indicators – A compass on the road towards sustainability, in: Wuppertal Paper (1998), H. 81.
- [Spengler 1998] Spengler, T.: Industrielles Stoffstrommanagement, Betriebswirtschaftliche Planung und Steuerung von Stoff- und Energieströmen in Produktionsunternehmen. Berlin: Erich Schmidt Verlag, 1998.

- [Spliethoff 2000] Spliethoff, H.: Verbrennung fester Brennstoffe zur Strom- und Wärmeerzeugung : Verfahren und Stand der Technik. Düsseldorf: VDI-Verl., 2000.
- [Staiß 2000] Staiß, F. (Hrsg.): Jahrbuch erneuerbare Energien 2000. Radebeul: Biebrstein-Verlag, 2000.
- [Steven et al. 1999] Steven, M.; Krüger, R.: Management von Logistiknetzen, Arbeitsbericht Nr. 81. Bochum: Institut für Unternehmensführung und Unternehmensforschung, Ruhr-Universität Bochum, 1999.
- [Stommel et al. 2002] Stommel, H.; Zadek, H.: Collaboration Management - Risikofaktor Mensch, in: *technologie & management*, 51 (2002), H. 9-10, S. 18-22.
- [Strebel 1995] Strebel, H.: Verwertungsnetze in und zwischen Unternehmen: Ein Problem betrieblichen Lernens, in: *ZfB-Ergänzungsheft*, 64 (1995), H. 4, S. 113-126.
- [Strebel et al. 1994] Strebel, H.; Schwarz, E.; Ortner, Ch.: Rückstandsströme in einem Verwertungsnetz der steirischen Grundstoff- und Investitionsgüterindustrie, in: *Müll und Abfall*, 12 (1994), H. 6, S. 313-330.
- [Sutter 1976] Sutter, H.: Computergestützte Produktionsplanung in der chemischen Industrie. Berlin: Erich Schidt Verlag, 1976.
- [Sydow 1992] Sydow, J.: Strategische Netzwerke: Evolution und Organisation. Wiesbaden: 1992.
- [Sydow et al. 1994] Sydow, J.; Windeler, A.: Management interorganisationaler Beziehungen: Vertrauen, Kontrolle und Informationstechnik. Opladen: Westdt. Verl., 1994.
- [Teichert 2000] Teichert, V.: Die Arbeitsgruppe Ökonomie und Ökologie der FEST: Entwicklung von Indikatorensystemen zur (regionalen) Nachhaltigkeit, in: *TA-Datenbank* (2000), S. 84 ff.
- [Tietze-Stöckinger et al. 2002] Tietze-Stöckinger, I.; Fichtner, W.; Rentz, O.; Winkelbauer, W.: Edel entsorgt, in: *Entsorga Magazin* (2002), S. 14-20.
- [Tröndle 1987] Tröndle, D.: Kooperationsmanagement. Bergisch-Gladbach/Köln: 1987.
- [Ulrich 1992] Ulrich, H.: Wirtschaftliche Planung und Abwicklung verfahrenstechnischer Anlagen. Essen: Haus der Technik, Fachbuchreihe, Vulkan-Verlag, 1992.
- [UNEP 1992] United Nations Environment Program (UNEP) (Hrsg.): UNEP Greenhouse Gas Abatement Costing Studies. Roskilde: Riso National Laboratory, 1992.
- [UNESC 2000] United Nations Economic and Social Council: Energy and sustainable development: key issues, Report of the Secretary-General. E/CN.17/ESD/2000/3, 2000.
- [v. Neumann 1928] Neumann, J. v.: Zur Theorie der Gesellschaftsspiele, in: *Mathematische Annalen*, 100 (1928), S. 295-320.

- [v. Oven 1988] v.Oven, J.: Beitrag zur wirtschaftlichen Anpassung verfahrenstechnischer Anlagen an Teillastbetrieb mit technischen Produktionsmodellen. Dissertation, Universität Dortmund: 1988.
- [van der Voort et al. 1984] Van der Voort, E.; Donni, E. T. C.; Bois D'Enghien, E.; Dechamps, C.; Guilmot, J. F.: Energy Supply Modelling Package, Efom-12C Mark I, Mathematical Description. Louvain-La-Neuve: 1984.
- [VDEW 1990] VDEW: VDEW-Arbeitskreis "EDV-Optimierung Kraftwerkseinsatz": EDV-Optimierung des Kraftwerkseinsatzes - Definitionen, Anforderungen, Verfahren, in: Elektrizitätswirtschaft., Jg. 89, H 15 (1990), S. 848-855.
- [VDEW 2001] VDEW (Hrsg): Netznutzungspreise deutscher Stromversorger. 8.2001, <http://www.vdew.de>.
- [VDEW 2002] VDEW (Hrsg): Deutsche Stromerzeugung im Energiemix 2001, [www.vdew.de](http://www.vdew.de).
- [Verstege et al. 1997] Verstege, J.; Werner, T. G.; Schäfer, K. F.: Liberalisierung der Energieversorgung - Auswirkungen auf Planungs- und Optimierungsaufgaben. Düsseldorf: VDI-Verlag, 1997.
- [VIK 2002] VIK (Hrsg): Dow Jones/VIK Strompreisindex, <http://www.vik-online.de>.
- [Vorbach 1998] Vorbach, S.: Analyse zwischenbetrieblicher Verwertungsmöglichkeiten, aufgezeigt anhand ausgesuchter Beispiele, in: Strebel; Heinz; Schwarz; Erich (Hrsg.): Kreislauforientierte Unternehmenskooperationen: Stoffstrommanagement durch innovative Verwertungsnetzwerke. München: 1998, S. 223-250.
- [Voß 2000] Voß, A.: Nachhaltige Energieversorgung – Konkretisierung eines Leitbilds, in: Energie und nachhaltige Entwicklung – Beiträge zur Zukunft der Energieversorgung. Düsseldorf: VDI, 2000.
- [Wagner 1997] Wagner, G. R.: Betriebswirtschaftliche Umweltökonomie. Stuttgart: Lucius und Lucius, 1997.
- [Walz 1999] Walz, R.: Der Beitrag von R. M. Solow zur Entwicklung des schwachen Nachhaltigkeitsbegriffs, Arbeitspapier im Rahmen des Vorhabens „Identifikation wichtiger Beiträge der wirtschaftswissenschaftlichen Forschung zur Sustainable Development Diskussion" des Bundesministeriums für Bildung und Forschung. Karlsruhe: Fraunhofer-Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung, 1999.
- [Welsch 1996] Welsch, H.: Klimaschutz, Energiepolitik und Gesamtwirtschaft: Eine allgemeine Gleichgewichtsanalyse für die Europäische Union. München: Oldenbourg-Verlag, 1996.
- [Wietschel 1995] Wietschel, M.: Die Wirtschaftlichkeit klimaverträglicher Energieversorgung. Berlin: Erich Schmidt Verlag, 1995.
- [Wietschel 2000] Wietschel, M.: Produktion und Energie. Frankfurt/Main: Peter Lang Verlag, 2000.
- [Wietschel et al. 1997] Wietschel, M.; Ardone, A.; Mollenkopf, C.; Rentz, O.: Konzeption und Anwendung eines Stoffflußmodells zur Entwicklung ökonomisch

- effizienter Minderungsstrategien für Ozon-Vorläufersubstanzen, in: Gefahrstoffe - Reinhaltung der Luft, 57 (1997), S. 373-378.
- [Wietschel et al. 1999] Wietschel, M.; Balduf, J.; Schöttle, H.; Rentz, O.: Least-Cost Planning und Contracting im liberalisierten Markt: Chancen und Risiken, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 49 (1999), H. 5, S. 318-323.
- [Wietschel et al. 2000] Wietschel, M.; Rentz, O.: Verwertungsnetzwerke im Vergleich zu anderen Unternehmensnetzwerken, in: Liesegang, D. G.; Sterr, Th.; Ott, Th. (Hrsg.): Aufbau und Gestaltung regionale Stoffstrommanagementnetzwerke. Heidelberg: IUWA, 2000.
- [Wildemann 1996] Wildemann: Produktions- und Zuliefernetzwerke. München: 1996.
- [Wildemann 1997] Wildemann, H.: Koordination von Unternehmensnetzwerken, in: Zeitschrift für Betriebswirtschaft, 67 (1997), H. 4, S. 417-439.
- [Wißler 1997] Wißler, W.: Unternehmenssteuerung durch Gemeinkostenzuteilung – Eine spieltheoretische Untersuchung. Diss. Universität Mannheim: Deutscher Universitätsverlag, 1997.
- [Wohinz et al. 1989] Wohinz, J.; Moor, M.: Betriebliches Energiemanagement: Aktuelle Investitionen in die Zukunft. Wien, New York: Springer Verlag, 1989.
- [Wolf et al. 2002] Wolf, M.-A.; Baitz, M.; Kupfer, T.: Process-level Life Cycle Working Time (LCWT) inventories as basis for the social extension of LCA/LCE. Proceedings of the 12th SETAC Europe Annual Meeting. 12-16 May 2002. Wien: 2002.
- [Wurche 1994] Wurche, S: Vertrauen und ökonomische Rationalität in kooperativen Interorganisationsbeziehungen, in: Sydow, J. (Hrsg.): Management interorganisationaler Beziehungen: Vertrauen, Kontrolle und Informationstechnik. Opladen: Westdt. Verl., 1994.
- [Young 1985a] Young, H. P.: Cost allocation, in: Young, H. P. (Hrsg.): Fair Allocation, Proceedings of symposia in applied mathematics. Rhode Island: American Mathematical Society, 1985a.
- [Young 1985b] Young, H. P.: Methods and Principles of Cost Allocation, in: Young, H. P. (Hrsg.): Cost allocation: Methods, Principles, Applications. Amsterdam: North Holland Verlag, 1985b.
- [Young 1994] Young, H. P.: Cost Allocation, in: Aumann, R. J. (Hrsg.): Handbook of Game Theory Band 2, 1994.
- [Zdrowomyslaw 2001] Zdrowomyslaw, N.: Kosten-, Leistungs- und Erlösrechnung, Verlag Oldenbourg, 2001.
- [Zilleßen 1998] Zilleßen: Von der Umweltpolitik zur Politik der Nachhaltigkeit, in: Aus Politik und Zeitgeschichte, 50 (1998), H. 4.