

# Grenzübergreifende integrierte Elektrizitätsplanung im südlichen Afrika

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

Vorgelegt von  
**Bernhard Graeber**  
aus Stuttgart

Hauptberichter: Prof. Dr.-Ing. A. Voß  
Mitberichter: Prof. G. Lohnert, Ph.D.

Tag der Einreichung: 28.05.2001  
Tag der mündlichen Prüfung: 18.04.2002

Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung,  
Universität Stuttgart, Prof. Dr.-Ing. A. Voß  
Abteilung Systemtechnische Grundlagen und Methoden,  
Dr.-Ing. C. Schlenzig



## Dank

Viele Menschen haben auf unterschiedliche Weise zum Gelingen dieser Arbeit beigetragen. Für Anregungen, konstruktive Kritik und Informationen möchte ich insbesondere Prof. Anton Eberhard<sup>1</sup>, Randall Fecher<sup>1</sup>, Ulrich Huonker<sup>2</sup>, Jean Louis Pabot<sup>3</sup>, Christoph Schlenzig<sup>2</sup> und Prof. Tom Sparrow<sup>4</sup> danken. Herrn Prof. Dr.-Ing. A. Voß danke ich für die inhaltliche Begleitung der Dissertation und Herrn Prof. G. Lohnert, Ph.D., für die Übernahme des Mitberichts.

Ohne die vielfältige Unterstützung von Freunden, Kollegen und Gesprächspartnern in Südafrika wäre die Durchführung der Untersuchungen in der jetzigen Form nicht möglich gewesen. Mein Dank gilt den Kollegen vom Energy and Development Research Centre der Universität Kapstadt, Mitarbeitern bei Eskom, SAD-ELEC, DME und NER sowie den Teilnehmern und Veranstaltern des SAPP/Purdue Workshops im Juli 1998 am Cape Technikon in Kapstadt. Den deutschen Kollegen am Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung der Universität Stuttgart danke ich für freundliche Unterstützung und das gute Arbeitsklima.

Der Studienstiftung des deutschen Volkes gilt mein Dank für ein Promotionsstipendium sowie für die Finanzierung mehrerer Forschungsaufenthalte in Südafrika.

Meiner Familie und meinen Eltern danke ich herzlich für vielfältige Unterstützung und Geduld.

Und nicht zuletzt: Dir, Herr, bringe ich meinen Dank, von dir will ich singen vor allen Völkern; denn deine Güte ist größer als der Himmel, und deine Treue reicht so weit wie die Wolken gehen.<sup>5</sup>

---

<sup>1</sup>EDRC, Universität Kapstadt, Südafrika. <sup>2</sup>IER, Universität Stuttgart. <sup>3</sup>Eskom, Sandton, Südafrika. <sup>4</sup>Purdue University, West Lafayette, In., USA. <sup>5</sup>Psalm 108, 4.5



# Inhaltsverzeichnis

<b>Abkürzungsverzeichnis</b>	<b>VII</b>
<b>Kurzfassung</b>	<b>IX</b>
<b>Abstract</b>	<b>X</b>
<b>1 Einleitung</b>	<b>1</b>
1.1 Problemstellung . . . . .	5
1.2 Zielsetzung . . . . .	6
1.3 Aufbau der Arbeit . . . . .	7
<b>2 Der Elektrizitätssektor im südlichen Afrika</b>	<b>9</b>
2.1 Politische und wirtschaftliche Rahmenbedingungen . . . . .	9
2.2 Charakterisierung des Elektrizitätssektors . . . . .	11
2.2.1 Elektrizitätsnachfrage . . . . .	11
2.2.2 Elektrizitätserzeugung . . . . .	14
2.2.3 Verbundnetze und Elektrizitätshandel . . . . .	16
2.3 Grenzübergreifende Zusammenarbeit . . . . .	17
2.3.1 Integrierte Ressourcenplanung als Planungsansatz . . . . .	20
2.3.1.1 Grenzübergreifende integrierte Ressourcenplanung	21
2.3.1.2 Integration verschiedener Planungsebenen . . . . .	22

---

2.3.2	Planungsanforderungen . . . . .	25
2.3.2.1	Entscheidungsprobleme . . . . .	25
2.3.2.2	Entscheidungsbeeinflussende Faktoren . . . . .	26
<b>3</b>	<b>Elektrizitätsplanung</b>	<b>29</b>
3.1	Ausbauplanung für elektrische Energieversorgungssysteme . . . . .	29
3.1.1	Kraftwerksausbauplanung . . . . .	30
3.1.2	Netzausbauplanung . . . . .	35
3.1.3	Kombinierte Kraftwerks- und Netzausbauplanung . . . . .	38
3.1.4	Integrierte Ressourcenplanung . . . . .	41
3.2	Studien über den Elektrizitätssektor im südlichen Afrika . . . . .	42
3.3	Möglichkeiten und Grenzen der bisherigen Methoden und Studien	44
<b>4</b>	<b>Modellbeschreibung</b>	<b>47</b>
4.1	Vorbemerkungen und Nomenklatur . . . . .	47
4.1.1	Mengen, Parameter und Variablen . . . . .	47
4.1.2	Gleichungen . . . . .	48
4.2	Überblick und allgemeine Definitionen . . . . .	49
4.2.1	Modelleingangs- und Ausgangsgrößen . . . . .	49
4.2.2	Modellelemente . . . . .	49
4.2.3	Geographische Einteilung und Zuordnung . . . . .	52
4.2.4	Zeitstruktur . . . . .	52
4.2.5	Externe Effekte . . . . .	54
4.2.6	Kostenrechnung . . . . .	56
4.2.6.1	Barwertmethode . . . . .	58
4.2.6.2	Annuitätenmethode . . . . .	59
4.2.6.3	Für die Optimierung relevante Kosten . . . . .	59

---

4.3	Elektrizitätsnachfrage und Maßnahmen zur Nachfragesteuerung . . .	63
4.3.1	Elektrizitätsnachfrage . . . . .	63
4.3.2	DSM-Programme . . . . .	64
4.3.2.1	Allgemeine Definitionen für DSM-Programme . . .	65
4.3.2.2	Neue DSM-Programme . . . . .	65
4.3.3	Grundlegende Gleichungen für Nachfrage und DSM . . . . .	66
4.3.4	Gesamtkosten für nichtbefriedigte Nachfrage und DSM . . .	66
4.4	Stromerzeugung . . . . .	67
4.4.1	Thermische Stromerzeugung und vereinfachte Modellierung für Wasserkraftwerke . . . . .	68
4.4.1.1	Allgemeine Definitionen für Kraftwerke . . . . .	68
4.4.1.2	Planungszustand der Kraftwerke . . . . .	69
4.4.1.3	Neue und eventuell zu schließende Kraftwerke . . .	70
4.4.1.4	Erweiterbare Kraftwerke . . . . .	71
4.4.1.5	Kraftwerke mit Energielimits . . . . .	73
4.4.1.6	Gesamtkosten für Kraftwerke . . . . .	74
4.4.2	Detaillierte Modellierung der Wasserkraftwerke . . . . .	75
4.4.2.1	Grundlegende Definitionen für Wasserkraftwerke	76
4.4.2.2	Hydrologische Verknüpfungen . . . . .	77
4.4.2.3	Speicherbilanz . . . . .	79
4.4.2.4	Planungszustand und Gesamtkosten der Wasser- kraftwerke . . . . .	80
4.4.3	Pumpspeicherkraftwerke . . . . .	81
4.4.3.1	Speicherzyklus . . . . .	81
4.4.3.2	Planungszustand und Kosten der Pumpspeicher- kraftwerke . . . . .	84
4.5	Übertragungsleitungen . . . . .	85

4.5.1	Planungszustand der Leitungen und Leitungskosten . . . . .	87
4.6	Systemübergreifende Restriktionen und Zielfunktion . . . . .	87
4.6.1	Bilanzgleichung für Knoten . . . . .	87
4.6.2	Systemzuverlässigkeit . . . . .	88
4.6.2.1	Kosten durch Zuverlässigkeitsanforderungen . . . . .	90
4.6.2.2	Systemweite Höchstlast als Zuverlässigkeitsanforderung . . . . .	90
4.6.3	Nationale Sicherheitsreserven . . . . .	91
4.6.4	Ober- und Untergrenzen für externe Effekte . . . . .	92
4.6.5	Import- und Exportbeschränkungen . . . . .	93
4.6.6	Handelsabkommen . . . . .	94
4.6.7	Import- und Exportzölle . . . . .	94
4.6.8	Zielfunktion . . . . .	96
4.7	Risikoanalyse . . . . .	96
4.8	Softwaretechnische Umsetzung – das RIEP-Modell . . . . .	99
<b>5</b>	<b>Fallstudie für das südliche Afrika</b>	<b>101</b>
5.1	Modellaufbau . . . . .	101
5.1.1	Zeitliche Modellstruktur . . . . .	101
5.1.2	Kalkulatorischer Zinssatz . . . . .	103
5.1.3	Räumliche Modellstruktur und Modellelemente . . . . .	103
5.1.4	Handelsverträge . . . . .	110
5.1.5	Zuverlässigkeitsanforderungen . . . . .	111
5.1.6	Datenbasis . . . . .	111
5.2	Szenarien . . . . .	112
5.2.1	Nachfragewachstumsszenarien . . . . .	113



---

5.2.1.1	Niedriges Nachfragewachstum . . . . .	114
5.2.1.2	Mittleres Nachfragewachstum . . . . .	116
5.2.1.3	Hohes Nachfragewachstum . . . . .	118
5.2.2	Nationale Sicherheit und Unabhängigkeit . . . . .	121
5.2.3	CO <sub>2</sub> -Szenarien . . . . .	124
5.3	Risikoanalyse . . . . .	129
5.4	Schlußfolgerungen der Fallstudie . . . . .	131
<b>6</b>	<b>Schlußbetrachtungen</b>	<b>133</b>
	<b>Literaturverzeichnis</b>	<b>139</b>
	<b>Verzeichnis der Formelzeichen</b>	<b>159</b>
	<b>Anhang</b>	<b>171</b>
<b>A</b>	<b>Überschaubares Beispielmodell</b>	<b>173</b>
<b>B</b>	<b>Mathematische Modellformulierung</b>	<b>193</b>



## Abkürzungsverzeichnis

AC	Alternating Current; Wechselstrom
BSP	Bruttosozialprodukt
CIA	Central Intelligence Agency, USA
CIDA	Canadian International Development Agency
DC	Direct Current; Gleichstrom
DP	Dynamische Programmierung
DRC	Democratic Republic of Congo; Demokratische Republik Kongo
DSM	Demand Side Management; Nachfragemanagement
EDF	Electricité de France
EDM	Electricidade de Moçambique, Maputo
EDRC	Energy and Development Research Centre; Universität Kapstadt
EIA	Energy Information Administration, USA
EM	The Environmental Manual for Power Development; Öko-Institut, Darmstadt
ENE	Empresa Nacional de Electricidade, Luanda
ESCOM	Electricity Supply Commission of Malawi, Blantyre
ESMAP	Energy Sector Management Assistance Programme
et al.	et altera
EU	Europäische Union
EVU	Energieversorgungsunternehmen
GAMS	General Algebraic Modeling System
GGLP	gemischt ganzzahlige lineare Programmierung
Gl.	Gleichung; Gleichungen
GT	Gasturbine
GTZ	Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit GmbH, Esch- born
HGÜ	Hochspannungsgleichstromübertragung
HIV	Human Immunodeficiency Virus
IRP	Integrated Resource Planning; integrierte Ressourcenplanung
LP	lineare Programmierung
MEPC	Minerals & Energy Policy Centre, Johannesburg
Mill.	Millionen
Mrd.	Milliarden
N	Nord
nat.	national
NER	National Electricity Regulator, Sandton, Südafrika
NLP	Nichtlineare Programmierung

p. a.	pro anno
PBMR	Pebble Bed Modular Reaktor; modularer heliumgekühlter Hochtemperaturreaktor, der von Eskom in Südafrika geplant wird
PS	pumped storage; Pumpspeicher
RIEP	Regional Integrated Electricity Planning; Name des im Rahmen dieser Arbeit entwickelten Optimierungsmodells
RSA	Republic of South Africa; Republik Südafrika
S	Süd
SA	South Africa; Südafrika
SADC	Southern African Development Community; Entwicklungsgemeinschaft des südlichen Afrikas
SADCC	Southern African Development Coordination Conference; Entwicklungskoodinations-Konferenz des südlichen Afrikas
SAD-ELEC	Southern African Development through Electricity, Sandton, South Africa
SAPP	Southern African Power Pool
SNEL	Société Nationale d'Electricité, Kinshasa
spez.	spezifische
sys.	systemweit
Szen.	Szenario
u. d. N.	unter der Nebenbedingung
UNEP	United Nations Environment Program
USAID	United States Agency for International Development
VDEW	Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke
W	West
ZAR	Südafrikanischer Rand
ZESA	Zimbabwe Electricity Supply Authority, Harare
ZESCO	Zambia Electricity Supply Corporation Ltd., Lusaka

## Kurzfassung

Die meisten Staaten im südlichen Afrika haben versucht, ein weitgehend autarkes Elektrizitätssystem aufzubauen. Mit der zunehmenden Demokratisierung und dem politischen Willen zur Zusammenarbeit innerhalb der Southern African Development Community (SADC) hat sich die Planungsperspektive jedoch gewandelt, und eine grenzübergreifende Zusammenarbeit ist möglich geworden. Die sich ergänzenden Energieressourcen in der SADC-Region (Wasserkraft im Norden und fossile Energieträger im Süden) lassen eine solche Zusammenarbeit sehr vorteilhaft erscheinen. Grundlegende Fragestellung dieser Arbeit ist daher, wie die Vorteile einer langfristigen, grenzübergreifenden Planung eines Elektrizitätssystems quantifiziert werden können. Eine gesellschaftliche Planungsperspektive wird hierbei zugrunde gelegt, da es nicht um die Gewinnmaximierung eines einzelnen Unternehmens geht, sondern die Gesamtinteressen einer aus mehreren Staaten zusammengesetzten Weltregion im Vordergrund stehen. Neben Kostenkriterien ist daher eine Berücksichtigung weiterer Aspekte (wie z. B. Umweltauswirkungen durch die Elektrizitätserzeugung) bei der Planung erforderlich.

Ausgehend von dieser Fragestellung wurde ein gemischt-ganzzahliges lineares Optimierungsmodell aufgestellt, das eine grenzübergreifende kombinierte Kraftwerks- und Netzausbauplanung ermöglicht. Nationale Sicherheitsaspekte und Importbeschränkungen können ebenso Berücksichtigung finden wie quantifizierbare externe Effekte (z. B. CO<sub>2</sub>-Emissionen).

Für mehrere Szenarien wurden Optimierungsrechnungen für das Elektrizitätssystem im südlichen Afrika durchgeführt, wobei die nächsten 20 Jahre als Modellierungszeitraum gewählt wurden. Die Anwendbarkeit und Lösbarkeit des entwickelten Modells konnte somit unter Beweis gestellt werden. Ergebnis der Fallstudie ist u. a., daß sich durch eine verstärkte grenzübergreifende Zusammenarbeit die gesamten Systemkosten um ca. 5 % reduzieren lassen. Weiterhin konnte das Vermeidungspotential für CO<sub>2</sub>-Emissionen abgeschätzt werden. Geht man von externen Kosten in Höhe von 4 bis 15 \$/t CO<sub>2</sub> aus, würde eine Berücksichtigung dieser Kosten bei der Planung im Jahr 2015 in einer Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen von 22 bis 55 % gegenüber dem Referenz-Szenario resultieren.

## Abstract

In Southern Africa most countries have tried to establish an electricity system which is, to a large extent, autarkic. However, with the increasing democratisation and the political will to co-operate within the Southern African Development Community (SADC), the planning perspective has changed and transnational co-operation and planning has become possible. In view of complementary energy sources in the SADC region (hydro power in the north and fossil energy resources the south) this co-operation appears very favourable. Therefore, the fundamental topic of this thesis is how the advantages of long-term, transnational planning of an electricity system can be quantified. A societal planning perspective is adopted since it is not intended to maximise the profit of an individual enterprise. Rather, the main focus is the common interests of a world region consisting of several individual countries. Therefore, apart from cost criteria, the consideration of further aspects (e.g. environmental impacts of electricity generation) is required within the planning scope.

Based on this question a mixed integer linear programming (MILP) optimisation model was set up, which enables transnational combined expansion planning for the generation and the transmission system. National security aspects and import restrictions can be considered as well as quantifiable external effects (e.g. CO<sub>2</sub> emissions).

For several scenarios, optimisation calculations for the electricity system in Southern Africa have been conducted with a modelling period covering the next 20 years. Therefore, the applicability and solubility of the developed model has been proven. Main results of the case study are that by an intensified transnational co-operation the total system costs can be reduced by approx. 5%. Further, estimates of the potential for CO<sub>2</sub> emission reductions were made. External costs for CO<sub>2</sub> emissions in the range of 4 to 15 \$/t CO<sub>2</sub> were assumed. If these cost were considered while planning CO<sub>2</sub> emission reductions by 22 to 55% in comparison to the reference scenario would be achieved by 2015.

# Kapitel 1

## Einleitung

Das Hauptziel der Elektrizitätsplanung ist die Sicherstellung einer kostengünstigen und zuverlässigen Elektrizitätsversorgung zur Befriedigung der Nachfrage.

Ein Elektrizitätssystem ist im allgemeinen sehr komplex und besteht aus vielen Einzelaspekten und -elementen wie der Nachfrage, Kraftwerksblöcken, Übertragungsleitungen, Umspannstationen etc., die in Wechselwirkung miteinander stehen. Investitionsentscheidungen für neue Kraftwerke müssen meist viele Jahre im voraus getroffen werden und haben aufgrund der langen Lebensdauer der Elektrizitätsversorgungsanlagen Auswirkungen, die weit in die Zukunft reichen – in eine ungewisse Zukunft, in der sich das Wachstum der Nachfrage, politische Vorgaben und verfügbare Technologien ändern können. Vor diesem Hintergrund ist das Ziel einer sicheren und kostengünstigen Elektrizitätsversorgung nur durch eine detaillierte Analyse der Handlungsoptionen inklusive Risikobetrachtung zu erreichen.

Während in den meisten Industrieländern ein sehr zuverlässiges Elektrizitätssystem aufgebaut wurde und aufgrund der langsam wachsenden Nachfrage nur in geringem Umfang Modifikationen notwendig sind, ergibt sich in den meisten Entwicklungs- und Schwellenländern ein anderes Bild. Eine zuverlässige Stromversorgung ist oftmals nicht gewährleistet, und hohe Wachstumsraten der Nachfrage erfordern einen Ausbau der Versorgungssysteme. Dies ist bei begrenzten finanziellen Ressourcen oft nicht oder nicht in ausreichendem Maße möglich. Es ist zu untersuchen, inwieweit sich durch eine grenzübergreifende Zusammenarbeit von Elektrizitätsversorgungsunternehmen Einsparpotentiale ergeben können.

In dieser Arbeit geht es im speziellen um das südliche Afrika oder noch konkreter um die Staaten Angola, Botswana, Demokratische Republik Kongo, Lesotho,

Malawi, Mosambik, Namibia, Sambia, Simbabwe, Südafrika, Swasiland und Tansania. Diese bilden zusammen mit den Inselstaaten Mauritius und Seychellen die Entwicklungsgemeinschaft des südlichen Afrikas (Southern African Development Community; SADC). In Abbildung 1.1 ist diese Region<sup>1</sup> als Landkarte dargestellt, und Tabelle 1.1 nennt einige Eckdaten. Die SADC-Region umfaßt eine Fläche von 9,29 Millionen km<sup>2</sup> und hat eine Ausdehnung von ca. 4400 km in Nord-Süd Richtung und 3100 km in Ost-West Richtung. Im Jahr 1998 hatten die SADC-Staaten insgesamt ca. 188 Millionen Einwohner bei einem Bevölkerungswachstum von ca. 2,2 % pro Jahr. Im Vergleich mit Industrieländern ist die Stromerzeugung und Nachfrage mit ca. 1 100 kWh pro Person und Jahr relativ gering. Andererseits sind jedoch die geographischen Distanzen zwischen den Verbrauchszentren relativ groß. So verfügt z. B. die Europäische Union über die zwölffache installierte Kraftwerksleistung bei einer Fläche, die nur 34 % der Fläche der SADC-Region entspricht.

Wegen dem Konflikt zwischen Südafrika und seinen Nachbarstaaten war mehr als 40 Jahre lang nur ein sehr eingeschränkter Handel zwischen den Staaten im südlichen Afrika möglich. Das wesentliche Ziel der Energieplanung war der Aufbau einer autarken Energieversorgung. Mit der Demokratisierung und dem wirtschaftlichen Anpassungsprozeß in den Staaten im südlichen Afrika hat sich die politische Situation in den letzten Jahren jedoch geändert, und eine wirtschaftliche und politische Kooperation aller Staaten im südlichen Afrika wird von der SADC sowie den nationalen Regierungen angestrebt. Der Elektrizitätssektor spielt hierbei eine gewisse Vorreiterrolle, da schon seit Jahrzehnten eine begrenzte Kooperation besteht, und die sich ergänzenden Ressourcen<sup>2</sup> in der Region (fossile Energieträger im südlichen Teil und Wasserkraft im nördlichen Teil) die Zusammenarbeit trotz der großen geographischen Distanzen attraktiv machen. Weitere Motivationen für eine Zusammenarbeit sind u. a. unterschiedliche Spitzenbedarfszeiten in der Region, eine Erhöhung der Versorgungssicherheit durch das Verbundnetz und eine bessere Auslastung neuer Großkraftwerke (in erster Linie Wasserkraftwerke), welche aufgrund zu geringer nationaler Stromnachfrage in vielen Ländern ihre Produktion nicht absetzen könnten (vgl. Kap. 2).

---

<sup>1</sup>Der Begriff „Region“ wird in dieser Arbeit im Sinn von „Weltregion“ benutzt und bezeichnet eine mehrere Nationalstaaten umfassende Einheit.

<sup>2</sup>Der Ergänzungseffekt von Wasserkraft und fossilen Energieträgern kommt durch die unterschiedlichen Kostenstrukturen (vernachlässigbare variable Kosten und hohe Fixkosten bei Wasserkraftwerken gegenüber relativ hohen variablen Kosten bei fossilen Kraftwerken), Arbeitsbeschränkungen bei Wasserkraftwerken und die unterschiedlichen Laständerungsgeschwindigkeiten (hoch bei Wasserkraftwerken und niedrig bei fossilen Kraftwerken) zustande.





Abbildung 1.1: Südliches Afrika

Tabelle 1.1: Eckdaten für das südliche Afrika

	Fläche [km <sup>2</sup> ]	Bevöl- kerung [Mill.] <sup>a</sup>	Bevöl.- wachst. [p.a.] <sup>a</sup>	BSP per cap. [US\$] <sup>b</sup>	Kraftw.- leistung [MW] <sup>c</sup>	Strom- erzeug. [GWh] <sup>d</sup>
Angola	1 246 700	10,86	2,8 %	800 <sup>e</sup>	366	1 047
Botswana	600 370	1,45	1,1 %	3 300	118 <sup>f</sup>	724 <sup>f</sup>
D. R. Kongo	2 345 410	49,00	3,0 %	400	2 560	5 739
Lesotho	30 350	2,09	1,9 %	2 500	5 <sup>f</sup>	12 <sup>f</sup>
Malawi	118 480	9,84	1,7 %	900	241 <sup>g</sup>	860 <sup>g</sup>
Mosambik	801 590	18,60	2,6 %	800	635	609
Namibia	825 418	1,62	1,6 %	3 700 <sup>e</sup>	387 <sup>h</sup>	873 <sup>h</sup>
Sambia	752 610	9,46	2,1 %	950	1 776 <sup>g</sup>	7 836 <sup>g</sup>
Simbabwe	390 580	11,04	1,1 %	2 220 <sup>e</sup>	1 722 <sup>h</sup>	7 323 <sup>h</sup>
Südafrika	1 219 912	42,83	1,4 %	6 200	34 335	184 500
Swasiland	17 360	0,97	2,0 %	3 800	50 <sup>g</sup>	197 <sup>g</sup>
Tansania	945 090	30,60	2,1 %	700	482	2 003
<i>SADC Region<sup>i</sup></i>	<i>9 293 870</i>	<i>188,42</i>	<i>2,2 %</i>	<i>2080</i>	<i>42 677</i>	<i>211 723</i>
<i>zum Vergleich: EU</i>	<i>3 236 000</i>	<i>373,81</i>	<i>0,1 %</i>	<i>20 560</i>	<i>506 321<sup>j</sup></i>	<i>2 178 818<sup>j</sup></i>

Quellen: CIA [24], Eskom [56], Eurostat [171]. <sup>a</sup>Schätzwert für Juli 1998. <sup>b</sup>Bruttonettoprodukt pro Person in Kaufkraftparitäten, Schätzwert 1997. <sup>c</sup>Für SADC Staaten: verfügbare, installierte Kraftwerksleistung, 1996. <sup>d</sup>Bruttostromerzeugung im Jahr 1996. <sup>e</sup>Schätzwert 1996. <sup>f</sup>4/96 - 3/97. <sup>g</sup>4/95 - 3/96. <sup>h</sup>7/95 - 6/96. <sup>i</sup>Ohne Mauritius und Seychellen. <sup>j</sup>1995.

Nicht ausreichende Erzeugungskapazitäten in einigen Staaten (z. B. Tansania und Angola) und prognostizierte hohe Wachstumsraten von zum Teil über 10 % p. a. machen Investitionsentscheidungen in naher Zukunft notwendig. Diese können wegen der vielen, sehr unterschiedlichen Alternativen weitreichende Folgen haben und sollten daher auf Basis einer soliden Planung, die die ganze SADC-Region umfaßt, getroffen werden.

Im Gegensatz zu Europa oder Nordamerika läßt im südlichen Afrika die Liberalisierung der Energiemärkte noch auf sich warten. Eine koordinierte, die ganze SADC-Region umfassende Planung seitens der Elektrizitätsversorgungsunternehmen ist daher möglich und findet in gewissem Umfang im Rahmen des Southern African Power Pools (SAPP) statt. Jedoch auch im Falle einer Liberalisierung wird eine grenzüberschreitende Planung nicht bedeutungslos. Allerdings werden dann nicht mehr Ausbauentscheidungen sondern politische Steuerungsmechanis-

men koordiniert, welche eine angemessene Berücksichtigung der gesellschaftlichen Gesamtinteressen sicherstellen sollen (vgl. [61]).

## 1.1 Problemstellung

Bei einer grenzübergreifenden Planung sind Kraftwerke nicht nur durch Kosten und technische Daten charakterisiert, sondern auch durch ihre geographische Lage und Zugehörigkeit zu einem Staat. Gleiches gilt für die Stromnachfrage. Überbrückt werden geographische Entfernungen, die im südlichen Afrika mehrere tausend Kilometer betragen können, durch elektrische Hochspannungsleitungen. Zusammen mit neuen Kraftwerken müssen oftmals auch neue Übertragungskapazitäten bereitgestellt werden, deren Investitionskosten bei großen Entfernungen die der Kraftwerke übertreffen können. Im südlichen Afrika stellt sich die Frage, wann und wo welche neuen Kraftwerke und Übertragungsleitungen gebaut werden sollen, mit denen die wachsende Nachfrage mit den geringsten Systemkosten befriedigt werden kann. Da es hierbei nicht um die Gewinnmaximierung für ein einzelnes Elektrizitätsversorgungsunternehmen innerhalb gesetzlicher Rahmenbedingungen und technischer Restriktionen geht, sondern um die Optimierung eines viele Staaten umfassenden Systems, bietet sich eine gesellschaftliche Planungsperspektive an, die über eine reine Kostenminimierung hinausgehen sollte. Aus gesellschaftlicher Sicht können Umweltaspekte und soziale Belange bei der Planung oftmals nicht außer Acht gelassen werden. Des weiteren umfaßt diese Perspektive nicht nur die Versorgungsseite, sondern auch die Nachfrageseite, auf welcher sich durch rationelle Energieanwendung oft im Vergleich zu einer Erweiterung der Erzeugungskapazität kostengünstigere Lösungen finden lassen. Diese Planungsperspektive liegt der integrierten Ressourcenplanung (IRP) zugrunde, die in erster Linie in Amerika bei der Planung auf Ebene der Stromversorger oder einzelner Bundesstaaten Anwendung fand (vgl. Abschnitt 2.3.1). Neben der Integration von solchen, aus gesellschaftlicher Sicht relevanten Aspekten in die Elektrizitätsplanung sind bei einer grenzübergreifenden Planung auch nationale Gesichtspunkte wie z. B. die nationale Versorgungssicherheit und Unabhängigkeit zu berücksichtigen.

Da herkömmliche Planungsmethoden in der Regel für kleinere geographische Gebiete entwickelt wurden und sich fast ausschließlich auf technische und betriebswirtschaftliche Aspekte beschränken, stellt sich die Frage, wie unter adäquater Berücksichtigung einer gesellschaftlichen Planungsperspektive und der oben genannten vielfältigen Interessen ein Elektrizitätssystem grenzübergreifend und un-

ter Berücksichtigung der räumlichen Ausdehnung des Systems geplant werden kann.

## 1.2 Zielsetzung

Aus der im vorherigen Abschnitt umrissenen Problemstellung ergibt sich als primäre Zielsetzung dieser Arbeit die Entwicklung einer geeigneten Methode, mit der ein Elektrizitätssystem grenzübergreifend und unter Berücksichtigung der räumlichen Ausdehnung des Systems geplant werden kann. Aufgrund der langen technischen Lebensdauer von Kraftwerken und Hochspannungsleitungen, soll der Planungshorizont mehrere Jahrzehnte umfassen, wobei die Möglichkeit, flexibel auf sich ändernde Rahmenbedingungen, wie der Elektrizitätsnachfrage, einzugehen, gewährleistet bleiben muß. Diese Planungsmethode soll in erster Linie den Gegebenheiten und Anforderungen im südlichen Afrika angepaßt sein.

Die Betonung liegt auf einer *grenzübergreifenden* Planung, die eine nationale und lokale Elektrizitätsplanung nicht überflüssig macht, sondern auf diesen Planungsebenen aufbaut. Daher ist zunächst einmal zu klären, welche Elemente des Systems in eine grenzübergreifende Planung einbezogen werden sollten und wie sich diese Planungsebene von einer nationalen und lokalen Planung abgrenzen läßt.

Die Planung eines Elektrizitätssystems kann nicht auf Experimenten mit dem realen System basieren. Vielmehr ist die Bildung eines mathematischen Modells erforderlich, welches das reale System in einem der Problemstellung angemessenen Detaillierungsgrad abbildet. Hauptbestandteil dieser Arbeit ist daher die mathematische Formulierung eines solchen Modells.

Mit diesem Modell soll auf Basis der für das südliche Afrika verfügbaren Daten der Ausbau des Elektrizitätssystems im südlichen Afrika untersucht werden. Verschiedene Szenarien für exogene Einflußfaktoren<sup>3</sup> sollen berücksichtigt werden. Am Beispiel der CO<sub>2</sub>-Emissionen soll gezeigt werden, wie sich politische oder gesellschaftliche Zielvorgaben in das Modell integrieren lassen und wie die Wirksamkeit politischer Steuerungsmechanismen wie z. B. die Einführung von Emissionssteuern untersucht werden kann.

---

<sup>3</sup>Exogene Einflußfaktoren sind alle Faktoren, die außerhalb des Planungsumfangs liegen und durch die Planung nicht beeinflusst werden können.

## 1.3 Aufbau der Arbeit

In Kapitel 2 wird der Elektrizitätssektor in der SADC-Region kurz charakterisiert. Weiterhin wird darauf eingegangen, wie eine auf den Grundideen der integrierten Ressourcenplanung aufbauende Elektrizitätsplanung in verschiedene geographische Planungsebenen aufgliedert werden kann, und es werden die für eine grenzübergreifende Planung relevanten Entscheidungsprobleme und entscheidungsbeflussenden Faktoren beschrieben. In Kapitel 3 werden einerseits existierende Planungsmethoden für die Kraftwerks- und Netzausbauplanung beschrieben und andererseits einige in den letzten Jahren durchgeführte Studien zur grenzübergreifenden Elektrizitätsplanung im südlichen Afrika kurz vorgestellt. Kapitel 4 beschreibt und begründet die Strukturen und Gleichungen des Optimierungsmodells RIEP<sup>4</sup>, das für die integrierte, grenzübergreifende Elektrizitätsplanung aufgebaut wurde. Die konkreten Modellstrukturen und Optimierungsergebnisse für das südliche Afrika werden in Kapitel 5 vorgestellt. Kapitel 6 enthält schließlich einen Ausblick auf weitere Anwendungsmöglichkeiten der hier vorgestellten Methode sowie Überlegungen zu möglichen Weiterentwicklungen.

---

<sup>4</sup>Regional Integrated Electricity Planning (RIEP)



# Kapitel 2

## Der Elektrizitätssektor im südlichen Afrika

Im südlichen Afrika existieren große wirtschaftliche und politische Unterschiede zwischen den einzelnen Staaten. Ähnliches gilt auch für den Elektrizitätssektor, der in den folgenden Abschnitten kurz charakterisiert werden soll. Da hier nicht im Detail auf Gegebenheiten und Strukturen in einzelnen Ländern eingegangen werden kann, sei auf das Buch „Electricity in Southern Africa“ [153] verwiesen, das sehr umfangreiche Informationen enthält.<sup>1</sup>

### 2.1 Politische und wirtschaftliche Rahmenbedingungen

Die Entwicklungsgemeinschaft des südlichen Afrika (Southern African Development Community; SADC) ging 1992 aus der 1980 gegründeten Southern African Development Coordination Conference (SADCC) hervor. Mitgliedsstaaten waren damals Angola, Botswana, Lesotho, Malawi, Mosambik, Sambia, Simbabwe, Swasiland und Tansania. 1994 folgte Südafrika, 1995 Mauritius und 1997 die Demokratische Republik Kongo (DRC) sowie die Seychellen. Ziele der SADC sind [132]:

- Angleichung der Volkswirtschaften der Mitgliedsstaaten
- Entwicklung gemeinsamer politischer Werte, Systeme und Institutionen

---

<sup>1</sup>Für eine gesamtafrikanische Perspektive siehe [113]. Einen Überblick über den gesamten Energiesektor im südlichen Afrika geben u. a. [42, 47, 145, 184].

- Förderung und Verteidigung von Frieden und Sicherheit im südlichen Afrika
- Koordination der nationalen und regionalen Strategien und Programme
- gemeinsame Linie bei außenpolitischen Themen.

Als Fernziel schwebt der SADC eine der Europäischen Union entsprechende Staatengemeinschaft mit einem gemeinsamen Binnenmarkt vor. Auch wenn dieses Ziel noch in weiter Ferne liegt, so ist insbesondere durch das Ende der Apartheid in Südafrika und dem Willen Südafrikas zur Kooperation mit den Nachbarstaaten, der sich u. a. im Beitritt zur SADC äußerte, eine politische Basis für wirtschaftliche Kooperation im südlichen Afrika geschaffen worden. Inwieweit existierendes Mißtrauen und Konflikte zwischen den Staaten abgebaut werden können, bleibt jedoch abzuwarten.

Für den Elektrizitätssektor war der Beitritt der Demokratischen Republik Kongo (DRC) von besonderer Bedeutung, da dieses Land über ein sehr großes und zuverlässiges Wasserkraftpotential (ca. 750 TWh p. a. [1])<sup>2</sup> verfügt und eine Verbindungsleitung zwischen der DRC und Sambia existiert.

Wirtschaftlich wird das südliche Afrika von Südafrika dominiert, das mit einem Bruttosozialprodukt von 130 Milliarden US\$ über 74 % der gesamten Wirtschaftskraft in der Region verfügt (siehe Tab. 2.1). Das geschätzte Wirtschaftswachstum schwankte 1997 zwischen 1 % in der DRC und 12,5 % in Mosambik. Im Durchschnitt lag es bei 2,4 % und somit nur knapp über dem Bevölkerungswachstum. Neben Handel und Dienstleistungen spielt der Bergbau in vielen SADC-Staaten eine wichtige Rolle. Rohstoffe und Metalle sind wichtige Exportgüter. Insgesamt verfügt die SADC-Region über einen großen Reichtum an natürlichen Ressourcen<sup>3</sup>, die nur zu einem geringen Teil genutzt werden. Prognosen über die zukünftige Wirtschaftsentwicklung sind mit großen Unsicherheiten behaftet. Eigentlich sind die Voraussetzungen für ein andauerndes Wirtschaftswachstum gut, jedoch ist nicht absehbar, ob eine politische Stabilität und politische Strukturen, die einem Wachstum förderlich sind, erreicht bzw. erhalten werden können.

---

<sup>2</sup>750 TWh p. a. entsprechen etwa 100 GW installierter Leistung. Zuverlässig bedeutet: relativ geringe saisonale und jährliche Schwankungen der Wasserflußmengen (nach Hammons et al. [113] können über 80 % der 750 TWh als gesichert angesehen werden).

<sup>3</sup>u. a. fruchtbares Ackerland, Gold, Silber, Platin, Blei, Eisen, Zink, Chrom, Kobalt, Kupfer, Nickel, Mangan, Uran, Kohle, Erdöl, Erdgas, Diamanten.



Tabelle 2.1: Wirtschaftliche Indikatoren für das südliche Afrika

	BSP [Mrd. US\$] <sup>a</sup>	Wirtschafts- wachstum [p. a.] <sup>a</sup>	Importe [Mrd. US\$] <sup>b</sup>	Exporte [Mrd. US\$] <sup>b</sup>
Angola	5,0	9,0 %	1,7	4,0
Botswana	5,0	6,0 %	1,6	2,3
Demokratische Republik Kongo (DRC)	7,1	1,0 %	1,1	1,9
Lesotho	1,1	9,0 %	1,1	0,2
Malawi	2,0	5,0 %	0,5	0,4
Mosambik	2,0	12,5 %	0,8	0,2
Namibia	3,0	1,8 %	1,6	1,5
Sambia	5,8	2,6 %	1,0	1,0
Simbabwe	7,8	3,6 %	2,2	2,5
Südafrika	129,7	1,7 %	28,0 <sup>c</sup>	31,3 <sup>c</sup>
Swasiland	1,2	2,9 %	1,1	0,9
Tansania	5,1	3,7 %	1,4	0,8
<i>SADC Region<sup>d</sup></i>	<i>169,8</i>	<i>2,4 %</i>	<i>42,1</i>	<i>47,0</i>

Quellen: CIA [24], EIA [184]. <sup>a</sup>Schätzwert 1997. <sup>b</sup>1996, z. T. geschätzt. <sup>c</sup>1997. <sup>d</sup>Ohne Mauritius und Seychellen.

## 2.2 Charakterisierung des Elektrizitätssektors

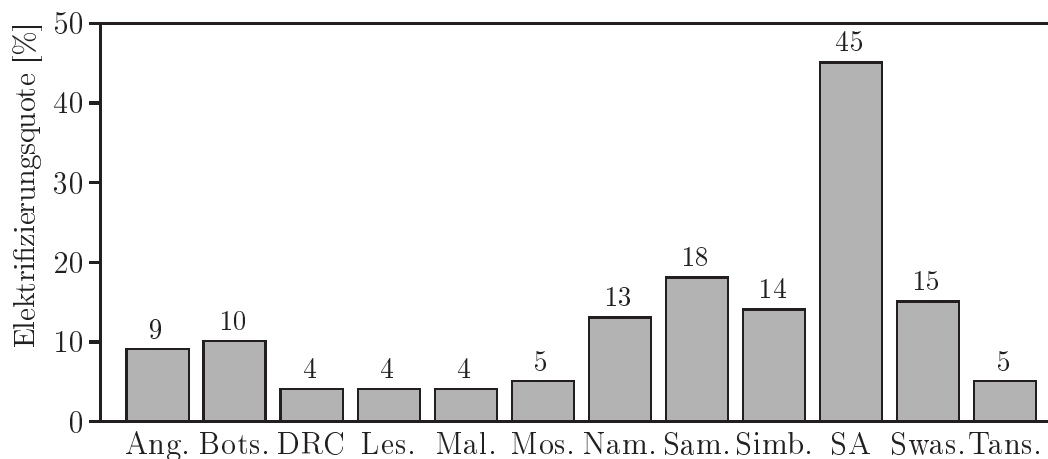
### 2.2.1 Elektrizitätsnachfrage

Nicht nur wirtschaftlich, sondern auch bei der Elektrizitätsnachfrage dominiert Südafrika in der SADC Region. 1996 entfielen 85 % des gesamten Elektrizitätsnachfrage in Höhe von ca. 200 TWh in der Region auf Südafrika [56]. Simbabwe, Sambia und DRC folgen mit 5,0 %, 3,5 % und 2 %. Die restlichen 5 % verteilen sich auf die übrigen acht Staaten. Zu beachten ist allerdings, daß von einer höheren tatsächlichen Nachfrage ausgegangen werden muß, die aufgrund nicht vorhandener Stromanschlüsse (in allen Ländern) oder unzureichender Erzeugungskapazität (z. B. in Tansania) teilweise unbefriedigt bleibt.

Gliedert man die Nachfrage nach Sektoren auf, so ergeben sich wiederum charakteristische Unterschiede zwischen Südafrika und dem Rest der Region [87]: Der Stromverbrauch der Industrie beträgt in Südafrika mehr als 50 % des gesamten

Verbrauchs, jedoch weniger als 40 % im Rest der Region. Der Bergbau spielt in Südafrika überraschenderweise eine geringere Rolle als im Rest der Region (24 % gegenüber 30 %). Gleiches gilt für den Haushaltssektor (17 % gegenüber 24 %). Aus diesen unterschiedlichen Nachfragestrukturen ergibt sich in Südafrika ein höherer Lastfaktor als in der Gesamtregion.

Der relativ geringe, absolute Stromverbrauch im Haushaltssektor ist auf sehr geringe Elektrifizierungsquoten zurückzuführen. 1995 verfügten von den 175 Millionen Einwohnern im südlichen Afrika, maximal 36 Millionen über einen privaten Stromanschluß (vgl. Abb. 2.1; [153]). Sogar in den meisten Städten in der Region sind nicht einmal 50 % der Haushalte mit einem Stromanschluß ausgestattet. An dieser Situation hat sich in den letzten Jahren nicht viel geändert, da nur in Südafrika Elektrifizierungsmaßnahmen im großen Stil durchgeführt wurden<sup>4</sup>.



Quellen: SAD-ELEC [153], Borchers et al. [17].

Abbildung 2.1: Elektrifizierte Haushalte, 1995

Für die Netz- und Kraftwerksausbauplanung ist die prognostizierte Nachfrage von Interesse. Aufgrund der unsicheren wirtschaftlichen und politischen Entwicklung lassen sich keine sicheren Aussagen über die zu erwartende Elektrizitätsnachfrage machen. Die neuesten vorliegenden Prognosen [87, 147] liegen für die Spitzenlast jedoch im Bereich von 2,5 % bis 9 % pro Jahr für die gesamte Region. In Tabelle 2.2 sind die von SAD-ELEC [87] ermittelten Werte genannt. Es ist zu erkennen, daß zwischen den einzelnen Ländern große Unterschiede herrschen. Die geringsten Wachstumsraten werden für Sambia und DRC prognostiziert<sup>5</sup>, während für Angola, Malawi, Mosambik, und Tansania große, zum Teil zweistellige Wachstumsraten

<sup>4</sup>In Südafrika wurden in den Jahren 1993 bis 1996 jährlich zwischen 300 000 und 500 000 Haushalte elektrifiziert [131], wobei geplant ist, bis Ende 2000 70 % der Haushalte und bis Ende 2010 85 % der Haushalte zu elektrifizieren [153].

Tabelle 2.2: Jährliche Wachstumsraten der Elektrizitätsnachfrage

	1997–2000	2001–2015
Angola	5,0 – 8,0 %	6,0 – 7,5 %
Botswana	5,0 – 6,0 %	3,0 – 4,5 %
D. R. Kongo	2,0 – 3,0 %	2,0 – 4,0 %
Lesotho	2,5 – 3,0 %	4,0 – 5,5 %
Malawi	6,0 – 10,0 %	6,5 – 9,5 %
Mosambik	8,5 – 14,0 %	6,0 – 6,5 %
Namibia	4,0 – 5,0 %	3,0 – 4,0 %
Sambia	1,5 – 2,0 %	2,0 – 2,5 %
Simbabwe	4,0 – 7,5 %	4,0 – 6,0 %
Südafrika	3,4 – 4,1 %	2,2 – 3,5 %
Swasiland	3,0 – 4,0 %	3,0 – 4,0 %
Tansania	7,0 – 12,0 %	4,0 – 6,0 %
<i>SADC Region<sup>a</sup></i>	<i>3,5 – 4,5 %</i>	<i>2,4 – 3,9 %</i>

Quelle: SAD-ELEC [87]. <sup>a</sup>ohne Mauritius und den Seychellen

erwartet werden. Für Südafrika wird auf lange Sicht ein Wachstum von ca. 3 % p. a. angenommen<sup>6</sup>. Dies ist zwar geringer als der regionale Durchschnitt, jedoch sind in absoluten Zahlen in Südafrika die größten Zuwächse zu erwarten. An der dominierenden Rolle Südafrikas bei der Elektrizitätsnachfrage wird sich wenig ändern. Generell bleibt anzumerken, daß Vorhersagen über die Elektrizitätsnachfrage in Entwicklungsländern mit großen Unsicherheiten behaftet sind und der Erfahrung nach eher zu hoch als zu niedrig liegen [122].

Die starken Wachstumsraten in einzelnen Ländern sind zum Teil auf Einzelprojekte zurückzuführen. So wird z. B. in Mosambik zur Zeit eine Aluminiumhütte gebaut, die im Jahr 2000 mit einer elektrischen Last von ca. 450 MW in Betrieb gehen soll [125]. Dies ist im Vergleich zu der nationalen Spitzenlast von ca. 180 MW im Jahr 1996 [56] eine extreme Zunahme, die auch eine große Auswirkung auf die Form der Lastganglinie haben wird. Dieses und ähnliche Projekte müssen bei der Planung in geeigneter Weise berücksichtigt werden.<sup>7</sup>

<sup>5</sup>Für die DRC ist die instabile politische Lage und für Sambia ein stagnierender Verbrauch im Bergbausektor zu berücksichtigen.

<sup>6</sup>Surtees [175] nennt etwas geringere Wachstumsraten (1,5 % bis 3,5 % p. a.) für Südafrika und weist darüber hinaus auf den möglichen, nachfragesenkenden Einfluß von DSM-Maßnahmen hin.

## 2.2.2 Elektrizitätserzeugung

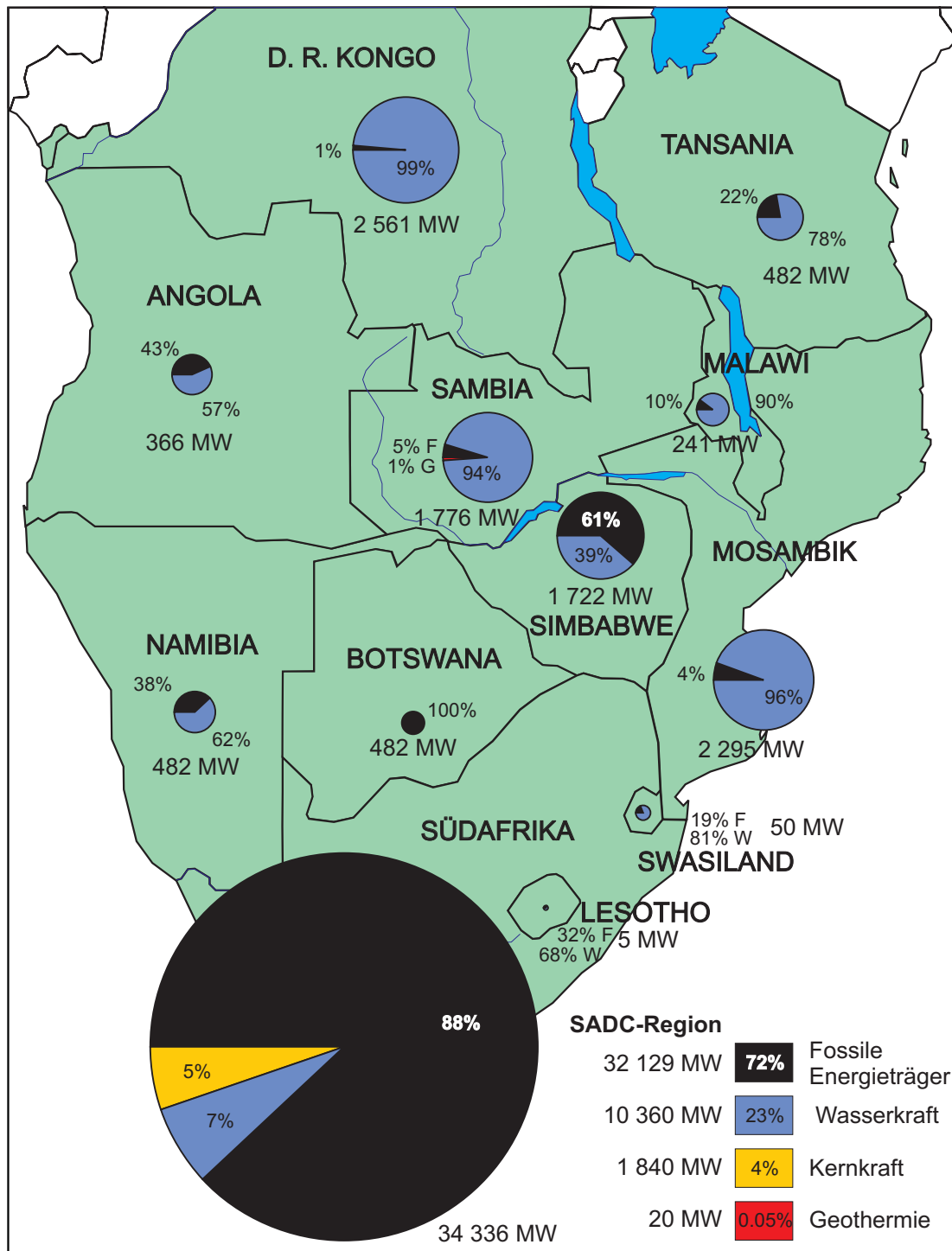
Entsprechend der großen Nachfrage dominiert Südafrika auch bei der Elektrizitätserzeugung und der installierten Leistung in der SADC-Region. In Abbildung 2.2 ist die geographische Verteilung der installierten Nennleistung im Jahr 1996 in der Region dargestellt. Zu beachten ist allerdings, daß in den meisten Staaten aufgrund eines schlechten technischen Zustands vieler Anlagen die installierte Nennleistung weit über der effektiv verfügbaren Leistung liegt. Insgesamt beträgt die installierte Kraftwerksleistung ca. 44 300 MW. Hiervon entfallen ca. 77 % auf Südafrika, danach kommen die DRC (6 %), Mosambik (5 %), Sambia (4 %) und Simbabwe (4 %).

Aufgegliedert nach Kraftwerkstypen dominieren die fossilen Kraftwerke. Hierbei handelt es sich in erster Linie um Kohlekraftwerke in Südafrika, Simbabwe und Botswana, Namibia und Mosambik. Darüber hinaus gibt es in vielen Staaten Dieselgeneratoren (meist in abgelegenen Gebieten) und öl- oder gasbefeuerte Kraftwerke. Aufgrund der reichlich vorhandenen Wasserkraft im Norden der Region dominieren dort die Wasserkraftwerke. Das einzige Kernkraftwerk Afrikas, Koeberg mit zwei 920 MW-Blöcken, steht in der Nähe von Kapstadt und spielt nur für die Stromversorgung Kapstadts eine wesentliche Rolle. Geothermie wird nur in Sambia und dort auch nur in sehr geringem Maße zur Stromerzeugung genutzt (ca. 20 MW installierte Leistung). Solarenergie spielt nur bei der dezentralen, netzunabhängigen Stromversorgung eine gewisse Rolle (13 MWp installierte Leistung 1998 [38]). Für die Nutzung von Windenergie ist zwar ein großes Potential vorhanden [96], welches jedoch bisher nicht zur Stromerzeugung genutzt wird. Hieran wird sich wegen der relativ hohen Kosten für Solarkraftwerke und Windkraftanlagen in naher Zukunft voraussichtlich nicht viel ändern.

Bei den jährlich produzierten Strommengen ergibt sich ein noch größeres Ungleichgewicht zwischen Südafrika und dem Rest der Region (vgl. Tab. 1.1 auf S. 4). Ca. 87 % der insgesamt 211 TWh wurden 1996 in Südafrika produziert. Dementsprechend ändert sich auch die Aufteilung der produzierten Strommengen auf die einzelnen Kraftwerkstypen: auf fossile Kraftwerke entfallen 84 %, auf Wasserkraftwerke (incl. Pumpspeicherkraftwerke) 10 % und auf Kernkraftwerke 6 %. Die im Vergleich zu Südafrika relativ schlechte Auslastung der Kraftwerke im übrigen Teil

---

<sup>7</sup>Mozal, die neue Aluminiumhütte in Mosambik ebenso wie die Alusaf Hillside Hütte in Richard's Bay, Südafrika (800 MW, seit Juni 1995 in Betrieb) wurden aufgrund von vorhandenen Überkapazitäten in Südafrika geplant und korrigieren somit in gewisser Weise zu hohe Nachfrageprognosen in den 80er Jahren.



Quelle: Eskom [56]. Daten für das Jahr 1996. Wasserkraft beinhalten für Südafrika Pumpspeicherkraftwerke mit insgesamt 1 580 MW Kapazität.

Abbildung 2.2: Installierte Kraftwerkskapazitäten im südlichen Afrika

der Region ist insbesondere auf im Vergleich zu Importmöglichkeiten hohe variable Kosten für thermische Kraftwerke, schlechte Verfügbarkeit der Anlagen und zum Teil auf mangelnde Stromabsatzmöglichkeiten (insbesondere in der DRC und in Mosambik) zurückzuführen. Überholung und verbesserte Wartung der Anlagen sowie neue Exportmöglichkeiten könnten zu einer besseren Ausnutzung vorhandener Anlagen führen.

Zur Zeit existieren noch reichlich Überkapazitäten in einigen Ländern im südlichen Afrika (insbesondere in Südafrika, Mosambik, der DRC und in Sambia). Andere Staaten sind schon jetzt auf Importe angewiesen (Lesotho, Swasiland, Botswana, Namibia und Simbabwe) oder können die Nachfrage nicht befriedigen (Tansania und z.T. Angola). Bei optimaler Ausnutzung der vorhandenen Überkapazitäten durch grenzübergreifende Zusammenarbeit und einer Verbesserung der Verfügbarkeit der Anlagen könnte mit den vorhandenen Kapazitäten und den schon in Bau befindlichen neuen Kraftwerken die Stromnachfrage in der Region noch für einige Jahre gedeckt werden. Um mit dem prognostizierten regionalen Nachfragewachstum von 2,5 bis 9 % pro Jahr Schritt halten zu können, sind in jedem Fall neue Kraftwerke zu planen, die innerhalb der nächsten zehn Jahre in Betrieb gehen. Für neue Kraftwerke gibt es vielfältig Optionen wie neue Kohlekraftwerke im Süden der Region, Kernkraftwerke in Südafrika und Wasserkraftwerke im Norden der Region. Des weiteren sind Ölvorkommen (in Angola) und Gasvorkommen (in Namibia, Mosambik und Tansania) zu nennen, die ebenfalls zur Stromerzeugung genutzt werden könnten. Welche dieser vielen Optionen aus regionaler Perspektive die besten sind - dies ist die grundlegende Fragestellung für diese Arbeit.

### **2.2.3 Verbundnetze und Elektrizitätshandel**

Im südlichen Afrika gibt es bisher weder flächendeckende Verteilnetze noch ein engmaschiges Hochspannungsnetz. Während in den letzten Jahrzehnten ein die meisten Staaten umfassendes, zusammenhängendes Verbundnetz aufgebaut wurde, gibt es in einigen Staaten unabhängige nationale Systeme oder auch mehrere provinzielle Systeme. In Abbildung 2.3 ist das Hochspannungsnetz (220 kV Spannungsebene und höher) im südlichen Afrika schematisch dargestellt. Die grenzübergreifenden 132 kV Verbindungsleitungen von Südafrika nach Lesotho und Swasiland sind auf dieser Grafik nicht dargestellt. Hauptsächlich besteht das Netz aus Wechselstromleitungen mit Spannungsebenen von bis zu 765 kV. Es wird jedoch durch zwei Hochspannungsgleichstromübertragungsleitungen (HGÜ-Leitungen) ergänzt, die einen kostengünstigen Stromtransport über weite Ent-

fernungen ermöglichen. Es handelt sich hierbei zum einen um die 1770 km lange  $\pm 500$  kV Leitung vom Inga-Kraftwerk im Westen der DRC nach Kolwazi im Süden der DRC und um die 1400 km lange  $\pm 533$  kV Leitung vom Cahora-Bassa-Kraftwerk<sup>8</sup> im Norden Mosambiks bis nach Südafrika. Das zusammenhängende Netz erlaubt zwar den Stromtransport vom Westen der DRC bis nach Kapstadt, jedoch sind die Übertragungskapazitäten sehr begrenzt (meist unter 500 MW).

Grenzübergreifenden Elektrizitätshandel gibt es schon seit Anfang der 50er Jahre in der Region, als die Verbindungsleitung zwischen der Shaba Provinz im Süden der DRC und dem Kupferabbaugebiet im Norden Sambias gebaut wurde. Weitere Verbindungsleitungen kamen im Laufe der Jahre hinzu, und die gehandelten Elektrizitätsmengen haben in den letzten Jahren stark zugenommen und sich laut SAD-ELEC [153] ca. alle fünf Jahre verdoppelt. Absolut gesehen sind diese Mengen mit 7400 GWh (ca. 3,5 % des erzeugten Stromes im Jahr 1996) jedoch noch immer relativ gering (vgl. Abb. 2.4). Hauptexporteur war Südafrika, das an alle angrenzenden Staaten Strom lieferte.

## 2.3 Grenzübergreifende Zusammenarbeit

Eine grenzübergreifende Zusammenarbeit im Elektrizitätssektor im südlichen Afrika existiert schon seit mehreren Jahrzehnten zwischen *einzelnen* Staaten und in begrenztem Umfang. Ein Beispiel ist der in den 70er Jahren gebaute Cahora-Bassa-Staudamm im Norden Mosambiks und die HGÜ-Leitung nach Südafrika. Dieser Staudamm wurde gebaut, da es in Südafrika Absatzmöglichkeiten für die produzierte Elektrizität gab.

Die Notwendigkeit einer verstärkten Zusammenarbeit wurde im Jahr 1992 deutlich, als wegen zu geringen Wasserflußmengen im Sambesi die Stromversorgung in Simbabwe nicht mehr gewährleistet war. Der volkswirtschaftliche Schaden in Simbabwe durch Stromausfälle wurde auf ca. 1 Mrd. US\$ geschätzt [153]. Zur gleichen Zeit waren in anderen Staaten der Region hohe Überkapazitäten vorhanden, die jedoch mangels Übertragungskapazitäten nur sehr begrenzt zur Versorgung Simbawes herangezogen werden konnten. Als Konsequenz wurden zwei neue Übertragungsleitungen von Simbabwe nach Südafrika und Mosambik gebaut.

Im Jahr 1995 nahm die regionsweite Zusammenarbeit mit der Gründung des Southern African Power Pools (SAPP) institutionelle Formen an [154, 163]. Die

---

<sup>8</sup>Die Schreibweise Cabora Bassa ist ebenfalls gebräuchlich.



Quellen: Eskom [54,56]; Petroleum Economist [139]; Norconsult [134]. Hochspannungsleitungen mit 220 kV und höher. Stand: 1998.

Abbildung 2.3: Übertragungsleitungen im Südlichen Afrika



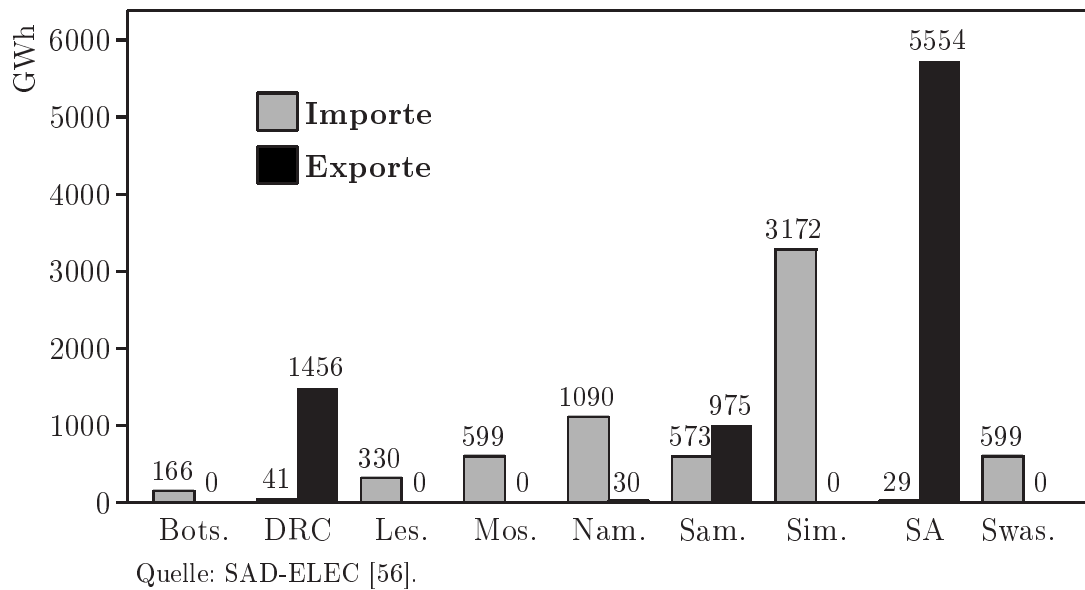


Abbildung 2.4: Elektrizitätshandel im südlichen Afrika, 1996

grundlegenden Ziele des SAPP sind, für alle Teilnehmer [163]:

- durch Koordination und Kooperation in Planung und Betrieb der Elektrizitätssysteme die Kosten zu minimieren und gleichzeitig in gewünschtem Maße Zuverlässigkeit, Autonomie und Unabhängigkeit beizubehalten
- entstehende Kosten wiedereinzubringen und resultierende Vorteile – inklusive Reduktion der benötigten Kraftwerkskapazitäten, Reduktion der Brennstoffkosten und bessere Ausnutzung der Wasserkraft – gerecht zu verteilen.

Während Investitionsentscheidungen bisher auf nationaler Ebene oder auf Basis von Abkommen zwischen zwei oder drei Staaten getroffen wurden, sind durch den SAPP weiterreichende Möglichkeiten zur Kooperation und gemeinsamen Planung entstanden. Stromhandel findet bisher meist auf Basis langfristiger, relativ starrer Verträge statt [141, 170]. Durch den SAPP ist jedoch in Zukunft auch kurzfristiger und flexibler Handel zu erwarten, der eine bessere Ausnutzung der vorhandenen Ressourcen ermöglicht. Daher wird bei der Planung des zukünftigen Elektrizitätssystems hier weitgehend auf die Berücksichtigung von Handelsbeschränkungen verzichtet und von einem freien Markt ausgegangen, der kurzfristigen Handel ermöglicht und bei dem der Kraftwerkseinsatz systemweit optimiert wird.<sup>9</sup>

<sup>9</sup>Dies kann entweder durch eine zentrale Einsatzplanung oder durch dezentrale Planung in einem perfekt funktionierenden Elektrizitätsmarkt, in dem die Gesamtkosten minimiert werden, geschehen.

Die hier vorgestellten Methoden sollen zum einen für langfristige Planungen auf der Ebene des SAPP geeignet sein und andererseits aber auch darüber hinaus die Einbeziehung weiterer aus gesellschaftlicher Sicht relevanter Aspekte ermöglichen. Dies entspricht im Grundansatz der integrierten Ressourcenplanung, auf die im folgenden Abschnitt kurz eingegangen wird.

### 2.3.1 Integrierte Ressourcenplanung als Planungsansatz

Der Begriff Integrated Resource Planning (IRP), in der deutschsprachigen Fachliteratur auch integrierte Ressourcenplanung genannt, wurde in den 80er Jahren in den USA geprägt. IRP ist nach Kreith [103] der Prozeß, durch welchen gleichzeitig und parallel Möglichkeiten zur Energieeinsparung und -bereitstellung überprüft werden, um den Ressourcenmix zu optimieren und die Gesamtkosten zu minimieren, wobei Umwelt- und Gesundheitsaspekte berücksichtigt werden.

Noch etwas weiter gefaßt ist IRP also die Systemoptimierung aus gesellschaftlicher Perspektive. Diese umfaßt nicht nur die Erzeugungs-, sondern auch die Nachfrageseite und nicht nur betriebswirtschaftliche Kosten, sondern auch weitere Interessen aller Beteiligten oder Betroffenen, wie z. B. mit der Elektrizitätserzeugung verbundene Umweltbelastung.

In den 80er Jahren haben die Regulierungsbehörden für die Elektrizitätswirtschaft in den meisten Bundesstaaten der USA Regelwerke entworfen, die diese Planungsperspektive den Stromversorgern vorschrieb.<sup>10</sup> Die Stromversorger mußten daher Demand-Side-Management-Maßnahmen (DSM; Maßnahmen zur Nachfragesteuerung) in Erwägung ziehen, die die Stromnachfrage beeinflussen. Beispiele für DSM sind die Verteilung von Energiesparlampen, Zuschüsse für die Anschaffung von Haushaltsgeräten mit geringem Verbrauch oder Energieberatung für die Kunden. Umweltaspekte u. ä. wurden z. B. durch die Berücksichtigung von externen Kosten in die Planung integriert (vgl. [59, 85, 102, 143, 191]).

Demand Side Management und IRP wurden nicht nur in Nordamerika, sondern auch in anderen Teilen der Welt angewendet, wobei nur selten so umfangreiche regulatorische Maßnahmen wie in den USA eingeführt wurden (vgl. [4, 185, 186, 195]). Für Entwicklungsländer sind DSM-Maßnahmen von besonderem Interesse, da sie auch bei sehr begrenzten finanziellen Ressourcen durch rationelle Energie-

---

<sup>10</sup>Zum Ablauf des IRP-Planungsprozesses und zu regulatorischen und institutionellen Maßnahmen in Nordamerika siehe [58, 83, 84, 112, 157]. Die grundlegenden Planungsmethoden werden z. B. in dem Buch „Tools and Methods for Integrated Resource Planning“ [178] beschrieben.

anwendung Möglichkeiten zur Befriedigung der steigenden Nachfrage nach Energiedienstleistungen bieten [146, 196]. Daher gibt es vielfältige Ansätze, IRP in Entwicklungsländern umzusetzen [33, 62, 117, 122, 128].

Im Zuge der Liberalisierung wurden in den USA und anderen Industrieländern die umfangreichen IRP-Vorschriften jedoch meist wieder außer Kraft gesetzt (vgl. [159]), wobei es jedoch auch Überlegungen gibt, IRP in einen deregulierten Markt zu integrieren [7, 178]. Für die Situation im südlichen Afrika mit fast ausschließlich staatlichen Stromversorgern und die für diese Arbeit appostulierte, gesellschaftliche Planungsperspektive sind die Grundgedanken des IRP jedoch gültig. Die Umsetzung dieser Planungsperspektive in die Praxis könnte im südlichen Afrika durch verschiedene politische Maßnahmen erreicht werden, auch in einem liberalisierten Elektrizitätsmarkt [61].

### 2.3.1.1 Grenzübergreifende integrierte Ressourcenplanung

Das IRP Konzept wurde ursprünglich für die Planung auf der Ebene einzelner Elektrizitätsversorgungsunternehmen in den USA entwickelt. Wesentliches Element war hierbei die Einbeziehung von DSM-Maßnahmen als Planungsoptionen. Die Planung umfaßte in der Regel nur ein einziges Unternehmen und war somit auf Handlungsmöglichkeiten dieses einen Unternehmens beschränkt. Elektrizitätsbezüge von anderen Unternehmen wurden positiv bewertet, sofern sie aus umweltfreundlicher Erzeugung stammten. Hierdurch konnte sich ein gewisser Einfluß auf die Planung der Lieferanten ergeben. Später wurde das IRP-Konzept auch auf nationale Ebene übertragen, die zum Teil mehrere EVUs umfaßt. Staatliche Maßnahmen zur Reduktion der Elektrizitätsnachfrage konnten Bestandteil der Planungsoptionen sein. Anfang der 90er Jahre wurde IRP auf lokaler Ebene (Local IRP) entwickelt, das im wesentlichen DSM-Maßnahmen als Möglichkeit, notwendige Investitionen in Verteilnetze zur Befriedigung des Spitzenbedarfs aufzuschieben, beinhaltet [106].

Auf der Ebene einer ganzen Region, die mehrere unabhängige Nationalstaaten umfaßt, wurde IRP jedoch noch nie angewandt. Aufgrund der zusätzlichen Planungsoptionen bei Betrachtung einer größeren geographischen Einheit sind bei einer grenzübergreifenden Planung bessere Lösungen zu erwarten als durch individuelle Planung für alle beteiligten Staaten oder EVUs auf nationaler bzw. EVU-Ebene. Und eine gesellschaftliche Planungsperspektive, die an einer optimalen Lösung aus regionaler, gesellschaftlicher Sicht interessiert ist, und somit die Grundmotivation für IRP aufgreift, ist auch für diese Planungsebene denkbar.

Allerdings wird sich bei einer grenzübergreifenden Planung der Schwerpunkt im Vergleich zum klassischen IRP von der Nachfrageseite hin zur Erzeugungs- und Übertragungsseite verschieben und die wesentlichen Elemente werden sein [61]:

- *Erweiterung der Stromerzeugungskapazitäten:* Entscheidungen, wann und wo ein neues Kraftwerk zu bauen ist, sollten auf Basis einer alle Optionen in einer Region miteinbeziehenden Planung getroffen werden. Im südlichen Afrika könnte dies z.B. bedeuten, daß neue Wasserkraftwerke im Norden der Region als Alternative zu neuen Kohlekraftwerken im Süden der Region zur Deckung der Elektrizitätsnachfrage in Betracht gezogen werden. Fehlende Koordination könnte andererseits zu Überkapazitäten und Fehlinvestitionen führen.
- *Erweiterung der Übertragungskapazitäten:* Zusammen mit dem Ausbau der Erzeugungskapazitäten muß das grenzübergreifende Hochspannungsnetz geplant werden, damit der erzeugte Strom zu den Nachfragezentren transportiert werden kann. Die Planung des Hochspannungsnetzes ist nicht Bestandteil des traditionellen IRP. Da jedoch die geographischen Distanzen im südlichen Afrika sehr groß sind, können die Kosten für die Bereitstellung von Übertragungskapazitäten und auftretende Verluste nicht vernachlässigt werden, sondern sie werden vielmehr eine wichtige Rolle bei der Planung spielen.
- *DSM und Energieeinsparmaßnahmen:* Die meisten DSM-Programme können auf lokaler, nationaler oder EVU-Ebene geplant und umgesetzt werden. Sie beeinflussen die grenzübergreifende Planung nur durch veränderte Nachfrageprognosen. Allerdings sind auch einzelne DSM-Programme und Energieeinsparmaßnahmen denkbar, die als Option in die grenzübergreifende Planung aufgenommen werden sollten, wie z. B. die Einführung von SADC-weit gültigen Richtlinien für die energetische Effizienz von Endverbrauchertechnologien. Diese Maßnahmen können von den EVUs, den beteiligten Staaten, der SADC oder anderen Beteiligten geplant und durchgeführt werden.

### **2.3.1.2 Integration verschiedener Planungsebenen**

Eine grenzübergreifende Planung soll keine zentrale Planung des gesamten Elektrizitätssystems bis in jedes Detail sein und nationale sowie lokale Elektrizitätsplanung überflüssig machen, sondern sich auf die Elemente des Systems konzentrieren, die aus regionaler Sicht relevant sind. Sie baut daher auf lokaler und natio-

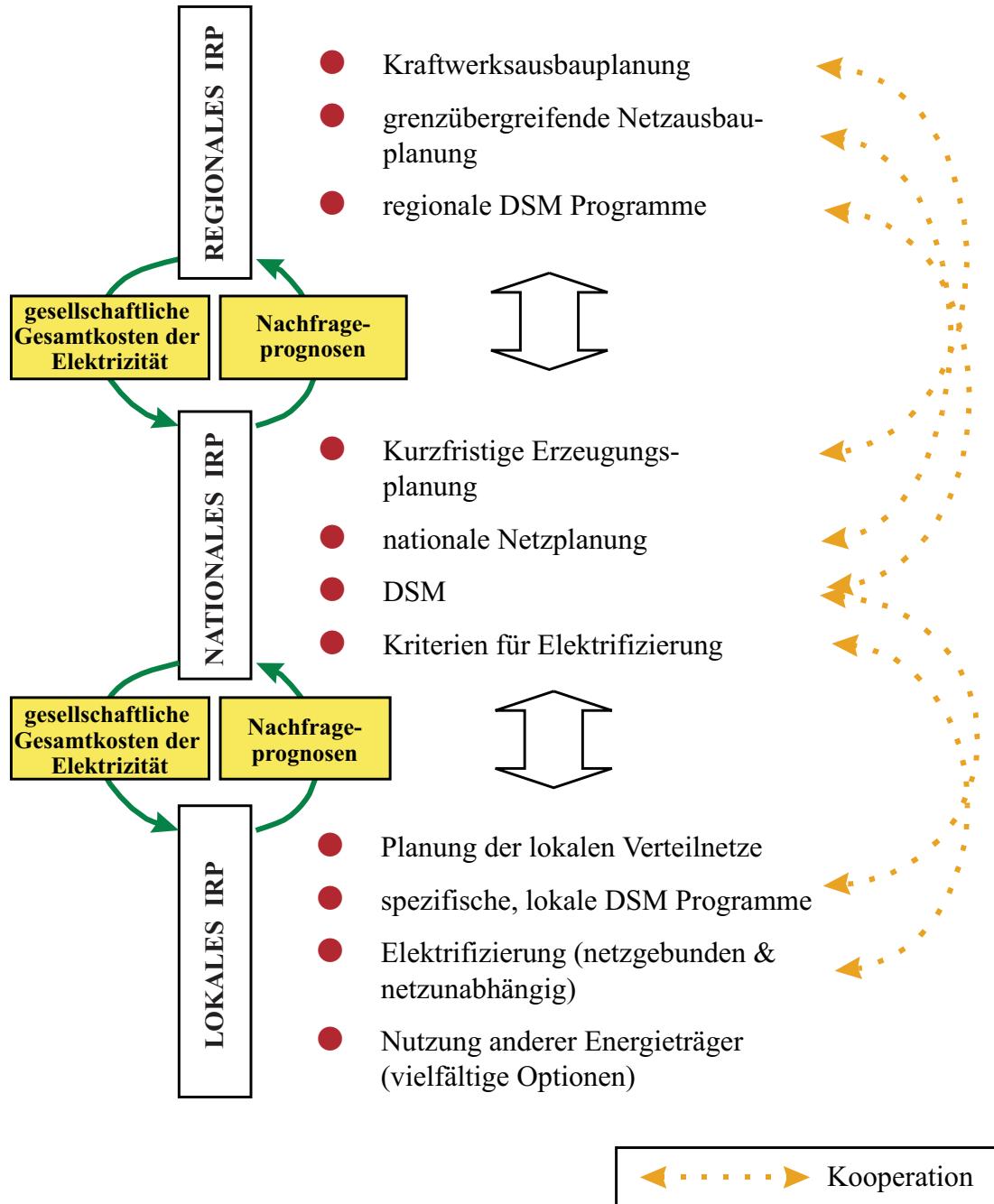
naler Planung auf. Die Elektrizitätsplanung auf lokaler und nationaler Ebene wird andererseits durch Entscheidungen auf regionaler Ebene beeinflusst. Abbildung 2.5 veranschaulicht die verschiedenen Planungsebenen und deren Verknüpfungen untereinander.

Lokales IRP betrachtet ein geographisch kleines Gebiet und umfaßt alle Entscheidungen, die auf dieser Ebene getroffen werden können. Beispiele sind der Ausbau lokaler Verteilnetze, speziell auf dieses Gebiet ausgerichtete DSM-Programme und netzgebundene oder netzunabhängige Elektrifizierungsmaßnahmen. Aus gesellschaftlicher Sicht können andere Energieträger, die eine Alternative zur Elektrizität darstellen (z. B. Solarenergie, die zur Warmwasserbereitung genutzt werden kann) sowie Möglichkeiten zur lokalen Stromerzeugung (z. B. Blockheizkraftwerke) nicht vernachlässigt werden. Benötigte Informationen der höheren Planungsebenen sind die Kosten für die netzgebundene Elektrizitätsbereitstellung in diesem Gebiet. Die Kosten setzen sich aus betriebswirtschaftlichen Kosten sowie externen Kosten oder Umweltauswirkungen zusammen und sind in der Regel zeitspezifisch, d. h. von der Tages- und Jahreszeit abhängig. Mit diesen Informationen ist es möglich, das Elektrizitätssystem auf lokaler Ebene zu optimieren. Im Gegenzug liefert der lokale IRP-Prozess Nachfrageprognosen, die für die Planung auf nationaler Ebene benötigt werden.

Nationales IRP hat zum Ziel, das Elektrizitätssystem eines ganzen Staates zu optimieren. Während der Schwerpunkt auf lokaler Ebene bei der Nachfrageseite liegt, sind auf der nationalen Ebene Entscheidungen für die Nachfrage- und Erzeugungsseite sowie für das Hochspannungsnetz zu treffen. Sofern es in einem Staat mehrere, unabhängige Stromversorger gibt, muß deren Planung z. B. durch staatliche Aufsichtsbehörden auf nationaler Ebene koordiniert und reguliert werden, um sicherzustellen, daß gesellschaftliche Interessen angemessen berücksichtigt werden.

Auf regionaler, grenzübergreifender Ebene liegt der Schwerpunkt bei der Kraftwerksausbauplanung und der Planung von grenzübergreifenden Verbindungsleitungen. Große DSM-Programme oder anderweitige Maßnahmen zur Nachfragesteuerung, die die ganze Region betreffen, können Bestandteil der grenzübergreifenden Planung sein. Die hauptsächlichen Bindeglieder zur nationalen Planung sind wiederum die gesellschaftlichen Gesamtkosten der Elektrizitätserzeugung und -übertragung sowie die nationalen Nachfrageprognosen in anderer Richtung.

Während gesellschaftliche Gesamtkosten der Elektrizitätserzeugung und die Nachfrageprognosen die wesentlichen Verknüpfungen zwischen den Planungsebenen sind, ist für viele Planungsbereiche eine Kooperation zwischen den Ebenen not-



Quelle: Fecher und Graeber [61].

Abbildung 2.5: IRP-Planungsebenen

wendig, wie in Abbildung 2.5 angedeutet ist. Aufgrund der Verknüpfung der Planungsebenen in beiden Richtungen, ist die Optimierung des Gesamtsystems ein iterativer Prozeß, der auf allen Ebenen kontinuierlich durchgeführt werden muß, da sich entscheidungsrelevante Faktoren mit der Zeit ändern werden.

Um einen solchen Planungsansatz im südlichen Afrika zu verwirklichen, müßten geeignete institutionelle und regulatorische Maßnahmen getroffen werden [61,87]. Unabhängig von einer konkreten regulatorischen Umsetzung eines grenzübergreifenden IRP-Prozesses im südlichen Afrika wird in dieser Arbeit eine Planungsmethode vorgestellt, die es ermöglicht, auf regionaler Ebene unter gesellschaftlichen Kriterien ein Elektrizitätssystem zu planen und zu optimieren.

### 2.3.2 Planungsanforderungen

Zusammenfassend soll in diesem Abschnitt auf die Planungsanforderungen, die den Ausgangspunkt für die hier vorgestellten Methoden bilden, eingegangen werden. Diese orientieren sich zum einen an aktuellen, existierenden Entscheidungsproblemen für die grenzübergreifende Elektrizitätsplanung im südlichen Afrika und zum anderen an entscheidungsbeeinflussenden Faktoren, die aus einer gesellschaftlichen, regionalen Sicht in Betracht gezogen werden müssen.

#### 2.3.2.1 Entscheidungsprobleme

Die zu treffenden Entscheidungen lassen sich in zwei Gruppen unterteilen. Zum einen sind es Investitions- und Betriebsentscheidungen:

- Wann und wo soll welches Großkraftwerk mit welcher Kapazität gebaut werden?
- Wann und wo sollen neue Hochspannungsleitungen welchen Typs und welcher Kapazität gebaut werden?
- Welche DSM-Programme von grenzübergreifender Bedeutung sollten gestartet werden?
- Sollen ineffiziente Kraftwerke stillgelegt werden? Welche?
- In welchem Umfang soll Elektrizität innerhalb der SADC-Region grenzübergreifend gehandelt werden?

und zum anderen politische Entscheidungen:

- Sollen in der SADC-Region Richtlinien für eine grenzübergreifende integrierte Ressourcenplanung erlassen werden?
- Sollen andere Steuerungsmechanismen wie Emissionssteuern, generelle Elektrizitätssteuern o.ä. eingeführt werden?
- Inwieweit ist eine nationale Unabhängigkeit bei der Elektrizitätsversorgung erstrebenswert?

Ein mathematisches Modell kann diese politischen Fragen natürlich nicht beantworten, aber es kann die zu erwartenden Auswirkungen der zu treffenden Entscheidungen quantifizieren und somit entscheidungsunterstützend wirken.

### **2.3.2.2 Entscheidungsbeeinflussende Faktoren**

Abgesehen von technischen Gegebenheiten und physikalischen Gesetzmäßigkeiten spielen im südlichen Afrika bei den zu treffenden Entscheidungen die folgenden Faktoren eine wichtige Rolle:

- in der Region vorhandene Energieressourcen und deren geographische Verteilung
- vorhandene Elektrizitätsnachfrage, deren geographische Verteilung und deren prognostizierte, zukünftige Entwicklung
- schon existierende Komponenten des Elektrizitätssystems
- Kosten des Gesamtsystems und deren Aufteilung auf einzelne Staaten
- Kosten neuer Erzeugungstechnologien und Übertragungsleitungen
- verfügbare finanzielle Mittel für Investitionen im Elektrizitätssektor
- weiterreichende Interessen der Bevölkerung
  - kostengünstige Stromversorgung
  - zuverlässige Stromversorgung
  - Ausbau der Versorgung (Elektrifizierung, Bau von Verteilnetzen oder dezentrale Versorgung)



- Reduzierung oder Beschränkung der Umweltbelastung durch die Stromerzeugung
  - geographische Verteilung der Umweltbelastung (dem positiven Aspekten einer billigen Strombereitstellung in einem Land können Umweltbeeinträchtigungen in einem anderen Land gegenüberstehen)
  - Sicherung und Schaffung von Arbeitsplätzen
  - weitere soziale und entwicklungspolitische Aspekte
- nationale Sicherheitsbestrebungen.

Die auf Basis dieser Anforderungen entwickelte mathematische Problemformulierung wird in Kapitel 4 vorgestellt, und die konkreten Modellierungsergebnisse für das südliche Afrika werden in Kapitel 5 erläutert.



# Kapitel 3

## Elektrizitätsplanung

In diesem Kapitel soll der Stand der Forschung im Bereich der Ausbauplanung für elektrische Energieversorgungssysteme kurz umrissen werden, um darauf aufbauend im folgenden Kapitel eine mathematische Modellformulierung vorstellen zu können, die der hier vorliegenden Problemstellung angepaßt ist. Weiterhin wird im Abschnitt 3.2 auf Studien im Bereich der grenzübergreifenden Elektrizitätsplanung eingegangen, die in den letzten Jahren im südlichen Afrika durchgeführt wurden. In Abschnitt 3.3 werden die Möglichkeiten und Grenzen der bisherigen Methoden und Studien zusammenfassend diskutiert.

### 3.1 Ausbauplanung für elektrische Energieversorgungssysteme

Elektrische Energieversorgungssysteme müssen ständig den sich ändernden Rahmenbedingungen angepaßt werden. Insbesondere eine wachsende Nachfrage erfordert eine langfristige Aubauplanung für bestehende Systeme. Mathematische Modelle können hierbei entscheidungsunterstützend eingesetzt werden und zur Quantifizierung von Kosten, der Systemzuverlässigkeit, der zu erwartenden Umweltauswirkungen etc. beitragen. Jedoch sind die Fähigkeiten mathematischer Modelle angesichts der Komplexität elektrischer Energieversorgungssysteme, der Vielzahl von Einzelkomponenten, der unbekanntem zukünftigen Entwicklung von Einflußfaktoren und der Vielzahl der bei der Planung zu berücksichtigenden, oftmals nicht quantifizierbaren Kriterien beschränkt. Aspekte wie z. B. die subjektive Risikobereitschaft der Entscheidungsträger, soziale Effekte oder gesellschaftliche

Akzeptanz können in mathematischen Modellen nicht oder nur unzureichend abgebildet werden. Entscheidungen können daher in der Regel nicht ausschließlich auf Basis Modellergebnissen getroffen werden. Dennoch leisten sie einen wichtigen Beitrag bei der Entscheidungsfindung.

Üblicherweise wird das komplexe Gesamtproblem der Ausbauplanung in die Teilbereiche Kraftwerksausbauplanung und Netzausbauplanung, die sich jedoch gegenseitig beeinflussen, unterteilt und sequentiell oder iterativ gelöst [94, 192]. Als weiterer, weitgehend unabhängiger Bereich ist die Planung von Verteilnetzen zu nennen, der jedoch für die grenzübergreifende Planung nicht von Bedeutung ist.

### 3.1.1 Kraftwerksausbauplanung

Aufgabe der Kraftwerksausbauplanung ist es, Antworten auf die folgenden vier Fragen zu finden, um eine zuverlässige und kostengünstige zukünftige Elektrizitätsversorgung zu gewährleisten [192]:

- Wann sollen neue Kraftwerksblöcke gebaut werden?
- Wo sollen neue Kraftwerksblöcke gebaut werden?
- Welche Kraftwerkstypen sollen gebaut werden?
- Mit welcher Kapazität sollen neue Kraftwerksblöcke gebaut werden?

Während früher verschiedene Ausbaualternativen manuell miteinander verglichen wurden, kann heutzutage auf computerbasierte Optimierungsmodelle zurückgegriffen werden. Für die reine Kraftwerksausbauplanung werden jedoch fast ausschließlich Punktmodelle ohne Berücksichtigung von geographischen Aspekten herangezogen, die die Frage nach dem optimalen Kraftwerksstandort – eine für die grenzübergreifende Planung entscheidende Frage – nicht beantworten können.

Als Beurteilungskriterium für Ausbaualternativen wird meist die Summe der während des Modellierungszeitraums auftretenden Betriebs- und Investitionskosten herangezogen, welche zu minimieren ist.<sup>1</sup> Kriterien für die Systemzuverlässigkeit werden in der Regel mit Hilfe von Restriktionen berücksichtigt. Sofern sich Ausfallkosten abschätzen lassen, kann die Systemzuverlässigkeit jedoch auch Ergebnis der Optimierung sein [80]. Weitere Kriterien wie z. B. Emissionen werden in

---

<sup>1</sup>Ausnahmen hiervon bilden multikriterielle Ansätze [22, 26, 97, 101] und Risikoanalysen [75].

manchen Modellen als Restriktionen [140] oder durch externe Kosten, die in die Zielfunktion eingehen [66], berücksichtigt.

Die vielfältigen, in der Literatur beschriebenen Modellierungsansätze lassen sich nach verschiedenen Kriterien gruppieren:

- statische und dynamische Modelle

Bei statischen Modellen [5, 22, 26, 39, 116, 144] wird die Konfiguration des Kraftwerksparks für ein vorgegebenes Zieljahr optimiert, während bei den dynamischen Modellen [66, 80, 93, 97, 124, 133, 155, 173, 179, 192] mehrere Modellierungsjahre abgebildet werden und somit zusätzlich die zeitliche Abfolge der Kapazitätserweiterungen ermittelt werden kann. Die Optimierung erfolgt geschlossen über den gesamten Zeitraum.<sup>2</sup> Das in dieser Arbeit beschriebene Modell wurde aufgrund des langfristigen Planungszeitraums als dynamisches Modell formuliert. (siehe Abschnitt 4.2.4).

- diskrete und kontinuierliche Ausbaumodelle

Kraftwerke können entsprechend der verfügbaren Technologien in der Regel nur mit diskreten, vorgegebenen Blockgrößen gebaut werden. In Modellen können diese diskreten Entscheidungen entweder durch ganzzahlige Zubauvariablen wiedergegeben werden [22, 67, 80, 93, 97, 124, 133, 173, 179], oder es wird auf eine Diskretisierung verzichtet [26, 66, 115, 116, 144, 155], was die Optimierung vereinfacht, jedoch oftmals nicht realisierbare Kraftwerksgrößen als Lösung ergibt. In dieser Arbeit wurde eine Formulierung gewählt, die sowohl eine diskrete als auch eine kontinuierliche Modellierung von Ausbauentscheidungen zulässt (vgl. Abschnitt 4.4). Für Entscheidungen in der nahen Zukunft sind in der Regel diskrete Optimierungsergebnisse erforderlich, während für Entscheidungen in der fernen Zukunft kontinuierliche Ergebnisse akzeptabel sind.

- deterministische und stochastische Modelle

Bei der Kraftwerksausbauplanung gibt es viele unsichere Einflußgrößen wie z. B. die Nachfrageentwicklung oder die zukünftigen Brennstoffkosten. Ein anderer Bereich mit unsicheren Größen ist die zeitliche Verfügbarkeit von Kraftwerken aufgrund von ungeplanten Kraftwerksausfällen. In rein deterministischen Modellen [40, 115, 116, 144, 155] wird für all diese Größen mit

---

<sup>2</sup>Neben statischen und dynamischen Modellen gibt es auch quasi-dynamische Modelle, bei welchen die Systemkonfiguration sequentiell statisch für die einzelnen Modellierungsjahre unter Berücksichtigung der jeweils vorausgehenden Konfiguration optimiert wird.

dem Erwartungswert gerechnet. Um die Auswirkungen von Abweichungen vom Erwartungswert für einzelne Einflußgrößen beurteilen zu können, werden Parametervariationen durchgeführt. Die Unsicherheit hinsichtlich der zeitlichen Kraftwerksverfügbarkeit wird häufig stochastisch behandelt [5, 26, 80, 93, 133, 173, 179]. Als effektives Verfahren bietet sich hierfür die Addition der stochastischen Kraftwerksausfälle zur Dauerlinie der Last an (Equivalent Load Duration Curve) [94]. Es wird die jährliche Dauerlinie der Nachfrage so modifiziert, daß sie die stochastisch auftretenden Kraftwerksausfälle (sowie geplante Stillstände) als zusätzliche Nachfrage beinhaltet. Anschließend wird deterministisch mit dieser modifizierten Dauerlinie gerechnet, wobei für alle Kraftwerke zu jedem Zeitpunkt von einer Verfügbarkeit mit der gesamten Kapazität ausgegangen wird. Die stochastische Natur von Einflußparametern wie der Nachfrage oder den Brennstoffkosten wird nur selten direkt im Modell abgebildet [75, 124, 155]. Dies ist zum Teil damit zu begründen, daß im Gegensatz zur Kraftwerksverfügbarkeit für diese Parameter eine Wahrscheinlichkeitsverteilung nur schwer angegeben werden kann und sich daher eher die Parametervariation als Methode anbietet. Gelegentlich werden auch Fuzzy Sets zur Beschreibung unsicherer Größen herangezogen [31, 39].

Da für die grenzübergreifende Planung im südlichen Afrika geographische Entfernungen eine entscheidende Rolle spielen, kann die Nachfrage nicht in Form einer oder mehrerer Dauerlinien dargestellt werden, weil hierdurch die zeitliche Zuordnung einzelner Lastwerte zueinander an verschiedenen Nachfragepunkten verloren gehen würde. Statt dessen werden Lastgänge an typischen Tagen modelliert (vgl. Abschnitt 4.2.4). Weil somit das Verfahren der Equivalent Load Duration Curve nicht anwendbar ist und andere Verfahren wie z. B. komplette Enumeration oder Monte Carlo Simulation (vgl. auch [15, 60, 110]) das Optimierungsproblem stark vergrößern würden, wurde eine rein deterministische Problemformulierung gewählt, wobei die Systemzuverlässigkeit durch die Formulierung von Zuverlässigkeitskriterien in gewünschtem Maße beeinflußt werden kann (vgl. Abschnitt 4.6.2). Die Unsicherheit hinsichtlich der Nachfrageentwicklung findet durch das Aufstellen mehrerer Szenarien für die Wachstumsraten Berücksichtigung (Abschnitt 5.2.1). Mit anderen Parametern könnte genauso verfahren werden. Die Mehrstufigkeit der Entscheidungen wird im Rahmen einer Risikoabschätzung berücksichtigt (Abschnitte 4.7 und 5.3).

- hinsichtlich der Optimierungsmethodik

Zum Lösen des Optimierungsproblems der Kraftwerksausbauplanung finden

verschiedene Methoden Anwendung, die im folgenden kurz beschrieben werden<sup>3</sup>:

– Simulation

Bei der Simulation werden Ausbaustrategien vorgegeben und hinsichtlich Kosten und weiterer Kriterien miteinander verglichen [5, 39]. Diese Verfahren eignen sich nur, wenn die Anzahl der zur Verfügung stehenden Optionen gering ist.

– lineare und nichtlineare Programmierung (LP und NLP)

Die lineare Programmierung<sup>4</sup> (LP) wird schon seit den 50er Jahren zur Lösung des Optimierungsproblems der Kraftwerksausbauplanung verwendet [116]. Bei der linearen Programmierung wird das Optimierungsproblem ausschließlich mit linearen Gleichungen und kontinuierlichen Variablen beschrieben. Es stehen effiziente Lösungsverfahren wie der Simplex Algorithmus zur Verfügung, was wahrscheinlich einer der Gründe ist, weshalb dieses Verfahren trotz des Nachteils der kontinuierlichen Entscheidungen immer wieder Einsatz findet [66, 75, 140, 155]. Die Beschränkung auf lineare Gleichungen wird bei der nichtlinearen Programmierung (NLP) aufgehoben. Auch sie findet bei der Ausbauplanung Anwendung [144], wobei zu beachten ist, daß das als Ergebnis gefundene Minimum bzw. Maximum nicht immer das globale Minimum oder Maximum sein muß.

– gemischt ganzzahlige lineare Programmierung (GGLP)

Gemischt ganzzahlige lineare Modelle [40, 133, 173] haben den Vorteil, daß Ausbauentscheidungen diskret modelliert werden können. Zur Lösung werden in der Regel Branch-and-Bound-Algorithmen eingesetzt.

– Dekompositionsverfahren

Da das Optimierungsproblem der Kraftwerksausbauplanung für eine geschlossene Lösung zu groß werden kann, bietet sich eine Dekomposition in die Teilprobleme Betriebsoptimierung und Investitionsoptimierung an, welche iterativ mit LP oder GGLP gelöst werden. Anwendung finden in erster Linie die Benders Dekomposition<sup>5</sup> [75, 133, 173] oder die

---

<sup>3</sup>Weitere Methoden wie künstliche neuronale Netze oder Simulated Annealing, die für die Kraftwerkseinsatzplanung an Bedeutung gewinnen könnten, werden von Zhu und Chow [204] beschrieben.

<sup>4</sup>auch lineare Optimierung genannt

<sup>5</sup>Zur Methode siehe [11, 74].

verwandte Dantzig-Wolfe Dekomposition<sup>6</sup> [66, 155].

– dynamische Programmierung (DP)

Die dynamische Programmierung ist eine Methode, die es erlaubt, bei einer Abfolge von abhängigen Entscheidungen die optimale Entscheidungskombination zu finden. Hierbei werden sukzessiv Jahr für Jahr alle zulässigen Systemzustände betrachtet, und es wird die beste zeitliche Abfolge zum Erreichen eines jeden dieser Zustände ermittelt. Für jedes Modellierungsjahr muß die Anzahl der möglichen Zustände z. B. durch Festlegung von maximalen und minimalen Überkapazitäten stark eingegrenzt werden, um die Anzahl der möglichen Kombinationen auf ein handhabbares Maß zu reduzieren. Diese bei der Kraftwerksausbauplanung häufig eingesetzte Methode [30, 80, 93, 124, 137, 173, 179, 188] eignet sich insbesondere dann, wenn nur eine geringe Anzahl von Technologien, die blockweise mit konstanter Blockgröße zugebaut werden können, vorliegt. Um den Suchschlauch, d.h. den Bereich der zulässigen Zustände eingrenzen zu können, werden bei manchen Modellen heuristische Verfahren [93, 173], Expertensysteme [30, 80] oder genetische Algorithmen [137] eingesetzt.

– genetische Algorithmen

Bei der genetischen oder evolutionären Optimierung werden Zustände im Lösungsraum nach gewissen Vererbungsregeln miteinander rekombiniert oder durch Mutation verändert. Mit Hilfe von Selektionsverfahren werden ungünstige Zustände ausgeschieden. Genetische Algorithmen können bei der Kraftwerksausbauplanung als schnelles Optimierungsverfahren Anwendung finden, jedoch ist es bei großen Systemen sehr schwierig, mit ihnen die Optimallösung zu finden [67].

– heuristische Suchverfahren

Heuristische Suchverfahren, zu denen genaugenommen auch die genetischen Algorithmen gehören, werden für die Kraftwerksausbauplanung eingesetzt, wobei die Optimalität der Lösung in der Regel jedoch nicht garantiert werden kann [40].

Für das im Kapitel 4 beschriebene Modell wurde eine lineare Problemformulierung mit zum Teil ganzzahligen Ausbauvariablen gewählt, die mit Hilfe von GGLP gelöst werden kann. Dynamische Programmierung verspricht keine Vorteile, da es sich bei den Zubaualternativen um eine Vielzahl von

---

<sup>6</sup>Zur Methode siehe [29].



Technologien und Standorten mit spezifischen Charakteristiken handelt. Ein Dekompositionsansatz war für die durchgeführten Optimierungsrechnungen nicht erforderlich, da das Problem noch geschlossen lösbar ist.

Zum Modellierungsumfang der in der Literatur beschriebenen Modelle ist noch anzumerken, daß häufig Einschränkungen hinsichtlich der Technologien, die abgebildet werden können, existieren. Insbesondere die Modellierung von Pumpspeicherkraftwerken ist bei den meisten Modellen nicht vorgesehen. Bei vielen Veröffentlichungen steht eine neue Methodik im Vordergrund und nicht ein vielseitig für reale Problemstellungen anwendbares Modell.

### 3.1.2 Netzausbauplanung

Die wesentlichen, oft miteinander konkurrierenden Ziele der Netzausbauplanung sind [92]:

- optimale technische Funktion und Versorgungssicherheit
- minimale Errichtungs-, Betriebs- und Folgekosten
- bestmögliche Verträglichkeit mit einer zunehmend empfindlicheren Umwelt
- flexible Reaktion auf abrupte Änderungen der Planungsvoraussetzungen

Aufgrund dieser Vielzahl von Kriterien, der engen Verknüpfung des Elektrizitätsnetzes mit der Erzeugung und dem Verbrauch und einer Vielzahl von Optionen bei der Netzausbauplanung kann eine automatisierte Netzausbauplanung nur in begrenztem Umfang die Entscheidungsfindung unterstützen. Neben Optimierungsmodellen finden daher vielfach heuristische Verfahren Anwendung [92, 192].

Der Netzausbauplanung werden in der Regel Lastflußrechnungen zugrunde gelegt. Hierbei können drei Modellierungsansätze unterschieden werden:

Bei der *Wechselstrom-Lastflußrechnung* (AC power flow modell) werden die Elemente des Netzes und dessen stationärer Zustand im allgemeinsten Fall mit Gleichung 3.1 beschrieben [92, 172]:

$$\underline{\mathbf{I}} = \underline{\mathbf{A}} \underline{\mathbf{U}} \quad (3.1)$$

Hierbei ist  $\underline{\mathbf{I}}$  der Spaltenvektor der komplexen Knoteneinspeiseströme,  $\underline{\mathbf{A}}$  die symmetrische, komplexe Toradmittanzmatrix des Netzes und  $\underline{\mathbf{U}}$  der Spaltenvektor der komplexen Knotenspannungen.

Für die Ausbauplanung hat die Wechselstrom-Lastflußrechnung den Nachteil, daß detaillierte Daten für alle Ausbaualternativen sowie Prognosen für die Wirk- und Blindleistung an allen Knoten erforderlich sind, welche zumindest für das südliche Afrika nur mit großem Aufwand erstellt werden können [27]. Des weiteren ist der Rechenaufwand höher als bei anderen Verfahren. Aus Gleichung 3.1 abgeleitete Formulierungen werden nur bei wenigen Ausbaumodellen angewendet [68, 149, 198, 199].

Viel häufiger findet die *linearisierte Lastflußrechnung* (DC load flow modells<sup>7</sup>) Anwendung [100, 104, 108, 109, 135, 150, 156, 158, 174, 189, 192]. Bei dieser linearisierten Form der Wechselstrom-Lastflußgleichungen wird das elektrische Hochspannungsnetz bei normierter Betrachtung im per-unit-System durch Gleichung 3.2 beschrieben<sup>8</sup>:

$$\underline{\Theta} = \underline{\mathbf{X}} \underline{\mathbf{P}}, \quad (3.2)$$

wobei  $\underline{\Theta}$  der Spaltenvektor der Phasenwinkel an den Knoten,  $\underline{\mathbf{X}}$  die Torimpedanzmatrix des Netzes und  $\underline{\mathbf{P}}$  der Spaltenvektor der eingespeisten Wirkleistung<sup>9</sup> an den Knoten ist. Der Lastfluß (Wirkleistung)  $P_{i,j}$  in einem Zweig von Knoten  $i$  zu Knoten  $j$  kann mit Gleichung 3.3 bestimmt werden<sup>8</sup>:

$$P_{i,j} = \frac{\theta_i - \theta_j}{x_{i,j}}. \quad (3.3)$$

In Netzausbaumodellen werden in der Regel Grenzwerte für die Lastflüsse  $P_{i,j}$  vorgegeben.

Eine weitere Vereinfachung findet bei den sogenannten *Transportmodellen* (transportation modells) statt [25, 72, 104, 150, 189]. Bei diesen Modellen wird die Phasenbedingung 3.2 nicht berücksichtigt, und es werden die Lastflüsse unter Berücksichtigung von Kapazitätsobergrenzen frei optimiert.

<sup>7</sup>Der englischsprachige Begriff *DC load flow model* (Gleichstrom-Lastfluß-Modell), ist etwas irreführend, da bei diesem Ansatz nicht die induktiven und kapazitiven Widerstände, sondern die ohmschen Widerstände vernachlässigt werden.

<sup>8</sup>Zur Herleitung siehe z. B. [100, 192].

Ausgehend von  $P_{i,j} = U_i U_j (G_{i,j} \cos(\theta_i - \theta_j) + B_{i,j} \sin(\theta_i - \theta_j))$  und  $G_{i,j} + iB_{i,j} = \frac{-1}{r_{i,j} + ix_{i,j}}$  mit der Wirkleistung  $P_{i,j}$ , den relativen Knotenspannungen  $U_i$  und  $U_j$ , dem Realteil  $G_{i,j}$  und Imaginärteil  $B_{i,j}$  des entsprechenden Elements der komplexen Toradmittanzmatrix, dem Widerstand  $r_{i,j}$ , der Impedanz  $x_{i,j}$  und den Phasenwinkeln  $\theta_i$  und  $\theta_j$  erhält man für im Vergleich mit den Impedanzen vernachlässigbar kleinen Widerständen ( $r_{i,j} \ll x_{i,j}$ ), kleine Winkeldifferenzen ( $\cos(\theta_i - \theta_j) \approx 1$ ,  $\sin(\theta_i - \theta_j) \approx \theta_i - \theta_j$ ) und  $U_i \approx U_j \approx 1$  als Näherung die genannten Gleichungen.

<sup>9</sup>Nettoeinspeisung, d. h. Einspeisung minus Last.

Die Verteilung der Last und der Einspeisung auf die einzelnen Knoten wird bei den meisten Modellen vorgegeben und nur in Einzelfällen [2, 68, 150, 192] als variabel betrachtet. Leitungsverluste bleiben meist unberücksichtigt. Ausnahmen hiervon bilden Modelle mit linearen oder quadratischen Verlustfunktionen [68, 104, 149, 192, 197, 199], wobei eine quadratische Verlustfunktion auch stückweise linearisiert werden kann [192].

Hinsichtlich der Zeitstruktur handelt es sich meist um statische Modelle (Ausnahmen: [100, 174, 199]). Abgesehen von wenigen Ausnahmen [2, 25, 104, 174, 180] wird in der Regel nur ein Lastfall pro Ausbaujahr modelliert.

Zubau von Leitungen wird nur bei wenigen Modellen kontinuierlich [25, 72, 100, 104, 150, 189, 199], ansonsten diskret modelliert.

Hinsichtlich der Systemzuverlässigkeit lassen sich die Modelle wie bei der Kraftwerksausbauplanung in deterministische und stochastische Modelle unterteilen. Stochastische Ansätze sind jedoch eher selten zu finden [2, 100, 108, 109, 197]. Um eine gewisse Systemzuverlässigkeit zu garantieren, findet gelegentlich jedoch das deterministische (n-1)-Kriterium Anwendung [158, 174, 192].

Als Lösungsverfahren finden LP [25, 72, 135, 150, 189], NLP [199], GGLP [108, 109, 156, 158, 192], das Maximumprinzip von Pontrijagan<sup>10</sup> [100], ganzzahlige, nichtlineare Programmierung [174], Dekompositionsansätze [109, 135, 150], genetische Algorithmen [69, 198], Simulated Annealing [68, 69, 149], Expertensysteme [180] sowie weitere heuristische Verfahren [25, 69, 92, 104, 135, 174, 192] Anwendung.<sup>11</sup>

Für die in Kapitel 4 beschriebene Problemformulierung wurden die Leitungen als Transportmodell mit linearen Leitungsverlusten abgebildet (vgl. 4.5). Eine Wechselstrom-Lastflußrechnung wäre angesichts der hohen Detailgenauigkeit und der vielen Optionen beim Netzausbau unangemessen. Eine Gleichstrom-Lastflußrechnung mit Gleichung 3.2 wäre aufgrund der Linearität der Gleichungen einfach in das Modell zu integrieren. Da es sich bei dem Hochspannungsnetz im südlichen Afrika um ein weitgehend radiales Netz handelt, es vielfältige Möglichkeiten zur Blindstromkompensation gibt, die bei den großen Entfernungen im südlichen Afrika eingesetzt werden müssen, und die meisten der modellierten Maschen HGÜ-Leitungen enthalten, für welche keine Phasenbedingungen gelten, wurde die Einbeziehung der Phasenbedingungen nach Gleichung 3.2 für überflüssig erachtet. Angesichts der großen Entfernungen im südlichen Afrika ist eine Vernachlässigung

---

<sup>10</sup>Zum Verfahren vgl. [19].

<sup>11</sup>Die wichtigsten dieser Verfahren sind in Abschnitt 3.1.1 kurz beschrieben.

der Leitungsverluste nicht sinnvoll. Die Verluste werden daher mit einer linearen Funktion approximiert<sup>12</sup>. Eine lineare Approximation der in Realität näherungsweise quadratischen Verlustfunktion ist ohne großen Aufwand möglich (vgl. [192]), verspricht für die vorliegende Problemstellung jedoch keine wesentlichen Vorteile. Da die Verfügbarkeit von Übertragungsleitungen sehr hoch ist, wurden für diese eine deterministische Verfügbarkeit mit voller Kapazität angenommen. Unabhängig davon können jedoch Zuverlässigkeitskriterien integriert werden, für welche eine reduzierte Leitungskapazität modelliert werden kann (vgl. Abschnitt 4.6.2).

### 3.1.3 Kombinierte Kraftwerks- und Netzausbauplanung

In Industrieländern mit einer relativ gleichmäßigen geographischen Verteilung der Stromerzeugung und der Last<sup>13</sup> führt eine weitgehend unabhängige, serielle oder iterative Kraftwerks- und Netzausbauplanung, die zudem noch auf ein relativ kleine geographische Gebiete begrenzt ist, zu guten Ergebnissen. Für das südliche Afrika und andere Weltregionen mit geringer Lastdichte, großen geographischen Entfernungen und regional sehr unterschiedlichen Energieressourcen erscheint dieses Vorgehen wenig geeignet.

In den letzten Jahren wurden mehrere Ansätze entwickelt, die versuchen, die Abgrenzung zwischen Kraftwerks- und Netzausbauplanung zu durchbrechen. Im einfachsten Fall kann die Stromerzeugung eines geplanten, standortgebundenen Kraftwerks eindeutig einem einzigen Lastzentrum zugeordnet werden. In diesem Fall kann bei der Kraftwerksausbauplanung mit Investitionskosten gerechnet werden, die die Kosten für die notwendige Erweiterung des Übertragungsnetzes enthalten. Des weiteren können zur Berücksichtigung von Leitungsverlusten die Maximalleistung des Kraftwerks mit dem Faktor  $(1 - \hat{\phi})$  und die variablen Betriebskosten mit dem Faktor  $(1 - \bar{\phi})$  dividiert werden [82].  $\hat{\phi}$  ist der Übertragungsverlustfaktor zwischen Kraftwerk und Verbrauchszentrum bei Vollast und  $\bar{\phi}$  der durchschnittliche Verlustfaktor.

---

<sup>12</sup>Sofern der Verlustfaktor bei Maximallast  $\hat{\phi}$  einer Leitung bekannt ist, und sich der mittlere jährliche Lastfaktor  $\bar{\alpha}$  abschätzen lässt, so kann der mittlere, jährliche Verlustfaktor  $\bar{\phi}$  z. B. nach folgender Näherungsformel abgeschätzt werden [197]:

$$\bar{\phi} = \hat{\phi} \cdot (0,3 \cdot \bar{\alpha} + 0,7 \cdot \bar{\alpha}^2).$$

<sup>13</sup>In Mitteleuropa beträgt die durchschnittliche Übertragungsentfernung ca. 100 km bei der 380 kV und ca. 60 km bei der 220 kV Spannungsebene [92].

Eine Erweiterung dieses Ansatzes enthält ein von Wang und McDonald [192] vorgestelltes, multiregionales Kraftwerksausbaumodell. Bei diesem dynamischen, stochastischen Modell mit heuristischem, iterativem Lösungsansatz werden Übertragungsverluste und Netzausbaukosten anhand von geographischen Entfernungen der Kraftwerke zum geographischen Lastschwerpunkt der jeweiligen Region und des Gesamtsystems abgeschätzt. Konkrete Netzausbauoptionen werden jedoch nicht modelliert.

Millán et al. [123] beschreiben ein aus verschiedenen Modulen zusammengesetztes Modellierungssystem für die Kraftwerksausbauplanung, mit dem die marginalen Kosten für neue Verbindungsleitungen zwischen jeweils zwei, bisher unabhängigen Teilsystemen berechnet werden können. Diskrete Verbindungskapazitäten oder mehrere Netzausbauoptionen gleichzeitig werden jedoch nicht modelliert.

Ausgehend von der Netzausbauplanung erweitert Linden [111] die Systemgrenzen und bezieht die Standortfestlegung für nichtortsgebundene, neue Kraftwerke in den Planungsumfang mit ein. Eine separate Kraftwerksausbauplanung muß diesem Schritt vorausgehen. Dieser Ansatz kann bei kleinen geographischen Entfernungen und alternativen Kraftwerksstandorten sinnvoll sein.

Einen Ansatz für die kombinierte Kraftwerks- und Netzausbauplanung basierend auf dynamischer Programmierung beschreibt Bieselt [14]. Das Gesamtproblem wird in eine Vielzahl von Einzelproblemen zerlegt, die iterativ gelöst werden. Für die Kraftwerksausbauplanung wird ein Punktmodell verwendet, in welchem Kraftwerksstandorte, geographische Lastverteilung, Lastflüsse und Verluste nur pauschal berücksichtigt werden. In einem Flächenmodell werden diese letztgenannten Aspekte differenziert untersucht. Ähnliche Verfahren werden von Vetter [188] angewendet. Eine nur pauschale Berücksichtigung von Kraftwerksstandorten und Verlusten bei den Investitionsentscheidungen für neue Kraftwerke macht dieses iterative Verfahren jedoch für große geographische Entfernungen ungeeignet.

Ansätze zur geschlossenen, gemeinsamen Optimierung von Kraftwerks- und Netzausbau wurden schon seit den 70er Jahren entwickelt. Beglari und Laughton [10] beschreiben ein dynamisches Modell für den Ausbau thermischer Kraftwerke und der Verbindungsleitungen zwischen Regionen. Aufgrund von Betriebssimulationen werden sowohl für die Kraftwerke als auch für die Leitungen im voraus die mittleren Lastfaktoren abgeschätzt, wodurch sich die Restriktionen auf die in jeder Region benötigte Kapazität und die benötigte Jahresgesamtenergie beschränken. Für die Übertragungsleitungen werden lineare Verluste angenommen. Es wird ein LP Lösungsansatz verwendet, der jedoch nur kontinuierliche Ausbauentscheidungen

liefert. Insgesamt erscheint dieser Ansatz für den Einsatz im südlichen Afrika zu vereinfacht und bezüglich der modellierbaren Kraftwerkstypen zu eingeschränkt.

Pereira et al. [138] sowie Leopoldino et al. [107] beschreiben statische Ausbaumodelle mit diskreten Ausbauvariablen. Das Übertragungsnetz wird als Transportmodell [107] oder Gleichstrom-Lastflußmodell [138] abgebildet. Übertragungsverluste werden jeweils vernachlässigt. Bei ersterem Modell handelt es sich um einen deterministischen, bei zweiterem um einen stochastischen Ansatz. Zum Lösen wird jeweils ein Dekompositionsansatz verwendet. Beide Modelle haben den Nachteil, daß sie statisch sind und als Kosten ausschließlich Investitionskosten berücksichtigen, was nur dann angemessen ist, wenn es sich bei den Zubauoptionen ausschließlich um Wasserkraftwerke und Übertragungsleitungen handelt.

Rogers und Rowse [148] haben ein dynamisches, lineares Modell entwickelt, mit welchem der interregionale Elektrizitätshandel in Kanada analysiert wurde. In jeder Region wurden alle Kraftwerke eines Typs zu einer Einheit zusammengefaßt, welche hinsichtlich der Gesamtkapazität kontinuierlich erweitert werden kann. Die Modellierungsjahre werden in sechs Zeitsegmente unterteilt, wobei der Einsatz einiger Kraftwerkstypen auf bestimmte Zeitsegmente beschränkt ist. Die kontinuierlich erweiterbaren Übertragungskapazitäten zwischen den Regionen werden als Transportmodell mit linearer, einzig entfernungsabhängigen Verlustfunktion abgebildet. Dieses Modell wurde von Hoster mit Erweiterungen in einzelnen Aspekten auf Europa übertragen und zur Analyse verschiedener energiepolitischer Strategien verwendet [88–90]. Die in Kapitel 4 vorgestellte Problemformulierung beinhaltet alle in diesen Modellen zur Anwendung kommenden Möglichkeiten. Die Einschränkung auf kontinuierlichen Ausbau, begrenzte Zuverlässigkeitskriterien, die nur sehr rudimentäre Abbildung von Pumpspeicherkraftwerken und die starke zeitliche Aggregation machen jedoch das von Rogers und Rowse entworfene Modell für eine Übertragung auf die in Abschnitt 2.3.2 umrissene Problemstellung ungeeignet.

Einen aus technischer Sicht detaillierten und exakten Modellierungsansatz haben Baughman, Siddiqi und Zarnikau [8, 9] entwickelt. Es handelt sich um ein stochastisches, dynamisches, nichtlineares Modell mit diskreten Ausbauvariablen, das mittels Benders-Dekomposition und NLP gelöst wird. Zusätzlich zu Übertragungsleitungen und Kraftwerken können auch DSM-Maßnahmen modelliert werden. Das Netz wird mittels Wechselstrom-Lastflußgleichungen abgebildet und ist für die Nichtlinearität der Formulierung verantwortlich. Der in diesem Modell verwendete hohe Detaillierungsgrad und die Wechselstrom-Lastflußrechnung be-

schränken schon aufgrund der benötigten Daten die Anwendbarkeit dieses Modells auf relativ kleine Systeme mit einer geringen Anzahl an Ausbauoptionen und auf mittelfristige Planungen. Bei großen Systemen erscheint eine Lösbarkeit innerhalb akzeptabler Rechenzeit unter Verwendung einer der stochastischen Formulierung angemessenen, großen Anzahl von Systemzuständen trotz Dekompositionsansatz sehr zweifelhaft.

Als kommerzielle Software, die zur multiregionalen Kraftwerksausbauplanung unter Berücksichtigung von Netzausbauoptionen eingesetzt werden kann, ist das Modellsystem UPLAN-E [105] zu nennen. Für die Anwendung im südlichen Afrika ist sie jedoch nur bedingt geeignet, da der Zubau von Pumpspeicherkraftwerken, welcher in Südafrika als Option existiert, nicht modelliert werden kann [136].

Die hier beschriebenen Ansätze für kombinierte Kraftwerks- und Netzausbauplanung gaben zwar vielfältige Anregungen für die letztendlich verwendete und in Kapitel 4 beschriebene mathematische Problemformulierung. Es konnte jedoch keiner der Ansätze direkt übernommen werden.

### 3.1.4 Integrierte Ressourcenplanung

Wie in Abschnitt 2.3.1 beschrieben, besteht der wesentliche Unterschied bei der Integrierten Ressourcenplanung (IRP) gegenüber der herkömmlichen Kraftwerksausbauplanung in der gesellschaftlichen Planungsperspektive, die eine Berücksichtigung von DSM-Maßnahmen und Umweltauswirkungen erforderlich macht. Aus Sicht der Modellbildung für die langfristige Ausbauplanung bringt IRP keine wesentlichen Neuheiten, wobei die Modelle jedoch durch die zusätzlichen Optionen auf der Nachfrageseite und die Berücksichtigung von Umweltauswirkungen deutlich umfangreicher werden. Die meisten der oben beschriebenen Methoden der Kraftwerksausbauplanung könnten mit einigen Erweiterungen auch für IRP eingesetzt werden. DSM-Maßnahmen können im einfachsten Fall als virtuelle Kraftwerke modelliert werden, für die eventuell eine spezielle Ganglinie vorzugeben ist. Emissionen und andere Auswirkungen, sofern sie quantitativ zu erfassen und in ein Modell zu integrieren sind, können als externe Kosten oder als Restriktionen Berücksichtigung finden.

## 3.2 Studien über den Elektrizitätssektor im südlichen Afrika

In den letzten Jahren wurden neben nationalen Studien auch einige mehrere Länder umfassende Studien über den Elektrizitätssektor im südlichen Afrika durchgeführt.

Eine von der Weltbank finanzierte Studie [50] aus dem Jahr 1993 befaßt sich anhand einzelner alternativer Ausbaupläne mit den Möglichkeiten und Vorteilen der grenzübergreifenden Zusammenarbeit der Länder Botswana, Malawi, Mosambik, Sambia und Simbabwe. Die übrigen, damaligen SADC-Staaten sowie Südafrika und das damalige Zaire wurden nur am Rande berücksichtigt. Betrachtet wurde der Zeitraum 1992 bis 2010. Aufgrund der weitgehenden Einschränkung auf die erstgenannten Staaten und der neueren, politischen Entwicklung im südlichen Afrika sind die Ergebnisse der Studie nicht mehr aktuell. Jedoch geben die ermittelten 785 Mill. US\$ Einsparpotential durch grenzübergreifende Zusammenarbeit gegenüber einer unabhängigen Entwicklung eine deutliche Indikation, daß eine Zusammenarbeit unter dem Aspekt der Gesamtkosten vorteilhaft ist.

In dem von Rowlands herausgegebenen Buch „Climate Change Cooperation in Southern Africa“ [152], werden drei Ausbauszenarien für den Elektrizitätssektor im südlichen Afrika bis zum Jahr 2050 vorgestellt und hinsichtlich Kosten und CO<sub>2</sub>-Emissionen verglichen. Durch vermehrte Nutzung der Wasserkraftressourcen in der Region sind deutliche Treibhausgasreduktionen bei zum Teil negativen Vermeidungskosten<sup>14</sup> möglich. Zur verwendeten Methodik beim Aufstellen der Szenarien ist anzumerken, daß ein Punktmodell verwendet und nur ein Zeitsegment (Spitzenlast) pro Jahr betrachtet wurde. Investitionskosten für neue Übertragungsleitungen werden zum Teil pauschal den Investitionskosten der Kraftwerke zugeschlagen. Übertragungsverluste, die bei den großen Entfernungen in der Region nicht unerheblich sind, bleiben unberücksichtigt. Des weiteren werden beim „hydrophilen“ Szenario<sup>15</sup> (und nur bei diesem) der tatsächlichen Situation unangemessen (vgl.: [113]) hohe, trockenheitsbedingte Arbeitsbeschränkungen der Wasserkraftwerken angenommen und mit Ausfallkosten berücksichtigt, die in hohen CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten von 42 US\$ pro t CO<sub>2</sub> resultieren.

---

<sup>14</sup>Negative Vermeidungskosten entstehen bei Maßnahmen, die unabhängig vom Ziel der CO<sub>2</sub>-Emissionenreduktion wirtschaftlich sind.

<sup>15</sup>Das von Rowlands aufgestellte Szenario mit dem stärksten Ausbau der Wasserkraftnutzung.



Eine weitere Studie über Treibhausgasemissionen im Elektrizitätssektor im südlichen Afrika wird zur Zeit im Auftrag der GTZ vom Southern Centre for Energy and the Environment in Harare durchgeführt [36]. Es wird hierfür die Environmental Manual (EM) Software [34, 35] verwendet. Diese ermöglicht im Vergleich zu der von Rowlands durchgeführten Studie eine detailliertere Modellierung, die auf einer Prozeßkettenanalyse aufbaut. Es handelt sich jedoch auch hierbei nur um einen Simulationsansatz, mit welchem eine begrenzte Anzahl von Strategien verglichen werden können. Aufgrund der nur pauschalen Berücksichtigung der Stromübertragung ist dieser Ansatz für ein geographisch weit ausgedehntes System eher ungeeignet. Bisher<sup>16</sup> wurden innerhalb dieses Projekts eine Bestandsaufnahme der Treibhausgasemissionen [165] sowie ein bis zum Jahr 2020 reichendes Nachfrageszenario und ein Basisszenario für die Stromerzeugung veröffentlicht [166].

Der in dieser Arbeit entwickelte und in Kapitel 4 beschriebene Modellierungsansatz ist ebenfalls zur Durchführung von Treibhausgasstudien geeignet und verspricht aufgrund der detaillierteren Berücksichtigung der Übertragungsleitungen, der höheren zeitlichen Auflösung und der Formulierung als Optimierungsproblem im Vergleich zu den vorgenannten Studien realistischere Ergebnisse.

Eine von USAID finanzierte Studie „Modelling Electricity Trade in Southern Africa“ wird derzeit von der State Utility Forecasting Group, Purdue University, West Lafayette, USA, in Zusammenarbeit mit dem SAPP durchgeführt. Bisher wurden Ergebnisse im Bereich der langfristigen Einsatzplanung für die Wasserkraftwerke am Kafue und Sambesi [200], und der kurzfristigen, gemeinsamen Einsatzplanung für alle Kraftwerke der SAPP-Mitglieder für einen Tag [168, 170] erzielt. Die durch freien Handel und gemeinsame Einsatzplanung erzielbaren Betriebskosteneinsparungen werden auf 62,4 Mill. US\$ p. a. geschätzt [168]. Für die langfristige Planung inklusive Kraftwerks- und Netzausbauplanung wurde ein deterministisches, dynamisches GGLP-Modell entwickelt [167, 169], das einmal abgesehen von der Beschränkung auf technische und betriebswirtschaftliche Aspekte in vielen Punkten dem in Kapitel 4 beschriebenen Modellierungsansatz ähnlich, jedoch insgesamt deutlich unflexibler ist. Die Übertragungsleitungen werden z. B. ebenfalls als Transportmodell mit linearen Verlustfaktoren abgebildet, wobei zwischen zwei Knoten jedoch nur eine einzige existierende sowie eine weitere, neue Verbindungsleitung modelliert werden kann. Alternative, neue Verbindungsleitungen mit unterschiedlichen Kenngrößen können nicht modelliert werden. Pumpspeicherkraftwerke werden mit einem Tageszyklus modelliert. Schon aufgrund der verwen-

---

<sup>16</sup>Stand: Mai 1999

deten Zeitstruktur ist die Modellierung eines in Realität angewendeten Wochenzykluses [52] nicht möglich. Hinsichtlich der Kostenrechnung fällt auf, daß fixe, jährliche Betriebs- und Wartungskosten weder erwähnt noch in irgendeiner Weise berücksichtigt werden. Für existierende Kraftwerke ist eine Berücksichtigung dieser Kosten bei der Optimierung nicht erforderlich, jedoch kann eine Vernachlässigung dieser Kosten bei neuen Kraftwerken die Ergebnisse verfälschen. Ein weiterer Nachteil ist die große Anzahl der in der Formulierung enthaltenen diskreten Variablen<sup>17</sup>, welche eine Lösbarkeit bei einer angemessenen Lösungstoleranz<sup>18</sup> fraglich macht. Konkrete Optimierungsergebnisse wurden zwar bisher noch nicht veröffentlicht. Im Mai 1999 als Anschauungsbeispiel veröffentlichte Ergebnisse [142] erscheinen jedoch in einzelnen Punkten sehr unrealistisch<sup>19</sup>. Trotz dieser Mängel ist davon auszugehen, daß mit dem von der Purdue University entwickelten Modell realistische, nachvollziehbare Ergebnisse erzielt werden können, die sich in etwa mit den in dieser Arbeit veröffentlichten Ergebnissen decken, sofern einige Modifikationen bei der Modellformulierung vorgenommen und eventuell vorhandene Fehler korrigiert werden.

### 3.3 Möglichkeiten und Grenzen der bisherigen Methoden und Studien

Eine separate Kraftwerks- und Netzausbauplanung erscheint aufgrund der großen Entfernungen im Südlichen Afrika keine geeignete Vorgehensweise für die grenzübergreifende Planung. Die in Abschnitt 3.1.3 genannten Modelle für die kombinierte Kraftwerks- und Netzausbauplanung eignen sich wegen der dort genannten Einschränkungen nur bedingt für die hier vorliegende Fragestellung. Weiterhin können mit ihnen länderspezifische Aspekte sowie Emissionen<sup>20</sup> nicht berücksichtigt werden. Die für Treibhausgasstudien im südlichen Afrika verwendeten, auf

---

<sup>17</sup>über 520 in dem letzten, vorliegenden Modell

<sup>18</sup>Als angemessen könnte z. B. eine Toleranz, die die gleiche Größenordnung wie die Kosten der kleinsten, diskreten Einzelentscheidung besitzt, angesehen werden.

<sup>19</sup>Z. B. sollen in den Ländern Botswana und Lesotho bis zum Jahr 2020 1320 MW bzw. 343 MW an Gasturbinenkapazität zugebaut werden, welche, einmal ganz abgesehen von der schon existierenden Gesamtkapazität von 26 MW bzw. 118 MW, die jeweilige Spitzenlast im Jahr 2020 von 396 MW bzw. 180 MW bei weitem übersteigt. (Es wurde angenommen, daß die hier angeführten, in [167] genannten Daten für das Anschauungsbeispiel verwendet wurden.)

<sup>20</sup>Die Modelle von Hoster [90] und Baughman et al. [8] erlauben es, Emissionen zu bilanzieren oder Obergrenzen festzulegen.

Punktmodellen basierenden Simulationsansätze [152, 166] eignen sich nicht für die Ausbauplanung. Das von der Purdue University entwickelte Modell [167] verspricht gute Ergebnisse für die Ausbauplanung, sofern einige Modifikationen vorgenommen werden. Zum Planen mit einer gesellschaftlichen Perspektive fehlen hier jedoch Möglichkeiten zur Abbildung von Emissionen und anderen gesellschaftlich relevanten Auswirkungen.

Da kein existierender Modellierungsansatz direkt übernommen werden kann, wurde ein neues Modell mit einer neuen, in Kapitel 4 beschriebenen mathematischen Formulierung entwickelt. Hierbei gaben existierende Ansätze in vielen Punkten wichtige Anregungen.



# Kapitel 4

## Modellbeschreibung

In diesem Kapitel werden die wesentlichen Teile der mathematische Formulierung des Optimierungsproblems beschrieben. Eine Erläuterung der grundlegenden Modellfunktionalität anhand eines überschauberen Beispiels sowie eine ausführlichere mathematische Beschreibung sind in Anhang A und B zu finden.

Als Lösungsansatz für das Optimierungsproblem wurde die gemischt-ganzzahlige lineare Programmierung (GGLP) gewählt, die die Verwendung kontinuierlicher und diskreter Variablen ermöglicht. Letztere werden für die Beschreibung des diskreten Zubaus von Systemkomponenten benötigt. Ziel der Optimierung ist es, den Barwert der gesamten Systemkosten während des Modellierungszeitraums zu minimieren. Die hier vorgestellte mathematische Problemformulierung orientiert sich einerseits an der speziellen Problemstellung in Südafrika<sup>1</sup>, andererseits ist sie jedoch relativ allgemein gehalten, um die Übertragung auf andere Weltregionen zu erleichtern. Die aufgeführten Beispiele sind in der Regel der Fallstudie entnommen.

### 4.1 Vorbemerkungen und Nomenklatur

#### 4.1.1 Mengen, Parameter und Variablen

Modellelemente (Kleinbuchstaben, kursiv, z. B. *a*) mit gleichen oder ähnlichen Eigenschaften lassen sich zu Mengen (Großbuchstaben, fett, z. B. **A**) zusammen-

---

<sup>1</sup>Nicht alle der hier beschriebenen Modellierungsoptionen wurden auch tatsächlich für die in Kapitel 5 beschriebene Fallstudie verwendet sondern in Einzelfällen nur an kleineren Beispielmotellen getestet, weil keine detaillierten Daten verfügbar waren und einzelne Optionen erst für weitere, geplante Studien benötigt werden.

fassen. Zuordnungen zwischen Modellelementen können durch Paare beschrieben werden, die wiederum zu Mengen zusammengefaßt werden können (z.B.  $\mathbf{AB} = \{(a, b) | a \in \mathbf{A} \wedge b \in \mathbf{B}\}$ ). Bei den meisten hier benutzten Mengen handelt es sich um ungeordnete Mengen. Bei der Zeitstruktur ist die Ordnung jedoch wichtig, weshalb diese wie folgt angesprochen wird: Mit  $a^1$  ist das erste, mit  $a^2$  das zweite, ... und mit  $a^n$  das letzte Element der Menge  $\mathbf{A}$  gemeint.  $a^{\leftarrow 1}$  ist das Element vor  $a$  und  $a^{\rightarrow 1}$  das Element nach  $a$ . Eine geschlossene, ringförmige Anordnung, bei welcher das letzte Element der Vorgänger des ersten und das erste Element der Nachfolger des letzten ist, wird in einzelnen Fällen ebenfalls benötigt und mit  $\leftarrow 1$  bzw.  $\rightarrow 1$  angesprochen. Es gilt dann z.B.  $a^{1\leftarrow 1} = a^n$  und  $a^{n\rightarrow 1} = a^1$ . Falls mehrere Elemente einer Menge in einer Gleichung vorkommen, werden diese z.B. mit  $a$ ,  $a'$  und  $a''$ ;  $a \in \mathbf{A}$ ;  $a' \in \mathbf{A}$ ;  $a'' \in \mathbf{A}$ , bezeichnet.

Parameter (Großbuchstaben, kursiv, z.B.  $C_{i,j}$  mit  $i \in \mathbf{I} \wedge j \in \mathbf{J}$ ) sind alle diejenigen Werte, die vor der Optimierung bekannt sind oder berechnet werden können. In diesem Kapitel werden in erster Linie diejenigen Parameter, die direkt in die Zielfunktion und in die Nebenbedingungen eingehen, beschrieben. Wie diese Parameter aus anderen Parametern oder Daten berechnet werden können, wird nur am Rande erwähnt. Ebenfalls wird auf eine ausführliche Beschreibung der Ergebnisauswertung verzichtet, für welche zum Teil weitere Parameter, die für die Optimierung nicht benötigt werden, herangezogen werden.

Variablen sind all diejenigen Größen, deren Wert erst nach der Optimierung feststeht. Zur Unterscheidung von den Parametern werden diese mit aufrechten Buchstaben gedruckt (z.B.  $D_{i,j}$ ). Diskrete Variablen (hier nur binäre oder positive, ganzzahlige Variablen) werden mit einem Überstrich gekennzeichnet (z.B.  $\overline{E}_{i,j}$ ).

### 4.1.2 Gleichungen

Um die Übersichtlichkeit der Darstellung von Gleichungen zu erhöhen, werden folgende Vereinfachungen vereinbart: Falls eine Gleichung für alle Elemente einer Menge oder alle Kombinationen von Elementen mehrerer Mengen gilt, wird dies nicht ausdrücklich geschrieben, d.h. z.B. wird der Term „ $| i \in \mathbf{I} \wedge j \in \mathbf{J}$ “ in der Gleichung

$$A_{i,j} \leq B_{i,j} C_i \quad \forall (i,j) | i \in \mathbf{I} \wedge j \in \mathbf{J}$$

in der Regel weggelassen.

Gleiches gilt für Summen. So wird z.B.  $\sum_i$  anstelle von  $\sum_{i \in \mathbf{I}}$  geschrieben.

Mehrfachsummen werden nur mit einem Summenzeichen dargestellt; z. B.  $\sum_{(i,j)}$  anstelle von  $\sum_i \sum_j$ .

## 4.2 Überblick und allgemeine Definitionen

### 4.2.1 Modelleingangs- und Ausgangsgrößen

Die Eingangsgrößen des Optimierungsmodells bestehen aus einer Vielzahl von Eingangsparametern und Restriktionen (Nebenbedingungen). Mittels GLP wird für alle Variablen in der Modellformulierung eine Kombination von Werten bestimmt, die zu einem minimalen Barwert der Systemgesamtkosten für den Modellierungszeitraum führen. Die Zielfunktion des Optimierungsproblems wird durch diesen Barwert beschrieben. Ausgangsgrößen des Modells sind daher die Werte für die Modellvariablen und daraus abgeleitete Größen.

Abbildung 4.1 gibt einen Überblick über die wichtigsten Modelleingangs- und -ausgangsgrößen. Die Eingangsgrößen wurden hierbei in zwei Gruppen unterteilt: zum einen in Größen, die für alle in der Fallstudie im Kapitel 5 betrachteten Szenarien konstant gehalten wurden, und in Szenarioparameter, die für die einzelnen Szenarien variiert wurden. Selbstverständlich können jedoch auch weitere Parameter wie z. B. die Investitionskosten für neue Kraftwerke im Rahmen von Szenarien variiert werden.

### 4.2.2 Modellelemente

In Abbildung 4.2 sind exemplarisch die technischen Modellelemente dargestellt.<sup>2</sup>

Die zentralen Modellelemente sind die Knoten *b* (balancing nodes). Alle technischen Modellelemente mit Ausnahme der Übertragungsleitungen und der DSM-Programme sind mit genau einem Knoten verbunden.<sup>3</sup> Die Knoten sind die wichtigsten Bilanzierungspunkte im Modell (vgl. Gl. 4.45 auf S. 88).

Mit den Knoten sind die Nachfragegruppen *d* (demand) verbunden, wobei an

---

<sup>2</sup>Die für die Fallstudie verwendete räumliche Modellstruktur ist in Abb. 5.3 auf S. 104 dargestellt.

<sup>3</sup>Übertragungsleitungen sind mit genau zwei Knoten verbunden, DSM-Programme mit einer oder mehreren Nachfragegruppen.

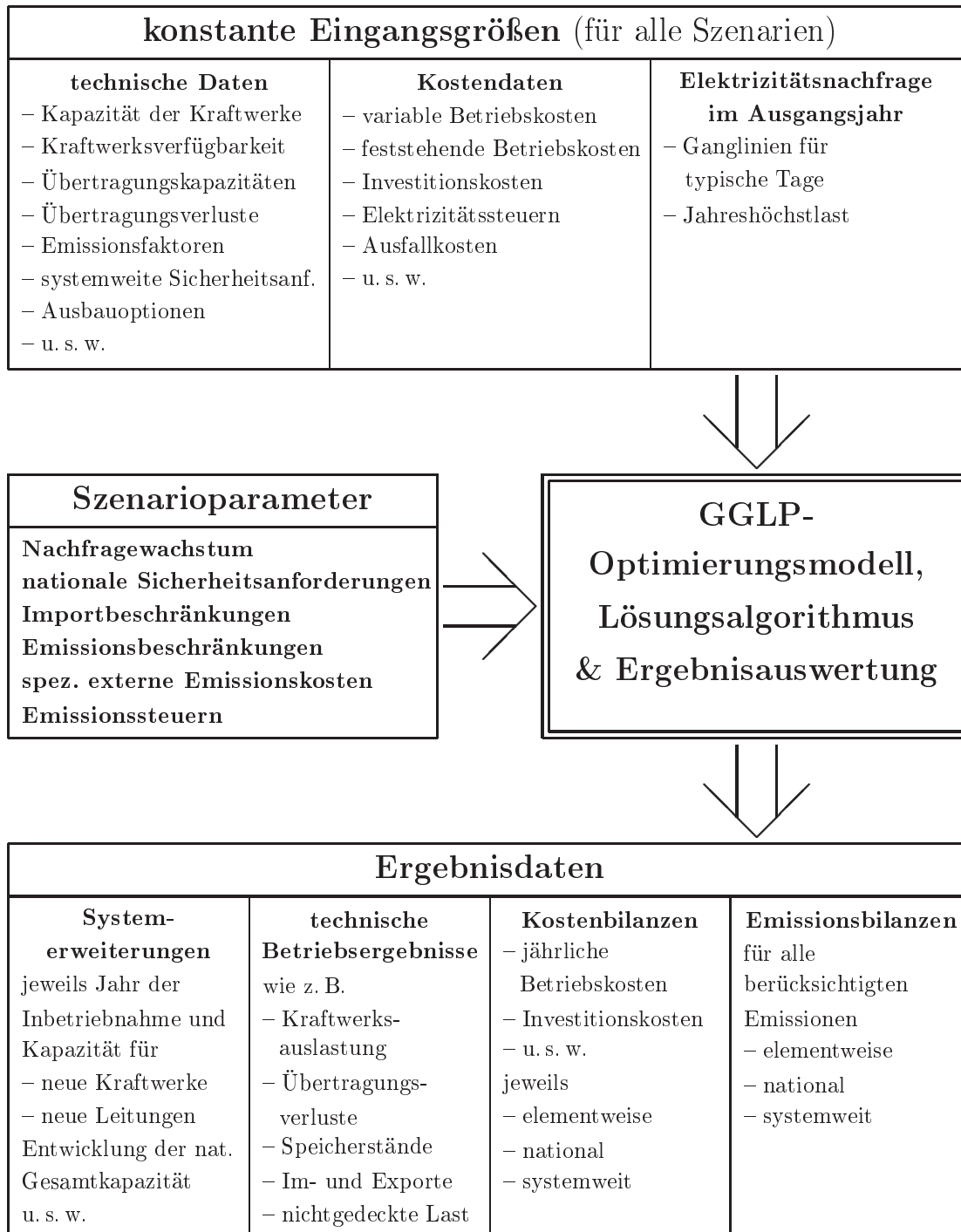


Abbildung 4.1: Modellfunktionen-Übersicht



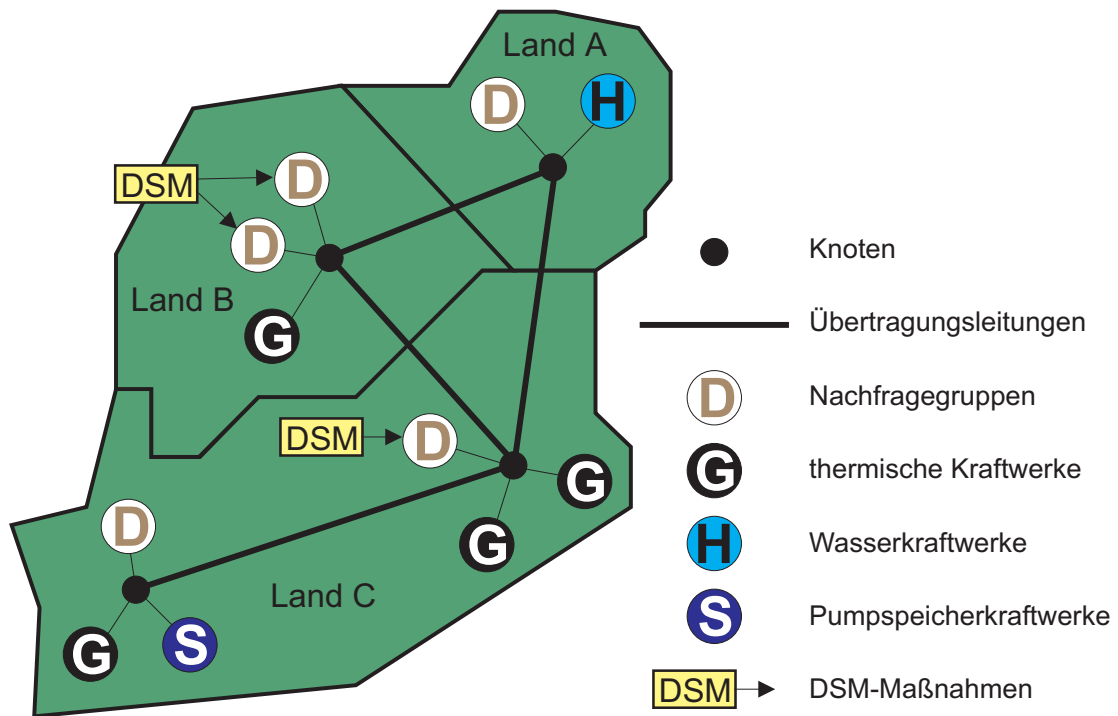


Abbildung 4.2: Modellelemente

einem Knoten keine, eine oder mehrere Nachfragegruppen angeschlossen sein können. DSM-Maßnahmen  $dsm$ , die die Nachfrage beeinflussen und als Handlungsoption gestartet werden können, sind den Nachfragegruppen zugeordnet. Eine DSM-Maßnahme, kann sich auf eine, jedoch auch auf mehrere Nachfragegruppen beziehen.

Die Kraftwerke werden in thermische Kraftwerke<sup>4</sup>  $g$  (generation unit), detailliert modellierte Speicherwasserkraftwerke  $h$  (hydro unit) und Pumpspeicherkraftwerke  $s$  (pumped storage) unterteilt. Diese können mit beliebiger Anzahl an jedem Knoten angeschlossen werden.

Die Verbindung zwischen Knoten wird durch Übertragungsleitungen  $l$  (transmission lines) im Modell abgebildet, wobei es für die Anzahl der modellierten Leitungen zwischen zwei Knoten keine Obergrenze gibt.

<sup>4</sup>Die in diesem Kapitel beschriebene mathematische Abbildung der thermischen Kraftwerke  $g$  wird mit geringfügigen Erweiterungen (vgl. Abschnitt 4.4.1.5) auch zur Modellierung von Wind-, Solar- und Laufwasserkraftwerken sowie zur vereinfachten Modellierung von Speicherwasserkraftwerken angewendet. Daher werden die Kraftwerke  $g$  im folgenden auch *allgemeine Kraftwerke* genannt.

### 4.2.3 Geographische Einteilung und Zuordnung

Geographische Einheiten bilden die Länder  $rc$  (regional subdivision - country). Alle Knoten  $b$  sind genau einem Land  $rc$  zugeordnet. Diese Paare  $(b, rc)$  bilden die Menge  $\mathbf{BRc}$ . Da alle weiteren Elemente Knoten zuzuordnen sind, können diese auch Ländern zugeordnet werden.<sup>5</sup>

Es können folgende, länderspezifische Aspekte im Modell berücksichtigt werden:

- nationale Sicherheitsreserven (vgl. Abschnitt 4.6.3)
- Elektrizitätserzeugungssteuern (vgl. Abschnitt 4.2.6.3)
- Obergrenze für Nettostromim- und -exporte (vgl. Abschnitt 4.6.5)
- Zölle auf Nettostromim- und -exporte (vgl. Abschnitt 4.6.7)

### 4.2.4 Zeitstruktur

Da der Planungszeitraum mehrere Jahre umfaßt, ist es nicht möglich, jede einzelne Stunde innerhalb dieses Zeitraums explizit zu modellieren. Daher werden Stützjahre  $ty$  aus allen Jahren  $tm$  im Modellierungszeitraum ausgewählt. Jedes dieser Stützjahre  $ty$  repräsentiert ein Jahr oder mehrere Jahre  $tm$ , wobei diese Anzahl über den Modellierungszeitraum nicht konstant sein muß. Sofern ein Jahr  $ty$  mehrere Jahre  $tm$  repräsentiert, wird für alle diese Jahre  $tm$  die gleiche Last und Systemkonfiguration angenommen. Es ergeben sich somit identische Kosten für alle Jahre  $tm$ , die zu einem Jahr  $ty$  gehören. Bei der Berechnung des Barwerts dieser Kosten werden jedoch alle Jahre einzeln berücksichtigt (Gleichung 4.3). Einander zugeordnete Modellierungsjahre  $tm$  und Stützjahre  $ty$  bilden Paare  $(tm, ty) \in \mathbf{TmTy}$ , wobei jedes  $tm$  genau einem  $ty$  zugeordnet ist.

Die Jahre setzen sich aus typischen Tagen zusammen, welche durch Jahreszeit  $ts$  und Wochentagstyp  $tw$  charakterisiert sind. Der Parameter  $DurTs_{ts}$  beschreibt die Dauer der Jahreszeit  $ts$  in Tagen. Der Parameter  $FracTw_{tw}$  beschreibt den Teil einer Woche, welcher durch den Wochentagstyp  $td$  repräsentiert wird.

Jeder Tag wird in Zeitintervalle  $td$  unterteilt, deren Länge  $DurTd_{td}$  (in Stunden) variabel ist.<sup>6</sup>

---

<sup>5</sup>Ausnahme bilden Übertragungsleitungen  $l$  und DSM-Programme  $dsm$ , die nicht immer einem einzelnen Land zugeordnet werden können. Für diese werden Aufteilungsfaktoren definiert, die den Anteil im jeweiligen Land festlegen.

Tabelle 4.1 faßt die Definition der Zeitstruktur zusammen. In Abbildung 4.3 ist die für die Fallstudie verwendete Zeitstruktur dargestellt.

Tabelle 4.1: Definition der Zeitstruktur

<b>Mengen</b>	
<b>Tm</b>	alle Jahre $tm$ im <u>Modellierungszeitraum</u>
<b>Ty</b>	Stützjahre $ty$ im Modellierungszeitraum, $\mathbf{T}_y \subseteq \mathbf{T}_m$ ( <u>year</u> )
<b>TmTy</b>	Paare $(tm, ty)$ , die jedes $tm$ genau einem $ty$ zuordnen
<b>Ts</b>	Jahreszeiten $ts$ ( <u>season</u> )
<b>Tw</b>	Wochentagstypen $tw$ ( <u>week</u> )
<b>Td</b>	Zeitsegmente $td$ eines Tages ( <u>day</u> )
<b>Parameter</b>	
$DurTs_{ts}$	Länge der Jahreszeit $ts$ in Tagen ( <u>duration</u> )
$FracTw_{tw}$	Teil der Woche mit Tagestyp $tw$ , $(\sum_{tw} FracTw_{tw} = 1)$ ( <u>fraction</u> )
$DurTd_{td}$	Länge des Zeitsegments $td$ in Stunden

In der Literatur wird darauf hingewiesen, daß Randeffekte zum Ende der Modellierungsperiode auftreten und die Ergebnisse verfälschen können, und es wird eine statische oder dynamische Verlängerung der Modellierungsperiode empfohlen [94, 148].<sup>7</sup> Versuchsweise wurde bei der Fallstudie der letzte Zeitabschnitt mit dem Jahr 2015 als Stützjahr statisch um 20 Jahre verlängert, was jedoch nur zu marginalen Änderungen im Ergebnis führte, weshalb bei allen weiteren Rechnungen auf eine Verlängerung der Modellierungsperiode verzichtet wurde. Zu begründen sind diese nur marginalen Unterschiede mit der Anwendung der Annuitätenmethode für die Investitionskosten (Gl. 4.6), relativ ähnliche Kostenaufteilung auf variable und feste Kosten bei den meisten Kraftwerken, kontinuierliche Zubbaumöglichkeiten und durch den mit sechs Jahren Dauer von vornherein relativ lang gewählten letzten Zeitabschnitt.

<sup>6</sup>Für die Fallstudie wurden acht Zeitsegmente pro Tag verwendet. Bei der Einteilung wurde beachtet, daß regionale Unterschiede in der täglichen Lastganglinie sowie tägliche Schwankungen weitgehend abgebildet werden.

<sup>7</sup>Hadjicostas und Adams [77] beschreiben mehrere Verfahren zum Vermeiden von Randeffekten und schlagen die sequentielle Optimierung mit rollierender Modellierungsperiode vor. Diese heuristische Vorgehensweise ist zwar für das hier vorgestellte Modell zur Vermeidung von Randeffekten, die bei der Fallstudie keine Probleme verursachten, weniger interessant, stellt jedoch eine geschickte Möglichkeit zur Erhöhung der Anzahl der Stützjahre bei akzeptabler Rechenzeit dar und könnte z. B. die Modellierung mit jährlichen, diskreten Ausbauschritten ermöglichen.

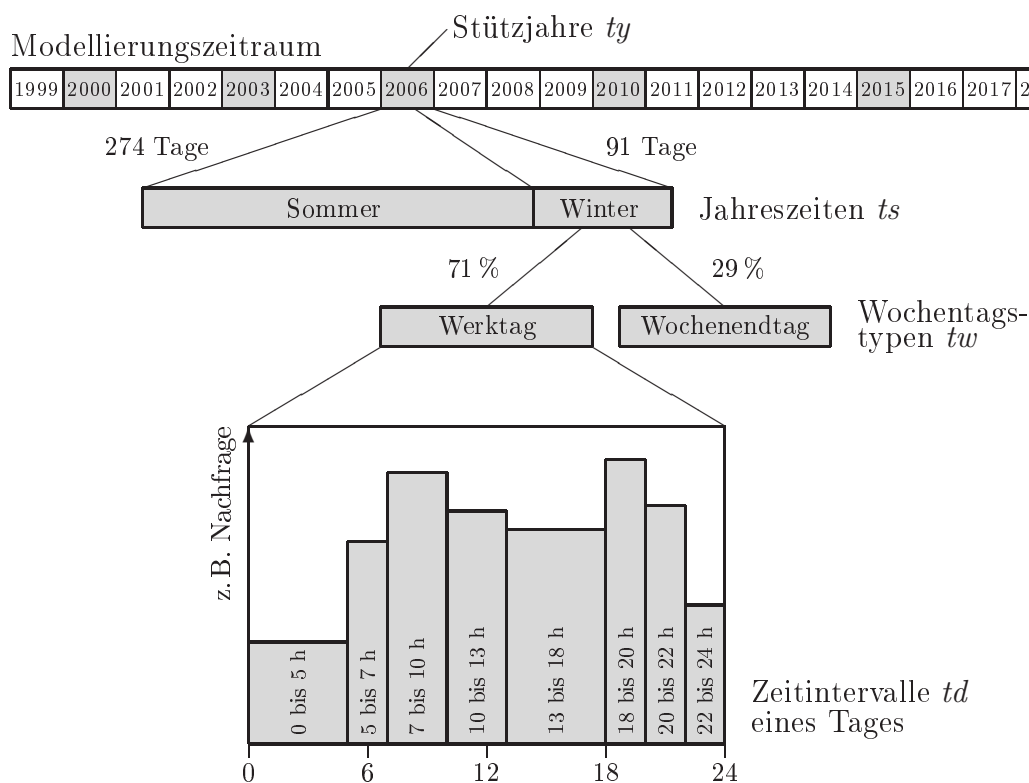


Abbildung 4.3: Zeitstruktur

Da mit typischen Tagen in der Regel keine kritischen Lastsituationen abgebildet werden können, wurden zusätzliche Zuverlässigkeitsanforderungen eingeführt, die z. B. eine Berücksichtigung der systemweiten Spitzenlast ermöglichen (siehe Abschnitt 4.6.2).

#### 4.2.5 Externe Effekte

Ein externer Effekt ist in der ökonomischen Theorie eine Auswirkung einer wirtschaftlichen Aktivität, die nicht dem Urheber zugerechnet wird. Zwischen dem Verursacher und den Betroffenen eines externen Effekts besteht eine nicht über den Preis- bzw. Marktmechanismus vermittelte Beziehung [6]. Bei dem Versuch, das Elektrizitätssystem aus gesellschaftlicher Perspektive zu optimieren, können externe Effekte nicht unberücksichtigt bleiben. Beispiele für im südlichen Afrika diskutierte externe Effekte sind Emissionen der Kohlekraftwerke in Südafrika<sup>8</sup>, die zu einer Verminderung der Erträge auf umliegenden, landwirtschaftlich genutzten Flächen führen (negativer externer Effekt) [86] oder die Verringerung

<sup>8</sup>Zur Bewertung vgl. Fleischhauer et al. [63].

von sozialen Problemen durch die Schaffung von neuen Arbeitsplätzen in Elektrizitätssektor (positiver externer Effekt)<sup>9</sup>. In der Fallstudie wurden exemplarisch CO<sub>2</sub>-Emissionen als externer Effekt betrachtet, jedoch ist die Modellformulierung so flexibel gehalten, daß alle quantifizierbaren externen Effekte in das Modell integriert werden können.<sup>10</sup> Eine Internalisierung der externen Effekte kann durch die Ermittlung und Berücksichtigung von externen Kosten erfolgen [59,64,65,118,190]. Da in diesem Bereich für das südliche Afrika bisher nur sehr wenige Daten verfügbar sind [86], wurde auch die Möglichkeit zur Festlegung von Ober- und Untergrenzen für externe Effekte in das Modell aufgenommen. Insgesamt können externe Effekte im Modell durch Festlegung folgender Größen Einfluß auf das Optimierungsergebnis haben:

- länderspezifische externe Kosten (vgl. Abschnitt 4.2.6)
- Ober- und Untergrenzen für das Gesamtsystem (vgl. Gl. 4.53 und 4.53)
- nationale Ober- und Untergrenzen (vgl. Gl. 4.52 und 4.52)
- Emissionssteuern (vgl. Abschnitt 4.2.6)
- Emissionssteuern, die nur auf Nettostromexporte angewendet werden<sup>11</sup> (vgl. Abschnitt 4.6.7).

Für alle externen Effekte werden weiterhin elementbezogene, nationale und systemweite Mengenbilanzen erstellt.

Die grundlegenden Definitionen für externe Effekte  $x$  sind in Tabelle 4.2 zusammengefaßt.

---

<sup>9</sup>Im südlichen Afrika hat ein großer Teil der Bevölkerung keine formale Beschäftigung, was in großen sozialen Problemen resultiert. Die Schaffung von Arbeitsplätzen ist daher ein wichtiges politisches Thema. Darüber hinaus ist der Einfluß der Gewerkschaften relativ groß, so daß z. B. die Stilllegung alter, nicht effizienter Kraftwerke aus arbeitspolitischen Gründen sehr schwierig ist.

<sup>10</sup>Hierbei besteht keine Beschränkung auf externe Effekte, sondern auch andere Aspekte, wie z. B. der Brennstoffverbrauch können mit dieser Formulierung bilanziert werden.

<sup>11</sup>Z. B. wird in Südafrika von der Regierung relativ wenig Wert auf eine Emissionsminderung bei der Stromerzeugung gelegt. Eine viel höhere Priorität hat die kostengünstige Bereitstellung von Strom für alle Bevölkerungsschichten [119]. Es könnte jedoch als politisches Instrument interessant sein, Kosten, die durch Emissionen entstehen, den Importeuren von südafrikanischem Strom in Form von emissionsabhängigen Zöllen anteilig in Rechnung zu stellen.

Tabelle 4.2: Grundlegende Definitionen für externe Effekte

<b>Mengen</b>	
<b>X</b>	externe Effekte $x$
<b>Parameter</b>	
$CX_{x,rc,ty}$	spezifische, externe Kosten des externen Effekts $x$ in Land $rc$ und Jahr $ty$
$CtxX_{x,rc,ty}$	(Emissions-) Steuer <sup>a</sup> ( <u>tax</u> ) auf externen Effekt $x$ in Land $rc$ und Jahr $ty$

<sup>a</sup>Bezieht sich nur auf durch Stromerzeugung verursachte, variable Effekte und nicht auf Effekte, die z. B. durch den Bau eines neuen Kraftwerks verursacht werden.

Für alle externen Effekte können Faktoren angegeben werden, die diese mit der produzierten Energiemenge eines Kraftwerks (z. B. Emissionsfaktoren) oder mit dem Betrieb, Bau oder der Schließung eines Kraftwerks (oder anderer Modellelemente) verknüpfen.<sup>12</sup> Die meisten dieser Faktoren werden beispielhaft für Kraftwerke  $g$  in Tabelle 4.3 erläutert. Für DSM-Maßnahmen  $dsm$ , Übertragungsleitungen  $l$ , Wasserkraftwerke  $h$  und Pumpspeicherkraftwerke  $s$  werden entsprechende Faktoren definiert.

#### 4.2.6 Kostenrechnung

Aufgabe der Kostenrechnung im Rahmen des hier vorgestellten Modells ist es, unterschiedliche, zu verschiedenen Zeitpunkten während der Modellierungsperiode anfallende Kosten entsprechend der Kostenart und dem Zeitpunkt in der Zielfunktion zu berücksichtigen. Bei der Investitionsplanung für energietechnische Anlagen werden hierfür üblicherweise die Barwert- und Annuitätenmethode angewendet [79, 92, 94, 172, 178, 192]. Mit ersterer werden alle Zahlungen zeitgewichtet auf einen Bezugszeitpunkt umgerechnet, mit zweiterer werden Kosten auf die Nutzungsdauer einer Anlage verteilt.

Innerhalb des Modells erfolgt die Kostenrechnung auf Basis von realen Geldeinheiten, d. h. ohne Berücksichtigung der Inflation. Dies hat den Vorteil, daß die Höhe

<sup>12</sup>Mit dem Bau oder der Schließung eines Kraftwerks oder anderer Modellelemente verknüpfte externe Effekte werden bei regionalen und nationalen Ober- und Untergrenzen nicht berücksichtigt, da die Aufteilung auf Jahre in der Regel unklar ist. Jedoch gehen die Annuitäten der externen Kosten in die Zielfunktion ein.

Tabelle 4.3: Faktoren für externe Effekte

$FacXGv_{g,x,ty}$	variable Menge des externen Effekts $x$ , die durch die Produktion einer MWh in Kraftwerk $g$ im Jahr $ty$ verursacht wird (z.B. CO <sub>2</sub> -Emissionsfaktor – <u>factor</u> )
$FacXGf_{g,x,ty}$	jährliche feststehende Menge des externen Effekts $x$ , die durch den Betrieb des Kraftwerks $g$ im Jahr $ty$ verursacht wird (z.B. Anzahl der Arbeitsplätze in einem Kraftwerk als Maß für die mit der Schaffung oder dem Erhaltung von Arbeitsplätzen verbundenen positiven sozialen Auswirkungen)
$FacXGi_{gn,x}$	Menge des externen Effekts $x$ , die durch den Bau ( <u>i</u> vestment) des Kraftwerks $gn$ verursacht wird (z.B. Fläche von Naturschutzgebieten, die durch das Aufstauen eines Speichersees verlorengehen)
$FacXGs_{gs,x}$	Menge des externen Effekts $x$ , die durch die <u>S</u> tillegung des Kraftwerks $gs$ verursacht wird (z.B. Staubemissionen)

der Investitionskosten für eine neue Anlage vom Investitionszeitpunkt unabhängig wird. Für die Fallstudie wurde der US\$ in Jahr 1998 als Währungseinheit gewählt. Alle in anderen Währungen oder für andere Jahre angegebenen Kostendaten wurden unter Berücksichtigung von Inflation und dem mittleren Wechselkurs für das Jahr 1998 in US\$(1998) umgerechnet.<sup>13</sup>

Des Weiteren wird ein kalkulatorischer, inflationsbereinigter, jährlicher Zinssatz  $\iota$  festgelegt. Da es sich um eine gesellschaftliche Planungsperspektive handelt, wurde angenommen, daß dieser für die gesamte Region und für den gesamten Planungszeitraum den gleichen Wert hat.<sup>14</sup> Für die Fallstudie wurden unter Berücksichti-

<sup>13</sup> Starke Wechselkursschwankungen, wie sie im südlichen Afrika üblich sind, führen in diesem Punkt zu methodischen Problemen. So lag der Wechselkurs ZAR/US\$ im Jahr 1997 bei ca. 4,5, im Jahr 1998 jedoch bei ca. 6,0. Die Inflationsrate lag in den USA bei 2 % p. a. und in Südafrika bei 10 % p. a.. Eine Kostenangabe von 1000 ZAR(1997) könnte nun in 183,3 US\$(1998) oder in 226,7 US\$(1998) umgerechnet werden, je nachdem, ob zuerst mit der Inflationsrate und dann mit dem Wechselkurs oder zuerst mit dem Wechselkurs und dann mit der Inflationsrate multipliziert wird. Für eine detaillierte Kostenrechnung müßten daher z. B. die Investitionskosten für ein neues Kraftwerk nach Ursprungsland aufgegliedert werden und bei der Umrechnung entsprechend behandelt werden.

<sup>14</sup> Bei der Modellformulierung wurde noch ein zweiter, gesellschaftlicher Zinssatz verwendet, der für Stromausfallkosten und wahlweise für externe Kosten durch einzelne externe Effekte angewendet wird. Dies schafft die Möglichkeit, die hierdurch reflektierten Schäden in geringerem

gung der knappen finanziellen Ressourcen für Infrastrukturausgaben im südlichen Afrika 10 % p. a. angesetzt (vgl. Abschnitt 5.1.2).

#### 4.2.6.1 Barwertmethode

Unter Berücksichtigung von Zins und Zinseszins liefert Gleichung 4.1 den Barwert  $B_0$  zum Zeitpunkt  $t_0$  einer zeitversetzten Ausgabe  $C_t$  zum Zeitpunkt  $t$  ( $t_0$  und  $t$  in Jahren):

$$B_0 = C_t \cdot \frac{1}{(1 + \iota)^{t-t_0}} \quad (4.1)$$

Eine Anwendung der Barwertmethode ist die Berechnung des Barwertes  $Ci$  zum Zeitpunkt  $t_0$  der Inbetriebnahme eines Kraftwerks der während der Bauzeit anfallenden Investitionskosten  $Cb_{t_i}$  und der Stilllegungskosten  $Cs_{t_i}$  (bzw. des Restwertes), die nach Ende der Nutzungsdauer anfallen (Gl. 4.2 und Abb. 4.4). Im Rahmen der Fallstudie wurden Investitions- und Stilllegungskosten vorab nach Gleichung 4.2 in den Barwert  $Ci$  dieser Kosten zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme umgerechnet. Im folgenden wird daher unter den Investitionskosten eines Kraftwerks immer dieser Barwert  $Ci$  zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme verstanden.<sup>15</sup>

$$Ci = \sum_{i=-m}^0 Cb_{t_i} \cdot \frac{1}{(1 + \iota)^{t_i-t_0}} + \sum_{i=n}^{n+N} Cs_{t_i} \cdot \frac{1}{(1 + \iota)^{t_i-t_0}} \quad (4.2)$$

Im Modell wird als Bezugsjahr das erste Jahr  $tm^1$  der Modellierungsperiode gewählt. Es wird angenommen, daß während allen zu einem Stützjahr  $ty$  gehörenden Jahren  $tm|(tm, ty) \in \mathbf{TmTy}$  die gleichen Kosten anfallen. Mit Gleichung 4.3 läßt sich der Diskontfaktor  $Dis_{ty}$  berechnen, mit welchem aus den Kosten im Jahr  $ty$  der Barwert zum Zeitpunkt  $tm^1$  für die ganze durch  $ty$  repräsentierte Periode berechnet werden kann.

$$Dis_{ty} = \sum_{tm} \frac{1}{(1 + \iota)^{tm-tm^1}} \quad tm|(tm, ty) \in \mathbf{TmTy} \quad (4.3)$$

Die Diskontfaktoren  $Dis_{ty}$  werden im Modell berechnet und finden in den Kostengleichungen 4.9, 4.10, 4.26, 4.42, 4.49 sowie 4.59, die wiederum in die Zielfunktion (Gl. 4.60) eingehen, Anwendung.

Maße zu diskontuieren als betriebswirtschaftliche Kosten und somit die Gerechtigkeit zwischen den Generationen zu betonen. Bei der Fallstudie wurden 5 % p. a. für diesen zweiten, gesellschaftlichen Zinssatz angenommen. Um die Übersichtlichkeit zu erhöhen, wird hier jedoch auf eine Beschreibung dieser Modellierungsoption verzichtet.

<sup>15</sup>Der Barwert größerer Instandhaltungsmaßnahmen, die während der Lebensdauer eines Kraftwerks anfallen und die nicht in den jährlichen Betriebs- und Wartungskosten enthalten sind, sollte ebenfalls zu diesen Investitionskosten hinzuzuaddiert werden.



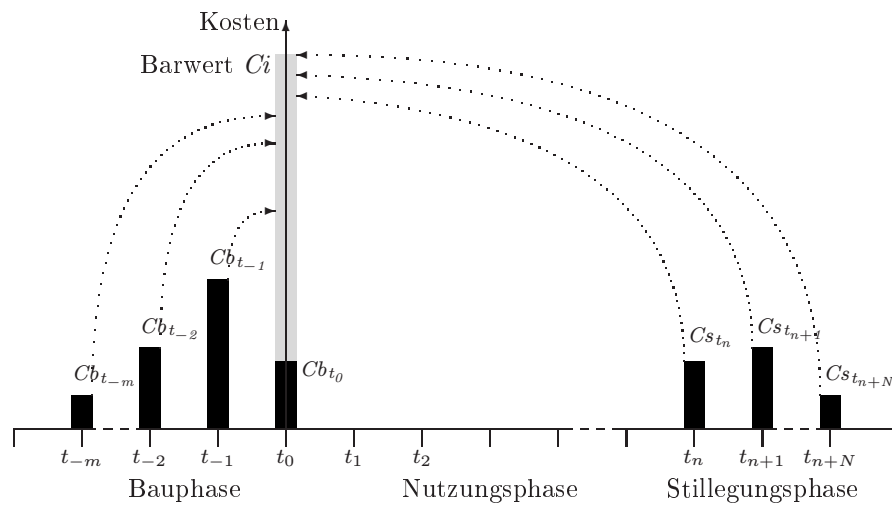


Abbildung 4.4: Barwert der Investitions- und Stilllegungskosten

#### 4.2.6.2 Annuitätenmethode

Im Unterschied zur Barwertmethode, die alle Ausgaben im Betrachtungszeitraum als Gegenwart zum Bezugszeitpunkt darstellt, wird nach der Annuitätenmethode eine Einzelausgabe unter Beachtung der Zinswirkung in eine äquivalente Folge konstanter Jahresbeiträge (Annuitäten) während des gesamten Betrachtungszeitraums umgewandelt. Die Annuitätenmethode ist somit die Umkehrung der Barwertmethode für eine konstante, jährliche Ausgabenfolge. Die Annuität  $\bar{A}$  einer Einzelausgabe  $A_0$  zum Zeitpunkt  $t_0$ , dem Beginn eines  $n$ -jährigen Betrachtungszeitraums, z. B. der Nutzungsdauer eines Kraftwerks, wird wie folgt berechnet:

$$\bar{A} = A_0 \cdot \frac{\iota \cdot (1 + \iota)^n}{(1 + \iota)^n - 1} \quad (4.4)$$

Energetechnische Anlagen haben eine lange technische Lebensdauer, die in der Regel über das Ende des Modellierungszeitraums hinausreicht. Für Neuinvestitionen ist daher bei der Ausbauplanung entweder eine Berücksichtigung des Restwerts einer Anlage am Ende des Modellierungszeitraums, oder eine Kostenrechnung auf Basis der Annuitäten der Investitionskosten erforderlich. Im Rahmen dieser Arbeit wurde wie in fast allen in Abschnitt 3.1 beschriebenen Modellen die zweite Möglichkeit gewählt (siehe Gl. 4.6).

#### 4.2.6.3 Für die Optimierung relevante Kosten

Für die Optimierung sind nur diejenigen Kosten von Interesse, welche Entscheidungen beeinflussen können. Alle schon getätigten oder feststehenden, zukünftigen

gen Ausgaben müssen nicht berücksichtigt werden.<sup>16</sup> Für die Optimierung werden daher nur die folgenden drei Kostenparameter benötigt, deren Berechnung hier exemplarisch für Kraftwerke  $g$  beschrieben wird<sup>17</sup>:

- $CvG_{g,ty}$  gesamte variable Kosten (z. B. in \$ pro MWh),
- $CfG_{g,ty}$  gesamte jährliche feststehend Kosten<sup>18</sup> (z. B. in \$)
- $CfGx_{g,ty}$  gesamte jährliche feststehende Kosten für Erweiterungen<sup>19</sup>  
(extension) (z. B. in \$ pro MW Erweiterung).

Für die Berechnung dieser für die Optimierung relevanten Kostenwerte mit Gleichungen 4.5 bis 4.7 wird der kalkulatorische Zinssatz  $\iota$ , die in Tabelle 4.2 aufgeführten externen Kosten  $CX_{x,rc,ty}$  und Emissionssteuern  $CtX_{x,rc,ty}$ , die in Tabelle 4.3 aufgeführten Faktoren für externe Effekte sowie folgende weitere Kostenwerte und Definitionen benötigt:

- $CvarG_{g,ty}$  durchschnittliche variable Brennstoff-, Betriebs- und Wartungskosten<sup>20</sup> (z. B. in \$ pro MWh)
- $Ctx_{rc,ty}$  produktionsbezogene Elektrizitätssteuer (tax) im Land  $rc$  (z. B. in \$ pro MWh)
- $CfomG_{g,ty}$  jährliche feststehende Betriebs- und Wartungskosten (operation and maintenance) (z. B. in \$ pro Jahr)
- $CiG_g$  Barwert der gesamten investitions- und Stilllegungskosten zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme des Kraftwerks  $g$  (vgl. Gl. 4.2)
- $CsG_g$  Barwert der gesamten stillegungskosten zum Zeitpunkt der Stilllegung des Kraftwerks  $g$ <sup>21</sup> (nur für existierende Kraftwerke, für welche eine vorzeitige Stilllegung in Betracht kommt)

<sup>16</sup>Auf Englisch werden diese nicht mehr rückgängig zu machenden Kosten als *sunk costs* bezeichnet.

<sup>17</sup>Für DSM-Maßnahmen  $dsm$ , Übertragungsleitungen  $l$ , Wasserkraftwerke  $h$  und Pumpspeicherkraftwerke  $s$  werden entsprechende Parameter definiert.

<sup>18</sup>Bei Neuinvestitionen beinhaltet  $CfG_{g,ty}$  die Annuitäten der Investitionskosten (vgl. Gl. 4.6).

<sup>19</sup>Unter der Erweiterung einer Anlage wird hier der Zubau einer Anlage gleichen Typs, d. h. insbesondere mit gleichem Wirkungsgrad und gleichen variablen Kosten, verstanden.  $CfGx_{g,ty}$  beinhaltet die Annuitäten der Investitionskosten für die Erweiterung (vgl. Gl. B.2 im Anh.).

<sup>20</sup>Die meisten Kohlekraftwerke im südlichen Afrika werden von einer direkt neben dem Kraftwerk liegenden Kohlemine beliefert. Daher ergeben sich auch unabhängig von Unterschieden im Wirkungsgrad kraftwerksspezifische Brennstoffkosten. Bei anderen Kraftwerken können die Brennstoffkosten, die Teil der variablen Kosten  $CvarG_{g,ty}$  sind, über den Wirkungsgrad, Weltmarkt-Rohstoffpreise und geschätzte Transportkosten ermittelt werden.

$CfomGx_{g,ty}$	zusätzliche jährliche feststehende Betriebs- und Wartungskosten für Erweiterungen ( <u>extension</u> ) (z. B. in \$ pro MW Erweiterung)
$LTG_g$	technische Lebensdauer ( <u>life time</u> ) des Kraftwerks $g$ in Jahren
<b>GRc</b>	Menge der Zuordnungspaare $(g, rc)$ der Kraftwerke $g$ zu Ländern $rc$ <sup>22</sup>

Die Kraftwerke  $g$  lassen sich in folgende Kategorien einteilen:

- existierende Kraftwerke  $ge \in \mathbf{Ge}$ , die schon in Betrieb sind, oder deren Inbetriebnahme beschlossen ist und für die eine vorzeitige Stilllegung keine Option ist,
- neue Kraftwerke  $gn \in \mathbf{Gn}$ , für deren Bau und Inbetriebnahme eine Entscheidung benötigt wird,
- alte, existierende Kraftwerke  $gs \in \mathbf{Gs}$ , für die eine vorzeitige Stilllegung erwogen wird.

Existierende oder neue Kraftwerke können darüber hinaus erweiterbar sein, d. h. sie können z. B. durch Zubau eines weiteren Kraftwerksblocks in ihrer Kapazität aufgestockt werden. Hierbei wird davon ausgegangen, daß für die Erweiterung der gleiche Wirkungsgrad und die gleichen variablen Kosten gelten. Ist dies nicht der Fall, so ist der zusätzliche Block als separates, neues Kraftwerk zu modellieren.

Für alle Kraftwerke werden zunächst die gesamten variablen Kosten  $CvG_{g,ty}$  erzeugungsbezogen berechnet. Diese können unter Berücksichtigung von länderspezifischen Steuern  $Ctx_{rc,ty}$ , externen Kosten  $CX_{x,rc,ty}$  und Emissionssteuern  $CtxX_{x,rc,ty}$  mit Gleichung 4.5 berechnet werden.  $FacXGv_{g,xc,ty}$  ist hierbei der Faktor für den spezifischen produktionsabhängigen externen Effekt  $x$  des Kraftwerks  $g$  (z. B. Emissionsfaktor).

$$CvG_{g,ty} = CvarG_{g,ty} + \sum_{rc|(g,rc) \in \mathbf{GRc}} (Ctx_{rc,ty} + \sum_x FacXGv_{g,xc,ty} (CX_{xc,rc,ty} + CtxX_{x,rc,ty})) \quad (4.5)$$

<sup>21</sup>Die Stilllegungskosten  $CsG_g$  sind zwar unvermeidlich anfallende Kosten, jedoch hängt der Barwert dieser Kosten vom Zeitpunkt der Stilllegung ab, und insoweit sind sie für die Optimierung relevant (vgl. Gl. 4.7).

<sup>22</sup>Bei Übertragungsleitungen  $l$  und DSM-Maßnahmen  $dsm$ , die nicht eindeutig einem einzelnen Land zugeordnet werden können, werden statt Zuordnungspaaren die Aufteilungsfaktoren  $FracLRc_{l,rc}$  bzw.  $FrDSMRc_{dsm,rc}$  verwendet.

Neben diesen variablen Kosten  $CvG_{g,ty}$  werden für existierende Kraftwerke  $ge$  keine weiteren Kostenparameter für die Optimierung benötigt.

Für neue Kraftwerke  $gn$  werden zusätzlich die gesamten jährlichen feststehenden Kosten  $CfG_{g,ty}$  benötigt, welche aus den jährlichen Betriebs- und Wartungskosten  $CfomG_{g,ty}$  sowie den Annuitäten der Investitionskosten  $CiG_g$  mit Gleichung 4.6 unter Berücksichtigung von externen Kosten  $CX_{x,rc,ty}$  berechnet werden. Mit dem Faktoren für externe Effekte  $FacXGf_{gn,x,ty}$  und  $FacXGi_{gn,x}$  werden die feststehenden Mengen des externen Effekts  $x$  die durch den Betrieb des Kraftwerks unabhängig von der Erzeugung bzw. beim Bau eines Kraftwerks entstehen, beschrieben.

$$CfG_{gn,ty} = CfomG_{gn,ty} + \sum_{(rc,x)|(gn,rc) \in \mathbf{GRc}} FacXGf_{gn,x,ty} CX_{x,rc,ty} + \left( CiG_{gn} + \sum_{(rc,x)|(gn,rc) \in \mathbf{GRc}} FacXGi_{gn,x} CX_{x,rc,ty} \right) \cdot \frac{\iota \cdot (1 + \iota)^{LTG_{gn}}}{(1 + \iota)^{LTG_{gn}} - 1} \quad (4.6)$$

Ähnliches gilt für Kraftwerke  $gs$ , für welche eine vorzeitige Stilllegung in Betracht gezogen wird. Die Stilllegungskosten  $CsG_g$  mit den dazugehörigen externen Kosten gehen für die Optimierung mit dem Faktor  $-\frac{\iota}{1 + \iota}$  in die jährlichen feststehenden Kosten  $CfG_{g,ty}$  ein (Gl. 4.7).<sup>23</sup>

$$CfG_{gs,ty} = CfomG_{gs,ty} + \sum_{(rc,x)|(gs,rc) \in \mathbf{GRc}} FacXGf_{gs,x,ty} CX_{x,rc,ty} - \left( CsG_{gs} + \sum_{(rc,x)|(gs,rc) \in \mathbf{GRc}} FacXGs_{gs,x} CX_{x,rc,ty} \right) \cdot \frac{\iota}{1 + \iota} \quad (4.7)$$

Für erweiterbare Kraftwerke werden die gesamten jährlichen feststehenden, auf die Erweiterung bezogenen Kosten  $CfGx_{g,ty}$  analog zu Gleichung 4.6 berechnet.<sup>24</sup>

Die so berechneten Kostenfaktoren  $CvG_{g,ty}$ ,  $CfG_{g,ty}$  und  $CfGx_{g,ty}$  gehen mit Gleichung 4.26 in den Barwert CtG der Gesamtkosten für Kraftwerke, der Teil der Zielfunktion (Gl. 4.60) ist, ein.

<sup>23</sup>Zur Herleitung: Zu beachten ist zunächst einmal, daß in die Zielfunktion die Kosten  $CfG_{g,ty}$  nur solange eingehen, wie ein Kraftwerk in Betrieb ist (vgl. Gl. 4.26). Wenn zur Wahl steht, ein Kraftwerk entweder heute oder in einem Jahr stillzulegen, so fallen im ersten Fall heute die Stilllegungskosten  $CsG_g$  an. Im zweiten Fall fallen in diesem Jahr die Betriebskosten  $CfomG_{g,ty}$  und für ein Jahr die Stilllegungskosten  $CsG_g$  an, deren heutiger Barwert  $CsG_g \cdot \frac{1}{1 + \iota}$  beträgt. Für die Stilllegungsentscheidung ist die Kostendifferenz dieser beiden Alternativen entscheidend, welche durch Gleichung 4.7, unter zusätzlicher Berücksichtigung von externen Kosten, dargestellt wird.

<sup>24</sup>Vgl. Gleichung B.2 im Anhang.

## 4.3 Elektrizitätsnachfrage und Maßnahmen zur Nachfragesteuerung

### 4.3.1 Elektrizitätsnachfrage

Die Befriedigung der zukünftigen Elektrizitätsnachfrage ist ein wesentliches Ziel der Ausbauplanung. Die Nachfrage wird hier als exogen vorgegeben betrachtet.<sup>25</sup> Bisher kann im südlichen Afrika ein großer Teil der Bevölkerung nicht mit Strom versorgt werden, weil kein Zugang zum Elektrizitätsnetz vorhanden ist. Eine nicht-befriedigte Elektrizitätsnachfrage wegen fehlendem Anschluß und Möglichkeiten zur alternativen, netzunabhängigen Stromversorgung werden im Modell nicht abgebildet,<sup>26</sup> da diese Entscheidungen besser auf nationaler oder lokaler Ebene getroffen werden können (vgl. Abschnitt 2.3.1.2).

Die gesamte Elektrizitätsnachfrage wird in Nachfragegruppen  $d$  (demand) eingeteilt, welche jeweils genau einem Knoten  $b$  zugeordnet sind. Diese Zuordnungspaare  $(d, b)$  bilden die Menge  $\mathbf{DB}$ . Die Höhe der nachgefragten elektrischen Leistung<sup>27</sup> wird durch den Parameter  $Demand_{d,td,tw,ts,ty}$  für jedes modellierte Zeitsegment  $(td, tw, ts, ty)$  beschrieben. Für Jahre in der Zukunft können diese Werte in der Regel mit Hilfe von Wachstumsraten berechnet werden, wobei Veränderungen der Lastganglinie z. B. durch Großprojekte<sup>28</sup> zu berücksichtigen sind. Für Spitzenlastsituationen, die durch die Last an typischen Tagen nicht berücksichtigt werden können, werden spezielle Sicherheitsanforderungen definiert (vgl. Abschnitt 4.6.2). Da der derzeitige Zustand des Elektrizitätssystems im südlichen Afrika in einigen Ländern eine zuverlässige Befriedigung der Nachfrage nicht erlaubt, wurde eine unvollständige Nachfragedeckung, die jedoch Ausfallkosten  $CvEns_{d,ty}$  verursacht,

---

<sup>25</sup>In den meisten Ausbaumodellen wird so verfahren. Es gibt jedoch auch Ansätze, eine Rückkopplung über Preiselastizitäten zu modellieren [80]. Da diese Elastizitäten nur schwer zu ermitteln sind und Elektrizitätspreise nicht unbedingt die Erzeugungskosten reflektieren müssen, wurde auf eine Einbeziehung dieses Aspekts verzichtet.

<sup>26</sup>Elektrifizierungsmaßnahmen könnten jedoch mit der hier vorgestellten Formulierung als DSM-Maßnahmen, die einerseits die Stromnachfrage erhöhen und andererseits positive externe Effekte haben, modelliert werden.

<sup>27</sup>Nach VDEW-Begriffsbestimmung [187]: Leistungsbedarf der nutzbaren Abgabe. Übertragungsverluste im Verteilnetz werden im Modell berücksichtigt, in diesem Kapitel der Übersichtlichkeit halber jedoch vernachlässigt (vgl. Abschnitt B.2.1 im Anhang).

<sup>28</sup>Ein aktuelles Beispiel ist die in Bau befindliche Aluminiumhütte MOZAL in Mosambik mit einer Leistung von 750 MW.

im Modell zugelassen.<sup>29</sup> Dieses Vorgehen verhindert auch die versehentliche Formulierung eines unlösbaren Problems durch Unerfüllbarkeit der Lastdeckungsgleichung.

Die wichtigsten Definitionen für die Modellierung der Nachfrage sind in Tabelle 4.6 zusammengefaßt.

Tabelle 4.6: Definitionen für die Nachfrage

<b>Mengen</b>	
<b>D</b>	Nachfragegruppen $d$ ( <u>d</u> emand)
<b>DB</b>	Zuordnungspaare $(d, b)$ , welche Nachfragegruppen $d$ mit Knoten $b$ verknüpfen
<b>Parameter</b>	
<i>Demand</i> $_{d,td,tw,ts,ty}$	Elektrizitätsnachfrage (Leistungsbedarf) der Gruppe $d$ während Zeitsegment $(td, tw, ty, ts)$
<i>CvEns</i> $_{d,ty}$	Ausfallkosten bei nichtbefriedigter Nachfrage ( <u>e</u> nergy <u>n</u> ot <u>s</u> erved) (z. B. in \$ pro MWh)
<b>Variablen</b>	
<i>PD</i> $_{d,td,tw,ts,ty}$	gelieferte Leistung für Nachfragegruppe $d$ im Zeitsegment $(td, tw, ty, ts)$ (positive Variable)
<i>PENS</i> $_{d,td,tw,ts,ty}$	nichtgedeckte Last (positive Variable; siehe Gl. 4.8)

### 4.3.2 DSM-Programme

DSM-Programme sind Maßnahmen, die die Elektrizitätsnachfrage beeinflussen (vgl. 2.3.1). Sie stellen innerhalb gewisser Grenzen eine Alternative zum Bau neuer Kraftwerke dar. In Modellen können sie als virtuelle Kraftwerke modelliert werden [8], wobei jedoch hierbei der oftmals zeitspezifische Einfluß von DSM-Maßnahmen nur bedingt abgebildet werden kann. Hier wurde eine Formulierung gewählt, die sich von der Modellierung der Kraftwerke unterscheidet und den zeitspezifischen Einfluß von DSM-Maßnahmen besser reflektiert, d. h. es wird berück-

<sup>29</sup>Je nach Ausfalldauer, Ausfallhäufigkeit, Land, Verbraucherklasse und verwendeter Methode werden Ausfallkosten auf ca. 0,001 \$ bis 40 \$ pro kWh geschätzt [21,91,98,183,194]. Für das südliche Afrika liegen jedoch keine Daten vor. Es ist allerdings davon auszugehen, daß sie aufgrund der dort vorherrschenden Nachfragestrukturen in den meisten Fällen eher am unteren Ende der Skala einzuordnen wären.

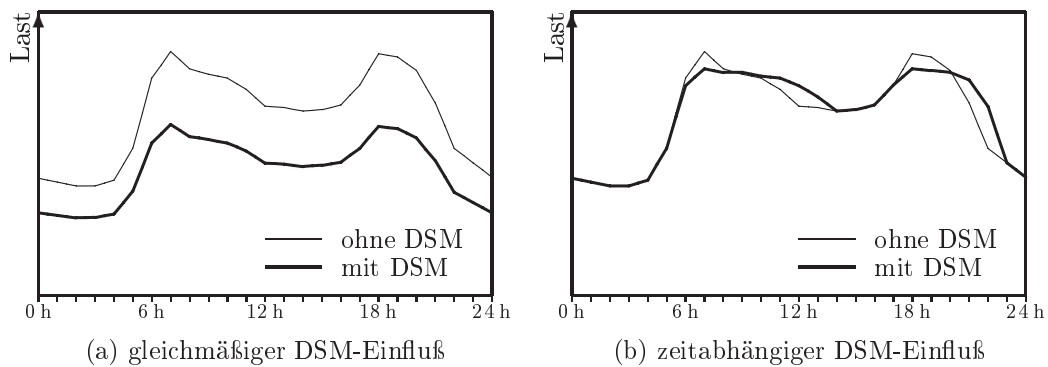


Abbildung 4.5: Einfluß von DSM-Maßnahmen auf die Lastganglinie

sichtigt, daß es nicht nur DSM-Maßnahmen gibt, die zu einer relativ gleichmäßigen Verringerung der Lastganglinie führen, sondern daß einige DSM-Maßnahmen, wie z. B. das Einrichten einer zentralen Steuerung für elektrische Warmwasserbereiter in Wohngebäuden [13], nur zu Zeiten der täglichen Höchstlast eine Verringerung bewirken, zu anderen Zeiten jedoch auch eine Erhöhung der Last hervorrufen können (vgl. Abb. 4.5).

#### 4.3.2.1 Allgemeine Definitionen für DSM-Programme

Die Zuordnung der DSM-Programme  $dsm$  zu Nachfragegruppen  $d$  geschieht über Paare  $(dsm, d)$ , die die Menge **DSMD** bilden. Ein DSM-Programm kann Einfluß auf ein oder mehrere Nachfragegruppen haben. Der zeitabhängige, absolute, maximal erreichbare Einfluß des DSM-Programms  $dsm$  auf den Leistungsbedarf der Nachfragegruppe  $d$  wird mit dem Parameter  $ShDSM_{dsm,d,td,tw,ts,ty}$  beschrieben. Für eine Lastreduktion nimmt er negative Werte an. Die variablen Kosten  $CvDSM_{dsm,d,ty}$  werden als jährliche Gesamtkosten bei maximal erreichbarem Effekt definiert. Dementsprechend nimmt die Variable  $PDSM_{dsm,d,ty}$  für die Intensität eines DSM-Programms Werte zwischen 0 und 1 an. In Tabelle 4.7 sind die wichtigsten Definitionen für DSM-Programme zusammengefaßt.

#### 4.3.2.2 Neue DSM-Programme

Die modellierten DSM-Programme lassen sich in schon existierende oder fest geplante Programme  $dsm_e$  und neue Programme  $dsm_n$ , für deren Start eine Entscheidung zu treffen ist, unterteilen. Neue DSM-Programme werden in ähnlicher Weise mit binären Variablen wie neue Kraftwerke modelliert (vgl. Abschnitt 4.4.1.3 und B.2.2 im Anhang).

Tabelle 4.7: Allgemeine Definitionen für DSM-Programme

<b>Mengen</b>	
<b>DSM</b>	DSM-Programme $dsm$
<b>DSMD</b>	DSM-Programm-Nachfragegruppe-Zuordnungspaare ( $dsm, d$ )
<b>Parameter</b>	
$ShDSM_{dsm,d,td,tw,ts,ty}$	maximaler, zeitlicher Einfluß des Programms $dsm$ auf die Nachfrage der Gruppe $d$ ( <u>shape</u> ) (in MW)
$CvDSM_{dsm,d,ty}$	variable Gesamtkosten bezogen auf Maximaleinfluß (vgl. Gl. 4.5)
<b>Variablen</b>	
$PDSM_{dsm,d,ty}$	Intensität des DSM-Programms ( $0 \leq PDSM_{dsm,d,ty} \leq 1$ ; 1 für Maximaleinfluß)

### 4.3.3 Grundlegende Gleichungen für Nachfrage und DSM-Programme

Gleichung 4.8 ist die Bilanzgleichung für die Nachfrage und die DSM-Programme. Die nicht gedeckte Last  $PENS_{d,td,tw,ts,ty}$  entspricht dem Leistungsbedarf  $Demand_{d,td,tw,ts,ty}$  zuzüglich dem Einfluß  $PDSM_{dme,d,ty}$  von DSM-Programmen abzüglich der gelieferten Leistung  $PD_{d,td,tw,ts,ty}$ :

$$\begin{aligned}
 PENS_{d,td,tw,ts,ty} &= Demand_{d,td,tw,ts,ty} \\
 &\quad + \sum_{dsm|(dsm,d) \in DSMD} PDSM_{dsm,d,ty} ShDSM_{dsm,d,td,tw,ts,ty} \\
 &\quad - PD_{d,td,tw,ts,ty} \\
 &\quad \forall (d, td, tw, ts, ty)
 \end{aligned} \tag{4.8}$$

### 4.3.4 Gesamtkosten für nichtbefriedigte Nachfrage und DSM-Programme

Mit Gleichung 4.9 wird der Barwert  $CtENS$  der über den Modellierungszeitraum anfallenden Ausfallkosten bestimmt. Mit Hilfe des Diskontfaktors  $Dis_{ty}$  wird in dieser Gleichung aus den im Jahr  $ty$  anfallenden Kosten der Barwert der während



des durch das Jahr  $ty$  repräsentierten Zeitabschnitts anfallenden Kosten ermittelt. Hierbei wird von gleichen Kosten in allen Jahren  $tm$ , die einem Jahr  $ty$  zugeordnet sind, ausgegangen (vgl. Gl. 4.3). CtENS ist Bestandteil der Zielfunktion (Gl. 4.60).<sup>30</sup> Über alle Zeitsegmente  $(td, tw, ts, ty)$  wird aufsummiert, und mit den dazugehörigen Zeitdauern  $DurTd_{td}$ ,  $FracTw_{tw}$ ,  $DurTs_{ts}$  wird multipliziert.

$$\begin{aligned} \text{CtENS} = \sum_{ty} \left[ Dis_{ty} \cdot \sum_d \left( CvENS_{d,ty} \right. \right. \\ \left. \left. \cdot \sum_{(td,tw,ts)} PENS_{d,td,tw,ts,ty} \cdot DurTd_{td} \cdot FracTw_{tw} \cdot DurTs_{ts} \right) \right] \quad (4.9) \end{aligned}$$

Der Barwert CtDSM aller durch DSM-Programme verursachten Kosten wird für existierende DSM-Programme durch Gleichung 4.10 beschrieben.<sup>31</sup> Er ist ebenfalls Bestandteil der Zielfunktion (Gl. 4.60).

$$\text{CtDSM} = \sum_{(ty,dsm,d) | (dsm,d) \in \text{DSMD}} Dis_{ty} \cdot CvDSM_{dsm,d,ty} \cdot PDSM_{dsm,d,ty} \quad (4.10)$$

## 4.4 Stromerzeugung

Für die Modellierung wurden Kraftwerke in drei grundlegende Gruppen eingeteilt, für welche es deutliche Unterschiede in der mathematischen Beschreibung gibt. Zum einen wird in Abschnitt 4.4.1 eine Formulierung beschrieben, die sich für die meisten Kraftwerke eignet. Für eine detailliertere Modellierung von Wasserkraftwerken unter Berücksichtigung von hydrologischen Verknüpfungen und Wasserflußraten kann alternativ die in Abschnitt 4.4.2 beschriebene Formulierung verwendet werden. Pumpspeicherkraftwerke stellen einen Spezialfall der Stromerzeugung dar. Die für diese Kraftwerke entwickelte mathematische Beschreibung wird in Abschnitt 4.4.3 erläutert.

In der Regel wird jedes Kraftwerk als ein separates Modellelement abgebildet. Um die Anzahl der Variablen zu verringern, können mehrere Kraftwerke mit ähnlichen Charakteristiken an einem Knoten zu einem modellierten Element zusammengefaßt werden. Andererseits können auch einzelne Blöcke eines Kraftwerks als separate Elemente abgebildet werden, falls große Unterschiede dies nahelegen. Im folgenden

<sup>30</sup>Zusätzliche Ausfallkosten, die aufgrund von definierten Zuverlässigkeitsanforderungen entstehen, sind nicht hier, sondern in Gleichung 4.49 berücksichtigt.

<sup>31</sup>Zusätzliche Kosten für neue DSM-Programme werden entsprechend der Investitionskosten von neuen Kraftwerken berücksichtigt (vgl. Gl. 4.26 und Gl. B.11 im Anhang.)

wird ein solches Modellelement als Kraftwerk bezeichnet, unabhängig davon, ob es sich in Realität eventuell um mehrere zusammengefaßte Kraftwerke oder einen einzelnen Kraftwerksblock handelt.

#### 4.4.1 Thermische Stromerzeugung und vereinfachte Modellierung für Wasserkraftwerke

In diesem Abschnitt wird die Abbildung allgemeiner Kraftwerke  $g$  (generation unit) beschrieben. Diese Formulierung eignet sich sowohl für thermische Kraftwerke als auch mit zusätzlichen Restriktionen für Solar- und Windkraftwerke (Abschnitt B.3.1.3 im Anhang) sowie für Wasserkraftwerke (Abschnitt 4.4.1.5 und B.3.1.2 im Anhang). Für letztere können tägliche, wöchentliche oder jährliche Produktionsobergrenzen festgelegt werden.

##### 4.4.1.1 Allgemeine Definitionen für Kraftwerke

Jedes Kraftwerk  $g$  ist genau mit einem Knoten  $b$  verknüpft. Diese Zuordnungspaar  $(g, b)$  bilden die Menge  $\mathbf{GB}$ . Die wesentlichen Parameter für Kraftwerke sind die Kapazität  $ZG_{g,ty}$  (ohne Erweiterungen) sowie die Raten  $OrsG_{g,ty}$  und  $OrfG_{g,ty}$  für geplante bzw. ungeplante Stillstandszeiten (forced outage rate – scheduled outage rate).<sup>32</sup> Zusammen mit dem Wartungsallokationsfaktor  $OrsGTs_{g,ts,ty}$ , der die Verteilung der Revisionszeiten auf die einzelnen Jahreszeiten beschreibt, werden diese zur Berechnung der zeitabhängigen, erwarteten Verfügbarkeit  $FacAG_{g,ts,ty}$  (availability) nach Gleichung 4.11 benötigt.<sup>33</sup>

$$FacAG_{g,ts,ty} = \left(1 - \frac{OrsG_{g,ty}}{100} \cdot \frac{OrsGTs_{g,ts,ty}}{100} \cdot \frac{\sum_{ts'} DurTs_{ts'}}{DurTs_{ts}}\right) \cdot \left(1 - \frac{OrfG_{g,ty}}{100}\right) \quad (4.11)$$

Die grundlegenden Definitionen für die Modellierung der Kraftwerke sind in Tabelle 4.8 zusammengefaßt. Die Kostenparameter wurden in Abschnitt 4.2.6 beschrieben.

Die im Modell zugelassene Maximalleistung in jedem Zeitsegment  $(td, tw, ts, ty)$  wird deterministisch mit Gleichung 4.12<sup>34</sup> auf das Produkt der erwarteten Ver-

<sup>32</sup>Die genaue Definition dieser Parameter ist im Anhang auf Seite 205 beschrieben.

<sup>33</sup>Für Kraftwerke mit zeitabhängiger Leistungsobergrenze wie z. B. Solarkraftwerke wird stattdessen Gl. B.39 verwendet.

<sup>34</sup>Für erweiterbare Kraftwerke wird Gleichung 4.12 durch Gleichung 4.21 oder 4.22 ersetzt.

fügbare mit der installierten Leistung beschränkt.<sup>35</sup> Andererseits muß ggf. eine erzwungene Mindestleistung beachtet werden (Gl. 4.13).

$$PG_{g,td,tw,ts,ty} \leq ZG_{g,ty} \cdot FacAG_{g,ts,ty} \quad \forall(g, td, tw, ts, ty) \quad (4.12)$$

$$PG_{g,td,tw,ts,ty} \geq ZGmin_{g,ty} \quad \forall(g, td, tw, ts, ty) \quad (4.13)$$

Tabelle 4.8: Allgemeine Definitionen für Kraftwerke

<b>Mengen</b>	
<b>G</b>	Kraftwerke $g$ ( <u>g</u> eneration <u>u</u> nit)
<b>GB</b>	Kraftwerk-Knoten-Zuordnungspaare $(g, b)$
<b>Parameter</b>	
$ZG_{g,ty}$	Kapazität (Nettoengpaßleistung) des Kraftwerks $g$ im Jahr $ty$ (ohne Erweiterung)
$ZGmin_{g,ty}$	Mindestleistung des Kraftwerks $g$ in jedem Zeitsegment im Jahr $ty$ (Diese ist normalerweise 0, kann jedoch aus Gründen der Netzstabilität u. ä. benötigt werden.)
$OrfG_{g,ty}$	ungeplante Stillstandsrate in % ( <u>f</u> orced <u>o</u> utage <u>r</u> ate)
$OrsG_{g,ty}$	geplante Stillstandsrate für Wartung in % ( <u>s</u> cheduled <u>o</u> utage <u>r</u> ate)
$OrsGts_{g,ts,ty}$	jahreszeitliche Wartungsallokation ( $OrsGts_{g,ts,ty}$ % der gesamten geplanten Stillstandszeit fallen in die Jahreszeit $ts$ )
$FacAG_{g,ts,ty}$	zeitabhängige, erwartete Verfügbarkeit ( <u>a</u> vailability) des Kraftwerks $g$ (siehe Gl. 4.11 und B.39 im Anhang)
<b>Variablen</b>	
$PG_{g,td,tw,ts,ty}$	Leistung des Kraftwerks $g$ (positive Variable)

#### 4.4.1.2 Planungszustand der Kraftwerke

Für die Modellierung muß feststehen, welche Entscheidungen für ein Kraftwerk schon getroffen wurden oder noch zu treffen und somit zu optimieren sind. Daher wird folgende Einteilung vorgenommen: Existierende oder fest geplante Kraftwerke  $ge$ , für welche weder für die Inbetriebnahme noch für die Stilllegung eine

<sup>35</sup>Ein stochastischer Ansatz, der diskrete Verfügbarkeitszustände berücksichtigt, wurde wie auf S. 31 dargestellt verworfen, da die räumliche Disaggregation sowie die große Anzahl der Modellelemente einen solchen Ansatz für eine geschlossene Lösung bei weitem zu komplex machen würden und eine ausreichende Systemzuverlässigkeit auch durch die Integration von deterministischen Zuverlässigkeitsanforderungen (vgl. Abschnitt 4.6.2) sichergestellt werden kann.

Entscheidung benötigt wird, bilden die Menge **Ge**. Neuere Kraftwerke  $gn$ , deren Inbetriebnahme noch nicht beschlossen ist, bilden die Menge **Gn**. Kraftwerke  $gs$ , für welche eine vorzeitige Stillegung in Betracht kommt, bilden die Menge **Gs**.<sup>36</sup>

Weiterhin können bestehende oder neue Kraftwerke erweiterbar sein.<sup>37</sup> Hierbei wird hinsichtlich der Modellierung zwischen diskreter, blockweiser Erweiterung ( $g \in \mathbf{Gxb}$ ) und kontinuierlicher Erweiterung ( $g \in \mathbf{Gxc}$ ) unterschieden. Die hier vorgestellte Modellierung erlaubt es, ein Kraftwerk für einige Jahre diskret erweiterbar und für andere Jahre, die weiter in der Zukunft liegen und für welche keine diskreten Ergebnisse benötigt werden, kontinuierlich erweiterbar zu modellieren.

In den folgenden Abschnitten werden zusätzliche Definitionen und Restriktionen für neue, eventuell zu schließende und erweiterbare Kraftwerke beschrieben.

#### 4.4.1.3 Neue und eventuell zu schließende Kraftwerke

Zusätzliche Definitionen, die für neue Kraftwerke  $gn$  und für Kraftwerke  $gs$ , für welche eine vorzeitige Stilllegung in Betracht kommt, benötigt werden, sind in Tabelle 4.9 aufgelistet.

Bei neuen Kraftwerken kann festgelegt werden, daß von zwei alternativen Kraftwerksprojekten höchstens eines gebaut werden kann. Weiterhin kann für zwei Kraftwerke eine festgelegte zeitliche Abfolge für den Bau vorgegeben werden. Eine weitere Option ermöglicht festzulegen, daß zwei Kraftwerke nur gemeinsam gebaut werden können. Diese Modellierungsoption wird z. B. für Grenzkraftwerke benötigt, die zwar als zwei separate Elemente, welche unterschiedlichen Knoten und Ländern zugeordnet sind, modelliert werden, deren Inbetriebnahme jedoch nur als Gesamtprojekt möglich ist. Die Modellierung dieser Optionen ist im Abschnitt B.3.1.1 im Anhang beschrieben.

Ein Kraftwerk kann nur dann Elektrizität produzieren, wenn es in Betrieb ist. Dies wird mit Gleichung 4.14 sichergestellt.<sup>38</sup>

<sup>36</sup>Eine geplante Stilllegung, die keiner weiteren Entscheidung bedarf, kann durch eine Reduktion der Kapazität  $ZG_{g,ty}$  auf 0 modelliert werden.

<sup>37</sup>Unter einer Erweiterung wird hier der Zubau eines weiteren Blocks oder mehrerer Blöcke (bzw. Anlagen oder Maschinensätze) mit gleichem Wirkungsgrad und gleichen variablen Kosten verstanden. Eine Kraftwerkserweiterung mit abweichenden variablen Kosten ist als separates, neues Kraftwerk zu modellieren.

<sup>38</sup>Für erweiterbare Kraftwerke werden statt Gl. 4.14 Gl. B.31 oder B.32 benutzt (siehe Anhang).

Tabelle 4.9: Zusätzliche Definitionen für neue und eventuell zu schließende Kraftwerke

Mengen	
<b>Gn</b>	neue Kraftwerke $gn$ , $\mathbf{Gn} \subseteq \mathbf{G}$
<b>Gs</b>	eventuell zu schließende Kraftwerke $gs$ , $\mathbf{Gs} \subseteq \mathbf{G}$
<b>GnGs</b>	neue oder eventuell zu schließende Kraftwerke $gngs$ , $\mathbf{GnGs} = \mathbf{Gn} \cup \mathbf{Gs}$
<b>TyGnGs</b>	Zuordnungspaare $(ty, g)$ : Jahre $ty$ , in welchen ein neues Kraftwerk $gn$ in Betrieb oder ein existierendes Kraftwerk $gs$ geschlossen sein könnte (siehe Gl. B.18 im Anhang)
Variablen	
$\overline{\text{UGnGs}}_{gngs,ty}$	Betriebsentscheidungsvariable für das Kraftwerk $gngs$ im Jahr $ty$ (binäre Variable; 1 für „in Betrieb“, 0 für „nicht in Betrieb“)

$$\text{PG}_{gngs,td,tw,ts,ty} \leq \overline{\text{UGnGs}}_{gngs,ty} \cdot \text{ZG}_{gngs,ty} \cdot \text{FacAG}_{gngs,ts,ty} \quad \forall (gngs, td, tw, ts, ty) | (ty, gngs) \in \mathbf{TyGnGs} \quad (4.14)$$

Gleichung 4.15 stellt sicher, daß ein neu in Betrieb genommenes Kraftwerk  $gn$  auch in den Folgejahren in Betrieb ist:

$$\overline{\text{UGnGs}}_{gn,ty-1} \geq \overline{\text{UGnGs}}_{gn,ty} \quad \forall (ty, gn) \in \mathbf{TyGnGs} | (ty^{-1}, gn) \in \mathbf{TyGnGs} \quad (4.15)$$

Genau das Gegenteil wird mit Gleichung 4.16 für eventuell stillzulegende Kraftwerke  $gs$  erreicht: ein einmal stillgelegtes Kraftwerk ist für den gesamten restlichen Modellierungszeitraum stillgelegt:

$$\overline{\text{UGnGs}}_{gs,ty-1} \leq \overline{\text{UGnGs}}_{gs,ty} \quad \forall (ty, gs) \in \mathbf{TyGnGs} | (ty^{-1}, gs) \in \mathbf{TyGnGs} \quad (4.16)$$

#### 4.4.1.4 Erweiterbare Kraftwerke

Für die Modellierung von diskreten oder kontinuierlichen Ausbauentscheidungen werden zusätzliche Definitionen benötigt, welche in Tabelle 4.10 zusammengefaßt werden. Ein Kraftwerk kann sowohl kontinuierlich als auch diskret ausbaubar sein,

jedoch nicht in ein und dem selben Jahr ( $\mathbf{TyGxb} \cap \mathbf{TyGxc} = \emptyset$ ), und der blockweise Zubau muß immer vor dem kontinuierlichen stattfinden.

Tabelle 4.10: Zusätzliche Definitionen für erweiterbare Kraftwerke

<b>Mengen</b>	
<b>Gxb</b>	blockweise erweiterbare Kraftwerke $gxb$ , $\mathbf{Gxb} \subseteq (\mathbf{Ge} \cup \mathbf{Gn})$ ( <u>extension</u> )
<b>TyGxb</b>	Zuordnungspaare $(ty, g)$ : im Jahr $ty$ könnte eine blockweise Erweiterung des Kraftwerks $g$ stattfinden
<b>Gxc</b>	kontinuierlich ( <u>continuously</u> ) erweiterbare Kraftwerke $gxc$ , $\mathbf{Gxc} \subseteq (\mathbf{Ge} \cup \mathbf{Gn})$
<b>TyGxc</b>	Zuordnungspaare $(ty, g)$ : im Jahr $ty$ könnte eine kontinuierliche Erweiterung des Kraftwerks $g$ stattfinden, $\mathbf{TyGxb} \cap \mathbf{TyGxc} = \emptyset$
<b>Parameter</b>	
$GxbSize_g$	Blockgröße bei der Erweiterung des Kraftwerks $g$
$ZGxb_{g,ty}$	Maximalanzahl der bis incl. Jahr $ty$ hinzugefügten Blöcke
$ZGxc_{g,ty}$	Obergrenze für die gesamte bis incl. Jahr $ty$ hinzugefügte Kapazität einschließlich blockweise zugebauter Kapazität
<b>Variablen</b>	
$\overline{ZGaddb}_{g,ty}$	Anzahl der bis incl. Jahr $ty$ hinzugefügten ( <u>additional</u> ) Blöcke (ganzzahlige, positive Variable)
$ZGaddc_{g,ty}$	gesamte Kapazitätserweiterung bis incl. Jahr $ty$ (positive Variable)

Mit Gleichung 4.17 und 4.18 wird die Kapazitätserweiterung begrenzt:

$$\overline{ZGaddb}_{g,ty} \leq ZGxb_{g,ty} \quad \forall (ty, g) \in \mathbf{TyGxb} \quad (4.17)$$

$$ZGaddc_{g,ty} \leq ZGxc_{g,ty} \quad \forall (ty, g) \in \mathbf{TyGxc} \quad (4.18)$$

Für neue Kraftwerke  $gn$  muß sichergestellt werden, daß eine Kapazitätserweiterung nicht vor der Inbetriebnahme des Kraftwerks stattfindet (Gl. 4.19 und 4.20):

$$\overline{ZGaddb}_{gn,ty} \leq \overline{UGn}_{gn,ty} ZGxb_{gn,ty} \quad \forall (ty, gn) \in \mathbf{TyGxb} \quad (4.19)$$

$$ZGaddc_{gn,ty} \leq \overline{UGn}_{gn,ty} ZGxc_{gn,ty} \quad \forall (ty, gn) \in \mathbf{TyGxc} \quad (4.20)$$

Für existierende Kraftwerke  $g \in \mathbf{Ge}$  wird Gleichung 4.12 für die Leistungsobergrenze durch Gleichung 4.21 bzw. 4.22 ersetzt, falls es sich um ausbaubare

Kraftwerke handelt:

$$\begin{aligned} \text{PG}_{gxb,td,tw,ts,ty} &\leq (\text{ZG}_{gxb,ty} + \overline{\text{ZGaddb}}_{gxb,ty} \text{GxbSize}_{gxb}) \cdot \text{FacAG}_{gxb,ts,ty} \\ &\forall(gxb, td, tw, ts, ty) | (ty, gxb) \in \mathbf{TyGxb} \wedge gxb \in \mathbf{Ge} \end{aligned} \quad (4.21)$$

$$\begin{aligned} \text{PG}_{gxc,td,tw,ts,ty} &\leq (\text{ZG}_{gxc,ty} + \text{ZGaddc}_{gxc,ty}) \cdot \text{FacAG}_{gxc,ts,ty} \\ &\forall(gxc, td, tw, ts, ty) | (ty, gxc) \in \mathbf{TyGxc} \wedge gxc \in \mathbf{Ge} \end{aligned} \quad (4.22)$$

Entsprechende Gleichungen gelten für neue, erweiterbare Kraftwerke (Gl. B.31 und B.32 im Anhang).

Gleichung 4.23 stellt sicher, daß blockweise zugebaute Kapazität auch in den Folgejahren verfügbar ist:

$$\overline{\text{ZGaddb}}_{g,ty-1} \geq \overline{\text{ZGaddb}}_{g,ty} \quad \forall(ty, g) \in \mathbf{TyGxb} | (ty^{-1}, g) \in \mathbf{TyGxb} \quad (4.23)$$

Entsprechendes gilt für kontinuierlich zugebaute Kapazität (Gl. B.34 im Anhang).

Beim Übergang von blockweiser zu kontinuierlicher Modellierung der Kapazitätserweiterung ist sicherzustellen, daß die blockweise zugebaute Kapazität  $\overline{\text{ZGaddb}}_{g,ty} \cdot \text{GxbSize}_g$  auch in den Folgejahren berücksichtigt wird (Gl. 4.24):

$$\text{ZGaddc}_{g,ty} \geq \overline{\text{ZGaddb}}_{g,ty-1} \text{GxbSize}_g \quad \forall(ty, g) \in \mathbf{TyGxc} | (ty^{-1}, g) \in \mathbf{TyGxb} \quad (4.24)$$

#### 4.4.1.5 Kraftwerke mit Energielimits

Bei der Kraftwerksausbauplanung werden für Wasserkraftwerke in der Regel Obergrenzen für die produzierte Energiemenge innerhalb eines gewissen Zeitabschnitts festgelegt [94, 179, 192]. Diese Modellierungsmöglichkeit wird auch hier angewendet, wobei je nach Größe des Stausees ein tägliches, wöchentliches oder jährliches Energielimit angegeben werden kann. Für Laufwasserkraftwerke, die über keinerlei Speichermöglichkeit verfügen, bietet sich eine Beschreibung mit einer jahreszeitabhängigen Leistungsobergrenze an (siehe Abschnitt B.3.1.3 im Anhang). Die Modellierung eines Kraftwerks mit Energielimit kann auch in Fällen von begrenzten Brennstoffen oder fest abgeschlossenen, langfristigen Brennstofflieferverträgen sinnvoll sein. Eine weitere Anwendung, die für die Fallstudie benutzt wurde, ist die Modellierung von unterbrechbaren Stromlieferverträgen als virtuelles Kraftwerk mit jährlichem Energielimit. Für Wasserkraftwerke wird in Abschnitt 4.4.2 eine

alternative, detailliertere Modellierungsmöglichkeit beschrieben, die Stauseekapazitäten, Wasserflußmengen sowie hydrologische Verknüpfungen berücksichtigt.

Exemplarisch werden hier die zusätzlichen Definitionen (Tabelle 4.11) und Gleichungen für Kraftwerke  $ghd$  mit täglichem Energielimit genannt. Wöchentliche und jährliche Energielimits werden analog modelliert und sind in Abschnitt B.3.1.2 im Anhang beschrieben.<sup>39</sup>

Tabelle 4.11: Zusätzliche Definitionen für Kraftwerke mit Energielimits

<b>Mengen</b>	
<b>GHd</b>	Kraftwerke $ghd$ mit täglichem Energielimit, $\mathbf{GHd} \subseteq \mathbf{G}$ ( <u>d</u> aily <u>h</u> ydro production limits)
<b>Parameter</b>	
$ZWGHd_{ghd,ts,ty}$	tägliche Produktionsobergrenze für Kraftwerk $ghd$

Gleichung 4.25 stellt sicher, daß die täglichen Produktionsobergrenzen eingehalten werden. Bei Kraftwerken mit täglichen Energielimits wird nicht die festgelegte Energiemenge  $ZWGHd_{ghd,ts,ty}$  als Obergrenze angenommen, sondern das Produkt dieser mit der zu erwartenden Kraftwerksverfügbarkeit. Hiermit wird berücksichtigt, daß im Falle eines geplanten oder ungeplanten Stillstandes Wasser ungenutzt über die Staustufe fließt.

$$\sum_{td} (PG_{ghd,td,tw,ts,ty} \cdot DurTd_{td}) \leq ZWGHd_{ghd,ts,ty} \cdot FacAG_{ghd,ts,ty} \quad \forall(ghd, tw, ts, ty) \quad (4.25)$$

Die Modellierung einer Abhängigkeit der Leistung von der Tages- und Jahreszeit, wie z. B. für Solarkraftwerke, wird durch einen zusätzlichen Verfügbarkeitsfaktor erreicht (vgl. Abschnitt B.3.1.3 im Anhang).

#### 4.4.1.6 Gesamtkosten für Kraftwerke

Unter Verwendung der in Abschnitt 4.2.6 beschriebenen Kostenparameter  $CvG_{g,ty}$  für die gesamten variablen Kosten,  $CfG_{g,ty}$  für die gesamten jährlichen feststehenden Kosten und  $CfGx_{g,ty}$  für die gesamten jährlichen feststehenden Kosten für

<sup>39</sup>Monatliche oder jahreszeitliche Energielimits wurden nicht eingeführt, da sich eine Jahreszeit aus lauter gleichen Wochen zusammensetzt und diese somit die gleiche Funktion wie die wöchentlichen Energielimits hätten.



Erweiterungen eines Kraftwerks  $g$ , wird mit Gleichung 4.26 der Barwert CtG der Gesamtkosten für Kraftwerke für die gesamte Modellierungsperiode berechnet, wobei nur Kosten, die entscheidungsrelevant sind, berücksichtigt werden. Diese Kosten CtG sind Teil der Zielfunktion (Gl. 4.60).

$$\begin{aligned}
\text{CtG} = \sum_{ty} & \left[ \text{Dis}_{ty} \cdot \right. \\
& \left( \sum_{(g,td,tw,ts)} \text{PG}_{g,td,tw,ts,ty} \text{Dur} T d_{td} \text{Frac} T w_{tw} \text{Dur} T s_{ts} \text{Cv} G_{g,ty} \right. \\
& + \sum_{gn,gs|(ty,gn,gs) \in \mathbf{TyGnGs}} \overline{\text{UGnGs}}_{gn,gs,ty} \text{Cf} G_{gn,gs,ty} \\
& + \sum_{gxb|(ty,gxb) \in \mathbf{TyGxb}} \overline{\text{ZGaddb}}_{gxb,ty} \text{Gxb} \text{Size}_{gxb} \text{Cf} G_{gxb,ty} \\
& \left. + \sum_{gxc|(ty,gxc) \in \mathbf{TyGxc}} \overline{\text{ZGaddc}}_{gxc,ty} \text{Cf} G_{gxc,ty} \right) \left. \right] \quad (4.26)
\end{aligned}$$

#### 4.4.2 Detaillierte Modellierung der Wasserkraftwerke

In den meisten Fällen ist eine Modellierung von Wasserkraftwerken mit den in Abschnitt 4.4.1.5 beschriebenen Formulierungen im Rahmen der langfristigen Ausbauplanung ausreichend. In diesem Abschnitt wird eine alternative, detailliertere Modellierung vorgestellt, welche es ermöglicht, hydrologische Verknüpfungen von Wasserkraftwerken, Speicherinhalte, Wasserflußraten sowie die Abhängigkeit der Maximalleistung vom Füllstand zu berücksichtigen. Diese Aspekte stellen für den Betrieb der Kraftwerke weitere Restriktionen dar, die mit den in Abschnitt 4.4.1.5 beschriebenen Formulierungen nicht berücksichtigt werden können. Auf eine noch exaktere Abbildung von Wasserkraftwerken, bei welcher z. B. ein mehrjähriger Speicherzyklus, der nichtlineare Zusammenhang zwischen Speicherinhalt und Füllstandshöhe und die stochastische Natur der Zuflußraten zu berücksichtigen wäre, wird hier verzichtet, da diese in erster Linie nur für die Betriebsoptimierung von Wasserkraftwerken und nicht für die Ausbauplanung relevant sind.<sup>40</sup>

Die Beschreibung in diesem Abschnitt beschränkt sich im wesentlichen auf Unterschiede zwischen der Modellierung der Wasserkraftwerke  $h$  und der Modellierung der allgemeinen Kraftwerke  $g$ . Des weiteren wird nur die Modellierung für Kraftwerke mit täglichem Speicherzyklus beschrieben. Für Wasserkraftwerke mit größerem Stauvolumen wurden alternative Formulierungen mit wöchentlichem und jährlichem Speicherzyklus in das Modell integriert, auf deren Beschreibung hier jedoch verzichtet wird.

<sup>40</sup>Zur Modellierung von Wasserkraftwerken für die Betriebsoptimierung siehe z. B. [94,127,200].

#### 4.4.2.1 Grundlegende Definitionen für Wasserkraftwerke

Die grundlegenden Definitionen für Wasserkraftwerke  $h$  sind in Tabelle 4.12 aufgelistet.

Tabelle 4.12: Definitionen für Wasserkraftwerke

<b>Mengen</b>	
<b>H</b>	Wasserkraftwerke $h$ ( <u>h</u> ydro units)
<b>HB</b>	Kraftwerk-Knoten-Zuordnungspaare $(h, b)$
<b>Parameter</b>	
$ZHmax_{h,ty}$	Maximalleistung bei maximalem Speicherinhalt (ohne Erweiterungen)
$ZHmin_{h,ty}$	Maximalleistung bei minimalem Speicherinhalt (ohne Erweiterungen)
$FacQHPH_{h,ty}$	relativer, mittlerer Wasserdurchsatz pro Kraftwerksleistung z. B. in $\frac{\text{m}^3}{\text{MWh}}$ ; (siehe Gl. 4.27)
$FacAHTs_{h,ts,ty}$	jahreszeitabhängige, erwartete Verfügbarkeit des Kraftwerks $h$ (vgl. Gl. 4.11)
$QHin_{h,ts,ty}$	durchschnittliche, jahreszeitabhängige Wasserzuflußrate (ohne Zuflüsse aus verknüpften, oberhalb liegenden Kraftwerken)
$ZVmax_{h,ty}$	Maximalinhalt des Reservoirs
$ZVmin_{h,ty}$	Minimalinhalt des Reservoirs
<b>Variablen</b>	
$PH_{h,td,tw,ts,ty}$	Leistung des Kraftwerks $h$ (positive Variable)
$VH_{h,td,tw,ts,ty}$	durchschnittlicher Reservoirinhalt während Zeitsegment $(td, tw, ts, ty)$
$VHd_{h,td,tw,ts,ty}$	Reservoirinhalt am Ende des Zeitsegments $(td, tw, ts, ty)$
$QHRw_{h,td,tw,ts,ty}$	Wasserabfluß über den Überlauf ( <u>r</u> ace <u>w</u> ay water flow)

Im Gegensatz zu thermischen Kraftwerken hängt die Maximalleistung eines Wasserkraftwerks in der Regel vom Füllstand des Reservoirs ab. Daher werden zwei Parameter  $ZHmax_{h,ty}$  und  $ZHmin_{h,ty}$  für die Maximalleistung bei maximalem bzw. minimalem Füllstand benutzt. Der relative, auf die Leistung bezogene Turbinendurchsatz  $FacQHPH_{h,ty}$  (z. B. in  $\frac{\text{m}^3}{\text{MWh}}$ ) hängt in Realität ebenfalls vom Füllstand ab. Um das Modell linear zu halten, kann jedoch hier nur mit dem mittleren, relativen Durchsatz gerechnet werden. Dieser kann z. B. aus der mittleren, effektiv

nutzbaren Höhendifferenz  $\Delta h_{h,ty}$  (in m) und dem mittleren, gemeinsamen Wirkungsgrad  $\eta_{h,ty}$  der Gesamtanlage berechnet werden (Gl. 4.27), wobei mit  $g$  die Erdbeschleunigung und mit  $\rho$  die Dichte des Wassers bezeichnet wird:

$$FacQHPH_{h,ty} = \frac{1}{\eta_{h,ty}} \cdot \frac{1}{\rho \cdot g \cdot \Delta h_{h,ty}} \quad (4.27)$$

Während aller Zeitsegmente darf die Leistung des Kraftwerks  $h$  die von der Füllhöhe des Reservoirs abhängige Maximalleistung nicht überschreiten. Dies wird durch Gleichung 4.28 erreicht, wobei die Abhängigkeit der Maximalleistung von der Füllhöhe linear approximiert wird.<sup>41</sup>

$$\begin{aligned} PH_{h,td,tw,ts,ty} &\leq \left( ZHmin_{h,ty} + (ZHmax_{h,ty} - ZHmin_{h,ty}) \right. \\ &\quad \left. \cdot \frac{VH_{h,td,tw,ts,ty} - ZVmin_{h,ty}}{ZVmax_{h,ty} - ZVmin_{h,ty}} \right) \cdot FacAHTs_{h,ts,ty} \\ &\quad \forall(h, td, tw, ts, ty) \end{aligned} \quad (4.28)$$

#### 4.4.2.2 Hydrologische Verknüpfungen

An manchen Flußläufen sind mehrere Wasserkraftwerke installiert. In diesem Fall hängt der Zufluß im flußabwärts gelegenen Kraftwerk vom Ausfluß der nächsten, flußaufwärts gelegenen Kraftwerke ab, wobei die Fließzeit des Wassers zwischen den Kraftwerken zu berücksichtigen ist. Dies kann insbesondere im Fall von relativ kleinen Speichern an den flußabwärts gelegenen Kraftwerken Restriktionen für den Kraftwerksbetrieb bedeuten. Für die Modellierung werden Verknüpfungen von Kraftwerken durch Zuordnungspaare  $(h, h') \in \mathbf{HupHdn}$  eines flußaufwärts gelegenen Kraftwerks  $h$  zu einem nächsten, flußabwärtsgelegenen Kraftwerk  $h'$  definiert. Die Wasserfließzeit (in h) zwischen den Kraftwerken wird mit dem Parameter  $THupHdn_{h,h'}$  beschrieben (up - down).

Aufgrund dieser Wasserfließzeit  $THupHdn_{h,h'}$  hängt der Zufluß des flußabwärts liegenden Kraftwerks  $h'$  während des Zeitsegments  $td$  vom Abfluß des flußaufwärts liegenden Kraftwerks  $h$  während eines oder mehreren Zeitsegmenten  $td'$  ab. Die hierdurch entstehende Zuordnung von Zeitsegmenten soll anhand des in Abbildung 4.6 dargestellten Beispiels beschrieben werden. In diesem Beispiel beinhaltet die Zeitstruktur vier tägliche Zeitsegmente *morning*, *midday*, *afternoon* und *night* mit den Zeitdauern  $DurTd_{morning} = 6$  h,  $DurTd_{midday} = 4$  h,  $DurTd_{afternoon} = 6$  h

<sup>41</sup>Für erweiterbare Kraftwerke wird diese Gleichung durch Gleichung B.47 oder B.48 ersetzt (siehe Anhang).

und  $DurTd_{night} = 8$  h. Die Wasserfließzeit  $THupHdn_{a,b}$  zwischen den beiden betrachteten Kraftwerken  $a$  und  $b$  beträgt 5 h.

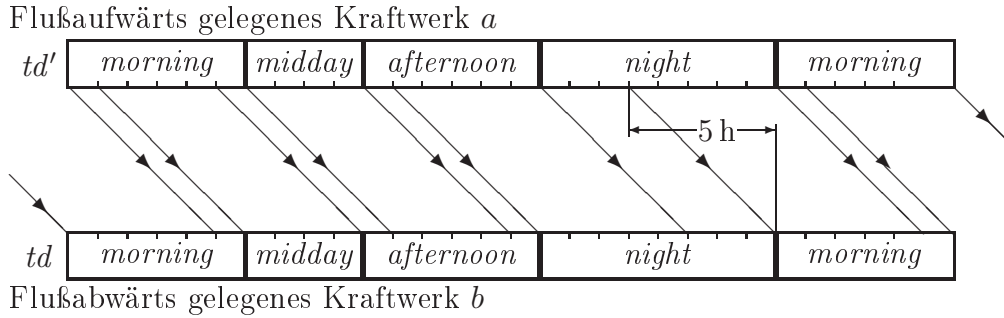


Abbildung 4.6: Verknüpfung der Zeitsegmente bei Wasserkraftwerken

Am flußabwärts gelegenen Kraftwerk  $b$  kommt wie in Abbildung 4.6 dargestellt während des Zeitsegments  $td = midday$  nur Wasser an, welches das flußaufwärts gelegene Kraftwerk  $a$  während des Zeitsegments  $td' = morning$  verläßt. Während des Zeitsegments  $td = afternoon$  erreicht das flußabwärts gelegene Kraftwerk  $b$  Wasser, welches während der Zeitsegmente  $td' = morning$ ,  $td' = midday$  und  $td' = afternoon$  das flußaufwärts gelegene Kraftwerk  $a$  verlassen hat:  $1$  h lang ( $= 1/6$  der Zeitdauer  $DurTd_{afternoon}$  des Zeitsegments  $td = afternoon$ ) von  $td' = morning$ ,  $4$  h lang ( $= 4/6 DurTd_{afternoon}$ ) von  $td' = midday$  und  $1$  h lang ( $= 1/6 DurTd_{afternoon}$ ) von  $td' = afternoon$ ; etc. Mit diesen Werten läßt sich eine Matrix  $\underline{\underline{FacTdTd}}_{a,b}$  bilden, die die Verknüpfung der Zeitsegmente beschreibt:

$$\underline{\underline{FacTdTd}}_{a,b} = \begin{array}{c} td \setminus td' \\ \begin{array}{c} morning \\ midday \\ afternoon \\ night \end{array} \end{array} \begin{pmatrix} morning & midday & afternoon & night \\ \begin{array}{c} 1/6 \\ 1 \\ 1/6 \\ 0 \end{array} & \begin{array}{c} 0 \\ 0 \\ 2/3 \\ 0 \end{array} & \begin{array}{c} 0 \\ 0 \\ 1/6 \\ 5/8 \end{array} & \begin{array}{c} 5/6 \\ 0 \\ 0 \\ 3/8 \end{array} \end{pmatrix}$$

Das Element  $FacTdTd_{a,b,afternoon,morning}$  hat z. B. den Wert  $1/6$ , da das Kraftwerk  $b$  während des Zeitsegments  $afternoon$  für  $1/6$  der Zeitdauer  $DurTd_{afternoon}$  Wasser erhält, welches das Kraftwerk  $a$  während des Zeitsegments  $morning$  verlassen hat. Die durchschnittlichen Zuflußraten  $Qin_{b,td}$  für das untere Kraftwerk  $b$  hängen wie folgt von den Abflußraten  $Qout_{a,td'}$  des oberen Kraftwerks  $a$  ab:

$$Qin_{b,td} = \sum_{td'} FacTdTd_{a,b,td,td'} Qout_{a,td'}$$

Ein dieser Gleichung entsprechender Ausdruck wird in Gleichung 4.30 verwendet.

Eine Möglichkeit zur Berechnung der Elemente  $FacTdTd_{h,h',td,td'}$  für Wasserfließzeiten  $THupHdn_{h,h'} \leq 48 h$  stellt Gleichung 4.29 dar:

$$\begin{aligned}
 FacTdTd_{h,h',td,td'} &= \frac{1}{DurTd_{td}} \cdot \\
 &\left\{ \min \left[ DurTd_{td}, \underbrace{\left( THupHdn_{h,h'} + \sum_{td''=td}^{td'} DurTd_{td''} \right)}_{\substack{-48 \text{ falls } >48 \quad \text{oder} \quad -24 \text{ falls } >24}} \right] \right. \\
 &\left. - \min \left[ DurTd_{td}, \max \left( 0, \underbrace{THupHdn_{h,h'} + \sum_{td''=td}^{td'} DurTd_{td''}}_{\substack{-48 \text{ falls } >48 \quad \text{oder} \quad -24 \text{ falls } >24}} - DurTd_{td'} \right) \right] \right\}
 \end{aligned} \tag{4.29}$$

In dieser Gleichung drückt die Summe  $\sum_{td''=td}^{td'}$  eine Summation über alle Elemente  $td$  bis  $td'$  aus, wobei eine ringförmige Anordnung der Elemente anzunehmen ist.

In Wirklichkeit existiert über die Wasserfließzeiten auch eine Verknüpfung der Zeitsegmente  $td$  über die Grenzen der typischen Wochentage  $tw$  hinweg. Da jedoch alle Tage, die zu einem typischen Wochentag  $tw$  gehören, in gleicher Weise im Modell abgebildet werden, kann diese Verknüpfung nicht berücksichtigt werden. Es ist allerdings davon auszugehen, daß diese Vereinfachung angesichts nur als Mittelwert berücksichtigter, in Realität jedoch schwankender Zuflußraten und weiterer im Modell vorgenommenen Vereinfachungen für die langfristige Ausbauplanung ohne Bedeutung ist.

#### 4.4.2.3 Speicherbilanz

Exemplarisch werden hier die Gleichungen für einen Wasserkraftwerksbetrieb mit täglichem Speicherzyklus, bei welchem der Speicherinhalt zu Ende eines jeden Tages dem Speicherinhalt zu Beginn desselben Tages entspricht, dargestellt. Im Modell können einzelne Wasserkraftwerke wahlweise auch mit wöchentlichem oder jährlichem Speicherzyklus abgebildet werden.<sup>42</sup>

Der Speicherinhalt  $VHd_{h,td,tw,ts,ty}$  zum Ende des Zeitsegments  $(td, tw, ts, ty)$  wird durch Gleichung 4.30 beschrieben. Er entspricht dem Speicherinhalt

<sup>42</sup>Der wöchentliche Speicherzyklus entspricht im wesentlichen dem in Abschnitt 4.4.3.1 dargestellten Zyklus für Pumpspeicherkraftwerke.

$VHd_{h,td \leftarrow 1,tw,ts,ty}$  zu Anfang des Zeitsegments zuzüglich der direkten Zuflüsse  $QHIn_{h,ts,ty} \cdot DurTd_{td}$  und der indirekten Zuflüsse von flußaufwärts gelegenen Kraftwerken abzüglich dem Turbinendurchfluß und dem Überlauf.

$$\begin{aligned}
VHd_{h,td,tw,ts,ty} = & \\
& VHd_{h,td \leftarrow 1,tw,ts,ty} + DurTd_{td} \cdot \left[ QHIn_{h,ts,ty} \right. \\
& + \sum_{(h',td')|(h',h) \in \mathbf{HupHdn}} \left( FacTd_{td'} \cdot [PH_{h',td',tw,ts,ty} FacQHPH_{h',ty} \right. \\
& \quad \left. \left. + QHRw_{h',td',tw,ts,ty} \right] \right) \\
& \left. - PH_{h,td,tw,ts,ty} FacQHPH_{h,ty} - QHRw_{h,td,tw,ts,ty} \right] \\
& \forall (h, td, tw, ts, ty) \tag{4.30}
\end{aligned}$$

Der Speicherinhalt  $VHd_{h,td,tw,ts,ty}$  darf sich nur zwischen dem maximalen und minimalen Speicherinhalt  $ZVmax_{h,ty}$  und  $ZVmin_{h,ty}$  bewegen:

$$VHd_{h,td,tw,ts,ty} \leq ZVmax_{h,ty} \quad \forall (h, td, tw, ts, ty) \tag{4.31}$$

$$VHd_{h,td,tw,ts,ty} \geq ZVmin_{h,ty} \quad \forall (h, td, tw, ts, ty) \tag{4.32}$$

Der durchschnittliche Speicherinhalt  $VH_{h,td,tw,ts,ty}$  kann als Mittelwert der Speicherinhalte zu Beginn und zu Ende des Zeitsegments  $(td, tw, ts, ty)$  bestimmt werden:

$$VH_{h,td,tw,ts,ty} = \frac{1}{2} \cdot (VHd_{h,td,tw,ts,ty} + VHd_{h,td \leftarrow 1,tw,ts,ty}) \quad \forall (h, td, tw, ts, ty) \tag{4.33}$$

#### 4.4.2.4 Planungszustand und Gesamtkosten der Wasserkraftwerke

Analog zur Modellierung der allgemeinen Kraftwerke  $g$  werden die Wasserkraftwerke  $h$  in existierende Kraftwerke und neue Kraftwerke eingeteilt. Eine vorzeitige Stilllegung für Wasserkraftwerke wurde allerdings als Entscheidungsoption nicht vorgesehen. Des weiteren können Wasserkraftwerke in diskreten Blöcken oder kontinuierlich ausbaubar modelliert werden. Die Erweiterung bezieht sich allerdings nur auf die installierte Leistung und nicht auf die Speichergröße.<sup>43</sup>

<sup>43</sup>Falls z. B. eine Erhöhung der Staumauer im Jahr  $ty$  eine Entscheidungsoption ist, die abgebildet werden soll, so könnte dies durch Modellierung mit drei Kraftwerken geschehen: ein Kraftwerk, dessen Kapazität ab dem Jahr  $ty$  dem Wert 0 hat und zwei weitere, neue, sich gegenseitig ausschließende Projekte, die erstmals im Jahr  $ty$  in Betrieb gehen können und wovon eines der vorhandenen Konfiguration und das andere, der neuen Konfiguration entspricht.

Da sich alle in den Abschnitten 4.4.1.3 und 4.4.1.4 beschriebenen Definitionen und Gleichungen für allgemeine Kraftwerke  $g$  auf Wasserkraftwerke  $h$  übertragen lassen, werden diese hier nicht nochmals beschrieben. Kleine Besonderheiten werden in Abschnitt B.3.2 im Anhang behandelt.

Die Gesamtkosten für Wasserkraftwerke  $h$  lassen sich analog zur Gleichung 4.26 für allgemeine Kraftwerke  $g$  beschreiben (vgl. Abschnitt B.3.2.4 im Anhang).

### 4.4.3 Pumpspeicherkraftwerke

Pumpspeicherkraftwerke, die in erster Linie als Energiespeicher eingesetzt werden, können nicht in gleicher Weise wie allgemeine Kraftwerke oder Wasserkraftwerke modelliert werden. Daher wurde eine andere mathematische Formulierung gewählt, die in diesem Abschnitt beschrieben wird. Tabelle 4.13 listet die grundlegenden, benötigten Definitionen für Pumpspeicherkraftwerke auf.

Gleichungen 4.34 und 4.35 stellen sicher, daß weder die Pump- noch die Erzeugungsleistung die zu erwartende verfügbare Maximalleistung übertreffen. Der durchschnittliche Zykluswirkungsgrad  $\eta S_{s,ty}$  taucht in Gleichung 4.34 auf, da die Variable  $PSIN_{s,td,tw,ts,ty}$ , sich auf die später erzeugbare elektrische Energie bezieht.<sup>44</sup>

$$PSIN_{s,td,tw,ts,ty} \leq ZPSIN_{s,ty} \cdot FacAST_{s,ts,ty} \cdot \eta S_{s,ty} \quad \forall (s, td, tw, ts, ty) \quad (4.34)$$

$$PSOT_{s,td,tw,ts,ty} \leq ZPSOT_{s,ty} \cdot FacAST_{s,ts,ty} \quad \forall (s, td, tw, ts, ty) \quad (4.35)$$

#### 4.4.3.1 Speicherzyklus

Pumpspeicherkraftwerke werden in der Regel auf folgende Weise betrieben: Während Schwachlastzeiten wird das Reservoir gefüllt und während Zeiten hoher Last wird die gespeicherte potentielle Energie wieder in elektrische Energie umgewandelt. Je nach Lastverlauf und Größe des Reservoirs wird ein Pumpspeicherkraftwerk zum Lastausgleich innerhalb eines Tages, innerhalb einer Woche oder in-

---

<sup>44</sup>Eine weitere Gleichung, die ein gleichzeitiges Pumpen und Erzeugen ausschließt, wird nicht benötigt, da der Wirkungsgrad  $\eta S_{s,ty}$  immer Werte kleiner 1 annimmt und somit ein bei gleichzeitigem Pumpen und Erzeugen entstehender Energieverbrauch über variable Stromerzeugungskosten, die in der Regel positiv sind, in die Zielfunktion eingeht.

Tabelle 4.13: Definitionen für Pumpspeicherkraftwerke

<b>Mengen</b>	
<b>S</b>	Pumpspeicherkraftwerke $s$
<b>SB</b>	Kraftwerk-Knoten-Zuordnungspaare $(s, b)$
<b>Parameter</b>	
$ZPSIN_{s,ty}$	maximale elektrische Pumpleistung
$ZPSOT_{s,ty}$	maximale elektrische Erzeugungsleistung
$ZWS_{s,ty}$	Speicherkapazität (in produzierbarer elektrischer Energie)
$\eta S_{s,ty}$	durchschnittlicher Zykluswirkungsgrad (produzierte elektrische Energie pro eingesetzter elektrischer Energie)
$FacAST_{s,ts,ty}$	jahreszeitabhängige, zu erwartende Verfügbarkeit des Kraftwerks $s$ (vgl. Gl. 4.11)
<b>Variablen</b>	
$PSIN_{s,td,tw,ts,ty}$	Speicherenergiezufluß ( <u>in</u> flow) (entspricht Pumpleistung $\cdot \eta S_{s,ty}$ ; in erzeugbarer elektrischer Energie pro Zeiteinheit; positive Variable)
$PSOT_{s,td,tw,ts,ty}$	Speicherenergieentnahme ( <u>ou</u> tflow) (entspricht Erzeugungsleistung; positive Variable)
$WS_{s,td,tw,ts,ty}$	Speicherinhalt am Ende des Zeitsegments $(td, tw, ts, ty)$ (positive Variable)
$WSdd_{s,tw,ts,ty}$	Differenz zwischen den Speicherinhalten zu Beginn und Ende eines Tages mit Wochentagstyp $tw$ ( <u>d</u> aily <u>d</u> ifference) (wird für wöchentlichen Speicherzyklus benötigt)

nerhalb eines Jahres benutzt. Aufgrund der Betriebsweise der in Südafrika existierenden und geplanten Pumpspeicherkraftwerke [52] wurde hier ein wöchentlicher Speicherzyklus modelliert.<sup>45</sup> Innerhalb einer Woche liegen die Schwachlastperioden in der Regel nachts und am Wochenende und die Spitzenlastperioden tagsüber an Werktagen. Abbildung 4.4.3.1 veranschaulicht den entsprechenden Speicherbetrieb und soll die Modellierung des Zyklus erläutern. Der Einfachheit halber werden nur zwei Tageszeiten, *Tag* und *Nacht*, sowie zwei Wochentagstypen, *m-f* (Montag bis Freitag) und *s-s* (Samstag und Sonntag), verwendet. Das Pumpspeicherkraftwerk wird von Montag bis Freitag *m-f* (nachts pumpen und

<sup>45</sup>Falls aufgrund einer kleinen Reservoirgröße ein Pumpspeicherkraftwerk eher als Tagesspeicher betrieben wird, so wird dies durch die Gleichungen für den wöchentlichen Speicherzyklus gut abgebildet. Für einen Jahreszyklus wären modifizierte Gleichungen erforderlich.



tagsüber produzieren) sowie Samstag und Sonntag  $s-s$  (ganztägig pumpen) in gleicher Weise betrieben. Für die Wochentagstypen  $m-f$  und  $s-s$  stellen sich unterschiedliche Differenzen  $WSdd_{m-f}$  bzw.  $WSdd_{s-s}$  zwischen den Speicherinhalten zu Tagesende und zu Tagesbeginn ein.

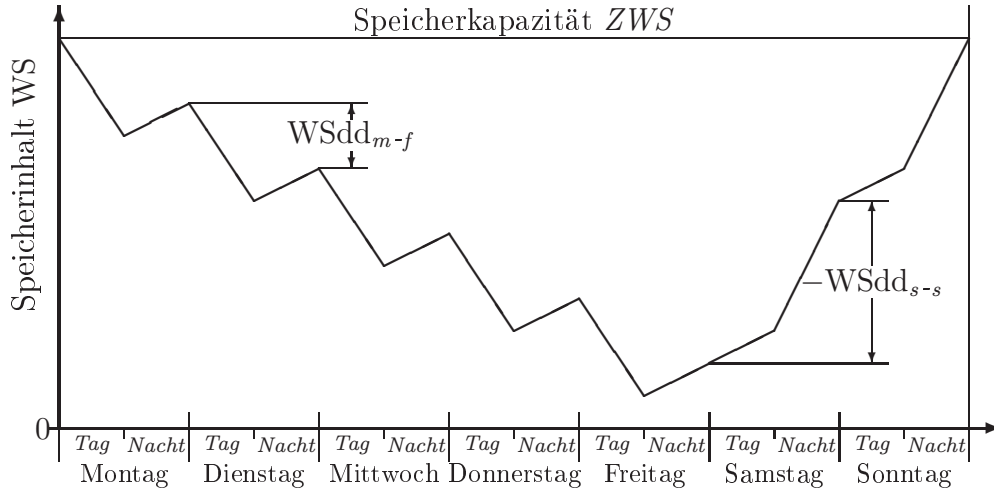


Abbildung 4.7: Wöchentlicher Speicherzyklus

Die Variable  $WS_{s,td,tw,ts,ty}$  bezeichnet den Speicherinhalt am Ende des Tageszeitsegments  $td$  für den ersten Tag in einer Reihe von Tagen mit dem Wochentagstyp  $tw$ . Gleichung 4.36 ist die Energiebilanzgleichung für den Speicher: Der Speicherinhalt am Ende des Zeitsegments  $td$  entspricht dem Inhalt am Ende des vorangegangenen Zeitsegments  $td^{\leftarrow 1}$  zuzüglich der Energiezuflüsse abzüglich der produzierten elektrischen Energie. Beim ersten Zeitsegment eines Tages muß zusätzlich die tägliche Speicherdifferenz  $WSdd_{s,tw,ts,ty}$  berücksichtigt werden (Gl. 4.37).

$$\begin{aligned}
 WS_{s,td,tw,ts,ty} &= WS_{s,td^{\leftarrow 1},tw,ts,ty} \\
 &\quad + (PSIN_{s,td,tw,ts,ty} - PSOT_{s,td,tw,ts,ty}) \cdot DurTd_{td} \\
 &\quad \forall (s, td, tw, ts, ty) | td \neq td^1
 \end{aligned} \tag{4.36}$$

$$\begin{aligned}
 WS_{s,td^1,tw,ts,ty} &= WS_{s,td^n,tw,ts,ty} + WSdd_{s,tw,ts,ty} \\
 &\quad + (PSIN_{s,td^1,tw,ts,ty} - PSOT_{s,td^1,tw,ts,ty}) \cdot DurTd_{td^1} \\
 &\quad \forall (s, tw, ts, ty)
 \end{aligned} \tag{4.37}$$

Gleichung 4.38 verknüpft die Speicherinhalte über die Grenzen der Wochentagstypen  $tw$  hinweg: Der Speicherinhalt  $WS_{s,td^n,tw,ts,ty}$  am Ende des *ersten* Tages mit

Wochentagstyp  $tw$  entspricht dem Speicherinhalt am Ende des vorherigen Tages mit Wochentagstyp  $tw^{\leftarrow 1}$  abzüglich der täglichen Speicherdifferenz  $WSdd_{s,tw,ts,ty}$ . Der Speicherinhalt am Ende des vorherigen Tages, welcher der *letzte* Tag von  $7 \cdot FracTw_{tw^{\leftarrow 1}}$  Tagen mit Wochentagstyp  $tw^{\leftarrow 1}$  ist, entspricht dem Inhalt am Ende des *ersten* Tages mit Wochentagstyp  $tw^{\leftarrow 1}$  abzüglich  $(7 \cdot FracTw_{tw^{\leftarrow 1}} - 1)$  mal der täglichen Speicherdifferenz  $WSdd_{s,tw^{\leftarrow 1},ts,ty}$ . Im in Abbildung 4.4.3.1 dargestellten Beispiel liest sich dies z. B. so: Der Speicherinhalt Ende Montag entspricht dem Speicherinhalt Anfang Montag abzüglich der Differenz  $WSdd_{m-f}$ . Dieser Inhalt entspricht dem Inhalt Ende Sonntag, welcher letztendlich dem Inhalt Ende Samstag abzüglich *einmal* der Differenz  $WSdd_{s-s}$  entspricht.

$$\begin{aligned} WS_{s,td^n,tw,ts,ty} &= WS_{s,td^n,tw^{\leftarrow 1},ts,ty} - WSdd_{s,tw,ts,ty} \\ &\quad - (7 \cdot FracTw_{tw^{\leftarrow 1}} - 1) \cdot WSdd_{s,tw^{\leftarrow 1},ts,ty} \\ &\quad \forall(s, tw, ts, ty) \end{aligned} \quad (4.38)$$

Drei weitere Restriktionen werden benötigt, um den Speicherinhalt positiv und im Rahmen der Obergrenze zu halten: Gleichung 4.39 beschreibt die Obergrenze für den *ersten* Tag mit Wochentagstyp  $tw$ ; Gleichung 4.40 beschreibt die Obergrenze für den *letzten* Tag mit Wochentagstyp  $tw$ ; Gleichung 4.41 beschreibt die Untergrenze für den *letzten* Tag mit Wochentagstyp  $tw$ .<sup>46</sup>

$$\begin{aligned} WS_{s,td,tw,ts,ty} &\leq ZWS_{s,ty} \\ &\quad \forall(s, td, tw, ts, ty) \end{aligned} \quad (4.39)$$

$$\begin{aligned} WS_{s,td,tw,ts,ty} - (7 \cdot FracTw_{tw} - 1) \cdot WSdd_{s,tw,ts,ty} &\leq ZWS_{s,ty} \\ &\quad \forall(s, td, tw, ts, ty) \end{aligned} \quad (4.40)$$

$$\begin{aligned} WS_{s,td,tw,ts,ty} - (7 \cdot FracTw_{tw} - 1) \cdot WSdd_{s,tw,ts,ty} &\geq 0 \\ &\quad \forall(s, td, tw, ts, ty) \end{aligned} \quad (4.41)$$

#### 4.4.3.2 Planungszustand und Kosten der Pumpspeicherkraftwerke

Pumpspeicherkraftwerke  $s$  werden in existierende Kraftwerke  $s \in \mathbf{Se}$  und neue Kraftwerke  $s \in \mathbf{Sn}$  eingeteilt. Es gelten Definitionen und Gleichungen, die den in Abschnitt 4.4.1.3 beschriebenen Formulierungen für allgemeine Kraftwerke ent-

<sup>46</sup>Da  $WS_{s,td,tw,ts,ty}$  eine positive Variable ist, wird keine weitere Gleichung für die Untergrenze für den *ersten* Tag mit Wochentagstyp  $tw$  benötigt.

sprechen. Die Option der Erweiterung wurde nicht vorgesehen, da Pumpspeicherkraftwerke in der Regel mit diskreter Kapazität gebaut werden und nicht erweiterbar sind.

Hinsichtlich der Kosten werden variable Kosten vernachlässigt. Daher sind nur die gesamten jährlichen feststehenden Kosten  $CfS_{s,ty}$  (vgl. Abschnitt 4.2.6) von Bedeutung. Der Barwert CtS aller Kosten für Pumpspeicherkraftwerke wird daher mit Gleichung 4.42 beschrieben. Er ist Teil der Zielfunktion (Gl. 4.60). **TySn** ist die Menge aller Zuordnungspaare  $(ty, sn)$  von Jahre  $ty$  zu neuen Kraftwerken  $sn$ , welche im jeweiligen Jahr  $ty$  in Betrieb sein könnten, und  $\overline{USn}_{sn,ty}$  ist die binäre Entscheidungsvariable für den Betrieb des Kraftwerks  $sn$  im Jahr  $ty$ .

$$\text{CtS} = \sum_{(ty, sn) \in \mathbf{TySn}} \overline{USn}_{sn,ty} CfS_{sn,ty} Dis_{ty} \quad (4.42)$$

## 4.5 Übertragungsleitungen

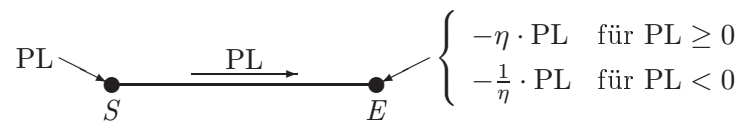
Wie in Abschnitt 3.1.2 dargestellt ist, werden die Übertragungsleitungen  $l$  als Transportmodell mit einer linearen Verlustfunktion und Kapazitätsobergrenzen abgebildet. Die grundlegenden Definitionen für die Modellierung sind in Tabelle 4.14 aufgeführt.

Tabelle 4.14: Definitionen für Leitungen

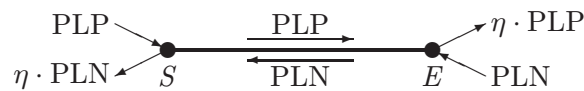
<b>Mengen</b>	
<b>L</b>	Übertragungsleitungen $l$
<b>LBS</b>	Leitung- <u>S</u> tartknoten-Zuordnungspaare $(l, b)$
<b>LBE</b>	Leitung- <u>E</u> ndknoten-Zuordnungspaare $(l, b)$
<b>Parameter</b>	
$ZL_{l,ty}$	Übertragungskapazität (ohne Erweiterung)
$\eta L_{l,ty}$	durchschnittlicher Übertragungsfaktor (1–Verlustfaktor)
<b>Variablen</b>	
$PLP_{l,td,tw,ts,ty}$	Leistung in <u>p</u> ositiver Übertragungsrichtung (positive Variable)
$PLN_{l,td,tw,ts,ty}$	Leistung in <u>n</u> egativer Übertragungsrichtung (positive Variable)

Mit *einer* modellierten Übertragungsleitungen  $l$  können eine oder mehrere real existierende Leitungen zwischen zwei Knoten abgebildet werden. Über Zuordnungs-

paare  $(l, b)$ , die Elemente der Mengen **LBS** bzw. **LBE** sind, wird jeder Leitung ein Start- und ein Endknoten zugeordnet und somit eine positive Übertragungsrichtung festgelegt. Wichtigste Kenngrößen einer Leitung sind die Übertragungskapazität  $ZL_{l,ty}$ , unter welcher hier die maximale, positive Einspeiseleistung verstanden wird, und der mittlere Übertragungsfaktor  $\eta L_{l,ty}$  ( $= 1 - \text{Verlustfaktor}$ ). Es werden zwei separate positive Variablen  $PLP_{l,td,tw,ts,ty}$  und  $PLN_{l,td,tw,ts,ty}$  für jede der beiden möglichen Übertragungsrichtungen definiert, um das Modell linear zu halten, was mit einer Variablen, die sowohl positive als auch negative Werte annehmen kann, nicht möglich wäre (vgl. Abb. 4.8). Sofern die Stromerzeugung mit positiven variablen Kosten verbunden ist, welche in die Zielfunktion eingehen, ist sichergestellt, daß kein gleichzeitiger Transport in beide Richtungen erfolgt. Die Übertragungsleistungen in beide Richtungen sowie die Verluste gehen in die Bilanzgleichung für die Knoten (Gl. 4.45) ein.



nichtlineare Formulierung mit einer Variablen PL



lineare Formulierung mit zwei positiven Variablen PLP und PLN

Abbildung 4.8: Modellierung der Leitungen

Während allen modellierten Zeitsegmenten darf die Übertragungsleistung die Leitungskapazität nicht überschreiten (Gl. 4.43 und 4.44). Da Übertragungsleitungen eine sehr hohe Verfügbarkeit aufweisen, wurde für alle modellierten Zeitelemente eine Verfügbarkeit mit ganzer Kapazität angenommen.<sup>47</sup>

$$PLP_{l,td,tw,ts,ty} \leq ZL_{l,ty} \quad \forall(l, td, tw, ts, ty) \quad (4.43)$$

$$PLN_{l,td,tw,ts,ty} \leq ZL_{l,ty} \quad \forall(l, td, tw, ts, ty) \quad (4.44)$$

<sup>47</sup>Für Zuverlässigkeitsanforderungen kann jedoch eine andere Verfügbarkeit angegeben werden (vgl. Abschnitt 4.6.2).

### 4.5.1 Planungszustand der Leitungen und Leitungskosten

Leitungen  $l$  werden in existierende Leitungen und neue Leitungen eingeteilt. Weiterhin können Leitungen kontinuierlich oder mit diskreten Kapazitätserweiterungen ausbaubar modelliert werden. Es gelten Definitionen und Gleichungen, die den in den Abschnitten 4.4.1.3 und 4.4.1.4 für allgemeine Kraftwerke  $g$  beschriebenen Formulierungen entsprechen. Die Gleichungen für die Leistungsobergrenzen müssen allerdings für beide Variablen  $PLP_{l,td,tw,ts,ty}$  und  $PLN_{l,td,tw,ts,ty}$  separat formuliert werden. Eine vorzeitige Stilllegung einer Leitung wurde nicht als Entscheidungsoption in das Modell integriert, da aufgrund der relativ geringen Wartungskosten dies im Normalfall nicht zur Diskussion steht.

Der Barwert CtL der Gesamtkosten für Leitungen wird analog zur Gleichung 4.26 für allgemeine Kraftwerke beschrieben (vgl. Gl. B.61 im Anhang), wobei variable Kosten vernachlässigt werden.<sup>48</sup>

## 4.6 Systemübergreifende Restriktionen und Zielfunktion

In diesem Abschnitt werden weitere, sich auf mehrere Modellelemente beziehende Gleichungen sowie die Zielfunktion beschrieben. Für Erläuterungen zu den einzelnen Formelzeichen wird auch auf das Verzeichnis der Formelzeichen auf Seite 159 verwiesen.

### 4.6.1 Bilanzgleichung für Knoten

Die Knoten  $b$  sind die wesentlichen Bilanzierungspunkte im Modell. Für jedes Zeitsegment  $(td, tw, ts, ty)$  muß für alle Knoten die Leistungsbilanz Gleichung 4.45 erfüllt sein. Verluste bei Pumpspeicherkraftwerken und in Übertragungsleitungen werden mit den Faktoren  $\eta S_{s,ty}$  bzw.  $\eta L_{l,ty}$  berücksichtigt. Im einzelnen handelt es sich bei den Summen um die Gesamtlast<sup>49</sup> aller Nachfragegruppen  $d$  am Knoten  $b$ , der Einspeisung der allgemeinen Kraftwerke  $g$  und Wasserkraftwerke  $h$ , der Nettoerzeugung (Erzeugung abzüglich Pumpleistung) der Pumpspei-

<sup>48</sup>Diese könnten höchstens im Falle von Durchleitungsgebühren relevant sein.

<sup>49</sup>DSM-Maßnahmen werden hier der Übersichtlichkeit halber nicht berücksichtigt. Die komplette Gleichung B.62 ist im Anhang aufgeführt.

cherkraftwerke  $s$ , der Lastflüsse der Leitungen  $l$ , deren Startknoten der Knoten  $b$  ist ( $(l, b) \in \mathbf{LBS}$ ) und der Lastflüsse der Leitungen  $l$ , deren Endknoten der Knoten  $b$  ist ( $(l, b) \in \mathbf{LBE}$ ).

$$\begin{aligned}
& - \sum_{d|(d,b) \in \mathbf{DB}} \text{PD}_{d,td,tw,ts,ty} \\
& + \sum_{g|(g,b) \in \mathbf{GB}} \text{PG}_{g,td,tw,ts,ty} \\
& + \sum_{h|(h,b) \in \mathbf{HB}} \text{PH}_{h,td,tw,ts,ty} \\
& + \sum_{s|(s,b) \in \mathbf{SB}} (\text{PSOT}_{s,td,tw,ts,ty} - \text{PSIN}_{s,td,tw,ts,ty} / \eta S_{s,ty}) \\
& + \sum_{l|(l,b) \in \mathbf{LBS}} (-\text{PLP}_{l,td,tw,ts,ty} + \text{PLN}_{l,td,tw,ts,ty} \eta L_{l,ty}) \\
& + \sum_{l|(l,b) \in \mathbf{LBE}} (\text{PLP}_{l,td,tw,ts,ty} \eta L_{l,ty} - \text{PLN}_{l,td,tw,ts,ty}) \\
& = 0 \\
& \forall (b, td, tw, ts, ty)
\end{aligned} \tag{4.45}$$

## 4.6.2 Systemzuverlässigkeit

Die Systemzuverlässigkeit ist ein wichtiges Kriterium bei der Ausbauplanung. Häufig finden stochastische Ansätze Anwendung, die jedoch aufgrund der Modellgröße und der räumlichen Zuordnung zu verschiedenen Knoten für eine grenzübergreifende Planung weniger geeignet sind. Der hier verwendete Ansatz ermöglicht statt dessen, durch Formulierung beliebig vieler Zuverlässigkeitsanforderungen  $r$  (reliability) eine gewünschte Systemzuverlässigkeit zu erreichen.<sup>50</sup> Eines dieser heuristischen Zuverlässigkeitsanforderungen ist die systemweite Reserveleistung zur Zeit des Spitzenbedarfs (siehe Abschnitt 4.6.2.2).

Für die Modellbildung wird hier unter einer Zuverlässigkeitsanforderung eine möglicherweise kritische Kombination von Last und Verfügbarkeit der Kraftwerke und der Leitungen angesehen. Eine Zuverlässigkeitsanforderung  $r$  ist somit charakterisiert durch eine fest vorgegebene Last  $\text{FacRD}_{d,r,ty}$  als Bruchteil der jährlichen Höchstlast  $D\text{Peak}_{d,ty}$  für jede Nachfragegruppe  $d$ , durch eine vorgegebene Verfügbarkeit eines jeden Kraftwerks  $g, h$  und  $s$  (Faktoren  $\text{FacRG}_{g,r,ty}$ , etc.) sowie einer jeden Übertragungsleitung  $l$  (Faktoren  $\text{FacRL}_{l,r,ty}$ <sup>51</sup>).

<sup>50</sup>Es ist allerdings nur mit Hilfe einer detaillierten, stochastischen Betriebssimulation möglich, die Systemzuverlässigkeit, z. B. in Form von Systemausfallwahrscheinlichkeiten oder zu erwartender, nichtbefriedigter Nachfrage, quantitativ zu bestimmen (vgl. [15, 60, 110, 193]).

Es wurden drei Alternativen für die Art der Einflußnahme einer Zuverlässigkeitsanforderung  $r$  auf das Modellierungsergebnis in das Modell integriert:

1. Restriktionen: Die gesamte Last an jeder Nachfragegruppe  $d$  muß gedeckt werden.
2. Ausfallkosten: Sofern die Last nicht gedeckt werden kann, fallen Ausfallkosten  $CvENS_{d,ty}$  an, die für jede Nachfragegruppe spezifisch angegeben werden können.
3. Erzeugungs- und Ausfallkosten: Durch die Zuverlässigkeitsanforderung wird ein gewisser Zeitabschnitt mit festgelegter Zeitdauer einer Jahreszeit  $ts$  ersetzt. Es fallen sowohl Produktions- als ggf. auch Ausfallkosten an. Übergreifende Restriktionen, wie z. B. die jährliche Gesamtenergiemenge für ein Wasserkraftwerk mit jährlichem Speicherzyklus, werden soweit möglich berücksichtigt. Mit Anforderungen dieser Art kann erreicht werden, daß variable Kosten von Kraftwerken, die zur Lastdeckung an typischen Tagen nicht eingesetzt werden müssen, in die Zielfunktion eingehen.

Der Einfachheit halber wird hier nur die zweite dieser in Grundzügen ähnlich modellierten Alternativen beschrieben. Für diese muß zusätzlich die geschätzte Ausfalldauer  $DurRD_{d,r,ty}$  einer Unterbrechung aufgrund des Kriteriums  $r$  angegeben werden. Folgende Variablen werden für die Modellierung der Zuverlässigkeitsanforderungen eingeführt:

$PLPR_{l,r,ty}$	Übertragungsleistung der Leitung $l$ in positiver Übertragungsrichtung (positive Variable)
$PLNR_{l,r,ty}$	Übertragungsleistung der Leitung $l$ in negativer Übertragungsrichtung (positive Variable)
$PENSR_{d,r,ty}$	nichtgedeckte Last (positive Variable)

Wie für normale Zeitsegmente ( $td, tw, ts, ty$ ) so ist auch für die Zuverlässigkeitsanforderungen eine der Gleichung 4.45 entsprechende Bilanzgleichung 4.46 für jeden Knoten  $b$  erforderlich. Allerdings enthält sie als Variablen nur  $PPENSR_{d,r,ty}$ ,  $PLPR_{l,r,ty}$ ,  $PLNR_{l,r,ty}$  und Ausbauvariablen. Für Kraftwerke enthält sie statt Betriebsvariablen die verfügbare Maximalleistung. Gleichung 4.46 berücksichtigt nur

---

<sup>51</sup>  $FacRL_{l,r,ty}$  kann durchaus Werte  $> 1$  annehmen, wenn die Möglichkeit einer kurzfristigen Leitungsüberlastung berücksichtigt werden soll.

existierende, allgemeine Kraftwerke  $g$ .<sup>52</sup>

$$\begin{aligned}
& \sum_{g|(g,b) \in \mathbf{GB}} ZG_{g,ty} FacRG_{g,r,ty} \\
& + \sum_{l|(l,b) \in \mathbf{LBS}} \left( -PLPR_{l,r,ty} + PLNR_{l,r,ty} \eta L_{l,ty} \right) \\
& + \sum_{l|(l,b) \in \mathbf{LBE}} \left( -PLNR_{l,r,ty} + PLPR_{l,r,ty} \eta L_{l,ty} \right) \\
& \geq \sum_{d|(d,b) \in \mathbf{DB}} \left( DP_{eak}_{d,ty} FacRD_{d,r,ty} - PENS_{R}_{d,r,ty} \right) \\
& \forall (b, r, ty)
\end{aligned} \tag{4.46}$$

Für die Übertragungsleistungen  $RPLP_{l,r,ty}$  und  $RPLN_{l,r,ty}$  müssen Obergrenzen eingehalten werden. Es werden hier exemplarisch die Gleichungen für nicht erweiterbare, existierende Leitungen  $le$  genannt (Gl. 4.47 und 4.48). Für neue oder erweiterbare Leitungen werden entsprechende Gleichungen formuliert, welche zusätzlich die Entscheidungsvariablen für den Bau und/oder die Erweiterung enthalten.

$$RPLPR_{le,r,ty} \leq ZL_{le,ty} \cdot FacRL_{le,r,ty} \quad \forall (le, r, ty) \tag{4.47}$$

$$PLNR_{le,r,ty} \leq ZL_{le,ty} \cdot FacRL_{le,r,ty} \quad \forall (le, r, ty) \tag{4.48}$$

#### 4.6.2.1 Kosten durch Zuverlässigkeitsanforderungen

Der Barwert CtR aller durch modellierte Zuverlässigkeitsanforderungen verursachten Kosten kann mit Gleichung 4.49 berechnet werden. Er ist Teil der Zielfunktion (Gl. 4.60).

$$CtR = \sum_{(d,r,ty)} Dis_{ty} PENS_{R}_{d,r,ty} CvENS_{d,ty} DurRD_{d,r,ty} \tag{4.49}$$

#### 4.6.2.2 Systemweite Höchstlast als Zuverlässigkeitsanforderung

Die systemweite jährliche Höchstlast wird im Modell durch eine vordefinierte Zuverlässigkeitsanforderung  $rr \in \mathbf{R}$  berücksichtigt. Es handelt sich hierbei um eine Anforderung, die mit Ausfallkosten  $CvENS_{d,ty}$  in die Zielfunktion eingeht.

Es wird ein systemweiter, prozentualer Reservefaktor definiert, welcher die Last beschreibt, die zusätzlich zur jährlichen Höchstlast mit definierten Verfügbarkeiten

<sup>52</sup>Die komplette Gleichung, in welcher alle Kraftwerkstypen, Ausbauoptionen und DSM-Programme Berücksichtigung finden, ist im Anhang unter Gleichung B.63 zu finden.



für alle Kraftwerke und Leitungen gedeckt werden soll. In der Fallstudie wurden 5 % als systemweiter Reservefaktor benutzt.

### 4.6.3 Nationale Sicherheitsreserven

Da eine gesicherte Elektrizitätsversorgung eine wichtige Voraussetzung für eine intakte Wirtschaft darstellt, ist für viele Länder eine Abhängigkeit von Stromimporten nur bis zu einem gewissen Grad akzeptabel. Aufgrund des noch immer existierenden Mißtrauens zwischen den Staaten im südlichen Afrika und den vielen kriegerischen Auseinandersetzungen in den letzten Jahrzehnten, mußte für eine realitätsnahe Modellierung eine Möglichkeit zur Berücksichtigung nationaler Sicherheitsaspekte geschaffen werden. Es wird daher der nationale Sicherheitsfaktor  $FacNRM_{rc,ty}$  (national reserve margin) definiert, der die prozentuale zusätzliche Last über der nationalen jährlichen Höchstlast beschreibt, welche mit den im Land installierten, verfügbaren Stromerzeugungskapazitäten gedeckt werden können soll. Die nationale jährliche Höchstlast berechnet sich aus der Höchstlast  $DPeak_{d,ty}$  aller Nachfragegruppen  $d$  im Land  $rc$  unter Berücksichtigung der Gleichzeitigkeitsfaktoren  $DPeakN_{d,ty}$  für die nationale Höchstlast. Die Zuordnung von Nachfragegruppen zu Ländern geschieht über die Menge  $\mathbf{DRc}$  von Zuordnungspaaren  $(d, rc)$ . Entsprechende Funktion hat die Menge  $\mathbf{GRc}$  bei der Zuordnung von Kraftwerken zu Ländern.

$$\begin{aligned}
& \sum_{g|(g,rc) \in \mathbf{GRc}} ZG_{g,ty} FacAGNP_{g,ty} \\
& \geq \left( 1 + \frac{FacNRM_{rc,ty}}{100} \right) \\
& \quad \cdot \sum_{d|(d,rc) \in \mathbf{DRc}} DPeak_{d,ty} DPeakN_{d,ty} \\
& \forall (rc, ty) | FacNRM_{rc,ty} > -100
\end{aligned} \tag{4.50}$$

Falls eine gewisse Abhängigkeit von Importen akzeptabel ist, nimmt der nationale Sicherheitsfaktor  $FacNRM_{rc,ty}$  negative Werte an. Mit den Faktoren  $FacAGNP_{g,ty}$ , etc. wird die erwartete Verfügbarkeit der Kraftwerke zur Zeit der nationalen jährlichen Höchstlast beschrieben. Übertragungskapazitäten und -verluste der modellierten Übertragungsleitungen innerhalb eines Landes bleiben unberücksichtigt.<sup>53</sup>

<sup>53</sup>Falls Übertragungskapazitäten und -verluste innerhalb eines Landes berücksichtigt werden sollen, kann dies durch die Formulierung eines Sicherheitskriteriums  $r$  anstatt der nationalen Sicherheitsreserve erfolgen.

Es ergibt sich die Bilanzgleichung 4.50, sofern vereinfacht von einem System ausgegangen wird, das nur aus existierenden allgemeinen Kraftwerken besteht.<sup>54</sup> DSM-Maßnahmen werden ebenfalls außer Acht gelassen.

#### 4.6.4 Ober- und Untergrenzen für externe Effekte

Externe Effekte  $x$  können bei der Optimierung mit jährlichen nationalen oder systemweiten Ober- und Untergrenzen berücksichtigt werden. Exemplarisch werden hier die Definitionen (siehe Tabelle 4.15) und Gleichungen für Obergrenzen aufgeführt. Berücksichtigt werden allerdings nur variable Effekte (Faktoren  $FacXGv_{g,x,ty}$  etc.) und feststehende, jährliche Effekte (Faktoren  $FacXGf_{g,x,ty}$  und  $FacXGxf_{g,x,ty}$  etc.), wohingegen durch den Bau oder eine Stilllegung verursachte Effekte (Faktoren  $FacXGi_{g,x,ty}$  etc.) unberücksichtigt bleiben, da eine Aufteilung dieser Effekte auf einzelne Jahre nicht eindeutig ist (vgl. Abschnitt 4.2.5).

Mit Gleichung 4.51 kann die gesamte jährliche Menge  $QXRc_{x,rc,ty}$  des externen Effekts  $x$  im Land  $rc$  für das Jahr  $ty$  berechnet werden. Vereinfacht wird hier davon ausgegangen, daß als Erzeugungsanlagen nur allgemeine Kraftwerke vorhanden sind. Weiterhin werden hier durch Leitungen und DSM-Maßnahmen verursachte externe Effekte vernachlässigt.<sup>55</sup>

$$\begin{aligned}
QXRc_{x,rc,ty} &= \sum_{(td,tw,ts)} DurTd_{td} FracTw_{tw} DurTs_{ts} \\
&\quad \cdot \sum_{g|(g,rc) \in \mathbf{GRc}} PG_{g,td,tw,ts,ty} FacXGv_{g,x,ty} \\
&+ \sum_{ge|(ge,rc) \in \mathbf{GRc}} FacXGf_{ge,x,ty} \\
&+ \sum_{gn|gn \in \mathbf{GRc}} \overline{UGnGs}_{gn,ty} FacXGf_{gn,x,ty} \\
&+ \sum_{gxb|(gxb,rc) \in \mathbf{GRc}} \overline{ZGaddb}_{gxb,ty} GxbSize_{gxb} FacXGxf_{gxb,x,ty} \\
&+ \sum_{gxc|(gxc,rc) \in \mathbf{GRc}} ZGaddc_{gxc,ty} FacXGxf_{gxc,x,ty} \\
&\quad \forall (x, rc, ty)
\end{aligned} \tag{4.51}$$

Diese jährliche nationale Menge  $QXRc_{x,rc,ty}$  des externen Effekts  $x$  darf maximal  $ZQXNup_{x,rc,ty}$  betragen, sofern dieser Grenzwerte vorgegeben werde:

$$QXRc_{x,rc,ty} \leq ZQXNup_{x,rc,ty} \quad \forall (x, rc, ty) | (x, rc) \in \mathbf{XZNum} \tag{4.52}$$

<sup>54</sup>Die komplette Gleichung ist als Gleichung B.67 im Anhang Abschnitt B.5.3 zu finden.

<sup>55</sup>Die komplette Gleichung ist als Gleichung B.68 im Anhang Abschnitt B.5.4 zu finden.

Durch Gleichung 4.53 werden die systemweiten Obergrenzen  $ZQXRup_{xZRup,ty}$  eingehalten:

$$\sum_{rc} QXRc_{xZRup,rc,ty} \leq ZQXRup_{xZRup,ty} \quad \forall(xZRup, ty) \quad (4.53)$$

Tabelle 4.15: Ober- und Untergrenzen für externe Effekte

<b>Mengen</b>	
<b>XZRup</b>	externe Effekte $xZRup$ mit systemweiter Obergrenze, $XZRup \subseteq X$
<b>XZNup</b>	Paare $(x, rc)$ mit nationaler Obergrenze für externen Effekt $x$ im Land $rc$
<b>Parameter</b>	
$ZQXRup_{x,ty}$	systemweite Obergrenze für externen Effekt $x$ im Jahr $ty$
$ZQXNup_{x,rc,ty}$	nationale Obergrenze für externen Effekt $x$ im Land $rc$ und für das Jahr $ty$

#### 4.6.5 Import- und Exportbeschränkungen

Insbesondere aus handelspolitischen Gründen oder wegen mangelnder Verfügbarkeit von Devisen kann es zu Import- oder Exportbeschränkungen beim Elektrizitätshandel kommen. Deshalb wurde im Modell die Möglichkeit geschaffen, Mengenbegrenzungen für Nettoimporte und -exporte abzubilden. Mit Gleichung 4.54 werden die Werte der Variablen  $Wimex_{rc,ty}$  für die jährlichen Importe abzüglich der jährlichen Exporte für ein Land  $rc$  im Jahr  $ty$  berechnet, sofern dieser Wert für die Optimierung benötigt wird. Zu beachten ist, daß Übertragungsverluste auf Leitungen zwischen zwei Ländern bei den Exporten mitgezählt werden jedoch nicht bei den Importen. Der Faktor  $\eta L_{l,ty}$  taucht daher nur bei den Importmengen auf. Über die Mengen **LRcS** und **LRcE** der Zuordnungspaare  $(l, rc)$  werden Leitungen Ländern, in denen ihr Start- bzw Endknoten liegt zugeordnet.

$$\begin{aligned} Wimex_{rc,ty} = & \sum_{(td,tw,ts)} \left[ DurTd_{td} FracTw_{tw} DurTs_{ts} \right. \\ & \cdot \left( \sum_{l|(l,rc) \in \mathbf{LRcS}} (PLN_{l,td,tw,ts,ty} \eta L_{l,ty} - PLP_{l,td,tw,ts,ty}) \right) \\ & \left. + \sum_{l|(l,rc) \in \mathbf{LRcE}} (PLP_{l,td,tw,ts,ty} \eta L_{l,ty} - PLN_{l,td,tw,ts,ty}) \right] \\ & \forall(rc, ty) \end{aligned} \quad (4.54)$$

Mit Gleichung 4.55 wird der Nettostromimport eines Landes  $rcZi$  mit Importobergrenzen auf  $ZWiRc_{rcZi,ty}$  begrenzt. Eine entsprechende Gleichung gilt für Exportbeschränkungen.

$$Wimex_{rcZi,ty} \leq ZWiRc_{rcZi,ty} \quad \forall(rcZi, ty) \quad (4.55)$$

#### 4.6.6 Handelsabkommen

Existierende Handelsabkommen, die oftmals mehrere Jahre in die Zukunft reichen, stellen in vielen Fällen eine Einschränkung für die freie Optimierung aller modellierten Elektrizitätsflüsse dar. Daher wurde die Möglichkeit geschaffen, bilaterale Handelsabkommen zwischen zwei Ländern oder Stromversorgern im Modell als Restriktionen abzubilden.

Handelsabkommen  $tag$  (trade agreement) wurden je nach Bilanzierungszeitraum (stündlich, täglich oder jährlich) und Art des Abkommens (exakt festgelegte Menge oder Mindestliefermenge) in sechs Kategorien eingeteilt. Exemplarisch soll hier allerdings nur die Modellierung der Abkommen  $tagmind$ , die tägliche Mindestmengen festlegen, beschrieben werden. Die für Handelsabkommen verwendeten Definitionen sind in Tabelle 4.16 aufgelistet.

Das Einhalten der täglichen Mindesthandelsmengen  $ZTAGmind_{tag,ty}$  nach Abkommen  $tag \in \mathbf{TAGmind}$  wird mit Gleichung 4.56 sichergestellt. Für Abkommen anderer Kategorien gelten entsprechende Definitionen und Gleichungen.

$$\begin{aligned} & \sum_{td} \left[ DurTd_{td} \cdot \left( \sum_{l|(tag,l) \in \mathbf{TAGLP}} \eta L_{l,ty} (\text{PLP}_{l,td,tw,ts,ty} - \text{PLN}_{l,td,tw,ts,ty}) \right. \right. \\ & \quad \left. \left. + \sum_{l|(tag,l) \in \mathbf{TAGLN}} \eta L_{l,ty} (\text{PLN}_{l,td,tw,ts,ty} - \text{PLP}_{l,td,tw,ts,ty}) \right) \right] \\ & \geq ZTAGmind_{tag,ty} \\ & \forall(tag, tw, ts, ty) | tag \in \mathbf{TAGmind} \wedge (ty, tag) \in \mathbf{TtyTAG} \end{aligned} \quad (4.56)$$

#### 4.6.7 Import- und Exportzölle

Zölle auf Nettostromimporte und -exporte (vgl. Abschnitt 4.2.3) sowie emissionsabhängige Exportzölle (vgl. Abschnitt 4.2.5) gehen als zusätzliche Kosten in die Zielfunktion ein. Sie können als politisches Instrument eingesetzt werden, um den Elektrizitätshandel zu beeinflussen. Für Länder  $rcCimp$  und  $rcCexp$  mit Import-

Tabelle 4.16: Definitionen für Handelsabkommen

<b>Mengen</b>	
<b>TAG</b>	Handelsabkommen ( <u>t</u> rade <u>a</u> greement) $tag$
<b>TAGLP</b>	Zuordnungspaare $(tag, l)$ für Abkommen $tag$ , welches eine Leitung $l$ betrifft, dessen Startknoten im exportierenden Land liegt; <b>TAGLP</b> $\subseteq$ <b>TAGL</b> (vgl. Gl. B.76 im Anh.)
<b>TAGLN</b>	Zuordnungspaare $(tag, l)$ für Abkommen $tag$ , welches eine Leitung $l$ betrifft, dessen Endknoten im exportierenden Land liegt; <b>TAGLN</b> $\subseteq$ <b>TAGL</b> , <b>TAGLP</b> $\cap$ <b>TAGLN</b> = $\emptyset$ , <b>TAGLP</b> $\cup$ <b>TAGLN</b> = <b>TAGL</b> (vgl. Gl. B.77 im Anh.)
<b>TyTAG</b>	Zuordnungspaare $(ty, tag)$ von Jahren $ty$ zu Abkommen $tag$ , die in dem jeweiligen Jahr $ty$ wirksam sind.
<b>TAGmind</b>	Abkommen $tagmind$ mit täglichen Mindesthandelsmengen, <b>TAGmind</b> $\subseteq$ <b>TAG</b>
<b>Parameter</b>	
$ZTAGmind_{tag,ty}$	Mindesthandelsmenge pro Tag (Nettoimporte <sup>b</sup> )

<sup>a</sup>In der Regel alle Leitungen, welche beide Handelspartner verbinden. <sup>b</sup>Ohne Übertragungsverluste auf den Verbindungsleitungen.

bzw. Exportzöllen  $Cimp_{rcCimp,ty}$  bzw.  $Cexp_{rcCexp,ty}$  sowie im Fall von emissionsabhängigen Exportzöllen  $CexpX_{x,rc,ty}$  auf externen Effekt  $x$  ( $(x, rc) \in \mathbf{XcNexp}$ ) müssen zunächst die jährlichen Nettoimporte  $Wimp_{rc,ty} \geq 0$  und -exporte  $Wexp_{rc,ty} \geq 0$  bestimmt werden. Diese beiden positiven Variablen sind durch Gleichung 4.57 und 4.58 mit der in Gleichung 4.54 berechneten Variablen  $Wimpex_{rc,ty}$ , die sowohl positive als auch negative Werte annehmen kann, verknüpft.

$$Wimp_{rcCimp,ty} \geq Wimpex_{rcCimp,ty} \quad \forall (rcCimp, ty) \quad (4.57)$$

$$\begin{aligned} Wexp_{rc,ty} &\geq -Wimpex_{rc,ty} \\ \forall (rc, ty) | rc \in \mathbf{RcCexp} \vee \exists x [(x, rc) \in \mathbf{XcNexp}] \end{aligned} \quad (4.58)$$

Für die emissionsabhängigen Exportzölle muß der durchschnittliche externe Effekt  $FacXRcv_{rc,x,ty}$  pro MW produzierter Elektrizität im Land  $rc$  festgelegt werden. Dieser ist variabel und von der Betriebsweise der Kraftwerke abhängig. Um das Modell linear zu halten, muß er jedoch als Parameter angegeben und auf Grundlage der installierten Kapazitäten oder der Ergebnisse vorangegangener Optimierungsläufe abgeschätzt werden.

Der Barwert  $Ctimex$  aller Import- und Exportzölle, die während des Modellie-

rungszeitraums erhoben werden kann mit Gleichung 4.59 beschrieben werden. Er ist Teil der Zielfunktion (Gl. 4.60).

$$\begin{aligned}
C_{timex} = & \sum_{(rcCimp,ty)} W_{imp_{rcCimp,ty}} C_{imp_{rcCimp,ty}} Dis_{ty} \\
& + \sum_{(rcCexp,ty)} W_{exp_{rcCexp,ty}} C_{exp_{rcCexp,ty}} Dis_{ty} \\
& + \sum_{(x,rc,ty)|(rc,x) \in \mathbf{XcNexp}} W_{exp_{rc,ty}} FacXRcv_{rc,x,ty} C_{expX_{x,rc,ty}} Dis_{ty} \quad (4.59)
\end{aligned}$$

### 4.6.8 Zielfunktion

Ziel der grenzübergreifenden Ausbauplanung ist es, den Barwert Ct der gesamten Systemkosten während des Modellierungszeitraums zu minimieren. Dieser setzt sich aus den Barwerten CtENS der Gesamtkosten für Stromausfälle (Gl. 4.9), CtDSM der Gesamtkosten für DSM-Maßnahmen (Gl. 4.10), CtG der Gesamtkosten für allgemeine Kraftwerke (Gl. 4.26), CtH der Gesamtkosten für Wasserkraftwerke (Abschnitt 4.4.2.4), CtS der Gesamtkosten für Pumpspeicherkraftwerke (Gl. 4.42), CtL der Gesamtkosten für Übertragungsleitungen (Abschnitt 4.5.1), CtR der Gesamtkosten für Stromausfälle aufgrund von Zuverlässigkeitsanforderungen (Gl. 4.49) und Ctimex der Gesamtkosten für Import- und Exportzölle (Gl. 4.59) zusammen. Die Zielfunktion des Optimierungsproblems lautet daher:

$$\begin{aligned}
Ct = CtENS + CtDSM + CtG + CtH + CtS + CtL + CtR + Ctimex \\
Ct \stackrel{!}{=} \min \quad (4.60)
\end{aligned}$$

## 4.7 Risikoanalyse

Wie in Abschnitt 3.1.1 erwähnt, gibt es bei der Ausbauplanung viele Einflußfaktoren, deren zukünftige Entwicklung ungewiß ist. Beispiele sind das Nachfragewachstum, Brennstoffkosten, Steuern und andere politische Rahmenbedingungen. Sofern Wahrscheinlichkeitsverteilungen für die unsicheren Einflußparameter abgeschätzt werden können und das Optimierungsproblem relativ klein ist, eignen sich Ansätze der stochastischen Optimierung, um geeignete Hedging-Strategien, die Unsicherheiten berücksichtigen, zu erstellen. Bei der stochastischen Optimierung sind einstufige und mehrstufige Entscheidungsmodelle, sogenannte Here-and-Now-

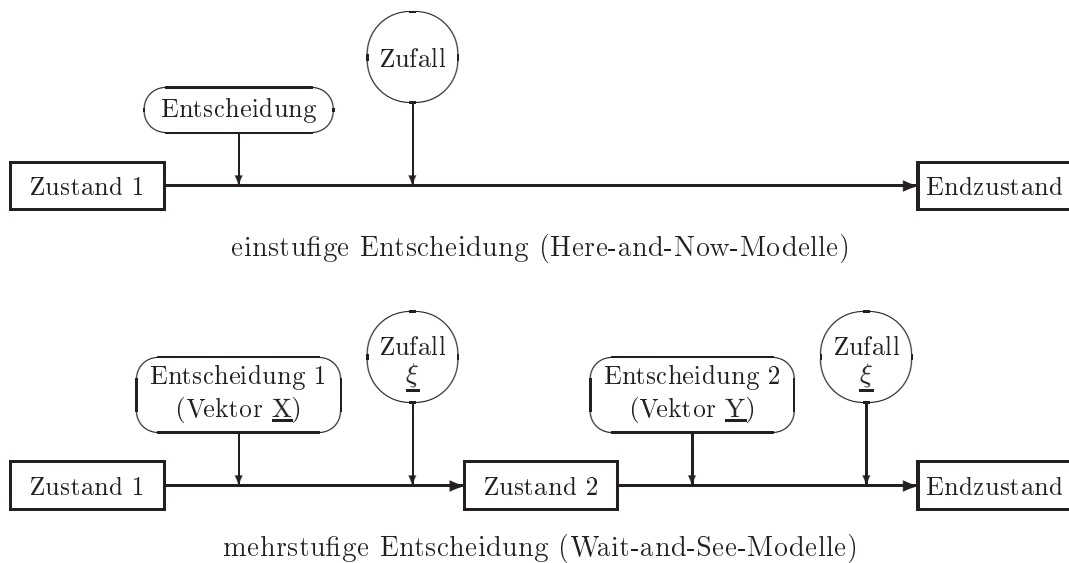


Abbildung 4.9: Einstufige und mehrstufige Entscheidungen

und Wait-and-See-Modelle, zu unterscheiden (siehe Abb. 4.7) [16]. Da es sich bei der langfristigen Ausbauplanung um ein mehrstufiges Entscheidungsproblem handelt, soll eine allgemeine Formulierung für ein einfaches, zweistufiges Wait-and-See-Modell kurz beschrieben werden:

Alle Entscheidungen, welche im Modell mit Variablen abgebildet werden, können in zwei Gruppen unterteilt werden (vgl. Abb. 4.7):

- Entscheidungen, die jetzt (oder in naher Zukunft) getroffen werden müssen (Vektor  $\underline{X}$ ).
- Entscheidungen, die später mit mehr Information über die wahre Entwicklung der unsicheren Einflußparameter getroffen werden können (Vektor  $\underline{Y}$ ).

Ziel ist es, die Entscheidungen  $\underline{X}$  so festzulegen, daß der Erwartungswert der Gesamtkosten minimiert wird, wobei die Entscheidungen  $\underline{Y}$  zunächst offen bleiben. In allgemeiner Form ergibt sich folgendes Optimierungsproblem:

$$\begin{aligned}
 & \underline{c}^T \underline{X} + Q(\underline{X}) \stackrel{!}{=} \min \\
 \text{u. d. N.} \quad & \underline{A} \underline{X} \leq \underline{b} \\
 & Q(\underline{X}) = E_{\underline{\xi}}(Q(\underline{X}, \underline{\xi})) \\
 & \underline{X} \geq 0
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
Q(\underline{X}, \underline{\xi}) &= \min_{\underline{Y}_\xi} \underline{d}_\xi^T \underline{Y} \\
\text{u. d. N.} \quad \underline{B}_\xi \underline{Y}_\xi + \underline{C}_\xi \underline{X} &\leq \underline{e}_\xi \\
\underline{Y}_\xi &\geq 0
\end{aligned} \tag{4.61}$$

In diesem Gleichungssystem sind  $\underline{\xi}$  der Vektor der unsicheren Einflußparameter,  $\underline{b}$ ,  $\underline{c}$ ,  $\underline{d}_\xi$  sowie  $\underline{e}_\xi$  Spaltenvektoren und  $\underline{A}$ ,  $\underline{B}_\xi$  sowie  $\underline{C}_\xi$  Koeffizientenmatrizen. Mit  $E_\xi(\dots)$  wird der Erwartungswert hinsichtlich der unsicheren Einflüsse  $\underline{\xi}$  bezeichnet.

Für die hier vorliegende Problemstellung, die grenzübergreifende Elektrizitätsplanung im südlichen Afrika, ist es schwierig, Wahrscheinlichkeitsverteilungen für unsichere Parameter abzuschätzen. Weiterhin wäre das resultierende Optimierungsproblem zu groß für eine geschlossene Lösung mit dem oben beschriebenen stochastischen Ansatz. Daher wurde statt der stochastischen Optimierung ein auf der Szenarioanalyse basierender Simulationsansatz angewendet, der die Mehrstufigkeit der Ausbauentscheidungen berücksichtigt und eine Näherungslösung für das Optimierungsproblem 4.61 liefern kann. Es wird in folgenden Schritten vorgegangen:

1. Identifikation der Investitionsvariablen  $\underline{X}$ , welche Entscheidungen repräsentieren, die in den nächsten ein bis zwei Jahren getroffen werden müssen. Alle weiteren Investitionsvariablen sowie die Betriebsvariablen bilden den Vektor  $\underline{Y}$ .
2. Aufstellen von Szenarien  $\underline{\xi}_1, \underline{\xi}_2 \dots \underline{\xi}_n$  für die unsicheren Einflußparameter  $\underline{\xi}$ .
3. Gemeinsames Optimieren des Gesamtsystems 4.62 mit allen Variablen  $\underline{X}$  und  $\underline{Y}$  für jedes der Szenarien  $\underline{\xi}_1, \underline{\xi}_2 \dots \underline{\xi}_n$ . Dies ergibt Lösungen  $\underline{X}_1, \underline{X}_2 \dots \underline{X}_n$  für die Variablen  $\underline{X}$ .
4. Optimieren des Systems 4.63 mit den Variablen  $\underline{Y}$  für alle Kombinationen der Lösungen  $\underline{X}_1, \underline{X}_2 \dots \underline{X}_n$  mit den Szenarien  $\underline{\xi}_1, \underline{\xi}_2 \dots \underline{\xi}_n$ . Dies ergibt die Gesamtkosten  $Ct_{i,j}$  für den Fall, daß die Entscheidungen  $\underline{X}$  bestmöglich für das Szenario  $\underline{\xi}_i$  getroffen wurden, sich aber die Realität entsprechend dem Szenario  $\underline{\xi}_j$  entwickelt.
5. Vergleichen der Lösungen  $\underline{X}_i$  hinsichtlich der in Schritt 4 ermittelten Kosten  $Ct_{i,j}$  und Identifikation einer robusten Lösung  $\underline{X}_i$ , die für möglichst viele Szenarien  $\underline{\xi}_j$  gute Ergebnisse ergibt. Welche Lösungen  $\underline{X}_i$  letztendlich



gewählt wird, ist nicht zuletzt eine Frage der Risikobereitschaft der Entscheidungsträger. Wenn den Szenarien  $\underline{\xi}_j$  Wahrscheinlichkeiten  $p(\underline{\xi}_j)$  zugewiesen werden können, so kann als Näherungslösung des Problems 4.61 dasjenige  $\underline{X}_i$  ermittelt werden, für welches die Summe  $\sum_j p(\underline{\xi}_j) \text{Ct}_{i,j}$  minimal wird.

6. Eventuell: Aufstellen zusätzlicher Entscheidungskombinationen  $\underline{X}_i$  und Testen dieser entsprechend der Schritte 4 und 5.

$$\begin{aligned}
 & \underline{c}^T \underline{X}_i + \underline{d}_{\underline{\xi}_i}^T \underline{Y}_i \stackrel{!}{=} \min \\
 \text{u. d. N.} \quad & \underline{A} \underline{X}_i \leq \underline{b} \\
 & \underline{B}_{\underline{\xi}_i} \underline{Y}_i + \underline{C}_{\underline{\xi}_i} \underline{X}_i \leq \underline{e}_{\underline{\xi}_i} \\
 & \underline{X}_i \geq 0 \\
 & \underline{Y}_i \geq 0
 \end{aligned} \tag{4.62}$$

$$\begin{aligned}
 & \text{Ct}_{i,j} = \underline{c}^T \underline{X}_i + \min_{\underline{Y}_{i,j}} \underline{d}_{\underline{\xi}_j}^T \underline{Y}_{i,j} \\
 \text{u. d. N.} \quad & \underline{B}_{\underline{\xi}_j} \underline{Y}_{i,j} + \underline{C}_{\underline{\xi}_j} \underline{X}_i \leq \underline{e}_{\underline{\xi}_j} \\
 & \underline{Y}_{i,j} \geq 0
 \end{aligned} \tag{4.63}$$

Im Rahmen der Fallstudie wurde diese Art der Risikoanalyse auf drei Szenarien für das Nachfragewachstum angewendet. Die Ergebnisse sind in Abschnitt 5.3 beschrieben.

## 4.8 Softwaretechnische Umsetzung – das RIEP-Modell

Basierend auf der in diesem Kapitel beschriebenen mathematischen Formulierung des Optimierungsproblems wurde mit dem Modellierungssystem GAMS [20] das RIEP-Modell<sup>56</sup> aufgebaut. Zum Lösen des Optimierungsproblems wurde der Cplex-Solver [71] herangezogen. Für die Dateneingabe wurde das Tabellenkalkulationsprogramm Excel verwendet sowie Excel-Makros für die Übertragung der Daten aus den Excel-Tabellen in das GAMS-Modell.

<sup>56</sup>Regional Integrated Electricity Planning (RIEP)

Das für die Fallstudie aufgebaute RIEP-Modell besteht aus ca. 30 000 Variablen (darunter 150 diskrete Variablen), 20 000 Gleichungen und 90 000 Nichtnullelementen in der Koeffizientenmatrix. Es kann auf einem PC mit einem Pentium II 400 MHz Prozessor je nach konkreter Problemstellung in ca. 30 bis 120 Minuten gelöst werden.

# Kapitel 5

## Fallstudie für das südliche Afrika

In diesem Kapitel wird die Fallstudie für das südliche Afrika zusammenfassend dargestellt. Sie wurde mit dem im Kapitel 4 beschriebenen RIEP-Modell durchgeführt.<sup>1</sup> Zunächst wird der Modellaufbau beschrieben, und anschließend werden die damit erzielten Optimierungsergebnisse für verschiedene Szenarien diskutiert.

### 5.1 Modellaufbau

#### 5.1.1 Zeitliche Modellstruktur

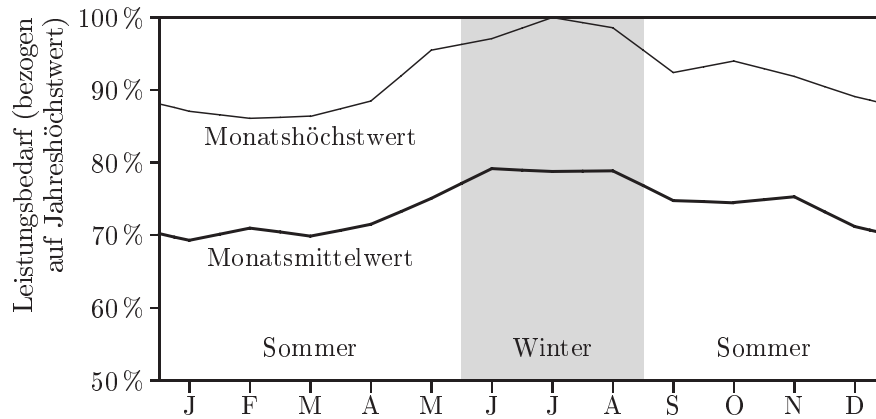
Als Modellierungszeitraum wurden die Jahre 1999 bis 2018 gewählt. Stützjahre, die abgebildet werden, sind die Jahre 2000, 2003, 2006, 2010 und 2015. Die Stützjahre wurden für die erste Hälfte des Modellierungszeitraums enger gesetzt als für die zweite Hälfte, da für näher in der Zukunft liegende Entscheidungen eine genauere zeitliche Zuordnung sinnvoll ist.<sup>2</sup> Es werden zwei Jahreszeiten, Sommer mit den Monaten September bis Mai und Winter mit den Monaten Juni bis August, im Modell berücksichtigt. Diese Einteilung orientiert sich am jahreszeitlichen Verlauf der in der Region dominierenden Nachfrage in Südafrika (vgl. Abb. 5.1),

---

<sup>1</sup>Im Anhang A ist die Anwendung des RIEP-Modells für ein kleines, überschaubares Beispielproblem zu finden.

<sup>2</sup>Bei konkreten Investitionsentscheidungen für Projekte, die in der nahen Zukunft liegen, ist in der Regel eine exakte Festlegung des Jahres der Inbetriebnahme notwendig. Dies wäre auf Basis weiterer Modellrechnungen mit einem kürzeren Modellierungszeitraum und mit jährlicher Auflösung möglich. Die Ausbauoptionen könnten hierbei auf die zuvor ermittelten, günstigen Ausbauoptionen beschränkt werden.

die eine Separierung der drei Wintermonate mit hoher Last nahelegt. Beim Tagesverlauf der Last lassen sich ebenfalls Unterschiede zwischen den Sommer- und Wintermonaten feststellen (vgl. Abb. 5.2).

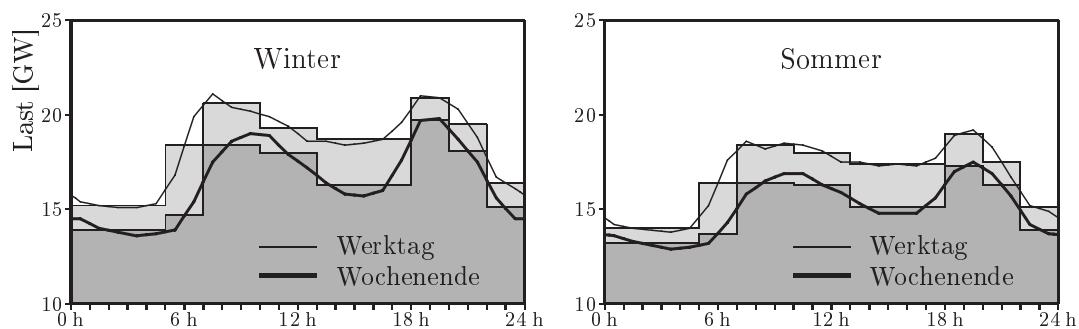


Typischer Verlauf. Nur Eskom. Quelle: Eskom [12] und eigene Berechnungen.

Abbildung 5.1: Jahresverlauf der nachgefragten elektrischen Leistung in Südafrika

Montag bis Freitag sowie Samstag und Sonntag werden im Modell durch die Wochentagstypen „Werktag“ und „Wochenende“ abgebildet. Die Tagesganglinien werden durch acht Zeitsegmente pro Tag approximiert. Bei der Einteilung wurde beachtet, daß Unterschiede im Lastverlauf in den einzelnen Ländern möglichst gut abgebildet werden. In Abbildung 5.2 sind als Beispiel die Ganglinien für die Last im nördlichen Teil Südafrikas (Prognose für 2000) für die modellierten typischen Tage mit Stundenmittelwerten und mit der im Modell verwendeten Approximation dargestellt.

Die gesamte Zeitstruktur des Modells ist in Abbildung 4.3 auf Seite 54 dargestellt.



Nachgefragte elektrische Leistung im nördlichen Teil Südafrikas für die modellierten typischen Tage; Stundenmittelwerte und Approximation mit 8 Zeitsegmenten. Prognose für 2000. Quelle: Eskom [12], NER [131] und eigene Berechnungen.

Abbildung 5.2: Approximation der Tageslastganglinien

### 5.1.2 Kalkulatorischer Zinssatz

Unter Berücksichtigung der Knappheit der finanziellen Ressourcen für Infrastrukturausgaben im südlichen Afrika und in Übereinstimmung mit ähnlichen Studien [37, 50, 168, 169] wurde der kalkulatorische, inflationsbereinigte Zinssatz für die Fallstudie mit 10 % p. a. angesetzt.<sup>3</sup> Für externe Kosten und Ausfallkosten wurde ein geringerer Zinssatz von 5 % p. a. verwendet (vgl. Fußnote 14 auf S. 58).

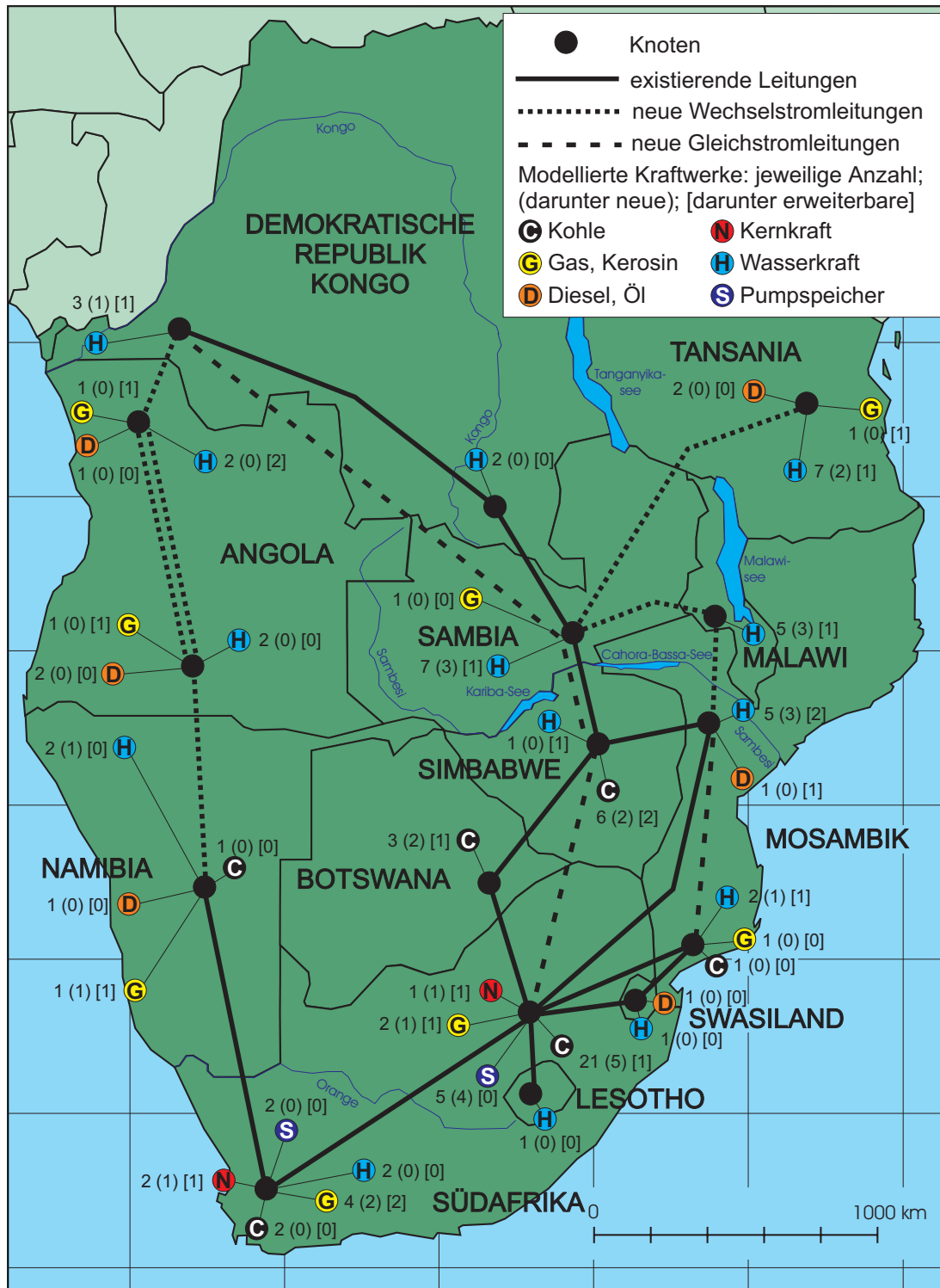
### 5.1.3 Räumliche Modellstruktur und Modellelemente

Geographische Einheiten im Modell bilden die zwölf SADC-Staaten Angola, Botswana, Demokratische Republik Kongo (DRC), Lesotho, Malawi, Mosambik, Namibia, Sambia, Simbabwe, Südafrika, Swasiland und Tansania. In den meisten Fällen wurde das Elektrizitätssystem innerhalb eines Landes zu einem einzigen Knoten zusammengefaßt. Ausnahmen hiervon bilden Angola, DRC, Mosambik und Südafrika, für welche aufgrund der geographischen Entfernungen innerhalb der Länder und der vorhandenen Systemstrukturen zwei Knoten modelliert wurden. In Angola gibt es drei unabhängige, größere Elektrizitätssysteme, wobei das zentrale und das südliche System zu einem Knoten (*Ango\_CS*) zusammengefaßt wurden und das im Norden gelegene System einen eigenen Knoten (*Ango\_N*) bildet. In der DRC legt die 1774 km lange HGÜ-Verbindung zwischen den Inga-Kraftwerken im Osten und der Provinz Shaba im Süden eine Unterteilung in zwei Knoten (*DRC\_W* und *DRC\_S*) nahe. In Mosambik gibt es zwei unabhängige Systeme im Norden und im Süden (*Moza\_N* und *Moza\_S*), die nur indirekt über Südafrika miteinander verbunden sind. Einen Teil dieser Verbindung bildet die 1410 km lange HGÜ-Leitung zwischen dem Wasserkraftwerk Cahora Bassa<sup>4</sup> im Norden Mosambiks und der Umspannstation Apollo in der Nähe Pretorias. Im Falle Südafrikas wurde das System zwischen den Umspannstationen Dealsville und De Aar in einen südlichen und einen nördlichen Bereich unterteilt (*SA\_S* und *SA\_N*). Der südliche Teil besteht im wesentlichen aus den Ballungszentren Kapstadt und East London. Abbildung 5.3 gibt einen Überblick über die räumliche Modelleinteilung und die modellierten Modellelemente. Auf die der Studie zugrundeliegende Datenbasis wird in Abschnitt 5.1.6 eingegangen.

---

<sup>3</sup>In Industrieländern werden bei langfristigen Investitionen in Energieversorgungsprojekte meist niedrigere Sätzen von ca. 5 % p. a. angesetzt [92, 94].

<sup>4</sup>Die Schreibweise Cabora Bassa ist ebenfalls gebräuchlich.



Mit den Zahlen in der Grafik wird die Gesamtanzahl der separat modellierten Kraftwerke des jeweiligen Typs am jeweiligen Knoten dargestellt. In runden Klammern wird die Anzahl der neuen und in eckigen Klammern die Anzahl der erweiterbaren Kraftwerke genannt.

Abbildung 5.3: Räumliche Modellstruktur

Wie in Abbildung 5.3 dargestellt, werden die modellierten Knoten durch Leitungen verbunden. Mehrere Leitungen zwischen zwei Knoten wurden in der Regel durch eine modellierte Leitung abgebildet. Innerhalb Angolas wurden aufgrund der vorhandenen Planungsalternativen zwei neue, alternative, ca. 570 km lange Verbindungsleitungen mit unterschiedlichen Spannungsebenen von 220 kV und 400 kV modelliert, wobei erstere für einen Zusammenschluß der Systeme innerhalb Angolas und zweitere für eine durchgehende Verbindung von der DRC bis nach Namibia von Interesse ist. Die modellierten neuen Leitungen orientieren sich an SAPP-Planungen. Inspiriert von einer Studie für eine 5300 km lange HGÜ-Verbindung von den Inga-Kraftwerken im Westen der DRC bis nach Ägypten [43], wurde eine neue HGÜ-Leitung von den Inga-Kraftwerken bis nach Südafrika über Sambia und Simbabwe als Ausbauoption in das Modell aufgenommen. In Tabelle 5.1 sind die wichtigsten Daten für die Übertragungsleitungen aufgelistet.

Tabelle 5.1: Eckdaten für die modellierten Leitungen

Name (im Modell)	Knoten 1	Knoten 2	Kapazität [MW]	Verlustfaktor	neu?	erweiterbar?
Angola N - S 220 kV	Ango_N	Ango_CS	120	9 %	ja	nein
Angola N - S 400 kV	Ango_N	Ango_CS	500	4 %	ja	ja
DRC - Angola North	Ango_N	DRC_W	500	3 %	ja	ja
Angola - Namibia	Ango_CS	Nami	500	5 %	ja	ja
South Africa - Botswana	Bots	SA_N	850	2 %	nein	ja
Botswana - Zimabwe	Bots	Zimb	650	2 %	nein	ja
DC DRC West - South	DRC_W	DRC_S	584	8 %	nein	ja
DC Inga - Zambia	DRC_W	Zamb	4750	11 %	ja	ja
DRC South - Zambia	DRC_S	Zamb	320	1 %	nein	ja
Lesotho - RSA	Leso	SA_N	130	3 %	nein	ja
Malawi - Mozamb. N	Mala	Moza_N	200	3 %	ja	ja
Malawi - Zambia	Mala	Zamb	240	4 %	ja	ja
Mozambique - Zimbabwe	Moza_N	Zimb	550	3 %	nein	ja
DC Mozamb. N - RSA	Moza_N	SA_N	2000	10 %	nein	ja
DC Mozambique N - S	Moza_N	Moza_S	2000	9 %	ja	ja
Mozamb. S - RSA	Moza_S	SA_N	1400	2 %	nein	ja
Mozambique - Swaziland	Moza_S	Swaz	1200	1 %	nein	ja
Namibia - South Africa	Nami	SA_S	800	7 %	nein	ja
South Africa N - S	SA_N	SA_S	3500	5 %	nein	ja
South Africa - Swaziland	SA_N	Swaz	1400	1 %	nein	ja
DC SA - Zimbabwe	SA_N	Zimb	4750	4 %	ja	ja
Tanzania - Zambia	Tanz	Zamb	200	6 %	ja	ja
Zambia - Zimbabwe	Zamb	Zimb	1400	1 %	nein	ja
DC Zambia - Zimbabwe	Zamb	Zimb	4750	3 %	ja	ja

Die Elektrizitätsnachfrage wurde mit jeweils einer Nachfragegruppe pro Knoten modelliert. Für das Nachfragewachstum wurden drei Szenarien aufgestellt. Sich durch industrielle Großprojekte ergebende, prognostizierbare Änderungen der Ganglinien wurden berücksichtigt. Nachfrage, die durch kleinere, unabhängige Versorgungssysteme (wie z. B. im Osten Angolas oder im Norden der DRC) oder durch industrielle Eigenproduktion gedeckt wird, blieb unberücksichtigt. Ebenfalls unberücksichtigt blieb die potentielle Elektrizitätsnachfrage, welche mangels Netzanschlüssen nicht gedeckt werden kann. Die Eckdaten für die prognostizierte Nachfrage im Jahr 2000 sind in Tabelle 5.2 angegeben. Auf die modellierte Nachfrageentwicklung wird im Abschnitt 5.2.1 eingegangen.

Eskom in Südafrika hat mit mehreren Großkunden kurzfristig unterbrechbare Lieferverträge abgeschlossen. Diese werden im Modell als zwei Kraftwerke, *Interruptable Load S (Eskom)* und *Interruptable Load N (Eskom)*, mit jährlichen Energieimits (vgl. Abschnitt 4.4.1.5) abgebildet.

Tabelle 5.2: Eckdaten für die modellierte Nachfrage im Jahr 2000

Nachfragegruppe	Höchstlast [MW]	Koinzidenz mit		Lastfaktor
		nat. Höchstlast	syst. Höchstlast	
Angola North	205	1,00	0,90	63,4 %
Angola Centr & South	36	0,95	0,90	76,0 %
Botswana	262	1,00	0,92	72,1 %
DRC West	472	0,95	0,90	61,6 %
DRC South	166	0,90	0,90	82,1 %
Lesotho	87	1,00	0,82	43,8 %
Malawi	176	1,00	0,95	62,3 %
Mozambique North	82	0,90	0,90	61,3 %
Mozambique South	570	0,99	0,95	91,4 %
Namibia	338	1,00	0,90	67,2 %
SA North	23064	1,00	1,00	72,3 %
SA South	5766	0,98	0,98	72,3 %
Swaziland	146	1,00	0,85	55,7 %
Tanzania	701	1,00	0,85	61,8 %
Zambia	1240	1,00	0,90	73,6 %
Zimbabwe	1901	1,00	0,95	68,5 %

In Abbildung 5.3 auf Seite 104 ist die Anzahl der modellierten Kraftwerke, nach Knoten und Energiequellen aufgegliedert, genannt. Insgesamt enthält das Modell 106 separat modellierte Kraftwerke. Einen Überblick gibt Tabelle 5.3. Kleinere



Kraftwerke mit ähnlichen Charakteristiken wurden oftmals zu einem modellierten Kraftwerk zusammengefaßt. Einzelne Kraftwerke mit Kapazitäten unter 20 MW wurden in der Regel vernachlässigt. Berücksichtigt wurden neben Kraftwerken im Besitz der zum SAPP zusammengeschlossenen nationalen EVUs auch Kraftwerke in industriellem, privatem oder kommunalem Besitz, sofern diese nicht ausschließlich zur Deckung industriellen Eigenbedarfs betrieben werden.

Bei den neuen Kraftwerken handelt es sich mangels anderweitig verfügbarer Daten in erster Linie um Projekte, die von den nationalen EVUs als Ausbauoptionen vorgeschlagen wurden. Für Südafrika ist anzumerken, daß vier zur Zeit konservierte Kohlekraftwerke (Camden, Grootvlei, Komati A und Komati B), die bei Bedarf wieder in Betrieb genommen werden könnten, wobei jedoch nicht unerhebliche Kosten anfallen, als neue Kraftwerke modelliert wurden. Bei den neuen Kernkraftwerken „Pebble Bed North“ und „Pebble Bed South“ in Südafrika, die als Option aufgenommen wurden, handelt es sich um Kugelhaufreaktoren (PBMR) mit 100 bis 200 MW Leistung, die zur Zeit u. a. mit dem Ziel, größere Stückzahlen zu exportieren, von Eskom entwickelt und geplant werden. Im Jahr 2006 soll ein erster Prototyp in Betrieb gehen. Da es sich um eine neue Technologie handelt und es schwierig zu beurteilen ist, ob die prognostizierten Investitionskosten realistisch sind [181], wurde diese Zubauoption im Einklang mit der vorliegenden Planung von Eskom [55] auf insgesamt 2000 MW beschränkt.

Tabelle 5.3: Eckdaten für die modellierten Kraftwerke

Kraftwerksname (im Modell)	Knoten	Typ <sup>a</sup>	Kapazität [MW]	Invest.-kosten <sup>b</sup> [\$ / kW]	Fertigstellung <sup>c</sup>	Erweiterbar <sup>d</sup> [MW]
Cambambe	Ango_N	H	180	—	—	340
Capanda	Ango_N	H	260	—	—	520
Luanda GT	Ango_N	G	93	—	—	400
Luanda Diesel	Ango_N	D	50	—	—	—
Lomaum & Biopio Hydro	Ango_CS	H	49	—	—	—
Biopio GT & Huambo GT	Ango_CS	G	23	—	—	100
Angola Central Diesel	Ango_CS	D	27	—	—	—
Matala	Ango_CS	H	41	—	—	—
Angola South Diesel	Ango_CS	D	17	—	—	—
Morupule	Bots	C	132	—	—	—
Morupule expansion	Bots	C	240	1910	2007	—
New Coal Botswana	Bots	C	2400	1230	2008	4800
Inga I	DRC_W	H	351	—	—	—
Inga II	DRC_W	H	1424	—	—	—

Fortsetzung Tabelle 5.4

Kraftwerksname (im Modell)	Knoten	Typ <sup>a</sup>	Kapa- zität [MW]	Invest.- kosten <sup>b</sup> [\$ / kW]	Fertig- stel- lung <sup>c</sup>	Erwei- terbar <sup>d</sup> [MW]
Grand Inga	DRC_W	H	6000	671	2010	13500
Nseke & Nzilo	DRC_S	H	356	—	—	—
Mwadingusha & Koni	DRC_S	H	98	—	—	—
Muela	Leso	H	72	—	—	—
Tdezani Falls	Mala	H	92	—	—	—
Nkula	Mala	H	124	—	—	—
Kaprichira	Mala	H	64	—	—	64
Lower Fufu	Mala	H	90	1130	2015	—
Mpatamanga	Mala	H	216	1500	2015	—
Cahora Bassa	Moza_N	H	2075	—	—	1200
Mavuzi & Chicamba	Moza_N	H	90	—	—	—
Diesel & GT Mozambique N	Moza_N	G/D	55	—	—	200
Mepanda Uncua	Moza_N	H	1600	1380	2010	600
Borama	Moza_N	H	440	3570	2013	—
Lupata	Moza_N	H	650	2510	2013	—
Corumana	Moza_S	H	14	—	—	—
Maputo GT	Moza_S	G	70	—	—	—
Maputo Coal	Moza_S	C	67	—	—	—
Massingir	Moza_S	H	40	1800	2006	—
Paratus	Nami	D	24	—	—	—
Van Eck	Nami	C	120	—	—	—
Ruacana	Nami	H	240	—	—	—
Kudu Gas	Nami	G	750	573	2003	3000
Epupa	Nami	H	360	2090	2007	—
Arnot	SA_N	C	1980	—	—	—
Duvha	SA_N	C	3450	—	—	—
Hendrina	SA_N	C	1900	—	—	—
Kendal	SA_N	C	3840	—	—	—
Kriel	SA_N	C	2850	—	—	—
Lethabo	SA_N	C	3558	—	—	—
Majuba	SA_N	C	3837	—	—	—
Matimba	SA_N	C	3690	—	—	—
Matla	SA_N	C	3450	—	—	—
Tutuka	SA_N	C	3510	—	—	—
Bloemfontein	SA_N	C	102	—	—	—
Kelvin A	SA_N	C	180	—	—	—
Kelvin B	SA_N	C/D	180	—	—	—
Orlando	SA_N	C	300	—	—	—
Rooiwal	SA_N	C	300	—	—	—

Fortsetzung Tabelle 5.4

Kraftwerksname (im Modell)	Knoten	Typ <sup>a</sup>	Kapa- zität [MW]	Invest.- kosten <sup>b</sup> [\$ / kW]	Fertig- stel- lung <sup>c</sup>	Erwei- terbar <sup>d</sup> [MW]
Pretoria West	SA_N	C	180	—	—	—
Johannesburg GT & Pretoria GT	SA_N	G	200	—	—	—
Camden	SA_N	C	1520	126	2003	—
Grootvlei	SA_N	C	1140	127	2003	—
Komati A	SA_N	C	450	162	2003	—
Komati B	SA_N	C	440	602	2003	—
New Coal SA North	SA_N	C	658	968	2006	7238
Pebble Bed North	SA_N	N	100	990	2004	900
New Gas Turbine North	SA_N	G	250	380	2001	750
Interruptable Load N (Eskom)	SA_N	U	1500	—	—	—
Drakensberg PS	SA_N	S	1000	—	—	—
Pumped Storage A	SA_N	S	999	435	2006	—
Pumped Storage B	SA_N	S	999	440	2006	—
Pumped Storage C	SA_N	S	999	442	2006	—
High Head Underground PS	SA_N	S	1000	277	2003	—
Acacia & Port Rex	SA_S	G	342	—	—	—
Gariiep & Vanderkloof	SA_S	H	472	—	—	—
Colleywobbles	SA_S	H	42	—	—	—
Koeberg	SA_S	N	1840	—	—	—
Athlone	SA_S	C	180	—	—	—
Swartkops	SA_S	C	240	—	—	—
Roggebay & Athlone GT	SA_S	G	80	—	—	—
Pebble Bed South	SA_S	N	100	990	2004	900
New Gas Turbine SA South	SA_S	G	250	380	2001	750
Cape Town New Gas	SA_S	G	1000	760	2003	1000
Interruptable Load S (Eskom)	SA_S	H	500	—	—	—
Palmiet	SA_S	S	400	—	—	—
Steenbras	SA_S	S	180	—	—	—
Swaziland Hydro	Swaz	H	56	—	—	—
Swaziland Diesel	Swaz	D	10	—	—	—
Kidatu	Tanz	H	204	—	—	—
Mtera	Tanz	H	80	—	—	—
Hale & Nyumba	Tanz	H	29	—	—	—
Pangani Falls	Tanz	H	68	—	—	—
Ubungo & SongoSongo	Tanz	G	112	—	—	500
Tanzania Diesel	Tanz	D	130	—	—	—
Independent Power Tanzania	Tanz	D	100	—	—	—
Kihansi	Tanz	H	180	—	—	120
Rumakali	Tanz	H	204	1500	2005	—

Fortsetzung Tabelle 5.4

Kraftwerksname (im Modell)	Knoten	Typ <sup>a</sup>	Kapa- zität [MW]	Invest.- kosten <sup>b</sup> [\$ / kW]	Fertig- stel- lung <sup>c</sup>	Erwei- terbar <sup>d</sup> [MW]
Ruhudji	Tanz	H	360	1700	2005	—
Kafue Gorge	Zamb	H	900	—	—	—
Kariba North	Zamb	H	600	—	—	300
Victoria Falls	Zamb	H	108	—	—	—
Zambia Smaller Hydro North	Zamb	H	62	—	—	—
Luano GT	Zamb	G	80	—	—	—
Kafue Lower	Zamb	H	600	1260	2005	—
Itezhi-Tezhi	Zamb	H	80	1040	2004	—
Batoka North	Zamb	H	800	1640	2008	—
Hwange	Zimb	C	920	—	—	600
Kariba South	Zimb	H	750	—	—	300
Bulawayo	Zimb	C	90	—	—	—
Harare	Zimb	C	135	—	—	—
Munyati	Zimb	C	120	—	—	—
Gokwe	Zimb	C	300	1020	2004	900
Batoka South	Zimb	H	800	2200	2008	—

<sup>a</sup>C: Kohle; G: Gas oder Kerosin; D: Diesel oder Öl; N: Kernkraft; H: Wasserkraft; S: Pumpspeicher; U: Unterbrechbare Lieferverträge. <sup>b</sup>Investitionskosten in US\$(1998) pro kW installierter Leistung, vgl. Abschnitt 4.2.6.1. <sup>c</sup>Frühestmögliches Jahr der Inbetriebnahme. <sup>d</sup>Maximale Erweiterungskapazität.

#### 5.1.4 Handelsverträge

Zwischen den EVUs im südlichen Afrika gibt es mehrere, z. T langjährige Handelsabkommen, die auch in Zukunft den Energiehandel beeinflussen werden [141]. Als feste Lieferverträge, die einen deutlichen Einfluß auf das Optimierungsergebnis haben, wurden zwei bis zum Jahr 2003 reichende Verträge identifiziert und mit in das Modell aufgenommen:

- Eskom (Südafrika) an ZESA (Simbabwe): Feste Mindestbezugsleistung von 150 MW. Da Botswana ebenfalls von Südafrika Elektrizität bezieht, wurde dieser Vertrag auf den Leitungsabschnitt „Botswana - Zimbabwe“ angewendet.
- Cahora Bassa (Nord-Mosambik) an ZESA (Simbabwe): Feste Mindestbezugsleistung von 400 MW.

### 5.1.5 Zuverlässigkeitsanforderungen

Neben der systemweiten jährlichen Höchstlast, die vordefiniert als Zuverlässigkeitsanforderung  $rr$  automatisch berücksichtigt wird (vgl. Abschnitt 4.6.2.2), wobei hier  $FacRRM = 5\%$  für alle Jahre als Reservefaktor gewählt wurde, wurden die unten aufgelisteten, weiteren Anforderungen in das Modell integriert. Diese zusätzlichen Anforderungen werden durch die Anforderung  $rr$  nicht in ausreichendem Maße abgedeckt. Bei all diesen Anforderungen wird der Ausfall eines relativ großen Kraftwerksblocks zur Zeit der nationalen Spitzenlast angenommen. Für alle weiteren Kraftwerke wurde die erwartete Verfügbarkeit zur Zeit der regionalen Spitzenlast verwendet. Für alle Leitungen wurde eine Verfügbarkeit mit der gesamten Kapazität angenommen.

- Lesotho: jährliche Höchstlast plus 5 % und Muela nur mit 50 % der Kapazität verfügbar.
- Malawi: jährliche Höchstlast plus 5 % und Nkula nur mit 50 % der Kapazität verfügbar.
- Tansania: jährliche Höchstlast plus 5 % und Kidatu sowie Kihansi nur mit 70 % der Kapazität verfügbar.
- Angola: jährliche Höchstlast im Nord- sowie Südteil und Matala nicht sowie Capanda nur mit 60 % verfügbar.
- Südafrika-Süd: jährliche Höchstlast plus 5 % und Koeberg nur mit 50 % der Kapazität verfügbar.

### 5.1.6 Datenbasis

Die Optimierungsergebnisse hängen stark von den verwendeten Daten ab. Neben den schon in Fußnote 13 auf Seite 57 erwähnten Problemen mit der Umrechnung verschiedener Währungen, ist es generell schwierig, für den Elektrizitätssektor im südlichen Afrika einen möglichst konsistenten und realitätsnahen Datensatz aufzubauen. In vielen Fällen konnten keine zuverlässigen Daten für die modellierten Elemente gefunden werden, so daß Schätzwerte auf der Basis vergleichbarer Elemente herangezogen wurden.

Wichtigste Datenquellen waren im Rahmen der Projekte „Modelling Electricity Trade in Southern Africa“ und „Zimbabwe’s Options for GHG Mitigation un-

der Power Pooling in Southern Africa“ (vgl. Abschnitt 3.2) veröffentlichte Daten [142, 147, 165–170], das Buch „Electricity in Southern Africa“ [153], statistische Jahrbücher des südafrikanischen EVUs Eskom [53, 56], Informationen des SAPP [164] sowie durch persönliche Kommunikation mit Delegierten auf den Workshops „Energy and the Environment: Integrated Resource Planning“ vom 11.–15. 5. 1998 in Kapstadt und „SAPP/Purdue Regional Modelling Workshop“ vom 29. 6.–10. 7. 1998 in Kapstadt erhaltene Informationen. Zusätzlich wurden länder- oder projektspezifische Daten herangezogen.<sup>5</sup>

Für die Berechnung der für die Modellierung neuer Wechselstromleitungen benötigten Daten wurden in erster Linie generische Daten der EVUs Eskom und ZESA [136, 203] sowie Lehrbuchdaten [92, 172] herangezogen. HGÜ-Leitungen wurden mit Daten in Anlehnung an die projektierte Leitung von den Inga-Kraftwerken nach Ägypten [43] modelliert, soweit keine anderen Daten vorlagen.

Mit DSM gibt es bisher insgesamt erst relativ wenig Erfahrung im südlichen Afrika, weshalb keine realitätsnahen Daten für DSM-Maßnahmen, welche für eine grenzübergreifende Planung von Bedeutung sind, gefunden werden konnten. DSM-Maßnahmen wurden daher nicht als Handlungsoptionen in die unten aufgeführten Szenarien integriert.

## 5.2 Szenarien

In diesem Abschnitt werden Szenarien für das zukünftige Nachfragewachstum sowie für mögliche exogene Rahmenbedingungen für die Planung, welche auf nationale Unabhängigkeit oder die Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen abzielen, beschrieben und die Ergebnisse der unter diesen Annahmen durchgeführten Optimierungsrechnungen vorgestellt. Im Abschnitt 5.3 werden die Ergebnisse der durchgeführten Risikoanalyse hinsichtlich des ungewissen zukünftigen Nachfragewachstums dargestellt. Tabelle 5.5 gibt einen Überblick über alle in dieser Arbeit vorgestellten Modellrechnungen.

---

<sup>5</sup>Zusätzliche, für die Modellierung verwendete Datenquellen nach Ländern geordnet: Angola: [48]; Botswana: [49, 160]; D. R. Kongo: [3, 43, 81, 161]; Lesotho: [177]; Malawi: [41, 51]; Mosambik: [44, 45, 70, 73, 125]; Namibia: [23, 57, 78, 129]; Sambia: [28, 46]; Simbabwe: [28, 99, 114, 151, 201–203, 205]; Südafrika: [32, 52–56, 76, 86, 95, 130, 131, 181]; Swasiland: [176]; Tansania: [18, 120, 121, 126, 162].

Tabelle 5.5: Modellrechnungen-Übersicht

		Rahmenbedingungen								Risikoanalyse		
		nat. Sicherheit & Unabhängigkeit			CO <sub>2</sub> -Reduktion durch					kurzfristige Entscheidungen optimal für Nachfragewachstum		
		keine Restriktionen	nat. Sicherheitsreserven	nat. Sicherheitsreserven & Importbeschränkungen	CO <sub>2</sub> -Limit	externe Kosten 4\$/t CO <sub>2</sub>	externe Kosten 9\$/t CO <sub>2</sub>	externe Kosten 15\$/t CO <sub>2</sub>	CO <sub>2</sub> -Steuern			
										niedrig	mittel	hoch
Nachfragewachstum	niedrig	●								●	●	●
	mittel	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
	hoch	●								●	●	●

### 5.2.1 Nachfragewachstumsszenarien

Für das zukünftige Nachfragewachstum wurden drei Szenarien (niedrig, mittel und hoch) aufgestellt, um eine gewisse Spannweite möglicher Entwicklungen abzudecken. Die verwendeten Wachstumsraten orientieren sich an veröffentlichten Prognosen [23, 87, 147, 152, 166, 175, 177] und berücksichtigen Unterschiede zwischen den einzelnen Ländern und Jahren sowie prognostizierbare Veränderungen in der Form der Lastganglinien. In Tabelle 5.6 werden die Durchschnittswerte über den gesamten Modellierungszeitraum der im Modell angewendeten Wachstumsraten für die jährliche Höchstlast genannt. Für die prognostizierte Last im Jahr 2000, dem ersten Stützjahr im Modell, wurde keine Differenzierung bezüglich der drei modellierten Nachfragewachstumsszenarien vorgenommen.

Das Nachfragewachstum für das Gesamtsystem erscheint möglicherweise relativ gering. Dies ist in erster Linie mit der abnehmenden Bedeutung des Bergbausektors und der Schwerindustrie in Südafrika, die einen wichtigen Teil der Gesamtnachfrage ausmachen, zu begründen.

Tabelle 5.6: Modellierte Wachstumsraten der jährlichen Höchstlast

	durchschnittliche Wachstumsrate p. a. für die Jahre 2000 – 2015		
	Szen. niedrig	Szen. mittel	Szen. hoch
Angola	4,4 %	8,6 %	12,9 %
Botswana	4,0 %	5,0 %	7,0 %
D. R. Kongo	2,1 %	4,4 %	6,2 %
Lesotho	2,4 %	4,5 %	7,8 %
Malawi	1,9 %	6,9 %	8,9 %
Mosambik	5,7 %	8,9 %	13,4 %
Namibia	1,9 %	4,7 %	5,1 %
Sambia	0,9 %	1,8 %	2,6 %
Simbabwe	2,3 %	3,6 %	5,9 %
Südafrika	1,2 %	2,5 %	3,6 %
Swasiland	2,0 %	3,5 %	4,5 %
Tansania	3,3 %	5,1 %	8,0 %
<i>Gesamtsystem</i>	<i>1,5 %</i>	<i>2,9 %</i>	<i>4,5 %</i>

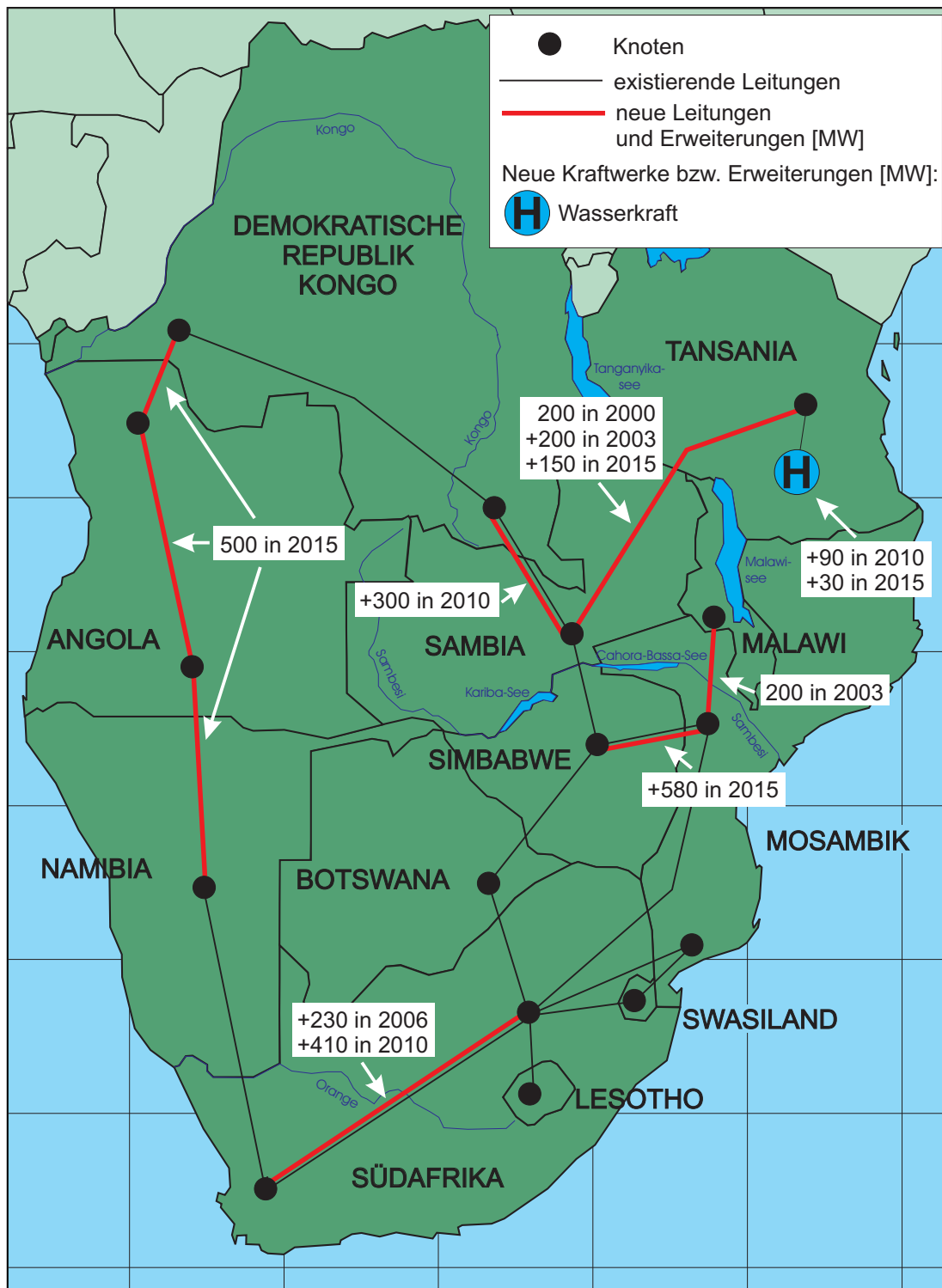
Für alle drei Nachfrageszenarien wurde jeweils eine optimale Ausbaustrategie berechnet. Diese werden in den folgenden Abschnitten genauer vorgestellt. Externe Kosten, Emissionsgrenzen, Steuern, Zölle, nationale Sicherheitsreserven u. ä. blieben hierbei unberücksichtigt. Abgesehen von den beiden in das Modell integrierten, bis zum Jahr 2003 reichenden Handelsabkommen, wird der Elektrizitätshandel nur durch Leitungskapazitäten begrenzt.

In Abbildung 5.7 auf Seite 120 ist zusammenfassend die Entwicklung der systemweiten jährlichen Höchstlast und der gesamten installierten Erzeugungskapazität für alle drei Szenarien dargestellt.

### 5.2.1.1 Niedriges Nachfragewachstum

In Abbildung 5.4 ist die optimale Ausbaustrategie für niedriges Nachfragewachstum dargestellt. Aufgrund der im Jahr 2000 schon vorhandenen Überkapazität beschränken sich die Erweiterungen im wesentlichen auf einen Ausbau der Übertragungsleitungen, um die regional sehr unterschiedlich verteilte Überkapazität





Neue Übertragungs- und Erzeugungskapazitäten in MW für die Jahre 2000, 2003, 2006, 2010 und 2015; z. T. gerundet.

Abbildung 5.4: Optimale Ausbaustrategie für niedriges Nachfragewachstum

dort nutzen zu können, wo sie benötigt wird.<sup>6</sup> Zusätzliche Stromerzeugungskapazität wird nur in Tansania benötigt, wo das Kihansi-Wasserkraftwerk um insgesamt 120 MW erweitert wird.

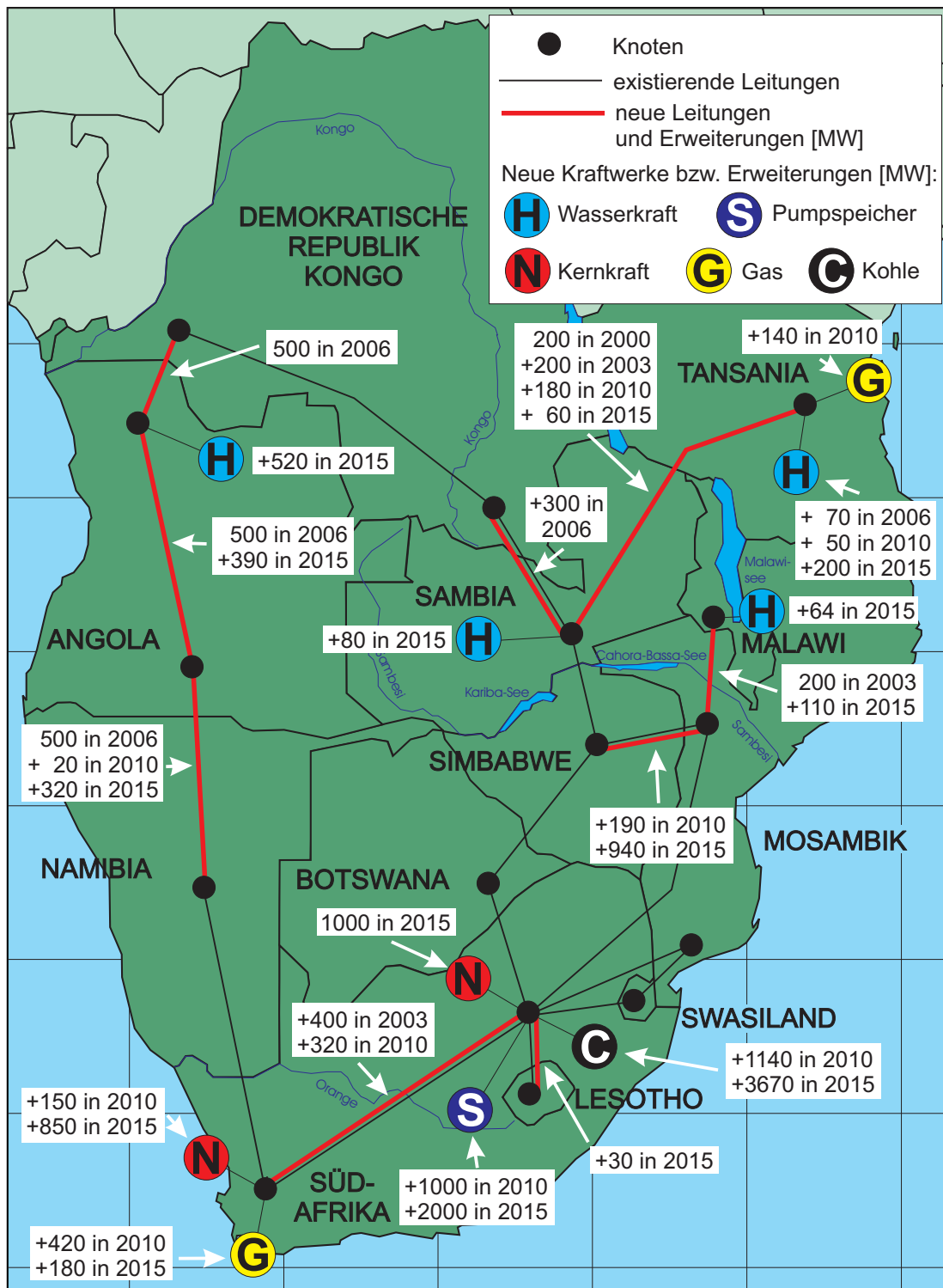
### 5.2.1.2 Mittleres Nachfragewachstum

In Abbildung 5.5 ist die optimale Ausbaustrategie für mittleres Nachfragewachstum dargestellt. Zunächst wird auch hier durch einen Ausbau des Übertragungssystems eine Nutzung der vorhandenen Überkapazitäten, die im wesentlichen in Südafrika und in der DRC lokalisiert sind, ermöglicht. Zusätzliche Erzeugungskapazitäten werden anschließend in den Jahren 2010 und 2015 und hauptsächlich in Südafrika gebaut. Es handelt sich hierbei um die Wiederinbetriebnahme der konservierten Kohlekraftwerke Camden, Grootvlei und Komati mit zusammen 3 550 MW Kapazität, einem neuen Kohlekraftwerk mit ca. 1 300 MW Kapazität, Kugelhaufreaktoren im Süden und Norden Südafrikas mit insgesamt 2 000 MW Kapazität, Gasturbinen mit 600 MW Kapazität und Pumpspeicherkraftwerke mit 3 000 MW Kapazität. Die beiden letzteren Kraftwerkstypen stellen einen gewissen Ausgleich zu den hauptsächlich als Grundlastkraftwerke betriebenen Kohle- und Kernkraftwerken dar. Im Vergleich zu dieser gesamten Kapazitätserweiterung von über 10 000 MW in Südafrika werden im Norden der Region nur relativ kleine Kapazitäten zugebaut: insgesamt knapp 1 000 MW neue Wasserkraftkapazität in den Ländern Angola, Malawi, Sambia und Tansania sowie 140 MW Gaskraftwerkskapazität in Tansania.

Südafrika baut nach diesem Szenario seine dominierende Rolle bei der Stromerzeugung im südlichen Afrika weiter aus. Die gesamten Nettoexporte bleiben jedoch mit ca. 16 000 GWh im Jahr 2015, was ca. 5% der Erzeugung entspricht, relativ gering. Insgesamt findet eine Verlagerung des Elektrizitätshandels statt. Südafrika exportiert am Anfang der Modellierungsperiode Strom im Westen nach Namibia und importiert im Osten Strom aus dem Norden Mosambiks. Diese Importe aus dem Norden Mosambiks gehen gegen Ende der Modellierungsperiode fast auf null zurück, da der dort erzeugte Strom nun großteils nach Simbabwe und Malawi exportiert wird. Andererseits fließt nach Fertigstellung der Verbindung im Westen der Region über Namibia und Angola bis zu den Inga-Kraftwerken in der DRC Strom aus der DRC und Angola nach Südafrika. Weitgehend unverändert expor-

---

<sup>6</sup>Ob und wo eine Erweiterung der Übertragungskapazität innerhalb Südafrikas benötigt wird, müsste anhand einer detaillierteren Modellierung des südafrikanischen Hochspannungsnetzes überprüft werden.



Neue Übertragungs- und Erzeugungskapazitäten in MW für die Jahre 2000, 2003, 2006, 2010 und 2015; z. T. gerundet.

Abbildung 5.5: Optimale Ausbaustrategie für mittleres Nachfragewachstum

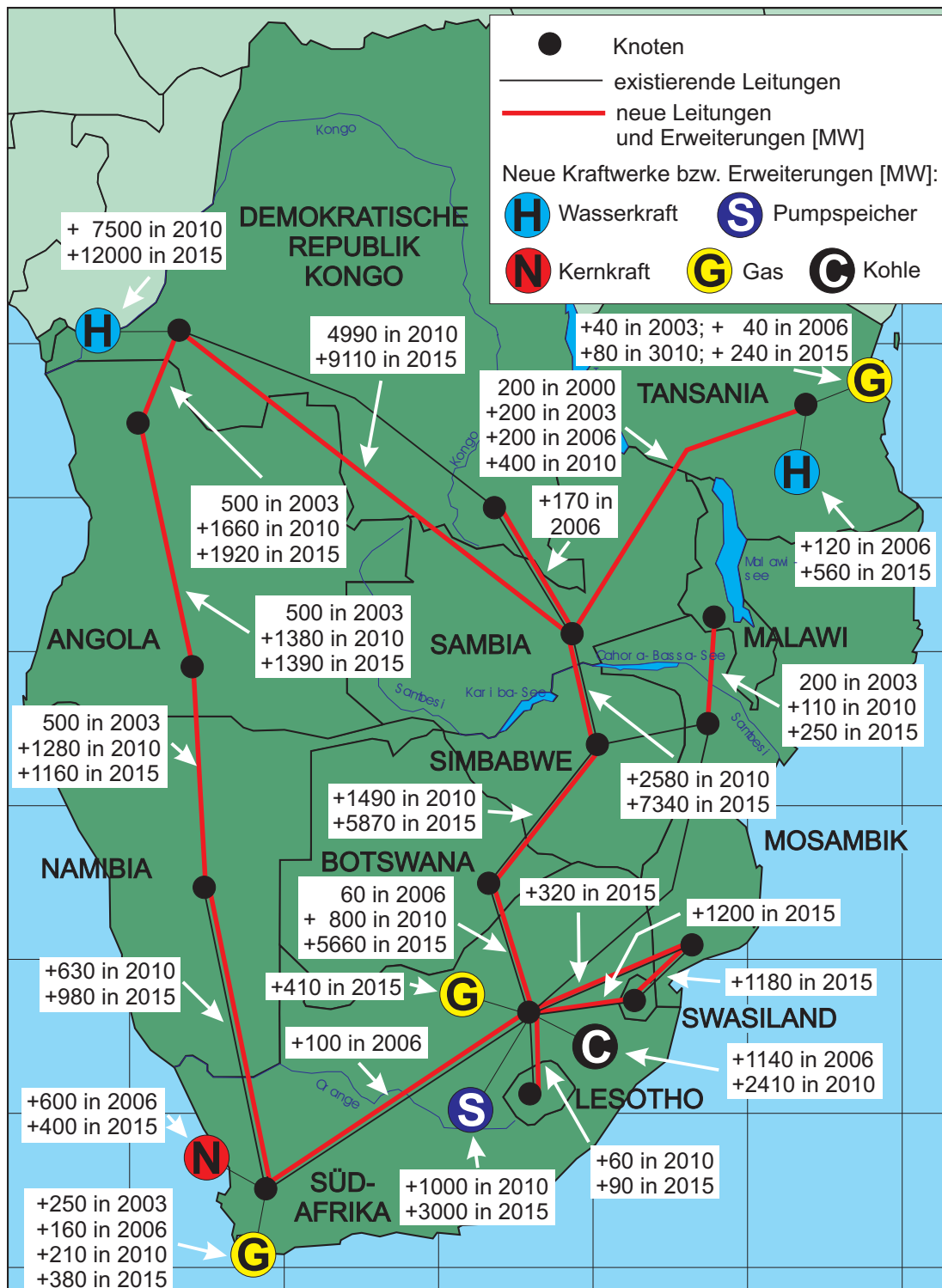
tiert Südafrika Strom in den Süden Mosambiks, nach Swasiland und Lesotho. Die Exporte nach Botswana nehmen ab, da Botswana in zunehmendem Maße Strom aus Simbabwe bezieht, der wiederum aus Sambia oder Mosambik stammt, und die Eigenproduktion in Botswana zunimmt.

Dieses vielleicht zunächst überraschende Optimierungsergebnis mit nur geringer Erweiterung der Wasserkraftkapazitäten kann in erster Linie mit den relativ geringen prognostizierten Investitions- und Betriebskosten für die Kohle- und Kernkraftwerke in Südafrika und dem absolut gesehen größten Nachfragewachstum in Südafrika erklärt werden.

### 5.2.1.3 Hohes Nachfragewachstum

In Abbildung 5.6 ist die optimale Ausbaustrategie für hohes Nachfragewachstum dargestellt. Naturgemäß ist für dieses Szenario in viel größerem Umfang ein Ausbau der Übertragungs- und Erzeugungskapazitäten erforderlich. Zunächst werden wieder vorhandene Überkapazitäten durch den Bau neuer Verbindungsleitungen zwischen Sambia und Tansania, Mosambik und Malawi sowie von der DRC über Angola nach Namibia nutzbar gemacht. Die Wiederinbetriebnahme der konservierten Kohlekraftwerke Camden, Grootvlei und Komati wird im Vergleich zur Ausbaustrategie für mittleres Wachstum auf die Jahre 2006 bis 2010 vorgezogen. Allerdings wird in Südafrika kein neues Kohlekraftwerk mehr gebaut, und die Gesamtkapazität der neuen Kugelhaufreaktoren reduziert sich auf 1 000 MW, die im Süden Südafrikas gebaut werden. Der hauptsächliche Kapazitätszubau findet in der DRC mit dem Grand-Inga-Wasserkraftwerk statt. Es geht zunächst im Jahr 2010 mit 7 500 MW in Betrieb und wird anschließend um weitere 12 000 MW erweitert. Um die erzeugte Energie den Hauptverbrauchszentren zuführen zu können, werden die Übertragungskapazitäten in Richtung Südafrika über Angola und Namibia sowie über Sambia, Simbabwe und Botswana stark ausgebaut. Als Ausgleich zu dem als reines Grundlastkraftwerk betriebenen Grand-Inga-Wasserkraftwerk werden in Südafrika 4 000 MW Pumpspeicher- sowie 1 400 MW Gasturbinenkapazitäten geschaffen. Diese dienen der Deckung der Spitzenlast und als Reservekraftwerke.

Kleinere Kapazitätserweiterungen finden noch in Tansania statt, wo die Wasserkraftwerkskapazität um insgesamt 680 MW und die Gaskraftwerkskapazität um 400 MW erweitert wird. In allen übrigen Ländern finden keine Erweiterungen der Erzeugungskapazität statt.



Neue Übertragungs- und Erzeugungskapazitäten in MW für die Jahre 2000, 2003, 2006, 2010 und 2015; z. T. gerundet.

Abbildung 5.6: Optimale Ausbaustrategie für hohes Nachfragewachstum

In Einklang mit der neuen Kraftwerkskapazität verändern sich auch die Elektrizitätsflüsse in der Region: Die DRC bleibt am Ende der Modellierungsperiode als einziger Nettostromexporteur in der Region übrig und exportiert ca. 160 000 GWh pro Jahr. Größter Stromimporteur wird Südafrika mit knapp 60 000 GWh pro Jahr oder knapp 20 % der nationalen jährlichen Nachfrage.

Der große Unterschied zwischen den optimalen Ausbaustrategien für mittleres und hohes Nachfragewachstum kann in erster Linie mit der diskreten Mindestgröße von 6 000 MW für das Grand-Inga-Kraftwerk und den sehr niedrigen Kosten für Erweiterungen desselben Kraftwerks (unter 250 \$ pro kW) erklärt werden.

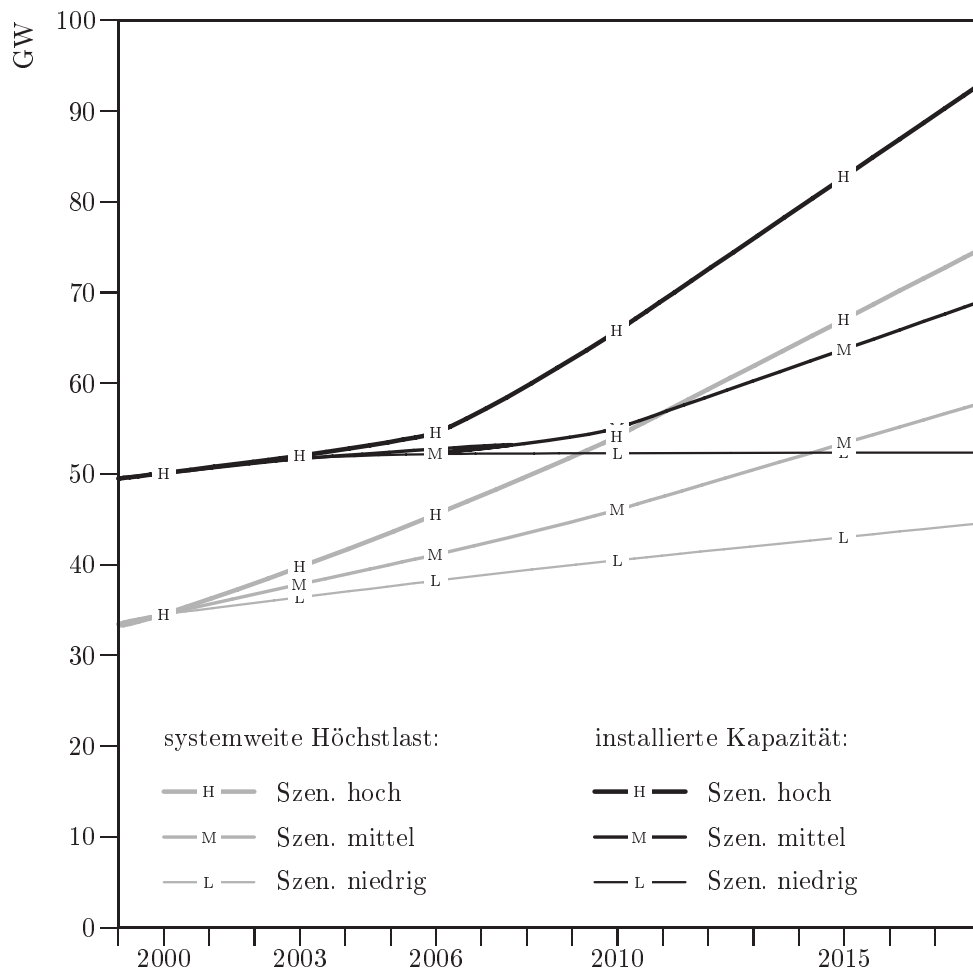


Abbildung 5.7: Systemweite Höchstlast und installierte Kapazität

Die großen Unterschiede zwischen den drei betrachteten Ausbaustrategien für unterschiedliche Nachfragewachstumsszenarien machen deutlich, daß die Unsicherheit bezüglich des Nachfragewachstums auf geeignete Weise bei der Entscheidungs-

findung zu berücksichtigen ist. Im Rahmen dieser Arbeit wurde daher eine Risikoanalyse (Abschnitt 5.3) durchgeführt, um für die nächsten, anstehenden Ausbaumentscheidungen eine robuste<sup>7</sup>, kostengünstige Strategie zu finden.

### 5.2.2 Nationale Sicherheit und Unabhängigkeit

Optimale Ausbaustrategien aus grenzübergreifender Perspektive, wie sie in den vorangehenden Abschnitten vorgestellt wurden, vergrößern für viele Staaten die Abhängigkeit von Importen aus dem Ausland. Da dies eventuell ein zu großes Sicherheitsrisiko darstellen könnte, wurde eine optimale Ausbaustrategie berechnet, für welche ab dem Jahr 2006 nationale Sicherheitsreserven<sup>8</sup> vorgegeben werden. Im Rahmen dieser Studie wurden für die Länder Angola, DRC, Mosambik, Sambia, Tansania und Südafrika 5% der nationalen Spitzenlast als benötigte Sicherheitsreserve angenommen. Die Länder Botswana, Malawi, Namibia und Simbabwe gehen aufgrund ihrer derzeitigen nationalen Planungen Abhängigkeiten von Importen ein. Daher wurde für Botswana eine Importabhängigkeit von 70% der Spitzenlast, für Malawi und Simbabwe von jeweils 20% der Spitzenlast und für Namibia von 35% der Spitzenlast zugelassen. Für die Länder Lesotho und Swasiland wurden keine nationalen Sicherheitsreserven in das Modell integriert, da diese Länder nicht nur bei der Elektrizitätsversorgung, sondern auch gesamtwirtschaftlich sehr stark von Südafrika abhängig sind und daher eine unabhängige Elektrizitätsversorgung die nationale Sicherheit nicht wesentlich erhöhen würde. Für die Nachfrage wurde ein mittleres Wachstum (vgl. Tab. 5.6 auf S. 114) angenommen. Im Vergleich zu der optimalen Ausbaustrategie für mittleres Nachfragewachstum ohne Berücksichtigung nationaler Sicherheitsinteressen (vgl. Abschnitt 5.2.1.2 und Abb. 5.5) ergeben sich folgende wesentliche Änderungen bei den Erzeugungskapazitäten:

- Angola: Die Kapazität des Wasserkraftwerks Capanda wird nur um 290 MW anstatt um 520 MW erweitert.
- Botswana: Das Kohlekraftwerk Morupule wird im Jahr 2010 um 240 MW erweitert.
- Malawi: Das Wasserkraftwerk Kaprichira wird schon im Jahr 2010 um

---

<sup>7</sup>Robust bedeutet, daß mit der Strategie für eine Vielzahl von möglichen zukünftigen Entwicklungen exogener Einflußparameter gute, d. h. kostengünstige, Ergebnisse erzielt werden.

<sup>8</sup>Vgl. Abschnitt 4.6.3.

64 MW erweitert und im Jahr 2015 kommt das Wasserkraftwerk Mpata-manga mit 216 MW Kapazität hinzu.

- Mosambik: Das Wasserkraftwerk Cahora Bassa wird im Jahr 2015 um 200 MW erweitert.
- Namibia: Das Gaskraftwerk Kudu geht im Jahr 2006 mit 750 MW Kapazität in Betrieb.
- Simbabwe: Das Wasserkraftwerk Kariba South wird im Jahr 2006 um ca. 250 MW erweitert. Im Jahr 2010 kommt Gokwe als neues Kohlekraftwerk mit 300 MW Kapazität hinzu und im Jahr 2015 wird das Kohlekraftwerk Hwange um ca. 500 MW erweitert.
- Südafrika: Das neue Kohlekraftwerk mit ca. 1 300 MW sowie ein neues Pumpspeicherkraftwerk mit 1 000 MW Kapazität werden nicht benötigt. Das neue Gasturbinenkraftwerk im Süden Südafrikas wird nur mit 270 MW anstatt mit 600 MW Kapazität gebaut.
- Tansania: Die Kapazität der Gaskraftwerke wird schon im Jahr 2006 um 200 MW und bis zum Jahr 2015 um weitere 100 MW erweitert. Das Wasserkraftwerk Rumakali wird schon im Jahr 2010 mit 204 MW Kapazität gebaut und im Jahr 2015 kommt das Wasserkraftwerk Ruhudji mit 360 MW Kapazität neu hinzu.

Im Gegenzug zum stärkeren nationalen Ausbau der Stromerzeugungskapazitäten wird das Übertragungsnetz weniger stark ausgebaut. Wesentliche Unterschiede sind: Die Verbindung von der DRC über Angola nach Namibia wird erst im Jahr 2010 und nicht schon im Jahr 2006 gebaut, die Verbindung von Sambia nach Tansania wird nach dem Jahr 2003 nicht mehr erweitert und die Verbindung zwischen Mosambik und Sambia wird nur auf eine Kapazität von insgesamt 770 MW anstatt 1 660 MW ausgebaut.

Die Summe der gesamten Investitionskosten während des Modellierungszeitraums steigt um 0,96 Mrd. \$ oder 13 % von 7,45 Mrd. \$ auf 8,41 Mrd. \$, wenn die oben genannten nationalen Sicherheitsreserven berücksichtigt werden. Die Summe der Gesamtkosten<sup>9</sup> für den gesamten Modellierungszeitraum erhöht sich in absoluten Zahlen jedoch deutlich stärker um 1,62 Mrd. \$ oder 3,6 % von 45,22 Mrd. \$

---

<sup>9</sup>Variable und feststehende Betriebskosten für alle Systemkomponenten sowie Annuitäten der Investitionskosten für den Neubau oder die Erweiterung von Kraftwerken und Leitungen.



auf 46,84 Mrd. \$, da verstärkt teurere Kraftwerke zum Einsatz kommen. Betrachtet man allerdings den Barwert der Gesamtkosten, so fällt die Differenz mit 0,51 Mrd. \$ oder 2,7 % relativ gering aus (19,42 Mrd. \$ gegenüber 18,91 Mrd. \$).

Zusätzlich zu nationalen Sicherheitsüberlegungen müßten Handelsbeschränkungen berücksichtigt werden, sofern sich die jetzige Betriebsweise und Planung des Elektrizitätssystems im südlichen Afrika in Zukunft fortsetzen würde. Für einen weiteren Optimierungslauf wurden daher für alle Länder und Jahre die Höhe der Nettoimporte auf 10 % der jährlichen nationalen Nachfrage beschränkt. Ausnahmen hiervon bilden mit höheren Importobergrenzen Botswana (70 %), Malawi (20 %), Namibia (35 %) und Simbabwe (20 %) sowie Lesotho und Swasiland, für welche keine Obergrenzen angenommen wurden. Gegenüber dem Szenario mit nationalen Sicherheitsreserven verändert sich der Systemausbau hierdurch nur geringfügig. Aufgrund höherer Betriebskosten steigen die Gesamtkosten für die gesamte Modellierungsperiode jedoch um weitere 0,64 Mrd. \$ auf 47,48 Mrd. \$<sup>10</sup>.

Betrachtet man dieses Szenario mit nationalen Sicherheitsreserven und Handelsbeschränkungen als Basis für eine Abschätzung der Gesamtkosten, die ohne Ausweitung der grenzübergreifenden Zusammenarbeit im Elektrizitätssektor im südlichen Afrika anfallen, so ergibt sich durch einen Verzicht auf nationale Sicherheitsreserven und durch einen kostenminimalen Kraftwerksbetrieb verbunden mit freiem Handel ein Einsparungspotential von mindestens 2,2 Mrd. \$ oder 5 % verteilt über einen Zeitraum von 20 Jahren.<sup>11</sup>

Ob dieses Einsparungspotential eine verstärkte grenzübergreifende Zusammenarbeit, die für die meisten Staaten eine verstärkte Abhängigkeit von Stromimporten bedeutet, rechtfertigt, ist in erster Linie eine politische Frage. Zu beachten ist hierbei, daß die Verteilung der erzielbaren Einsparung auf einzelne Länder sehr stark von den Preisen, zu welchen Elektrizität grenzübergreifend gehandelt wird, abhängt. Der Entwicklung von gerechten Mechanismen für die Festsetzung solcher Preise wäre daher große Aufmerksamkeit zu schenken.

---

<sup>10</sup>Der Barwert steigt um weitere 0,48 Mrd. \$ auf insgesamt 19,90 Mrd. \$.

<sup>11</sup>Betrachtet man die Barwerte der Kosten, so ergibt sich eine Differenz von 990 Mill. \$ oder ebenfalls 5 %.

### 5.2.3 CO<sub>2</sub>-Szenarien

In den letzten zwei Jahrzehnten sind durch Energieumwandlung verursachte Umweltauswirkungen zu einem wichtigen Thema in der Umweltpolitik und der öffentlichen Diskussion geworden. Die Nutzung fossiler Energieträger trägt wesentlich zum Treibhauseffekt bei, der in den letzten Jahren am heftigsten debattierten Umweltauswirkung. CO<sub>2</sub>-Emissionen werden für den Treibhauseffekt hauptverantwortlich gemacht. Daher wurden CO<sub>2</sub>-Emissionen als einer der wichtigsten externen Effekte bei der Stromerzeugung exemplarisch in das Modell integriert.

CO<sub>2</sub>-Emissionen durch die Verbrennung der Energieträger Kohle, Gas und Öl in Kraftwerken wurden durch Emissionsfaktoren berücksichtigt. Alle weiteren, indirekten CO<sub>2</sub>-Emissionen, z. B. beim Bau neuer Kraftwerke, wurden vernachlässigt. Zusätzlich zu den in Tabelle 5.3 genannten Kraftwerken wurde der Bau von Windparks in Namibia als Option für die CO<sub>2</sub>-neutrale Stromerzeugung in das Modell integriert [37].<sup>12</sup>

Für die Nachfrage wurde ein mittleres Wachstum angenommen. Ein zu erwartender, nachfragemindernder Einfluß von verstärkten DSM-Maßnahmen im Rahmen von Klimaschutzstrategien blieb unberücksichtigt. Nationale Sicherheitsreserven sowie Handelsbeschränkungen wurden außer acht gelassen. Bei den beiden in das Modell integrierten Handelsverträgen wurde davon ausgegangen, daß diese vorzeitig im Jahr 2001 außer Kraft gesetzt werden können, um Klimaschutzstrategien zu unterstützen.

Als Referenzszenario dient das in Abschnitt 5.2.1.2 beschriebene Szenario für mittleres Nachfragewachstum (vgl. Abb. 5.5).

Insgesamt wurden fünf Szenarien mit Klimaschutzstrategien aufgestellt. In einem dieser Szenarien werden Obergrenzen für die Emissionen eingeführt, in drei weiteren Szenarien werden CO<sub>2</sub>-Emissionen mit externen Kosten bei der Optimierung berücksichtigt, wobei verschiedene Werte für die Höhe dieser Kosten angesetzt wurden.<sup>13</sup> Das letzte Szenario beinhaltet die Einführung einer CO<sub>2</sub>-Steuer in Süd-

---

<sup>12</sup>Im Bereich der Windprognosen liegen jedoch keine zuverlässigen Daten vor. Daher ist diese Ausbauoption mit Vorsicht zu betrachten. Als Optimierungsergebnis wird allerdings nur bei dem unten erläuterten Szenario *CO<sub>2</sub>-Limit* ein Windpark mit 40 MW im Jahr 2003 gebaut. Bei allen weiteren Szenarien wird diese Option nicht gewählt.

<sup>13</sup>Tol [182] nennt eine Kostenspanne von 5 bis 125 \$/t C für die in der Literatur zu findenden Schätzwerte für marginale CO<sub>2</sub>-Emissionskosten und berechnet als wahrscheinlichsten Wert 26 \$(1990)/t C, sofern ein kalkulatorischer Zinssatz von 5 % zugrundegelegt wird. Umgerechnet

afrika. Im einzelnen handelt es sich um folgende Szenarien:

- *CO<sub>2</sub>-Limit*: Stabilisierung der jährlichen Gesamtemissionen ab dem Jahr 2000.
- *4 \$/t CO<sub>2</sub>*: Externe Kosten in Höhe von 4 \$ pro t CO<sub>2</sub>-Emissionen für alle Jahre und Länder.
- *9 \$/t CO<sub>2</sub>*: Externe Kosten in Höhe von 9 \$ pro t CO<sub>2</sub>-Emissionen für alle Jahre und Länder.
- *15 \$/t CO<sub>2</sub>*: Externe Kosten in Höhe von 15 \$ pro t CO<sub>2</sub>-Emissionen für alle Jahre und Länder.
- *CO<sub>2</sub>-Steuer*: Einführung einer CO<sub>2</sub>-Emissionssteuer im nationalen Alleingang in Südafrika in Höhe von 2 \$ pro t CO<sub>2</sub> im Jahr 2002, welche schrittweise im Jahr 2005 auf 5 \$/t CO<sub>2</sub>, im Jahr 2008 auf 8 \$/t CO<sub>2</sub> und im Jahr 2013 auf 12 \$/t CO<sub>2</sub> erhöht wird. Eine zu erwartende Reduktion der Nachfrage aufgrund höherer Elektrizitätspreise blieb unberücksichtigt.<sup>14</sup>

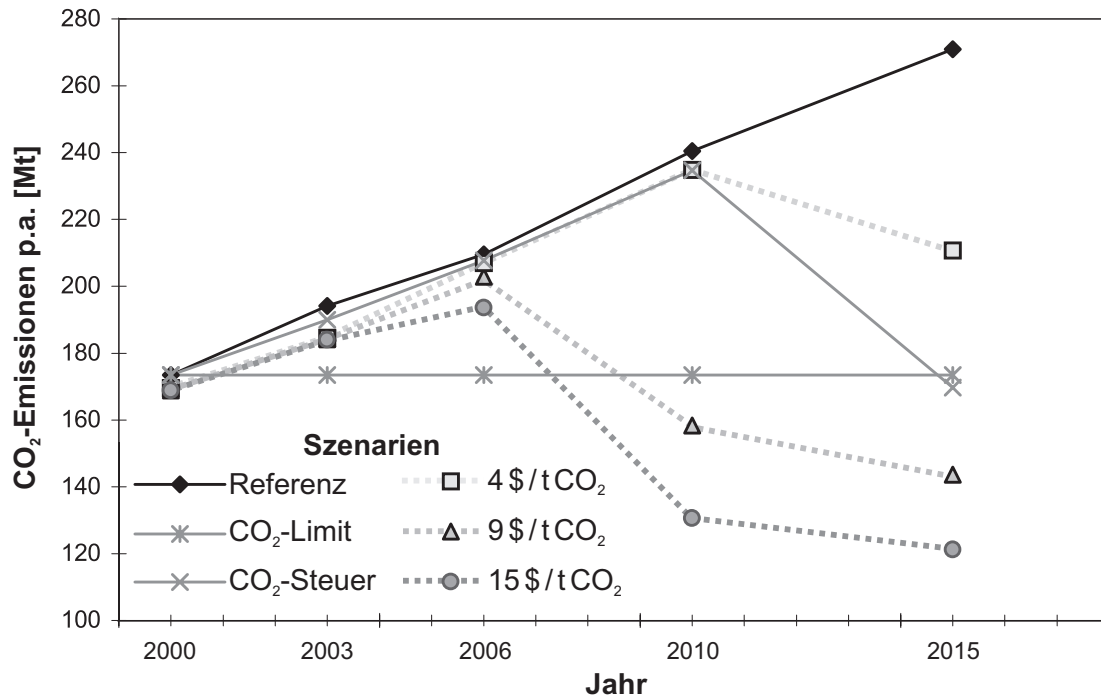
In Abbildung 5.8 ist der Verlauf der jährlichen systemweiten CO<sub>2</sub>-Emission für alle sechs Szenarien dargestellt, und in Tabelle 5.7 werden die wesentlichsten Ergebnisdaten genannt.

Mit der Einführung einer Obergrenze für die systemweiten CO<sub>2</sub>-Emissionen nach Szenario *CO<sub>2</sub>-Limit* kann schon kurzfristig eine Reduktion der Emissionen erreicht werden. Zunächst werden in diesem Szenario in Südafrika und Namibia Gaskraftwerke mit insgesamt 1 800 MW Kapazität, die schon im Jahr 2003 in Betrieb genommen werden, ein Windpark mit 40 MW Kapazität sowie Verbindungsleitungen, die eine Nutzung der vorhandenen Wasserkraftüberkapazitäten ermöglichen, gebaut. Längerfristig kommen weitere neue Gaskraftwerke (mit insgesamt 800 MW Kapazität), Kernkraftwerke (mit insgesamt 1 200 MW Kapazität)

---

auf \$(1998) und t CO<sub>2</sub> erhält man ca. 9 \$/t CO<sub>2</sub>. Dieser Wert wurde für das mittlere Szenario angesetzt. Laut Tol liegt der Erwartungswert für die marginalen CO<sub>2</sub>-Emissionskosten jedoch mit ca. 35 \$(1990)/t C deutlich höher. Für die externen Kosten wurde hier in dieser Arbeit ebenfalls ein kalkulatorischer Zinssatz von 5 % verwendet, während für alle anderen Kosten mit Ausnahme der Ausfallkosten 10 % angesetzt wurde (vgl. Abschnitt 5.1.2).

<sup>14</sup>Die mathematische Behandlung von Steuern ist nahezu identisch mit der von externen Kosten (vgl. Gleichung 4.5). Einziger Unterschied in dieser Studie ist, daß für externe Kosten ein kalkulatorischer Zinssatz von 5 %, für Steuern jedoch ein kalkulatorischer Zinssatz von 10 % angewendet wurde (vgl. Abschnitt 5.1.2).

Abbildung 5.8: Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Emission

und insbesondere Wasserkraftwerke (mit insgesamt 16 500 MW Kapazität) hinzu, die allerdings wegen der längeren Bauzeit (mit Ausnahme der Gaskraftwerke) erst in den Jahren 2006 bis 2015 in Betrieb genommen werden können. Aufgrund der Investitionen in Gaskraftwerke, die zum Einhalten der CO<sub>2</sub>-Obergrenze sehr kurzfristig gebaut und anfänglich als Grundlastkraftwerke betrieben werden müssen, ist der Barwert der durchschnittlichen Vermeidungskosten mit 5,9 \$/t CO<sub>2</sub> im Vergleich zu den anderen CO<sub>2</sub>-Szenarien relativ hoch.

Durch die Berücksichtigung von CO<sub>2</sub>-Emissionen bei der Planung durch externe Kosten wird kurzfristig zwar nur eine geringe Reduktion der Emissionen erreicht, jedoch sind längerfristig erhebliche Reduktionen möglich, und die jährlichen Emissionen unterschreiten ab dem Jahr 2010 die Emissionen im Jahr 2000, falls die externen Kosten mit ca. 9 \$/t CO<sub>2</sub> oder mehr angesetzt werden. Schätzt man die externen Kosten auf 15 \$/t CO<sub>2</sub>, so werden im Jahr 2015 die CO<sub>2</sub>-Emissionen gegenüber dem Referenz-Szenario mehr als halbiert und liegen um ca. 28 % unter dem Ausgangswert im Jahr 2000. Falls die externen Kosten nur auf 4 \$/t CO<sub>2</sub> geschätzt werden, reduzieren sich langfristig die Emissionen trotzdem deutlich um immerhin 22 % im Jahr 2015, wobei das Ausgangsniveau allerdings innerhalb des Planungszeitraums nicht wieder erreicht wird. Bei allen drei Szenarien mit externen Kosten wird die Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen in erster Linie durch

Tabelle 5.7: Ergebnisse für die CO<sub>2</sub>-Szenarien

Szenario	Summe der CO <sub>2</sub> -Emission 1999–2018 [Mt]	CO <sub>2</sub> -Reduktion <sup>a</sup>		Gesamt- kosten <sup>b</sup> [Mrd. \$]	Invest.- kosten <sup>c</sup> [Mrd. \$]	Red.- kosten <sup>d</sup> [\$ / t CO <sub>2</sub> ]
		Summe 1999–2018	im Jahr 2015			
<i>Referenz</i>	4 560			18,89	7,45	
<i>CO<sub>2</sub>-Limit</i>	3 470	23,9 %	36,0 %	25,27	21,03	5,9
<i>4 \$ / t CO<sub>2</sub></i>	4 120	9,6 %	22,2 %	19,34	14,13	1,0
<i>9 \$ / t CO<sub>2</sub></i>	3 320	27,2 %	47,0 %	22,13	22,47	2,6
<i>15 \$ / t CO<sub>2</sub></i>	3 020	33,8 %	55,3 %	24,06	27,61	3,4
<i>CO<sub>2</sub>-Steuer</i>	3 910	14,3 %	37,4 %	19,62	19,34	1,1

<sup>a</sup>Gegenüber Referenz-Szenario. <sup>b</sup>Barwert der Gesamtkosten 1999 bis 2018 ohne externe Kosten und Emissionssteuern. <sup>c</sup>Summe 1999 bis 2018. <sup>d</sup>Barwert der durchschnittlichen Reduktionskosten (ohne externe Kosten oder Steuern) pro gegenüber dem Referenz-Szenario eingesparter Tonne CO<sub>2</sub>-Emissionen im Zeitraum 1999 bis 2018.

Inbetriebnahme von großen, neuen Wasserkraftwerken im Norden der Region ab dem Jahr 2010 erreicht. In Abbildung 5.9 ist exemplarisch der kostenminimale Ausbauplan für das Szenario *15 \$ / t CO<sub>2</sub>* dargestellt.

Die Einführung einer CO<sub>2</sub>-Steuer in Südafrika entsprechend dem Szenario *CO<sub>2</sub>-Steuer* führt kurzfristig zu keiner deutlichen Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen. Erst nach dem Jahr 2010, wenn die Steuer auf 12 \$ / t CO<sub>2</sub> steigt, ist mit einer deutlichen Reduktion zu rechnen. Im Jahr 2015 wird das Emissionsniveau des Jahres 2000 wieder erreicht. Südafrika würde in diesem Szenario im Jahr 2015 die Elektrizitätsnachfrage zu über 30 % durch Importe aus dem Norden der Region decken, während im Referenz-Szenario Südafrika Netto-Stromexporteur bleibt.

Die hier vorgestellten Szenarien zeigen, daß eine kurzfristige Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen nur mit einem vergleichsweise großen Aufwand erreicht werden kann. Langfristig existiert jedoch ein großes Potential für eine kostengünstige Einsparung von CO<sub>2</sub>-Emissionen im Elektrizitätssektor im südlichen Afrika. Voraussetzung hierfür ist allerdings, daß die Wasserkraftressourcen im Norden der Region, insbesondere in der DRC, genutzt werden und die Staaten im Süden der Region eine verstärkte Abhängigkeit von Importen akzeptieren.



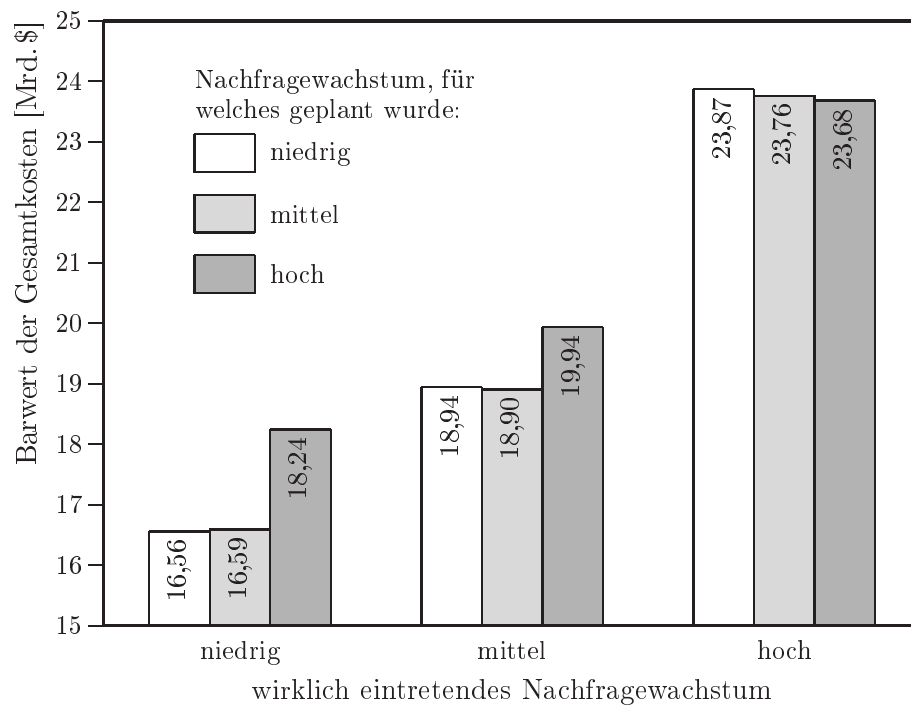


Abbildung 5.10: Ergebnis der Risikoanalyse

### 5.3 Risikoanalyse

Entsprechend den Ausführungen in Abschnitt 4.7 wurde für die drei Nachfrageszenarien (Abschnitt 5.2.1) eine Risikoanalyse durchgeführt.

Als erster Schritt wurden 71 Investitionsentscheidungsvariablen (Vektor  $\underline{X}$ ) identifiziert, für welche in den nächsten ein bis zwei Jahren eine Entscheidung zu fällen wäre. Aufgrund der augenblicklich vorhandenen Überkapazität in der Region haben sich nur für 10 dieser 71 Variablen Unterschiede zwischen den Optimierungsergebnissen für die drei unterschiedlichen Nachfrageszenarien ergeben. Für die meisten der 71 Variablen lautet das einheitliche Ergebnis, das entsprechende Element nicht zu bauen oder zu erweitern.

Es ergeben sich neun mögliche Kombinationen von für eines der drei Szenarien optimal getroffenen Entscheidungen und der tatsächlich eintretenden Entwicklung: „Die Investitionsentscheidungen, welche in den nächsten Jahren getroffen werden müssen, werden optimal für ein *niedriges* Nachfrageszenario getroffen und es tritt in Realität auch ein *niedriges* Wachstum ein.“, „Die Investitionsentscheidungen, welche in den nächsten Jahren getroffen werden müssen, werden optimal für ein *niedriges* Nachfrageszenario getroffen, in Realität tritt aber ein *mittleres* Wachstum ein.“, etc..

Für alle neun Fälle wurden Optimierungsrechnungen durchgeführt, um den Optimalwert für alle Variablen und die Gesamtkosten zu ermitteln. In Abbildung 5.10 ist der Barwert der Gesamtkosten für alle neun Fälle dargestellt. Bei den Gesamtkosten und den kurzfristig zu treffenden Investitionsentscheidungen gibt es zwischen den kurzfristigen, optimalen Ausbauplänen für niedriges und mittleres Nachfragewachstum nur geringfügige Unterschiede. Nur bei in Realität eintretendem hohem Nachfragewachstum erweist sich der mittlere Plan gegenüber dem niedrigen Plan als merklich günstiger mit einem ca. 110 Millionen \$ geringeren Barwert der Gesamtkosten. Der kurzfristige optimale Ausbauplan für hohes Nachfragewachstum ergibt naturgemäß das beste Ergebnis, falls in Realität auch ein hohes Nachfragewachstum eintritt. Falls die Nachfrage sich jedoch nach den niedrigeren oder mittleren Prognosen entwickeln sollte, ergeben sich deutliche Mehrkosten in Höhe von 1,0 bis 1,7 Mrd. \$ (Barwert) im Vergleich zu dem kurzfristigen Ausbauplan für mittleres oder niedriges Wachstum.<sup>15</sup> Dieser optimale Ausbauplan für hohes Nachfragewachstum wäre daher nur zu empfehlen, wenn mit sehr hoher Wahrscheinlichkeit mit einem hohem Nachfragewachstum zu rechnen wäre. Insgesamt scheint der kurzfristige optimale Ausbauplan für mittleres Nachfragewachstum eine sehr robuste Entscheidung zu sein, mit welchem für die ganze Bandbreite der modellierten Nachfrageentwicklung ein gutes Ergebnis erzielt wird. Konkret würde dieser Plan folgende Investitionen beinhalten:

- Inbetriebnahme der Verbindungsleitung zwischen Sambia und Tansania im Jahr 2000 mit 200 MW Kapazität und Erweiterung um weitere 200 MW im Jahr 2003
- Inbetriebnahme der Verbindungsleitung zwischen Mosambik und Malawi im Jahr 2003 mit 200 MW Kapazität
- Erweiterung der Verbindungsleitung innerhalb Südafrikas um 400 MW im Jahr 2003<sup>16</sup>
- Erweiterung des Wasserkraftwerks Kihansi (Tansania) um 70 MW im Jahr 2006

---

<sup>15</sup>Diese relativ hohen Kostendifferenzen sind auf einen verstärkten Zubau von Stromerzeugungskapazität, insbesondere dem Wasserkraftwerk Grand Inga in der DRC im Jahr 2010 mit mindestens 6 000 MW Kapazität, welche bei niedrigem oder mittlerem Wachstum nicht in diesem Umfang benötigt wird, zurückzuführen.

<sup>16</sup>Ob und welche Übertragungskapazitäten innerhalb Südafrikas erweitert werden müssen, kann nur anhand einer detaillierteren Modellierung ermittelt werden.



Es ist möglich, daß es noch eine bessere, d. h. robustere und flexiblere kurzfristige Ausbaustrategie gibt, jedoch schlugen Versuche, eine solche entsprechend Schritt 6 der in Abschnitt 4.7 genannten Vorgehensweise zu identifizieren, fehl.<sup>17</sup>

Das Nachfragewachstum ist nur einer von vielen unsicheren Einflußparametern. Eine Risikoanalyse der hier vorgestellten Art könnte auch für weitere Szenarien, die eine größere Anzahl unsicherer Einflußparameter berücksichtigen, durchgeführt werden.

## 5.4 Schlußfolgerungen der Fallstudie

Im Rahmen der Fallstudie wurden für zehn Szenarien Optimierungsrechnungen durchgeführt. Die wesentlichsten Ergebnisse lassen sich wie folgt zusammenfassen:

Durch eine verstärkte grenzübergreifende Zusammenarbeit im Elektrizitätssektor im südlichen Afrika sind Einsparungen von ca. 2 Mrd. \$ (oder ca. 5 % der Gesamtkosten) über einen Zeitraum von 20 Jahren gegenüber einer weitgehend unabhängigen nationalen Entwicklung zu erwarten.<sup>18</sup> Hierbei wurde ein mittleres Nachfragewachstum von durchschnittlich 2,9 % angenommen, und externe Effekte wie z. B. CO<sub>2</sub>-Emissionen blieben unberücksichtigt.

Die optimale Ausbaustrategie ist stark von der Nachfrageentwicklung abhängig. Bei niedrigem Nachfragewachstum von durchschnittlich 1,5 % sind aufgrund der zur Zeit in der Region vorhandenen Überkapazitäten während des Planungszeitraums fast keine Neuinvestitionen in Kraftwerke notwendig (vgl. Abb. 5.4). Allerdings ist der Ausbau des Leitungsnetzes in einzelnen Fällen notwendig, um die vorhandenen Überkapazitäten dort verfügbar zu machen, wo sie benötigt werden. Während bei der optimalen Ausbaustrategie für mittleres Nachfragewachstum in erster Linie in Kohle- und Kernkraftwerke in Südafrika investiert wird (vgl. Abb. 5.5), sind bei hohem Nachfragewachstum Investitionen in Wasserkraftwerke im Norden der Region und in die dazugehörigen Übertragungsleitungen, um die erzeugte Elektrizität zu den Verbrauchszentren im Süden zu transportieren, am wirtschaftlichsten (vgl. Abb. 5.6). Eine Risikoanalyse zeigt jedoch, daß die in den

---

<sup>17</sup>Bei einer maximalen Differenz der Barwerte der Gesamtkosten von 80 Mill. \$ zur optimalen Lösung bei bekannter zukünftiger Entwicklung ist jedoch keine wesentlich bessere Lösung zu erwarten.

<sup>18</sup>Betrachtet man den Barwert 1998, so ergibt sich eine Differenz von 990 Mill. \$ oder ebenfalls 5 %.

nächsten Jahren zu treffenden Investitionsentscheidungen am besten entsprechend dem Optimierungsergebnis für mittleres Wachstum zu treffen sind. Um konkrete Investitionsentscheidungen auf Basis der hier vorgestellten Modellrechnungen treffen zu können, müßten jedoch alle verwendeten Daten nochmals sorgfältig überprüft und ggf. aktualisiert und ergänzt werden.

Für mittleres Nachfragewachstum wurden fünf Szenarien aufgestellt, die Klimaschutzstrategien enthalten. Eine kurzfristige Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen, wie sie z. B. bei der Einführung einer konstanten Emissionsmengenbegrenzung ab dem Jahr 2000 erforderlich wäre, ist mit vergleichsweise hohen Kosten verbunden. Längerfristig ist jedoch aufgrund der Wasserkraftressourcen im Norden der Region ein erhebliches kostengünstiges Reduktionspotential vorhanden. Eine Berücksichtigung von CO<sub>2</sub>-Emissionen bei der Optimierung durch externe Kosten in Höhe von 4 bis 15 \$/t CO<sub>2</sub> würde im Jahr 2015 in einer Reduktion der Emissionen von 22 bis 55 % gegenüber dem Referenz-Szenario resultieren. Eine Stabilisierung der CO<sub>2</sub>-Emissionen auf dem Niveau von 2000 könnte bis zum Jahr 2015 auch durch die Einführung einer CO<sub>2</sub>-Steuer im nationalen Alleingang in Südafrika erreicht werden. Die durchschnittlichen Reduktionskosten sind hierbei mit 1,1 \$/t CO<sub>2</sub> (Barwert 1998) im Vergleich zu den anderen Szenarien relativ gering.

# Kapitel 6

## Schlußbetrachtungen

Wegen des Konflikts zwischen Südafrika und seinen Nachbarstaaten war mehr als 40 Jahre lang nur ein sehr eingeschränkter Handel zwischen den Staaten im südlichen Afrika möglich. Das wesentliche Ziel der Energieplanung war der Aufbau einer autarken Energieversorgung. Mit der Demokratisierung und dem wirtschaftlichen Anpassungsprozeß in den Staaten im südlichen Afrika hat sich die politische Situation in den letzten Jahren geändert, und zunehmender Handel ist möglich geworden. Die sich ergänzenden Energieressourcen<sup>1</sup> (Wasserkraft im Norden und fossile Energieträger im Süden der Region) lassen eine wachsende Zusammenarbeit im Energiesektor besonders interessant erscheinen. Insbesondere Elektrizität kann relativ einfach<sup>2</sup> durch bestehende oder neue Verbindungsleitungen zwischen den nationalen Elektrizitätsnetzen in der Region übertragen werden. Weitere Argumente für eine verstärkte Zusammenarbeit im Elektrizitätssektor sind eine Verringerung der zur Sicherung der Versorgung notwendigen Reserveleistung und verschiedene Spitzenverbrauchszeiten in einzelnen Ländern. Einen Rahmen für diese grenzübergreifende Zusammenarbeit bildet der 1995 gegründete Southern African Power Pool (SAPP) als loser Zusammenschluß der EVUs in der Region.

Üblicherweise wird ein Elektrizitätssystem auf der Ebene eines Staates oder eines EVUs geplant. Die grenzübergreifende Planung stellt daher eine neue Planungsebene dar. Sie kann und will jedoch die Planungen auf nationaler und lokaler Ebene nicht ersetzen, sondern baut darauf auf und konzentriert sich auf die Elemente des Systems, für welche eine grenzübergreifende Koordination der Entschei-

---

<sup>1</sup>Vgl. Fußnote 2 auf Seite 2.

<sup>2</sup>Im Vergleich zum Transport von Primärenergieträgern innerhalb Afrikas per Bahn, Straße oder Pipeline.

dungen andere Ergebnisse als eine nationale Planung erwarten läßt. Dies sind im wesentlichen neue Großkraftwerke und die Übertragungskapazitäten zwischen den einzelnen nationalen Systemen (vgl. Abschnitt 2.3.1.1).

Bei der grenzübergreifenden Planung kann es nicht um eine rein betriebswirtschaftliche Gewinnmaximierung für ein einzelnes Unternehmen gehen, sondern es handelt sich vielmehr um eine optimale Planung des Gesamtsystems im Interesse einer aus vielen Staaten bestehenden Region. Diese gesellschaftliche Sicht erfordert die Möglichkeit zur Integration weitergehender Aspekte in die Planung, wie z.B. der Umweltauswirkungen durch die Elektrizitätserzeugung oder DSM-Maßnahmen zur Nachfragesteuerung. Letztere sind jedoch nur in begrenztem Umfang von grenzübergreifender Relevanz. Da das zu planende Elektrizitätssystem mehrere Staaten umfaßt, sind nationale Interessen z.B. in Form von nationalen Sicherheitsreserven oder Importbeschränkungen zu berücksichtigen.

Ausgehend von der speziellen Situation im südlichen Afrika und den oben zusammengefaßten Anforderungen wurde das Optimierungsmodell RIEP entwickelt. Es handelt sich um ein räumliches, dynamisches, deterministisches, gemischt-ganzzahliges, lineares Modell, welches mit GLP geschlossen gelöst werden kann. Durch einen oder mehrere Knoten in jedem Land wird eine räumliche Modellstruktur aufgebaut. Die Elektrizitätsnachfrage wird durch Nachfragegruppen, die jeweils einem Knoten zugeordnet sind, beschrieben. Nachfragesteuernde DSM-Maßnahmen können als Handlungsoptionen integriert werden. Übertragungsleitungen stellen die Verbindungen zwischen den einzelnen Knoten her. Diese werden als Transportmodell mit linearem Verlustfaktor modelliert. Auf der Erzeugungsseite können jedem Knoten beliebig viele Kraftwerke zugeordnet werden. Für Pumpspeicherkraftwerke und Wasserkraftwerke wurden spezielle mathematische Formulierungen gewählt, die eine detaillierte Modellierung dieser Elemente zulassen. Die Modellelemente (Kraftwerke und Leitungen) können entweder schon zu Beginn der Modellierungsperiode existieren oder in Form von Neuinvestitionen Entscheidungsoptionen für die Zukunft darstellen. Des weiteren können die Modellelemente diskret oder kontinuierlich erweiterbar sein.

Hinsichtlich der Zeitstruktur werden einzelne Stützjahre innerhalb der Modellierungsperiode definiert. Diese werden wiederum in Jahreszeiten unterteilt, die durch typische Tage repräsentiert werden. Ein Tag setzt sich wiederum aus mehreren Zeitsegmenten zusammen, die eine unterschiedliche Zeitdauer haben können. Zusätzlich können beliebig viele, möglicherweise kritische Kombinationen von

Nachfrage und Verfügbarkeit der Kraftwerke und Übertragungsleitungen bei der Optimierung berücksichtigt werden, um die Systemzuverlässigkeit in gewünschtem Maße sicherzustellen.

Quantifizierbare externe Effekte können mit Faktoren (z. B. Emissionsfaktoren) den Modellelementen zugeordnet werden und nehmen durch externe Kosten oder durch nationale oder systemweite Ober- bzw. Untergrenzen Einfluß auf das Optimierungsergebnis. Nationale Sicherheitsreserven, Steuern oder Import- bzw. Exportzölle können für jedes Land spezifiziert werden.

Planungen, die weit in die Zukunft reichen, basieren auf vielen unsicheren Einflußparametern. Um dies zu berücksichtigen, wurde eine auf einem Simulationsansatz basierende Risikoanalyse angewendet, welche die Mehrstufigkeit der bei der Ausbauplanung zu treffenden Entscheidungen berücksichtigt (vgl. Abschnitte 5.3 und 4.7).

Mit dem RIEP-Modell wurde eine Fallstudie für das Elektrizitätssystem im südlichen Afrika aufgebaut. Es umfaßt die zwölf SADC-Staaten Angola, Botswana, Demokratische Republik Kongo, Lesotho, Malawi, Mosambik, Namibia, Sambia, Simbabwe, Südafrika, Swasiland und Tansania auf dem afrikanischen Festland. Die geographische Modellstruktur wird durch 16 Knoten gebildet, welche durch 25 existierende oder neue Übertragungsleitungen verknüpft sind. Die Elektrizitätsnachfrage wird durch je eine Nachfragegruppe pro Knoten beschrieben und die Erzeugungsseite durch über hundert modellierte Kraftwerke. Als Modellierungszeitraum wurden die Jahre 1999 bis 2018 gewählt. Exemplarisch wurden CO<sub>2</sub>-Emissionen als externer Effekt in das Modell integriert.

Es wurden mehrere Szenarien für das Nachfragewachstum, für den Grad der grenzübergreifenden Zusammenarbeit und für verschiedene Möglichkeiten zur Berücksichtigung der CO<sub>2</sub>-Emissionen bei der Optimierung aufgestellt. Das Einsparungspotential durch grenzübergreifende Zusammenarbeit ohne Berücksichtigung von nationalen Sicherheitsreserven und Handelsbeschränkungen gegenüber einer weitgehend unabhängigen Planung, die bisher im südlichen Afrika die Praxis ist, konnte auf ca. 2 Mrd. US\$ (oder 5 % der Gesamtkosten) für den 20-jährigen Planungszeitraum geschätzt werden.<sup>3</sup>

Je nach prognostiziertem Nachfragewachstum ergeben sich sehr unterschiedliche, kostenminimale Ausbaustrategien (vgl. Abschnitt 5.2.1). Für niedriges Nachfrage-

---

<sup>3</sup>Betrachtet man den Barwert 1998, so ergibt sich ein Einsparungspotential von knapp 1 Mrd. US\$ oder ebenfalls 5 %.

wachstum von durchschnittlich 1,5 % p. a. sind aufgrund der vorhandenen Überkapazitäten in der Region neben neuen Übertragungsleitungen, die die Überkapazitäten dort nutzbar machen, wo sie benötigt werden, nur geringfügige Erweiterungen der Erzeugungskapazität notwendig. Für mittleres Nachfragewachstum von durchschnittlich 2,9 % p. a. sind neben einer nun schon früher stattfindenden Erweiterung der Übertragungskapazitäten ab dem Jahr 2010 die Inbetriebnahme neuer Kraftwerke notwendig. Hierbei handelt es sich in erster Linie um fossile Kraftwerke, Kernkraftwerke und Pumpspeicherkraftwerke in Südafrika. Für hohes Nachfragewachstum von durchschnittlich 4,5 % p. a. ergibt sich jedoch ein anderes Bild. Zunächst einmal werden ab dem Jahr 2006 fossile Kraftwerke und Kernkraftwerke in Südafrika in Betrieb genommen, insgesamt jedoch mit deutlich niedrigerer Kapazität als im Szenario für mittleres Nachfragewachstum. Größere Kapazitätserweiterungen finden dann ab dem Jahr 2010 im Norden der Region mit dem Bau neuer Wasserkraftwerke<sup>4</sup> statt, welche als reine Grundlastkraftwerke betrieben werden. Um die erzeugte Elektrizität zu den Hauptverbrauchscentren transportieren zu können, werden Übertragungsleitungen in Richtung Süden mit hoher Kapazität gebaut. Als Ergänzung zu dem aus dem Norden der Region stammenden Grundlaststrom werden neue Gasturbinen- und Pumpspeicherkraftwerke in Südafrika errichtet.

Welches Nachfragewachstum eintreten wird und welche der hier kurz umrissenen Ausbaustrategien somit die kostengünstigste ist, wird sich in der Zukunft herausstellen. Investitionsentscheidungen müssen aber trotzdem in naher Zukunft getroffen werden, weshalb hinsichtlich der unsicheren Entwicklung des Nachfragewachstums eine Risikoanalyse durchgeführt wurde. Diese ergab, daß im Sinne einer Hedging-Strategie ein kostengünstiges Ergebnis zu erwarten ist, wenn die in naher Zukunft zu treffenden Investitionsentscheidungen sich an der optimalen Ausbaustrategie für mittleres Nachfragewachstum orientieren (vgl. Abschnitt 4.7).

Eine Berücksichtigung von CO<sub>2</sub>-Emissionen durch externe Kosten bei der Optimierung führt zu verstärkten Investitionen in Wasserkraftwerke. Schon ein relativ niedriger Schätzwert<sup>5</sup> von 4 \$ / t CO<sub>2</sub> führt zu einer deutlichen Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen von über 20 % gegenüber dem Referenzszenario (keine Berücksichtigung von externen Kosten) gegen Ende der Modellierungsperiode. Dies macht deutlich, daß im südlichen Afrika durch die großen Wasserkraftressourcen

---

<sup>4</sup>Wichtigste Kapazitätserweiterung ist der Bau des Wasserkraftwerks Grand Inga in der Demokratischen Republik Kongo mit insgesamt 19 500 MW Kapazität.

<sup>5</sup>Tol [182] nennt z. B. 35 \$(1990) / t C, was ca. 12 \$(1998) / t CO<sub>2</sub> entspricht, als Erwartungswert für die marginalen CO<sub>2</sub>-Emissionskosten.

im Norden der Region ein Potential für eine vergleichsweise kostengünstige CO<sub>2</sub>-Emissionsreduktion vorhanden ist.

Es ist schwierig und aufwändig, zuverlässige Daten über den Elektrizitätssektor im südlichen Afrika zu erhalten. Daher wäre eine sorgfältige Überprüfung der für die Fallstudie verwendeten Daten notwendig, bevor konkrete Empfehlungen für eine zukünftige Ausbaustrategie gemacht werden können. Um die gesellschaftliche Planungsperspektive konsequenter umzusetzen, wäre die Integration weiterer externer Effekte neben den CO<sub>2</sub>-Emissionen in das Modell sinnvoll.

Die im Rahmen der Fallstudie aufgestellten Optimierungsprobleme mit ca. 30 000 Variablen (darunter 150 diskrete Variablen), 20 000 Gleichungen und 90 000 Nicht-nullelementen in der Koeffizientenmatrix konnten innerhalb akzeptabler Rechenzeit<sup>6</sup> geschlossen gelöst werden. Falls jedoch eine Reduktion der Rechenzeit, eine Vergrößerung der Anzahl der Modellelemente oder eine detailliertere Zeitstruktur angestrebt wird, so würde sich die Integration eines Dekompositionsansatzes [11, 29, 74] in das Modell anbieten. Das Gesamtproblem würde hierbei in die Unterprobleme der Investitionsoptimierung und der Betriebsoptimierung unterteilt, welche iterativ gelöst werden. Für eine Vergrößerung der Anzahl der Stützjahre könnte ebenfalls eine sequentielle Optimierung mit rollierender Modellierungsperiode [77] eingesetzt werden.

Eine weitere Erweiterung wäre die Anwendung eines probabilistischen Simulationsansatzes im Anschluß an die Optimierung zur Quantifizierung der Systemzuverlässigkeit. Anhand dieses Ergebnisses könnte die Wirksamkeit der deterministischen Zuverlässigkeitskriterien, die in das Modell integriert sind, überprüft werden. Als geeignet hierfür erscheint eine gewichtete Monte-Carlo-Simulation oder eine Kombination von kompletter Enumeration für Elemente mit sehr hoher Verfügbarkeit wie z. B. Übertragungsleitungen und Monte-Carlo-Simulation für alle übrigen Elemente [15, 110, 193]. Eine direkte Berücksichtigung der stochastischen Natur der Verfügbarkeit der Modellelemente bei der Optimierung erscheint aufgrund der Vielzahl der sich ergebenden Kombinationen wenig erfolgversprechend. Eventuell könnte das Verfahren der diskreten Approximation [60] in Kombination mit einem Dekompositionsansatz Anwendung finden, wobei zu überprüfen wäre, inwieweit diese Vorgehensweise gegenüber der deterministischen Berücksichtigung von Zuverlässigkeitskriterien bei der Optimierung, wie in dieser Arbeit angewendet, Vorteile ergibt.

---

<sup>6</sup>Je nach konkretem Problem beträgt die Rechenzeit ca. 30 bis 120 Minuten mit GAMS/Cplex auf einem PC mit einem Pentium II 400 MHz Prozessor.

Die in dieser Arbeit vorgestellte mathematische Problemformulierung wurde speziell für die Fragestellungen im südlichen Afrika entwickelt. Sie wurde jedoch so flexibel gehalten, daß eine Anwendung des darauf basierenden RIEP-Modells für andere Weltregionen ebenfalls möglich ist. Einzelne Erweiterungen wie z. B. die Integration von Durchleitungsgebühren<sup>7</sup> könnten allerdings erforderlich sein.

Eine Anwendung des RIEP-Modells für andere Planungsebenen, der Ebene eines Staates, eines EVUs oder noch kleinerer geographischer Gebiete wäre ebenfalls denkbar. Es wäre dann allerdings zu prüfen, ob eine Kombination von Kraftwerks- und Netzausbauplanung für die jeweilige Fragestellung sinnvoll ist. Je nach Fragestellung wäre die Integration einer linearisierten Lastflußrechnung (Gleichung 3.2), Ansätze der stochastischen Optimierung oder neuer Elemente, wie z. B. Stromlieferverträge, in Erwägung zu ziehen.

Es bleibt zu hoffen, daß auf dem vorgestellten Modellansatz basierende Optimierungsergebnisse nicht nur im südlichen Afrika sondern auch in anderen Bereichen einen Beitrag zur rationalen langfristigen Elektrizitätsplanung und zur Entwicklung staatlicher Steuerungsmechanismen leisten werden.

---

<sup>7</sup>Durchleitungsgebühren sind allerdings nur dann für die Optimierung relevant, sofern sie von Institutionen erhoben werden, die nicht Teil des zu optimierenden Gesamtsystems sind.



# Literaturverzeichnis

- [1] African Development Bank. Abidjan: *Economic Integration in Southern Africa*. 1993
- [2] AGARWAL, S. K.; TORRE, W. V.: Development of reliability targets for planning transmission facilities using probabilistic techniques – a utility approach. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 12 (1997), Nr. 2, S. 704–709
- [3] AGP. Johannesburg: *Call for Information to Update Power System Data-Base. Democratic Republic of Congo. Société Nationale d'Electricité (SNEL)*. 1998
- [4] ALBIGER, Jonas: *Integrierte Ressourcenplanung in der Energiewirtschaft mit Ansätzen aus der Kraftwerkseinsatzplanung*. Stuttgart: Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart, 1997 (Forschungsberichte des Instituts für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung Bd. 43)
- [5] AMTHAUER, Edgar: *Energiemodelle für die Kraftwerksausbauplanung und die Betriebsführung von hydrothermischen Versorgungssystemen*, Eidgenössische Technische Hochschule Zürich, Dissertation, 1982
- [6] ATENTZEN, Ute; LÖRCHER, Ulrike: *Gablers Wirtschaftslexikon*. Wiesbaden: Gabler, 1997
- [7] BAKKEN, Jon I.; LUCAS, Nigel: Integrated resource planning and environmental pricing in a competitive and deregulated electricity market. In: *Energy Policy* 24 (1996), Nr. 3, S. 239–244
- [8] BAUGHMAN, Martin L.; SIDDIQI, Shams N.; ZARNIKAU, Jay W.: Integrating transmission into IRP, Part I: Analytical approach. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 10 (1995), Nr. 3, S. 1652–1659

- 
- [9] BAUGHMAN, Martin L.; SIDDIQI, Shams N.; ZARNIKAU, Jay W.: Integrating transmission into IRP, Part II: Case study results. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 10 (1995), Nr. 3, S. 1660–1666
- [10] BEGLARI, F.; LAUGHTON, M. A.: The combined costs method for optimal economic planning of an electrical power system. In: *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems* 94 (1975), Nr. 6, S. 1935–1942
- [11] BENDERS, J. F.: Partitioning procedures for solving mixed-variables programming problems. In: *Numerische Mathematik* 4 (1962), S. 238–252
- [12] BERRISFORD, Andy. Eskom, Sandton, RSA: Persönliche Kommunikation. Juli 1998
- [13] BEUTE, Nico: Initiatives to shift the domestic load to improve the load factor. In: *Proceedings of the Sixth Conference on the Domestic Use of Electrical Energy*, Cape Technikon, 1999, S. 1–6
- [14] BIESELT, Roland: *Gemeinsame Einsatz- und Ausbauplanung des Kraftwerksparks und Hochspannungsnetzes eines Versorgungsgebietes mit Hilfe modifizierter Optimierungsverfahren der Dynamischen Programmierung*, Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen, Dissertation, 1974
- [15] BILLINTON, R.; WENYUAN, L.: Hybrid approach for reliability evaluation of composite generation and transmission systems using Monte-Carlo simulation and enumeration technique. In: *IEE Proceedings C* 138 (1991), Nr. 3, S. 233–341
- [16] BIRGE, John R.; LOUVEAUX, François V.: *Introduction to Stochastic Programming*. New York, Heidelberg: Springer, 1997
- [17] BORCHERS, Mark; EBERHARD, Anton; DAVIS, Mark: *Access to Electricity in Southern Africa*. Energy & Development Group. Noordhoek, Cape Town, Juli 1995. – CIDA assistance project
- [18] BRÆNDELAND, Gyrd: Norwegian hydropower developers in Tanzania. In: *FIVAS Report: Power Conflicts*. Oslo: The Association for International Water and Forest Studies, Solidaritetshuset, 1996, Kapitel 14
- [19] BRONSTEIN, I. N.; SEMENDJAEW, K. A.: *Taschenbuch der Mathematik*. 25. Auflage. Leipzig: Teubner, 1991

- 
- [20] BROOKE, A.; KENDRIK, D.; MEERAUS, A.; RAMAN, R.: *GAMS. A User's Guide*. Washington, DC: GAMS Development Corporation, 1998
- [21] BRUNS, Sandra; GROSS, George: Value of service reliability. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 5 (1990), Nr. 3, S. 825–834
- [22] BURKE, William J.; SCHWEPPE, Fred C.; LOVELL, Bryne E.: Trade off methods in system planning. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 3 (1988), Nr. 3, S. 1284–1290
- [23] Burmeister & Partners. Windhoek: *Lower Cunene Hydropower Scheme Feasibility Study. Final Feasibility Report*. 1998
- [24] Central Intelligence Agency (CIA). Washington, DC: *The World Factbook 1998*. 1999. – <http://www.cia.gov/cia/publications/factbook/>
- [25] CHANDA, R. S.; BHATTACHARJEE, P. K.: Application of computer software in transmission expansion planning using variable load structure. In: *Electric Power Systems Research* 31 (1994), S. 13–20
- [26] CLÍMACO, João; ANTUNES, Henggeler; MARTINS, A. G.; ALMEIDA, A. T.: A Multiple objective linear programming model for power generation expansion planning. In: *International Journal of Energy Research* 19 (1995), S. 419–432
- [27] COKER, M. L.; KGASOANE, H.: Load modelling. In: *africon '99; 28 September - 1 October 1999; Cape Technicon; Cape Town; South Africa*. Bd. 2. Kapstadt: IEEE, 1999, S. 663–668
- [28] DALE, A. P.: The draught and its effects on the hydro-electric generating capacity of Zambia and Zimbabwe. In: *AAC Dossier* (1993), Juni, S. 41–52
- [29] DANTZIG, G. B.; WOLFE, P.: Decomposition principle for linear programs. In: *Operation Research* 8 (1960), S. 101–111
- [30] DAVID, A. K.; RONG-DA, Zhao: Integrating expert systems with dynamic programming in generation expansion planning. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 4 (1989), Nr. 3, S. 1095–1101
- [31] DAVID, A. K.; RONG-DA, Zhao: An expert system with fuzzy sets for optimal planning. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 6 (1991), Nr. 1, S. 59–65

- 
- [32] DAVIS, Mark; STEYN, Grové: *Electricity in South Africa*. London: Financial Times Energy, 1998
- [33] DESHUN, Liu; YOUHONG, Wang; AIMING, Zhou; SHURONG, Zhang: Cost-benefit analysis on IRP/DSM application — a case study in Shanghai. In: *Energy Policy* 25 (1997), Nr. 10, S. 837–843
- [34] Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (GTZ). Eschborn: *The Environmental Manual for Power Development. Documentation*. 1995
- [35] Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (GTZ). Eschborn: *EM. Managing Energy and Environment: A New Approach*. 1996
- [36] Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (GTZ). Eschborn: *Zimbabwe's Options for Greenhouse Gas Mitigation under Power Pooling in Southern Africa. Project Description*. 1997
- [37] Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (GTZ). Eschborn: *Project Studies for Wind Parks in Walvis Bay and Lüderitz, Final Report*. 1999. – Project No. 97.2019.4-001.02, TERNA-Namibia, VN 81015042
- [38] Development Bank of Southern Africa (DBSA). Halfway House, RSA: *Renewable Energy Technologies in Southern Africa. A Guide for Investors*. 1999
- [39] DHAR, S. B.: Power system long-range decision analysis under fuzzy environment. In: *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems* 98 (1979), Nr. 2, S. 585–596
- [40] DRABIK, Krzysztof A.: *Hydro-thermischer Kraftwerksausbau. Suchverfahren und Optimierung im Methodenvergleich*, Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen, Dissertation, 1983
- [41] DUNCAN, R. R.: General statistics for power and private investment in the power sector. In: *Africa Power'97*. Johannesburg: Global Pacific & Partners, 1997
- [42] DUTKIEWICZ, R. K.: Energy demand and supply in Sub-Equatorial Africa. In: *Journal of Energy in Southern Africa* (1996), S. 73–82
- [43] EDF International and Lahmeyer International: *Etude de l'Interconnexion Multinationale des Reseaux d'Egypte de la Republique Democratique du Congo*. 1997, aktualisiert April 1998

- 
- [44] EDM. Maputo: *Zambezi Basin Hydropower Potential*
- [45] EDM. Maputo: *Electricity in Moçambique. The Future. The 1994 International Conference on Planning, Development and Support for the Electricity Sector*. 1994
- [46] Ekono Energy. Espoo, Finland: *Twenty Year Power System Development Plan for Zambia*. 1996
- [47] ELERI, Ewah O.: The energy sector in Southern Africa. A preliminary survey of post-apartheid challenges. In: *Energy Policy* 24 (1996), Nr. 1, S. 113–123
- [48] ENE – Situação Actual, Plano de Reabilitação, Preços da Electricidade. In: *Revista Energia* (1998), April, Nr. 49, S. 15–27
- [49] Energy & Development Group. Kapstadt: *Botswana Energy Masterplan. Final Phase. Final Report*. 1996
- [50] Engineering & Power Development Consultants Limited. Sidcup, GB: *SADC Energy Project AAA 3.8. Regional Generation & Transmission Capacities Including Interregional Pricing Policies. Phase II. Final Technical Report*. 1993
- [51] ESCOM. Blantyre, Malawi: *Annual Report 1996/97*
- [52] Eskom. Johannesburg: *Palmiet — voorloper in omgewingsingenieurswese. Tegnieuse inligting*. 1985
- [53] Eskom. Johannesburg: *Statistical Yearbook 1995*. Juni 1996
- [54] Eskom. Johannesburg: *Annual Report 1996*. März 1997
- [55] Eskom. Johannesburg: *IEP6. The Integrated Electricity Plan for the Period: 1997 – 2016. Executive Summary*. 1997
- [56] Eskom. Johannesburg: *Statistical Yearbook 1996*. November 1997
- [57] ESMAP; The World Bank. Washington D. C.: *Namibia. Issues and Options in the Energy Sector*. 1993. – Report No. 11320-NAM
- [58] ETO, Josef H.: An overview of analysis tools for Integrated Resource Planning. In: *Energy* 15 (1990), Nr. 11, S. 969–977

- 
- [59] EUROPEAN COMMISSION, DIRECTORATE-GENERAL XII, SCIENCE AND RESEARCH DEVELOPMENT: *ExternE: Externalities of Energy*. Bd. 1–5. Luxembourg: Office for Official Publications of the EC, 1995
- [60] FANCHER, Richard B.; GUARDINO, Thomas E.: Probabilistic production costing with load-shifting resources using diskrete approximations. In: *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems* 103 (1984), Nr. 8, S. 2089–2097
- [61] FECHER, Randall; GRAEBER, Bernhard: What is regional integrated resource planning? In: PRAETORIUS, Barbara; FECHER, Randall (Hrsg.): *Energy and the Environment. Bd. 6: Integrated Resource Planning. Tools and Methods*. Berlin: Carl Duisberg Gesellschaft, 1998, S. 15–33
- [62] FERNANDO, Chitru S.; KLEINDORFER, Paul R.; MUNASINGHE, Mohan: Integrated resource planning with environmental costs in developing countries. In: *Energy Journal* 15 (1994), Nr. 3, S. 93–121
- [63] FLEISCHHAUER, M.; FRIEDRICH, R.; HÄRING, S.; HAUGG, A.; MÜLLER, J.; REUTER, A.; VOSS, A.; WYSTRCIL, H.-G.: *Grundlagen zur Abschätzung und Bewertung der von Kohlekraftwerken ausgehenden Umweltbelastungen in Entwicklungsländern*. Stuttgart: Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart, 1990 (Forschungsberichte des Instituts für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung Bd. 2)
- [64] FRIEDRICH, R.; KREWITT, W. (Hrsg.): *Umwelt- und Gesundheitsschäden durch die Stromerzeugung. Externe Kosten von Stromerzeugungssystemen*. Berlin, Heidelberg: Springer, 1997
- [65] FRIEDRICH, R.; KREWITT, W.: Externe Kosten der Stromerzeugung. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 48 (1998), Nr. 12, S. 789–794
- [66] FUJII, Yasumasa; AKIMOTO, Keigo: Optimal power system expansion planning under uncertain CO<sub>2</sub> emission control policies. In: *Electrical Engineering in Japan* 117 (1996), Nr. 5, S. 1–13
- [67] FUKUYAMA, Yoshikazu; CHIANG, Hsiao-Dong: A parallel genetic algorithm for generation expansion planning. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 11 (1996), Nr. 2, S. 955–961

- 
- [68] GALLEGO, R. A.; ALVES, A. B.; MONTICELLI, A.; ROMERO, R.: Parallel simulated annealing applied to long term transmission network expansion planning. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 12 (1997), Nr. 1, S. 181–188
- [69] GALLEGO, R. A.; MONTICELLI, A.; ROMERO, R.: Comparative studies on non-convex optimization methods for transmission network expansion planning. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 13 (1998), Nr. 3, S. 822–828
- [70] GAMITO, Cepêda; GUEDES, J. G.: SADC – o Papel de Cahora Bassa. In: *Revista Energia* (1998), Nr. 49, S. 29–34
- [71] GAMS Development Corporation. Wahsington, DC: *GAMS/Cplex 6.0 User Notes*. 1998
- [72] GARVER, Len L.: Transmission network estimation using linear programming. In: *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems* 89 (1970), Nr. 7, S. 1688–1697
- [73] GEBHARDT, Max: Switching on to Cahora Bassa. In: *Mail & Guardian* (1997), 19. Dezember
- [74] GEOFFRION, A. M.: Generalized Benders decomposition. In: *Journal of Optimization Theory and Applications* 10 (1972), Nr. 4, S. 237–260
- [75] GORENSTIN, B. G.; CAMPODONICO, N. M.; COSTA, J. P.; PEREIRA, M. V. F.: Power system expansion planning under uncertainty. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 8 (1993), Nr. 1, S. 129–136
- [76] Greater Johannesburg Transitional Metropolitan Council. Johannesburg: *Annual Report. City Electrical Engineer. Johannesburg Electricity 1994/95*
- [77] HADJICOSTAS, T. P.; ADAMS, R. N.: The flexible rolling schedule for infinite-horizon optimality in generation expansion planning. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 7 (1992), Nr. 3, S. 1182–1188
- [78] HAMUTWE JR., Gottlieb S.: Namibia. In: PRAETORIUS, Barbara; FECHER, Randall (Hrsg.): *Energy and the Environment. Bd. 6: Integrated Resource Planning. Tools and Methods*. Berlin: Carl Duisberg Gesellschaft, 1998, S. 104–108

- [79] HAUBRICH, Hans-Jürgen: *Elektrische Energieversorgungssysteme. Technische und wirtschaftliche Zusammenhänge*. 2. korr. Auflage. Aachen: Verlag der Augustinus Buchhandlung, 1994
- [80] HE, Y. Q.; DAVID, A. K.: Advances in global optimization for generation expansion planning. In: *IEEE Proceedings: Generation, Transmission, Distribution* 142 (1995), Nr. 4, S. 423–428
- [81] HEPBURN, A.; SAKRINI, Mutima; AKAPELWA, K.: *Zaire – Zambia Interconnection Reinforcement Study*. Johannesburg, Kinshasa, Lusaka: Eskom, SNEL, ZESCO, 1997
- [82] HICKS, Tyler G. (Hrsg.): *Power Plant Evaluation and Design Reference Guide*. New York: McGraw-Hill, 1986
- [83] HIRST, Eric: An Introduction to Integrated Resource Planning. In: *Public Power* (1993), November–December, S. 40–43
- [84] HIRST, Eric; GOLDMAN, Charles: Key issues in integrated resource planning for electric utilities. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 5 (1990), Nr. 4, S. 1105–1111
- [85] HOOG, David T.; HOBBS, Benjamin F.: An integrated resource planning model considering customer value, emissions, and regional economic impacts. In: *Energy* 18 (1993), Nr. 11, S. 1153–1160
- [86] VAN HOREN, Clive: *Counting the Social Costs. Energy and Externalities in South Africa*. Kapstadt: Élan Press und UCT Press, 1996
- [87] HORVEI, Tore: Investment framework for electricity project planning in Southern Africa: needs, dreams and realities. In: PRAETORIUS, Barbara; FECHER, Randall (Hrsg.): *Energy and the Environment. Bd. 6: Integrated Resource Planning. Tools and Methods*. Berlin: Carl Duisberg Gesellschaft, 1998, S. 34–49
- [88] HOSTER, Frank: *Auswirkungen des europäischen Binnenmarktes für Energie auf die deutsche Elektrizitätswirtschaft*. München: Oldenburg, 1996
- [89] HOSTER, Frank: Impact of a nuclear phase-out in Germany: results from a simulation model of the European Power System. In: *Energy Policy* 26 (1998), Nr. 6, S. 507–518



- 
- [90] HOSTER, Frank; WELSCH, Heinz; BÖHRINGER, Christoph: *CO<sub>2</sub> Abatement and Economic Structural Change in the European Internal Market*. Heidelberg: Physica, 1997
- [91] HSU, George J. Y.; CHANG, Pao-long; CHEN, Tser-yieth: Various methods for estimating power outage costs. In: *Energy Polity* 22 (1994), Nr. 1, S. 69–74
- [92] HÜTTE (Hrsg.): *Taschenbücher der Technik, Elektrische Energietechnik*. Bd. 3: Netze. Berlin: Springer, 1988
- [93] International Atomic Energy Agency. Wien: *Wien Automatic System Planning Package. WASP-III Users' Manual*. 1980
- [94] INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY (Hrsg.): *Expansion Planning for Electrical Generation Systems*. Wien: IAEA, 1984
- [95] International Energy Agency. Paris: *Energy Policies of South Africa*. 1996
- [96] JURY, Mark R.; DIAB, Rosanne: Wind energy potential in the Cape Coastal Belt. In: *South African Geographical Journal* 71 (1989), Nr. 1, S. 3–11
- [97] KANDIL, M. S.; FARGHAL, S. A.; ABDEL-AZIZ, M. R.: Knowledge base of an expert system for generation expansion planning. In: *Electric Power Systems Research* 23 (1992), S. 59–70
- [98] KARIUKI, K. K.; ALLAN, R. N.: Applications of customer outage costs in system planning, design and operation. In: *IEE Proceedings Generation, Transmission and Distribution* 143 (1996), Nr. 4, S. 305–312
- [99] KATSANDE, C.: Electricity supply and consumption trends 1991–1995. In: *Energy Bulletin* 7 (1997), Dezember, Nr. 2, S. 8–11. – Ministry of Transport and Energy. Zimbabwe
- [100] KIM, Kern J.; PARK, Young M.; LEE, Kwang Y.: Optimal long term transmission expansion planning based on Maximum Principle. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 3 (1988), Nr. 4, S. 1494–1501
- [101] KIM, Young-Chang; AHN, Byong-Hun: Multicriteria generation-expansion planning with global environmental considerations. In: *IEEE Transactions on Engineering Management* 40 (1993), Nr. 2, S. 154–161

- 
- [102] KOUNDINYA, S.; CHATTOPADHYAY, D.; RAMANATHAN, R.: Incorporating qualitative objectives in integrated resource planning: application of analytic hierarchy process and compromise programming. In: *Energy Sources* 17 (1995), S. 565–581
- [103] KREITH, F.: Integrated resource planning. In: *Transactions of the ASME* 115 (1993), Juni, S. 80–85
- [104] LATORRE-BAYONA, Gerardo; PÉREZ-ARRIAGA, Ignacio J.: CHOPIN, a heuristic model for long term transmission expansion planning. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 9 (1994), Nr. 4, S. 1886–1894
- [105] LCG Consulting. Los Altos, California: *Network Power Model of UPLAN-E. An Example*
- [106] LENSSEN, Nicholas: Local integrated resource planning: a new tool for a competitive era. In: *Electricity Journal* 9 (1996), Nr. 6, S. 26–36
- [107] LEOPOLDINO, Cristina M. A.; PEREIRA, Mário V. F.; PINTO, Leontina M.; RIBERIO, Celso C.: A constraint generation scheme to probabilistic linear problems with an application to power system expansion planning. In: *Annals of Operations Research* 50 (1994), S. 367–385
- [108] LEVI, Viktor A.: A new mixed-integer methodology for optimal transmission expansion planning. In: *Electric Power Systems Research* 32 (1995), Nr. 3, S. 227–238
- [109] LEVI, Viktor A.; ČALOVIĆ, Milan S.: A new decomposition based method for optimal expansion planning of large transmission networks. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 6 (1991), Nr. 3, S. 937–943
- [110] LIN, M.; BREITPOHL, Art; LEE, Fred: Comparison of probabilistic production cost simulation methods. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 4 (1989), Nr. 4, S. 1326–1334
- [111] LINDEN, Franz-Werner: *Ausbauplanung von Hochspannungsleitungsnetzen unter Berücksichtigung der Kraftwerksstandorte*, Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen, Dissertation, 1986
- [112] MAINZER, Elliot E.: *Integrated Resource Planning: The United States' Experience*. EDRC, University of Cape Town. Rondebosch, South Africa, 1997. – Forschungsbericht

- [113] MAMMONS, T. J. et al.: African electricity infrastructure, interconnections, and exchanges. In: *IEEE Power Engineering Review* (1997), January, S. 6–16
- [114] MANGONO, J. J.: Electricity cost development in Zimbabwe. In: *Energy Bulletin* 7 (1997), Dezember, Nr. 2, S. 2–7. – Ministry of Transport and Energy. Zimbabwe
- [115] MASSÉ, Pierre; BESSIÈRE, F.: Long-term programming of electrical investments. In: NELSON, R. (Hrsg.): *Marginal Cost Pricing in Practice*. Englewood Cliffs, NJ: Prentice-Hall, 1964
- [116] MASSÉ, Pierre; GIBRAT, Robert: Application of linear programming to investments in the electric power industry. In: *Management Science* 3 (1957), Nr. 2, S. 149–166
- [117] MAWIRE, M: Demand Side Management: a Zimbabwean perspective. In: *Proceedings of the Fifth Conference on Domestic Use of Electrical Energy*. Cape Town: Cape Technikon, 6.–8. April 1998, S. 17–22
- [118] MAYERHOFER, P.; KREWITT, W.; TRUKENMÜLLER, A.; GRESSMANN, A.; BICKEL, P.; FRIEDRICH, R.: *Externe Kosten der Energieversorgung*. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart, 1996 (Forschungsberichte des Instituts für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung Bd. 24)
- [119] MBULAHENI, A. R. Department of Minerals and Energy, Pretoria: Persönliche Kommunikation. Juli 1998
- [120] MERERE, Ahmed: 9 power firms signal interest in Tanzania. In: *The EastAfrican* (1997), 11. Juni
- [121] MERERE, Ahmed: Construction of \$150m private power plant starts in Dar. In: *The EastAfrican* (1997), 27. August
- [122] MERRILL, Hyde M.; CROUSILLAT, Enrique O.; DÖRFNER, Peter; ALVERADO, Pablo: Least-cost planning in developing countries. In: *Public Utilities Fortnightly* 131 (1993), February 1, Nr. 3, S. 31–34
- [123] MILLÁN, J.; CAMPO, R. A.; SÁNCHEZ-SIERRA, G.: A modular system for decision-making support in generation expansion planning (SUPER). In: *IEEE Transactions on Power Systems* 13 (1998), Nr. 2, S. 667–671

- [124] MO, Birger; HEGGE, Jan; WANGENSTEEN, Ivar: Stochastic generation expansion planning by means of stochastic dynamic programming. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 6 (1991), Nr. 2, S. 662–668
- [125] The Mozal Project. <http://www.mozal.com/>. 1999
- [126] MUSONDA, Joseph: Tanzania Assists Industry. In: *The EastAfrican* (1997), 2. Dezember
- [127] NABONA, N.: Multicommodity network flow model for long-term hydro-generation optimization. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 8 (1993), Nr. 2, S. 395–404
- [128] NADEL, Steven; ZHIRONG, Yang; YINGYI, Shi: *Integrated Resource Planning and Demand-Side Management Manual for China and other Developing Countries*. Washington, DC: American Council for an Energy-Efficient Economy, 1995
- [129] NamPower. Windhoek: *Annual Report 1997*
- [130] National Electricity Regulator. Sandton: *1995 Electricity Supply Statistics for South Africa*
- [131] National Electricity Regulator. Sandton: *1996 Electricity Supply Statistics for South Africa*
- [132] NOHLEN, Dieter (Hrsg.): *Lexikon Dritte Welt*. 9. Auflage. Reinbek bei Hamburg: Rowohlt, 1996
- [133] NOONAN, F.; GIGLIO, R. J.: Planning electric power generation: a nonlinear mixed integer model employing Benders decomposition. In: *Management Science* 23 (1977), Nr. 9, S. 946–956
- [134] Norconsult. Sandvika, Norwegen: *Southern African Grid*. 1998. – Landkarte
- [135] OLIVEIRA, G. C.; COSTA, A. P. C.; BINATO, S.: Large scale transmission network planning using optimization and heuristic techniques. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 10 (1995), Nr. 4, S. 1828–1833
- [136] PABOT, J. L. Eskom, Sandton: Persönliche Kommunikation. April 1999
- [137] PARK, Y. M.; PARK, J. B.; WON, J. R.: A hybrid genetic algorithm/dynamic programming approach to optimal long-term generation expansion planning. In: *Electrical Power & Energy Systems* 20 (1998), Nr. 4, S. 295–303

- 
- [138] PEREIRA, M.; PINTO, L.; CUNHA, S.; OLIVEIRA, G.: A decomposition approach to automated generation/transmission expansion planning. In: *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems* 104 (1985), Nr. 11, S. 3074–3081
- [139] Petroleum Economist. London: *Energy Map of Africa*. 1993. – Landkarte
- [140] POKHAREL, Shaligram; PONNAMBALAM, K.: Investment planning for electricity generation expansion. In: *International Journal of Energy Research* 21 (1997), S. 185–194
- [141] Power Planning Associates. Farnborough, UK: *ZESA System Development Plan Review. Annexes*. 1999
- [142] Purdue University. West Lafayette, IN, USA: *Modelling Electricity Trade in Southern Africa 1999 ~ 2000. Proposal for funding under the USAID Co-operation Agreement on Equity and Growth through Economic Research/Trade Regimes and Growth*. Mai 1999
- [143] RAHMAN, Saifur; DE CASTRO, Arnulfo: A framework for integrated resource planning in the electric power sector. In: *National Resources Forum* 18 (1994), Nr. 2, S. 153–160
- [144] RAMOS, Andrés; PÉREZ-ARRIAGA, Ignacio J.; BOGAS, Juan: A nonlinear programming approach to optimal static generation expansion planning. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 4 (1989), Nr. 5, S. 1140–1146
- [145] RASKIN, P.; LAZARUS, M.: Regional energy development in Southern Africa: great potential, great constraints. In: *Annual Review on Energy and the Environment* 16 (1991), S. 145–179
- [146] REDDY, B. S.: Economic evaluation of Demand-Side Management options using utility avoided costs. In: *Energy* 21 (1996), Nr. 6, S. 473–482
- [147] ROBINSON, Peter B.: *Demand Forecasts for SAPP Long-Term Expansion Model*. Zimconsult. Avondale, Zimbabwe, 1998. – SAPP-Purdue Regional Modelling Workshop, Cape Town, 30.6.–10.7.1998
- [148] ROGERS, J. S.; ROWSE, John G.: Canadian interregional electricity trade. In: *Energy Economics* 11 (1989), Nr. 2, S. 105–118

- [149] ROMERO, R.; GALLEGO, R. A.; MONTICELLI, A.: Transmission system expansion planning by simulated annealing. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 11 (1996), Nr. 1, S. 364–369
- [150] ROMERO, R.; MONTICELLI, A.: A hierarchical decomposition approach for transmission network expansion planning. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 9 (1994), Nr. 1, S. 373–380
- [151] ROWLANDS, Ian H.: International influences on electricity supply in Zimbabwe. In: *Energy Policy* 22 (1994), Nr. 2, S. 131–143
- [152] ROWLANDS, Ian H. (Hrsg.): *Climate Change Cooperation in Southern Africa*. London: Earthscan, 1998
- [153] SAD-ELEC; MEPC: *Electricity in Southern Africa. Investment opportunities in an emerging market*. London: Financial Times Energy Publishing. Pearson Professional Ltd., 1996
- [154] SADC Power Utilities and non-SADC Utilities: *Inter-Utility Memorandum of Understanding. Southern African Power Pool (SAPP)*. Mai 1995
- [155] SANGHVI, Arun P.; SHAVEL, Ira A.: Investment planning for hydro-thermal power system expansion: Stochastic Programming employing the Dantzig-Wolfe decomposition principle. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 1 (1986), Nr. 2, S. 115–121
- [156] SANTOS JR., A.; FRANÇA, P. M.; SAID, A.: An optimization model for long-range transmission expansion planning. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 4 (1989), Nr. 1, S. 94–101
- [157] SCHWEPPE, Fred C.; MERRILL, Hyde M.; BURKE, William J.: Least-Cost Planning: issues and methods. In: *Proceedings of the IEEE* 77 (1989), Nr. 6, S. 899–907
- [158] SEIFU, A.; SALON, S.; LIST, G.: Optimization of transmission line planning including security constraints. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 4 (1989), Nr. 4, S. 1507–1513
- [159] SIOSHANSI, Fereidoon P.: *The Rise and Fall of DSM in the USA*. EEnergy Informer. Menlo Park, CA, USA, 1996. – Forschungsbericht

- [160] SITHOLE, Ketane: Botswana: national development and implications of transmission and distribution projects. In: *Africa Power'98*. Johannesburg: Global Pacific & Partners, 1998
- [161] SNEL. Kinshasa: *Modelling Electricity Trade in Southern Africa. Data Requirements from SNEL – Zaire*. 1997
- [162] Songo Songo Gas-To-Electricity Project. <http://www.transcanada.com/business/songo.htm>. 1998
- [163] Southern African Development Community: *Inter-Governmental Memorandum of Understanding. The Southern African Power Pool*. August 1995
- [164] Southern African Power Pool Planning Sub-Committee. Harare: *SAPP Expansion Plan. Rev. 4*. 1997
- [165] Southern Centre. Harare: *Zimbabwe's Options for Greenhouse Gas Mitigation Under Power Pooling in Southern Africa. Inventory of Greenhouse Gas Emissions from the Power Sector in SADC for 1994*. Februar 1998
- [166] Southern Centre. Harare: *Zimbabwe's Options for Greenhouse Gas Mitigation Under Power Pooling in Southern Africa. Phase II. Report*. Februar 1999
- [167] SPARROW, F. T.; BOWEN, Brian H.: *Modelling Electricity Trade in Southern Africa. User Manual for Long-Term Model*. 2. Auflage. West Lafayette, IN, USA: Purdue University, Januar 1999
- [168] SPARROW, F.T.; MASTERS, W.A.; YU, Z.; BOWEN, B. H.; ROBINSON, P. B.: *Modelling Electricity Trade in Southern Africa. First Year Report to the Southern African Power Pool*, März 1998
- [169] SPARROW, F.T.; MASTERS, W.A.; YU, Z.; BOWEN, B. H.; ROBINSON, P. B.: *Modelling Electricity Trade in Southern Africa. Second Year Final Report to the Southern African Power Pool*, Februar 1999
- [170] SPARROW, F.T.; YU, Z.; BOWEN, B.H.; NDERITU, G.; WANG, J.; SMARDO, F.J.; STAMBER, K.: *A Multi-Regional Electricity Trade Study for the Southern African Power Pool*. State Utility Forecasting Group, Purdue University. West Lafayette, IN, 1998. – Forschungsbericht

- [171] Statistical Office of the European Communities (eurostat). Luxembourg: *1996 Facts through Figures. A Statistical Portrait of the European Union*. 1996
- [172] STOLL, Harry G.: *Least-Cost Electric Utility Planning*. New York: Wiley & Sons, 1989
- [173] Store & Webster Management Consultants. Boston, USA: *Overview of EGEAS*
- [174] SUDJA, Nengah: *Zur Frage der Vorgehensweise bei der Ausbauplanung von Hochspannungsnetzen in Entwicklungsländern*, Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen, Dissertation, 1985
- [175] SURTEES, R M.: Electricity Demand Growth in South Africa and the Role of Demand Side Management. In: *Proceedings of the Fifth Conference on Domestic Use of Electrical Energy*. Cape Town: Cape Technikon, 6.–8. April 1998, S. 1–5
- [176] Swaziland Electricity Board. Mbabane: *Annual Report 1997*
- [177] SwedPower AB. Stockholm: *Losotho Electricity Master Plan*. 1995
- [178] SWISHER, Joel N.; DE MARTINO JANNUZZI, Gilberto; REDLINGER, Robert Y.: *Tools and Methods for Integrated Resource Planning*. Roskilde, Denmark: UNEP Collaborating Centre on Energy and Environment, Riso National Laboratory, 1997
- [179] TANABE, Ryuya; YASUDA, Keiichiru; YOKOYAMA, Ryuichi: Practical method for generation expansion planning based on dynamic programming. In: *Electrical Engineering in Japan* 112 (1992), Nr. 8, S. 114–127
- [180] TEIVE, R. C. G.; SILVA, E. L.; FONSECA, L. G. S.: A cooperative expert system for transmission expansion planning for electrical power systems. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 13 (1998), Nr. 2, S. 636–642
- [181] THOMAS, Steve: *Arguments on the Construction of PBMR Reactors in South Africa*. SPRU, University of Sussex. <http://www.sussex.ac.uk/spru/environment/research/pbmr.html>. 1999. – Forschungsbericht
- [182] TOL, Richard S. J.: The marginal costs of greenhouse gas emissions. In: *Energy Journal* 20 (1999), Nr. 1, S. 61–81



- [183] TOLLEFSON, G.; BILLINTON, R.; WACKER, G.; CHAN, E.; AWEYA, J.: A Canadian customer survey to assess power system reliability worth. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 9 (1994), Nr. 1, S. 443–450
- [184] United States Energy Information Administration: *Southern African Development Community*. August 1998. – <http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/sadc.html>
- [185] VAN WEES, M.; HAUG, J.; FAHL, U.: Nachfragemanagement in Deutschland heute und in der Zukunft: Datenanforderungen und Informationsaustausch. In: VEREIN DEUTSCHER INGENIEURE (Hrsg.): *VDI Berichte Nr. 1309. EVU auf dem Wege zum Dienstleistungsunternehmen - Instrumente und Beispiele. Tagung Berlin 18./19. 02. 1997*. Düsseldorf: VDI-Verlag, 1996, S. 165–185
- [186] VAN WEES, M.; HAUG, J.; SCHOLZ, J.; FAHL, U.: From „Back-of-the-Envelope“ Calculation to Energy System Modelling; Analytical Tools for Utility’s Energy Planning, Demand-Side Management and Integrated Resource Planning. In: PENNWELL CONFERENCES & EXHIBITIONS (Hrsg.): *DA/DSM Europe 96 Conference Proceedings (October 8-10, 1996, Vienna, Austria)* Bd. I: Demand Side Management; Market Applications. Utrecht: PennWell Conferences & Exhibitions, S. 433–447
- [187] VEREINIGUNG DEUTSCHER ELEKTRIZITÄTSWERKE – VDEW – E. V. (Hrsg.): *Begriffsbestimmungen in der Energiewirtschaft. Teil 1: Elektrizitätswirtschaftliche Grundbegriffe*. Frankfurt: Verlags- und Wirtschaftsgesellschaft der Elektrizitätswerke, 1990
- [188] VETTER, Roland: *Integrated Optimization of Power Plant and Transmission Line Expansion in Turkey. Diplomarbeit*. Stuttgart: Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart, 1995 (IER-Diplom- und Studienarbeiten Bd. 0195)
- [189] VILLASANA, R.; GARVER, L. L.; SALON, S. J.: Transmission network planning using linear programming. In: *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems* 104 (1985), Nr. 2, S. 349–356
- [190] VOSS, Alfred; FRIEDRICH, Rainer: Externe Kosten in der Energiewirtschaft. In: VEREIN DEUTSCHER INGENIEURE (Hrsg.): *VDI-Berichte 1076*. Düsseldorf: VDI-Verlag, 1994, S. 139–155

- [191] VOSS, Alfred; HOECKER, Hildegard: Integrierte Ressourcenplanung und Least Cost Planning – Neue Anwendungsbereiche für die Optimierung. In: VEREIN DEUTSCHER INGENIEURE (Hrsg.): *VDI-Berichte 1140*. Düsseldorf: VDI-Verlag, 1994
- [192] WANG, X.; McDONALD, J. R.: *Modern Power System Planning*. London: McGraw-Hill, 1993
- [193] WENYUAN, Li; BILLINTON, R.: A minimum cost assessment method for composite generation and transmission system expansion planning. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 8 (1993), Nr. 2, S. 628–635
- [194] WILLIS, K. G.; GARROD, G. D.: Electricity supply reliability. In: *Energy Policy* 25 (1997), Nr. 1, S. 97–103
- [195] WOOLF, Tim; MICKLE, Craig: *Integrated Resource Planning. Making Electricity Efficiency Work in Europe*. The association for the Conservation of Energy. London, 1993. – a report for Greenpeace International, Amsterdam
- [196] *Energy Efficiency and Conservation in the Developing World: The World Bank's role*. World Bank, 1993 (A World Bank Policy Paper)
- [197] YAMASHIRO, Susumu; KINOSHITA, Hisashi; NAKAMURA, Koichi; KIMURA, Mitsugu; FUKUSHIMA, Tomoyuki: A flexible method for transmission system expansion planning considering power interruption cost. In: *Electrical Engineering in Japan* 117 (1996), Nr. 4, S. 10–18
- [198] YOSHIMOTO, Katsuhisa; YASUDA, Keiichiro; YOKOYAMA, Ryuichi; TANAKA, Hideo; AKIMOTO, Yoshiakira: An approach for transmission expansion planning using neurocomputing hybridized with a genetic algorithm. In: *Electrical Engineering in Japan* 115 (1995), Nr. 6, S. 18–31
- [199] YOUSSEF, H. K.; HACKAM, R.: New transmission planning model. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 4 (1989), Nr. 1, S. 9–18
- [200] YU, Z.; SPARROW, F. T.; BOWEN, B. H.: A new long-term hydro production scheduling method for maximizing the profit of hydroelectric systems. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 13 (1998), Nr. 1, S. 66–71
- [201] ZESA. Harare: *1995 Annual Report and Accounts*
- [202] ZESA. Harare: *Generation Planning Manual*. 1995

- 
- [203] ZESA – Corporate Planning Department. Harare: *Transmission Planning Manual. Section VII. Estimating Project Costs*. 1996
- [204] ZHU, Jinxiang; CHOW, Mo-yuen: A review of emerging techniques on generation expansion planning. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 12 (1997), Nr. 4, S. 1722–1728
- [205] Zimbabwe Electricity Supply Authority. Harare: *1996 Annual Report and Accounts*



## Verzeichnis der Formelzeichen

Zum Schriftsatz der Formelzeichen siehe auch Abschnitt 4.1 auf Seite 47.

$\underline{\underline{A}}$	symmetrische, komplexe Toradmittanzmatrix des Netzes
$\underline{A}$	Koeffizientenmatrix (Abschnitt 4.7)
$\overline{A}$	Annuität einer Einzelausgabe
$A_0$	Einzelausgabe zum Zeitpunkt $t_0$
$b$	Knoten ( <u>b</u> alancing node)
$\underline{b}$	Spaltenvektor (Abschnitt 4.7)
$\mathbf{B}$	Menge aller Knoten
$\underline{\underline{B}}$	Koeffizientenmatrix (Abschnitt 4.7)
$B_0$	Barwert zum Zeitpunkt $t_0$
$\mathbf{BRc}$	Menge der Knoten-Länder-Zuordnungspaare $(b, rc)$
$\underline{c}$	Spaltenvektor (Abschnitt 4.7)
$\underline{\underline{C}}$	Koeffizientenmatrix (Abschnitt 4.7)
$C_t$	zeitversetzte Ausgabe zum Zeitpunkt $t$
$Cexp_{rc,ty}$	<u>Export</u> zoll auf Strom
$CexpX_{rc,ty}$	emissionsabhängiger Exportzoll auf Strom in Land $rc$ im Jahr $ty$
$Cb_{t_i}$	im Jahr $t_i$ anfallende Investitionskosten
$CfDSM_{dsm,ty}$	gesamte jährliche <u>f</u> eststehende Kosten für DSM-Programm $dsm$
$CfG_{g,ty}$	gesamte jährliche feststehende Kosten für Kraftwerke $g$
$CfGx_{g,ty}$	gesamte jährliche feststehende Kosten für Erweiterungen ( <u>e</u> x <u>te</u> n <u>s</u> ion) des Kraftwerks $g$ (auf die Größe der Erweiterung bezogen)
$CfH_{h,ty}$	gesamte jährliche feststehende Kosten für das Wasserkraftwerk $h$
$CfHx_{h,ty}$	gesamte jährliche feststehenden Kosten für Erweiterungen des Wasserkraftwerks $h$ (auf die Größe der Erweiterung bezogen)
$CfL_{l,ty}$	gesamte jährliche feststehende Kosten für die Leitung $l$
$CfLx_{l,ty}$	gesamte jährliche feststehende Kosten für Erweiterungen der Leitung $l$ (auf die Größe der Erweiterung bezogen)
$CfomG_{g,ty}$	jährliche feststehende Betriebs- und Wartungskosten ( <u>o</u> peration and <u>m</u> aintenance)
$CfomGx_{g,ty}$	zusätzliche jährliche feststehende Betriebs- und Wartungskosten für Erweiterungen (auf die Größe der Erweiterung bezogen)
$CfS_{s,ty}$	gesamte jährliche feststehende Kosten für Speicherkraftwerke
$Ci$	Barwert der <u>I</u> nvestitionskosten

---

$C_iG_g$	Barwert der gesamten Investitionskosten zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme des Kraftwerks $g$
$C_{imp_{rc,ty}}$	<u>Import</u> zoll auf Strom in Land $rc$ im Jahr $ty$
$Cs_{t_i}$	im Jahr $t_i$ anfallende <u>S</u> tillegungskosten
$CsG_g$	Barwert der gesamten Stilllegungskosten zum Zeitpunkt der Stilllegung des Kraftwerks $g$
$Ct$	Barwert der Systemgesamtkosten ( <u>t</u> otal)
$CtDSM$	Barwert der Gesamtkosten für DSM-Programme
$CtENS$	Barwert der Gesamtkosten für nichtbefriedigte Nachfrage ( <u>e</u> nergy <u>n</u> ot <u>s</u> erved)
$CtG$	Barwert der Gesamtkosten für Kraftwerke
$CtH$	Barwert der Gesamtkosten für Wasserkraftwerke
$Ctimex$	Barwert aller Import- und Exportzölle
$CtL$	Barwert der Gesamtkosten für Übertragungsleitungen
$CtR$	Barwert aller durch modellierte Zuverlässigkeitskriterien verursachten Kosten
$CtS$	Barwert der Gesamtkosten für Pumpspeicherkraftwerke
$Ctx_{rc,ty}$	Elektrizitätssteuer ( <u>t</u> ax)
$CtxX_{x,rc,ty}$	(Emissions-) Steuer auf externen Effekt $x$ ( <u>t</u> ax)
$CvarG_{g,ty}$	durchschnittliche <u>v</u> ariable, auf Erzeugung bezogene Betriebs- und Wartungskosten
$CvDSM_{dsm,d,ty}$	variable Gesamtkosten bezogen auf Maximaleinfluß des DSM-Programms $dsm$
$CvEns_{d,ty}$	Ausfallkosten bei nichtbefriedigter Nachfrage ( <u>e</u> nergy <u>n</u> ot <u>s</u> erved)
$CvG_{g,ty}$	gesamte variable, auf Erzeugung bezogene Kosten des Kraftwerks $g$
$CvH_{h,ty}$	gesamte variable, auf Erzeugung bezogene Kosten des Wasserkraftwerks $h$
$CX_{x,rc,ty}$	spezifische externe Kosten für den <u>e</u> xternen Effekts $x$
$d$	Nachfragegruppe ( <u>d</u> emand)
$\underline{d}$	Spaltenvektor (Abschnitt 4.7)
<b>D</b>	Menge aller Nachfragegruppen
<b>DB</b>	Menge der Nachfragegruppe-Knoten-Zuordnungspaare $(d, b)$
$Demand_{d,td,tw,ts,ty}$	Elektrizitätsnachfrage (Leistungsbedarf der nutzbaren Abgabe)
$Dis_{ty}$	Diskontfaktor für die durch das Jahr $ty$ repräsentierte Periode
$DLoss_{d,ty}$	durchschnittlicher Verlustfaktor der Übertragung vom Knoten zum Endverbraucher
$DPeak_{d,ty}$	jährliche Höchstlast

$DPeakDur_{d,ty}$	Anzahl der Stunden ( <u>duration</u> ), die betroffen sind, falls die jährliche Höchstlast nicht gedeckt werden kann
$DPeakN_{d,ty}$	Koinzidenzfaktor der jährlichen Höchstlast der Gruppe $d$ mit dem <u>n</u> ationalen jährlichen Höchstlast
$DPeakR_{d,ty}$	Koinzidenzfaktor der jährlichen Höchstlast der Gruppe $d$ mit der systemweiten ( <u>r</u> egionalen) jährlichen Höchstlast
<b>DRc</b>	Menge der Nachfragegruppe-Land-Zuordnungspaare $(d, b)$
$dsm$	DSM-Programm
<b>DSM</b>	Menge aller DSM-Programme
<b>DSMD</b>	Menge der DSM-Programm-Nachfragegruppe-Zuordnungspaare $(dsm, d)$
$dsm_e$	<u>e</u> xistierendes DSM-Programm
<b>DSMe</b>	Menge der existierenden DSM-Programme
$dsmn$	neues DSM-Programm
<b>DSMn</b>	Menge der <u>n</u> euen DSM-Programme
<b>DSMnSEQ</b>	Menge der Paare $(dsmn, dsmn')$ neuer DSM-Programme, die nur in festgelegter Abfolge gestartet werden können ( $dsmn'$ nicht vor $dsmn$ ) ( <u>s</u> equentiell)
<b>DSMnXOR</b>	Menge der Paare $(dsmn, dsmn')$ sich gegenseitig ausschließender neuer DSM-Programme
$DurRD_{d,r,ty}$	Ausfalldauer ( <u>duration</u> ) für Ausfälle durch Zuverlässigkeitsanforderung $r$
$DurTd_{td}$	Länge ( <u>duration</u> ) des Zeitsegments $td$ eines Tages in Stunden
$DurTs_{ts}$	Länge ( <u>duration</u> ) der Jahreszeit $ts$ in Tagen
$E(\dots)$	Erwartungswert
$FacAG_{g,td,ts,ty}$	erwartete, durchschnittliche Verfügbarkeit des Kraftwerks $g$ ( <u>a</u> vailability <u>f</u> actor)
$FacAGNP_{g,ty}$	erwartete Verfügbarkeit des Kraftwerks $g$ zur Zeit der nationalen Spitzenlast
$FacAGRP_{g,ty}$	erwartete Verfügbarkeit des Kraftwerks $g$ zur Zeit der systemweiten Spitzenlast
$FacAHNP_{h,ty}$	erwartete Verfügbarkeit des Wasserkraftwerks $h$ zur Zeit der nationalen Spitzenlast
$FacAHRP_{h,ty}$	erwartete Verfügbarkeit des Wasserkraftwerks $h$ zur Zeit der systemweiten Spitzenlast
$FacAHTs_{h,ts,ty}$	erwartete, durchschnittliche Verfügbarkeit des Kraftwerks $h$
$FacASNP_{s,ty}$	erwartete Verfügbarkeit des Pumpspeicherkraftwerks $s$ zur Zeit der nationalen Spitzenlast
$FacASRP_{s,ty}$	erwartete Verfügbarkeit des Pumpspeicherkraftwerks $s$ zur Zeit der systemweiten Spitzenlast

$FacAST_{s,ts,ty}$	erwartete, durchschnittliche Verfügbarkeit des Speicherkraftwerks $s$
$FacQHPH_{h,ty}$	relativer, mittlerer Wasserdurchsatz bezogen auf die Kraftwerksleistung
$FacRD_{d,r,ty}$	Höhe der Nachfrage während Zuverlässigkeitsanforderung $r$ (als Bruchteil der Spitzenlast)
$FacRG_{g,r,ty}$	Verfügbarkeit des Kraftwerks $g$ während Zuverlässigkeitsanforderung $r$
$FacRH_{h,r,ty}$	Verfügbarkeit des Wasserkraftwerks $h$ während Zuverlässigkeitsanforderung $r$
$FacRL_{l,r,ty}$	Verfügbarkeit des Leitung $l$ während Zuverlässigkeitsanforderung $r$
$FacNRM_{rc,ty}$	prozentualer nationaler Sicherheitsfaktor ( <u>n</u> ational <u>r</u> eserve <u>m</u> argin) (bezogen auf die nationale Spitzenlast)
$FacRRM_{ty}$	systemweiter, prozentualer Reservefaktor (bezogen auf die systemweite Spitzenlast)
$FacRS_{s,r,ty}$	Verfügbarkeit des Speicherkraftwerks $s$ während Zuverlässigkeitsanforderung $r$
$FacTdTd_{h,h',td,td'}$	Verknüpfungsfaktor für Zeitsegmente (Abschnitt 4.4.2.2)
$FacXDSMf_{dsm,x,ty}$	jährliche feststehende Menge des externen Effekts $x$ , die durch das DSM-Programm $dsm$ im Jahr $ty$ verursacht wird
$FacXDSMi_{dsmn,x}$	Menge des durch den Start dem DSM-Programms $dsm$ verursachten externen Effekts $x$
$FacXDSMv_{dsm,d,x,ty}$	spezifische variable Menge des externen Effekts $x$ , die durch das DSM-Programm $dsm$ bei Nachfragegruppe $d$ verursacht wird
$FacXGf_{g,x,ty}$	jährliche feststehende Menge des externen Effekts $x$ , die durch den Betrieb des Kraftwerks $g$ im Jahr $ty$ verursacht wird
$FacXGi_{gn,x}$	Menge des externen Effekts $x$ , die durch den Bau des Kraftwerks $gn$ verursacht wird
$FacXGs_{gs,x}$	Menge des externen Effekts $x$ , die durch die Stilllegung des Kraftwerks $gs$ verursacht wird
$FacXGv_{g,x,ty}$	auf Elektrizitätsproduktion im Kraftwerk $g$ bezogene spezifische variable Menge des externen Effekts $x$
$FacXGxf_{g,x,ty}$	jährliche zusätzliche feststehende Menge des externen Effekts $x$ , die durch den Betrieb des erweiterten Kraftwerks $g$ verursacht wird (bezogen auf die Größe der Erweiterung)
$FacXGxi_{g,x}$	Menge des externen Effekts $x$ , die durch Zubau einer Erweiterung des Kraftwerks $g$ verursacht wird (pro MW Erweiterung)
$FacXHf_{h,x,ty}$	jährliche feststehende Menge des externen Effekts $x$ , die durch den Betrieb des Wasserkraftwerks $h$ im Jahr $ty$ verursacht wird



$FacXHv_{h,x,ty}$	auf Elektrizitätsproduktion im Wasserkraftwerk $g$ bezogene spezifische variable Menge des externen Effekts $x$
$FacXHxf_{h,x,ty}$	jährliche zusätzliche feststehende Menge des externen Effekts $x$ , die durch den Betrieb des erweiterten Wasserkraftwerks $h$ verursacht wird (bezogen auf die Größe der Erweiterung)
$FacXLf_{l,x,ty}$	jährliche feststehende Menge des externen Effekts $x$ , die durch den Betrieb der Leitung $l$ im Jahr $ty$ verursacht wird (pro MW Erweiterung)
$FacXLxf_{l,x,ty}$	jährliche feststehende Menge des externen Effekts $x$ , die durch den Betrieb der Erweiterung der Leitung $l$ im Jahr $ty$ verursacht wird (bezogen auf die Größe der Erweiterung)
$FacXRcv_{rc,x,ty}$	durchschnittlicher variabler externer Effekt $x$ pro produzierter MWh im Land $rc$
$FacXSf_{s,x,ty}$	jährliche feststehende Menge des externen Effekts $x$ , die durch den Betrieb des Pumpspeicherkraftwerks $s$ im Jahr $ty$ verursacht wird
$FacZGr_{gr,td,ts,ty}$	von der Tages- oder Jahreszeit abhängige Verfügbarkeit des Kraftwerks $gr$ (ohne Berücksichtigung der erzwungenen oder geplanten Stillstände)
$FracLRc_{l,rc}$	Bruchteil ( <u>fraction</u> ) der Leitung $l$ , der im Land $rc$ liegt
$FracTw_{tw}$	Teil der Woche mit Tagestyp $tw$
$FrDSMRc_{dsm,rc}$	Teil des DSM-Programms $dsm$ , der auf das Land $rc$ entfällt
$g$	allgemeines Kraftwerk ( <u>generation unit</u> )
$g$	Erdbeschleunigung
<b>G</b>	Menge aller allgemeinen Kraftwerke
<b>GB</b>	Menge der Kraftwerk-Knoten-Zuordnungspaare $(g, b)$
$ge$	<u>existierendes</u> Kraftwerk
<b>Ge</b>	Menge der existierenden Kraftwerke
$ghd$	Kraftwerk mit täglichem Energielimit ( <u>daily hydro limit</u> )
<b>GHd</b>	Menge der Kraftwerke mit täglichem Energielimit
$ghw$	Kraftwerk mit <u>w</u> öchentlichem Energielimit
<b>GHw</b>	Menge der Kraftwerke mit wöchentlichem Energielimit
$ghy$	Kraftwerk mit jährlichem ( <u>yearly</u> ) Energielimit
<b>GHy</b>	Menge der Kraftwerke mit jährlichem Energielimit
$gn$	<u>neues</u> Kraftwerk
<b>Gn</b>	Menge der neuen Kraftwerke
<b>GnAND</b>	Menge der Kraftwerkspaare $(gn, gn')$ , die nur gemeinsam gebaut werden können ( <u>AND</u> -relation)
$gngs$	<u>neues</u> oder eventuell zu <u>s</u> chließendes Kraftwerk
<b>GnGs</b>	Menge der neuen oder eventuell zu schließenden Kraftwerke

<b>GnSEQ</b>	Menge der Kraftwerkspaare $(gn, gn')$ , die nur in festgelegter Reihenfolge gebaut werden können ( $gn'$ nicht vor $gn$ ) ( <u>sequentiell</u> )
<b>GnXOR</b>	Menge der Paare $(gn, gn')$ sich gegenseitig ausschließender neuer Kraftwerke ( <u>XOR</u> -relation)
$gr$	Kraftwerk mit tages- oder jahreszeitabhängiger Maximalleistung ( <u>renewable</u> )
<b>Gr</b>	Menge der Kraftwerke mit tages- oder jahreszeitabhängiger Maximalleistung
<b>GRc</b>	Menge der Kraftwerk-Land-Zuordnungspaare $(g, rc)$
$gs$	Kraftwerk, für welches eine vorzeitige <u>Stillegung</u> erwogen wird
<b>Gs</b>	Menge der Kraftwerke, für welche eine vorzeitige Stillegung erwogen wird
$gxb$	<u>blockweise</u> erweiterbares Kraftwerk ( <u>extension</u> )
<b>Gxb</b>	Menge der blockweise erweiterbaren Kraftwerke
$GxbSize_g$	Blockgröße bei der Erweiterung des Kraftwerks $g$
$gxc$	kontinuierlich ( <u>continuously</u> ) erweiterbares Kraftwerk
<b>Gxc</b>	Menge der kontinuierlich erweiterbaren Kraftwerke
$h$	detailliert modelliertes Wasserkraftwerk ( <u>hydro unit</u> )
<b>H</b>	Menge aller detailliert modellierten Wasserkraftwerke
<b>HB</b>	Menge der Wasserkraftwerk-Knoten-Zuordnungspaare $(h, b)$
$hd$	Wasserkraftwerk mit täglichem Speicherzyklus ( <u>daily</u> )
<b>Hd</b>	Menge der Wasserkraftwerke mit täglichem Speicherzyklus
$he$	<u>existierendes</u> Wasserkraftwerk
<b>He</b>	Menge der existierenden Wasserkraftwerke
$hn$	<u>neues</u> Wasserkraftwerk
<b>Hn</b>	Menge der neuen Wasserkraftwerke
<b>HRc</b>	Menge der Kraftwerk-Land-Zuordnungspaare $(h, rc)$
<b>HupHdn</b>	Menge der Zuordnungspaare $(h, h')$ von flußaufwärts zu nächsten, flußabwärts gelegenen Wasserkraftwerken ( <u>up</u> – <u>down</u> )
$hxb$	<u>blockweise</u> erweiterbares Wasserkraftwerk ( <u>extension</u> )
<b>Hxb</b>	Menge der blockweise erweiterbaren Wasserkraftwerke
$HxbSize_h$	Blockgröße bei der Erweiterung des Wasserkraftwerks $h$
$hxc$	kontinuierlich ( <u>continuously</u> ) erweiterbares Wasserkraftwerk ( <u>extension</u> )
<b>Hxc</b>	Menge der kontinuierlich erweiterbaren Wasserkraftwerke
<b>I</b>	Spaltenvektor der komplexen Knoteneinspeiseströme
$l$	Übertragungsleitung (transmission <u>lines</u> )
<b>L</b>	Menge aller Übertragungsleitungen
<b>LBE</b>	Menge der Leitung- <u>Endknoten</u> -Zuordnungspaare $(l, b)$

<b>LBS</b>	Menge der Leitung- <u>S</u> tartknoten-Zuordnungspaare $(l, b)$
$le$	<u>e</u> xistierende Leitung
<b>Le</b>	Menge der existierenden Leitungen
$ln$	<u>n</u> euere Leitung
<b>Ln</b>	Menge der neuen Leitungen
<b>LRcE</b>	Menge der Zuordnungspaare $(l, rc)$ von grenzüberschreitenden Leitungen $l$ zu dem Land $rc$ , in welchem der <u>E</u> ndknoten der Leitung liegt
<b>LRcS</b>	Menge der Zuordnungspaare $(l, rc)$ von grenzüberschreitenden Leitungen $l$ zu dem Land $rc$ , in welchem der <u>S</u> tartknoten der Leitung liegt
$LTG_g$	Technische Lebensdauer in Jahren ( <u>l</u> ife <u>t</u> ime)
$LTGx_g$	Technische Lebensdauer einer Erweiterung in Jahren
$lxb$	schrittweise ausbaubare Leitung
<b>Lxb</b>	Menge der schrittweise ausbaubaren Leitungen
$LxbSize_l$	diskrete Erweiterungskapazität
$lxc$	kontinuierlich ausbaubare Leitung
<b>Lxc</b>	Menge der kontinuierlich ausbaubaren Leitungen
$OrfG_{g,ty}$	ungeplante Stillstandsrate in % ( <u>f</u> orced <u>o</u> utage <u>r</u> ate)
$OrsG_{g,ty}$	geplante Stillstandsrate für Wartung in % ( <u>s</u> cheduled <u>o</u> utage <u>r</u> ate)
$OrsGTs_{g,ts,ty}$	jahreszeitliche Wartungsallokation in %
$p(\dots)$	Wahrscheinlichkeit
$P_{i,j}$	Lastfluß (Wirkleistung) in einem Zweig von Knoten $i$ zu Knoten $j$
<b><u>P</u></b>	Spaltenvektor der eingespeisten Wirkleistung
$PD_{d,td,tw,ts,ty}$	gelieferte Leistung
$PDSM_{dsm,d,ty}$	Intensität des DSM-Programms
$PENS_{d,td,tw,ts,ty}$	nichtbereitgestellte Leistung
$PENSR_{d,r,ty}$	nichtgedeckte Last während Zuverlässigkeitsanforderung $r$
$PG_{g,td,tw,ts,ty}$	Leistung des Kraftwerks $g$
$PH_{h,td,tw,ts,ty}$	Leistung des Wasserkraftwerks $h$
$PLN_{l,td,tw,ts,ty}$	Übertragungsleistung der Leitung $l$ in <u>n</u> egativer Übertragungsrichtung
$PLNR_{l,r,ty}$	Übertragungsleistung der Leitung $l$ in negativer Übertragungsrichtung während Zuverlässigkeitsanforderung $r$
$PLP_{l,td,tw,ts,ty}$	Übertragungsleistung der Leitung $l$ in <u>p</u> ositiver Übertragungsrichtung
$PLPR_{l,r,ty}$	Übertragungsleistung der Leitung $l$ in positiver Übertragungsrichtung während Zuverlässigkeitsanforderung $r$

$PSIN_{s,td,tw,ts,ty}$	Speicherzufluß ( <u>in</u> flow) (in erzeugbarer elektrischer Energie pro Zeiteinheit)
$PSOT_{s,td,tw,ts,ty}$	Speicherabfluß ( <u>ou</u> tflow) (Erzeugungsleistung)
$QHin_{h,ts,ty}$	durchschnittliche Wasserzuflußrate (ohne Zuflüsse aus verknüpften, oberhalb liegenden Kraftwerken)
$QHot_{h,ts,ty}$	Mindestabflußrate
$QHRw_{h,td,tw,ts,ty}$	Wasserabfluß über den Überlauf ( <u>r</u> aceway <u>w</u> ater flow)
$Qin_{h',td}$	Wasserzuflußrate von flussaufwärtsliegendem Kraftwerk $h'$
$Qout_{h,td}$	Wasserabflußrate von Kraftwerk $h$
$QXRc_{x,rc,ty}$	gesamte jährliche Menge des <u>e</u> xternen Effekts $x$ im Land $rc$
$r$	Zuverlässigkeitsanforderung ( <u>r</u> eliability)
<b>R</b>	Menge der Zuverlässigkeitskriterien
$rc$	Land ( <u>r</u> egional subdivision - <u>c</u> ountry)
<b>Rc</b>	Menge aller Länder
$rcCexp$	Land mit Strom <u>e</u> xportzöllen
<b>RcCexp</b>	Menge der Länder mit Stromexportzöllen
$rcCimp$	Land mit Strom <u>i</u> mportzöllen
<b>RcCimp</b>	Menge der Länder mit Stromimportzöllen
$rcCtx$	Land mit Elektrizitätssteuern ( <u>t</u> ax)
<b>RcCtx</b>	Menge der Länder mit Elektrizitätssteuern
$rcZe$	Land mit Obergrenzen für Nettostromexporte
<b>RcZe</b>	Menge der Länder mit Obergrenzen für Nettostromexporte
$rcZi$	Land mit Obergrenzen für Nettostromimporte
<b>RcZi</b>	Menge der Länder mit Obergrenzen für Nettostromimporte
$rr$	systemweite Höchstlast (Zuverlässigkeitsanforderung – <u>r</u> egional <u>r</u> eliability)
$s$	Pumpspeicherkraftwerk
<b>S</b>	Menge aller Pumpspeicherkraftwerke
<b>SB</b>	Menge der Speicherkraftwerk-Knoten-Zuordnungspaare ( $s, b$ )
$se$	<u>e</u> xistierendes Speicherkraftwerk
<b>Se</b>	Menge der existierenden Speicherkraftwerke
$ShDSM_{dsm,d,td,tw,ts,ty}$	maximaler Einfluß des DSM-Programms (in MW); negativ bei Lastreduktion ( <u>s</u> hape)
$ShDSMPk_{dsm,d,ty}$	Maximaleinfluß des DSM-Programms auf die jährliche Höchstlast (in MW) ( <u>s</u> hape – <u>D</u> SM – <u>p</u> ea <u>k</u> )
$ShRDSM_{dsm,d,r,ty}$	Einfluß des DSM-Programms $dsm$ während Zuverlässigkeitsanforderung $r$
$sn$	<u>n</u> eu <u>e</u> s Speicherkraftwerk
<b>Sn</b>	Menge der neuen Speicherkraftwerke
<b>SRc</b>	Menge der Speicherkraftwerk-Land-Zuordnungspaare ( $s, rc$ )

$t$	Zeitpunkt ( <u>t</u> ime)
$t_0$	Bezugszeitpunkt für Barwertberechnung
$t_i$	$i$ -tes Jahr nach dem Bezugszeitpunkt
$T_a$	Gesamtdauer eines Jahres
$T_b$	gesamte Betriebszeit während eines Jahres
$T_f$	gesamte ungeplante Stillstandszeit während eines Jahres
$T_s$	gesamte wartungsbedingte, geplante Stillstandszeit während eines Jahres
$T_u$	gesamte Stillstandszeit während eines Jahres, während der ein Kraftwerk trotz Verfügbarkeit nicht eingesetzt wird
$tag$	Handelsabkommen ( <u>t</u> rade <u>a</u> greement)
<b>TAG</b>	Menge der Handelsabkommen
<b>TAGL</b>	Menge der Zuordnungspaare $(tag, l)$ für Abkommen $tag$ zu davon betroffene Leitungen $l$
<b>TAGLN</b>	Menge der Zuordnungspaare $(tag, l)$ für Abkommen $tag$ welche eine Leitung $l$ betreffen, dessen Endknoten im exportierenden Land liegt
<b>TAGLP</b>	Menge der Zuordnungspaare $(tag, l)$ für Abkommen $tag$ welche eine Leitung $l$ betreffen, dessen Startknoten im exportierenden Land liegt
$tagmind$	Abkommen mit täglichen Mindesthandelsmengen
<b>TAGmind</b>	Menge der Abkommen mit täglichen Mindesthandelsmengen
<b>TAGRc</b>	Menge der Zuordnungstriple $(tag, rc, rc')$ für Handelsabkommen $tag$ zu exportierendem Land $rc$ und importierendem Land $rc'$
$td$	Zeitsegment eines Tages ( <u>d</u> ay)
<b>Td</b>	Menge der Zeitsegmente eines Tages
$td^1$	erstes Zeitsegment eines Tages
$td^n$	letztes Zeitsegment eines Tages
$THupHdn_{h,h'}$	Wasserfließzeit ( <u>u</u> p – <u>d</u> own)
$tm$	Jahr im <u>M</u> odellierungszeitraum
$tm^1$	erstes Jahr im Modellierungszeitraum
<b>Tm</b>	Menge aller Jahre im Modellierungszeitraum
<b>TmTy</b>	Menge der Jahr-Stützjahr-Zuordnungspaare $(tm, ty)$
$ts$	Jahreszeit ( <u>s</u> ea <u>s</u> on)
<b>Ts</b>	Menge der Jahreszeiten
$tw$	Wochentagstyp ( <u>w</u> ee <u>k</u> )
<b>Tw</b>	Menge der Wochentagstypen
$ty$	Stützjahr ( <u>y</u> ear)
<b>Ty</b>	Menge aller Stützjahre

$Ty1DSMn_{dsmn}$	erstmögliches Startjahr für das neue DSM-Programm $dsmn$
$Ty1Gn_g$	Jahr der frühestmöglichen Inbetriebnahme eines <u>neuen</u> Kraftwerks
$Ty1Gs_g$	Jahr der frühestmöglichen <u>Stillegung</u> eines existierenden Kraftwerks $gs$
<b>TyDSMn</b>	Menge der Zuordnungspaare $(ty, dsm)$ : Jahre $ty$ , in welchen das neue DSM-Programm $dsm$ gestartet sein könnte
<b>TyGnGs</b>	Menge der Zuordnungspaare $(ty, g)$ : Jahre $ty$ , in welchen ein neues Kraftwerk $gn$ in Betrieb oder ein existierendes Kraftwerk $gs$ geschlossen sein könnte
<b>TyGxb</b>	Menge der Zuordnungspaare $(ty, g)$ : im Jahr $ty$ könnte eine blockweise Erweiterung des Kraftwerks $g$ stattfinden
<b>TyGxc</b>	Zuordnungspaare $(ty, g)$ : im Jahr $ty$ könnte eine kontinuierliche Erweiterung des Kraftwerks $g$ stattfinden
<b>TyHn</b>	Menge der Zuordnungspaare $(ty, h)$ von Jahren $ty$ zu Wasserkraftwerken $h$ , in welchen ein neues Kraftwerk in Betrieb sein könnte
<b>TyHxb</b>	Menge der Zuordnungspaare $(ty, h)$ : im Jahr $ty$ könnte das Wasserkraftwerk $h$ blockweise ausgebaut werden
<b>TyHxc</b>	Menge der Zuordnungspaare $(ty, h)$ : im Jahr $ty$ könnte das Wasserkraftwerk $h$ kontinuierlich ausgebaut werden
<b>TyLn</b>	Menge der Zuordnungspaare $(ty, l)$ von Jahren $ty$ zu Leitungen $l$ , in welchen eine neue Leitung in Betrieb sein könnte
<b>TyLxb</b>	Menge der Zuordnungspaare $(ty, h)$ : im Jahr $ty$ könnte die Leitung $l$ schrittweise ausgebaut werden
<b>TyLxc</b>	Menge der Zuordnungspaare $(ty, h)$ : im Jahr $ty$ könnte die Leitung $l$ kontinuierlich ausgebaut werden
<b>TySn</b>	Menge der Zuordnungspaare $(ty, h)$ von Jahren $ty$ zu Speicherkraftwerken $s$ , in welchen ein neues Kraftwerk in Betrieb sein könnte
<b>TyTAG</b>	Menge der Zuordnungspaare $(ty, tag)$ von Jahren $ty$ zu Abkommen $tag$ , in denen diese wirksam sind
<b>U</b>	Spaltenvektor der komplexen Knotenspannungen
$\overline{UDSMn}_{dsmn,ty}$	binäre Entscheidungsvariable für neues DSM-Programm
$\overline{UGnGs}_{gn,gs,ty}$	binäre Betriebsentscheidungsvariable für das Kraftwerk $gn$ im Jahr $ty$
$\overline{UHn}_{hn,ty}$	binäre Betriebsentscheidungsvariable für Wasserkraftwerk $hn$
$\overline{ULn}_{ln,ty}$	binäre Betriebsentscheidungsvariable für Leitung $ln$
$\overline{USn}_{sn,ty}$	binäre Betriebsentscheidungsvariable für Speicherkraftwerk $sn$

$VH_{h,td,tw,ts,ty}$	durchschnittlicher Reservoirinhalt während Zeitsegment ( $td, tw, ts, ty$ )
$VHd_{h,td,tw,ts,ty}$	Reservoirinhalt am Ende des Zeitsegments ( $td, tw, ts, ty$ )
$Wexp_{rc,ty}$	jährliche Nettoexporte
$Wimex_{rc,ty}$	jährliche Importe minus Exporte
$Wimp_{rc,ty}$	jährliche Nettoimporte
$WS_{s,td,tw,ts,ty}$	Speicherinhalt am Ende des Zeitsegments ( $td, tw, ts, ty$ )
$WSdd_{s,tw,ts,ty}$	Differenz zwischen Speicherinhalt zu Beginn und Ende eines Tages mit Wochentagstyp $tw$
$x$	externer Effekt
$x_{i,j}$	Leitungsimpedanz zwischen den Knoten $i$ und $j$
<b>X</b>	Menge der externen Effekte
<u><b>X</b></u>	Spaltenvektor der Entscheidungsvariablen, für welche in naher Zukunft eine Entscheidung getroffen werden muß
<u><u><b>X</b></u></u>	Torimpedanzmatrix des Netzes
$xc$	externer Effekt, der bei der Optimierung mit externen Kosten berücksichtigt wird
<b>Xc</b>	Menge der externen Effekte, welche mit externen Kosten bei der Optimierung berücksichtigt werden
<b>XcNexp</b>	Menge der Zuordnungspaare ( $x, rc$ ) mit Steuern auf externen Effekt $x$ in Land $rc$ , die allerdings nur für denjenigen Teil der erzeugten Elektrizität erhoben wird, die exportiert wird (Nettoexporte)
<b>XcNtx</b>	Menge der Zuordnungspaare ( $x, rc$ ) mit Steuern auf externen Effekt $x$ in Land $rc$
<b>XZNlo</b>	Menge der Zuordnungspaare ( $x, rc$ ) mit nationaler Untergrenze für externen Effekt $x$ im Land $rc$
<b>XZNup</b>	Menge der Zuordnungspaare ( $x, rc$ ) mit nationaler Obergrenze für externen Effekt $x$ im Land $rc$
$xZRlo$	externer Effekt mit systemweiter Untergrenze
<b>XZRlo</b>	Menge der externen Effekte mit systemweiter Untergrenze
$xZRup$	externer Effekt mit systemweiter Obergrenze
<b>XZRup</b>	Menge der externen Effekte mit systemweiter Obergrenze
<u><b>Y</b></u>	Spaltenvektor der Entscheidungsvariablen, für welche in ferner Zukunft eine Entscheidung getroffen werden muß
$ZG_{g,ty}$	Kraftwerkskapazität (ohne Erweiterung)
$\overline{ZGaddb}_{g,ty}$	Gesamtanzahl der bis incl. Jahr $ty$ hinzugefügten Blöcke
$ZGaddc_{g,ty}$	gesamte Kapazitätserweiterung bis incl. Jahr $ty$
$ZGmin_{g,ty}$	erzwungene Mindestleistung des Kraftwerks $g$
$ZGxb_{g,ty}$	Maximalanzahl der bis incl. Jahr $ty$ hinzugefügten Blöcke

$ZGxc_{g,ty}$	Obergrenze für die gesamte bis incl. Jahr $ty$ hinzugefügte Kapazität
$\overline{ZHaddb}_{h,ty}$	Gesamtanzahl der bis incl. Jahr $ty$ zugebauten Blöcke
$\overline{ZHaddc}_{h,ty}$	gesamte Kapazitätserweiterung bis incl. Jahr $ty$
$ZHmax_{h,ty}$	Maximalleistung bei maximalem Speicherinhalt (ohne Erweiterungen)
$ZHmin_{h,ty}$	Maximalleistung bei minimalem Speicherinhalt (ohne Erweiterungen)
$ZL_{l,ty}$	Übertragungskapazität (ohne Erweiterung)
$\overline{ZLaddb}_{l,ty}$	Gesamtanzahl der bis incl. Jahr $ty$ diskret hinzugefügten Erweiterungen
$ZLaddc_{l,ty}$	gesamte Kapazitätserweiterung bis incl. Jahr $ty$
$ZPSIN_{s,ty}$	maximale elektrische Pumpleistung
$ZPSOT_{s,ty}$	maximale elektrische Erzeugungsleistung
$ZQXNlo_{x,rc,ty}$	nationale Untergrenze für externen Effekt $x$
$ZQXNup_{x,rc,ty}$	nationale Obergrenze für externen Effekt $x$
$ZQXRlo_{x,ty}$	systemweite Untergrenze für externen Effekt $x$
$ZQXRup_{x,ty}$	systemweite Obergrenze für externen Effekt $x$
$ZTAGmind_{tag,ty}$	Mindesthandelsmenge pro Tag (Nettoimporte)
$ZVmax_{h,ty}$	Maximalinhalt des Reservoirs
$ZVmin_{h,ty}$	Minimalinhalt des Reservoirs
$ZWeRc_{rc,ty}$	Nettoexportlimit für Land $rc$ und Jahr $ty$
$ZWGHd_{ghd,ts,ty}$	tägliche Produktionsobergrenze für Kraftwerk $ghd$
$ZWGHw_{ghw,ts,ty}$	wöchentliche Produktionsobergrenze für Kraftwerk $ghw$
$ZWGHy_{ghy,ty}$	jährliche Produktionsobergrenze für Kraftwerk $ghy$
$ZWiRc_{rc,ty}$	Nettoimportlimit für Land $rc$ und Jahr $ty$
$ZWS_{s,ty}$	Speicherkapazität (in produzierbarer elektrischer Energie)
$\bar{\alpha}$	mittlerer jährlicher Lastfaktor einer Leitung
$\Delta h_{h,ty}$	mittlere, effektiv nutzbare Höhendifferenz
$\eta_{h,ty}$	durchschnittlicher gemeinsamer Turbine-Generator-Wirkungsgrad
$\eta L_{l,ty}$	durchschnittlicher Übertragungsfaktor (1–Verlustfaktor)
$\eta S_{s,ty}$	durchschnittlicher Pumpspeicherzykluswirkungsgrad
$\theta_i$	Phasenlage der Spannung am Knoten $i$
$\Theta$	Spaltenvektor der Phasenlagen der Knotenspannungen
$\iota$	kalkulatorischer Zinssatz (inflationbereinigt)
$\xi$	Spaltenvektor der unsicheren Einflußparameter (Abschnitt 4.7)
$\rho$	Dichte
$\bar{\phi}$	mittlerer, jährlicher Verlustfaktor einer Leitung
$\hat{\phi}$	Verlustfaktor einer Leitung bei Maximallast



# Anhang



# Anhang A

## Überschaubares Beispielproblem zur Erläuterung der grundlegenden Modellfunktionalität

Die Funktionsweise des RIEP-Modells ist anhand des komplexen Realproblems der grenzübergreifenden Elektrizitätsplanung im südlichen Afrika nur bedingt nachvollziehbar. Daher sollen hier in mehreren Schritten einige wesentliche Funktionalitäten des RIEP-Modells anhand eines stark vereinfachten, überschaubaren Beispiels dargestellt werden. Es werden jeweils die kompletten Ausgangsdaten und Annahmen sowie die wichtigsten Modellergebnisse dargestellt. Auf eine mathematische Beschreibung der jeweiligen Problemstellung wird jedoch verzichtet.

### A.1 Modellstruktur

In Abbildung A.1 ist die grundlegende Struktur des Beispielproblems dargestellt. Es besteht aus zwei Ländern A und B, in welchen sich die Knoten A-Nord, A-Süd und B-Zentral befinden. Die Knoten A-Nord und A-Süd sind durch eine Hochspannungsleitung mit 200 MW Kapazität verbunden, die Knoten A-Süd und B-Zentral durch eine Hochspannungsleitung mit 500 MW Kapazität. Die Kapazitätsangabe bezieht sich jeweils auf die positive Einspeiseleistung. Für beide Leitungen werden Übertragungsverluste von 10 % angenommen. Am Leitungsende kommen daher maximal 180 bzw. 450 MW an. In Abbildung A.1 sind mit Pfeilen Übertragungsrichtungen eingetragen. Positive Übertragungsleistungen bedeuten einen Energiefluß in Pfeilrichtung.

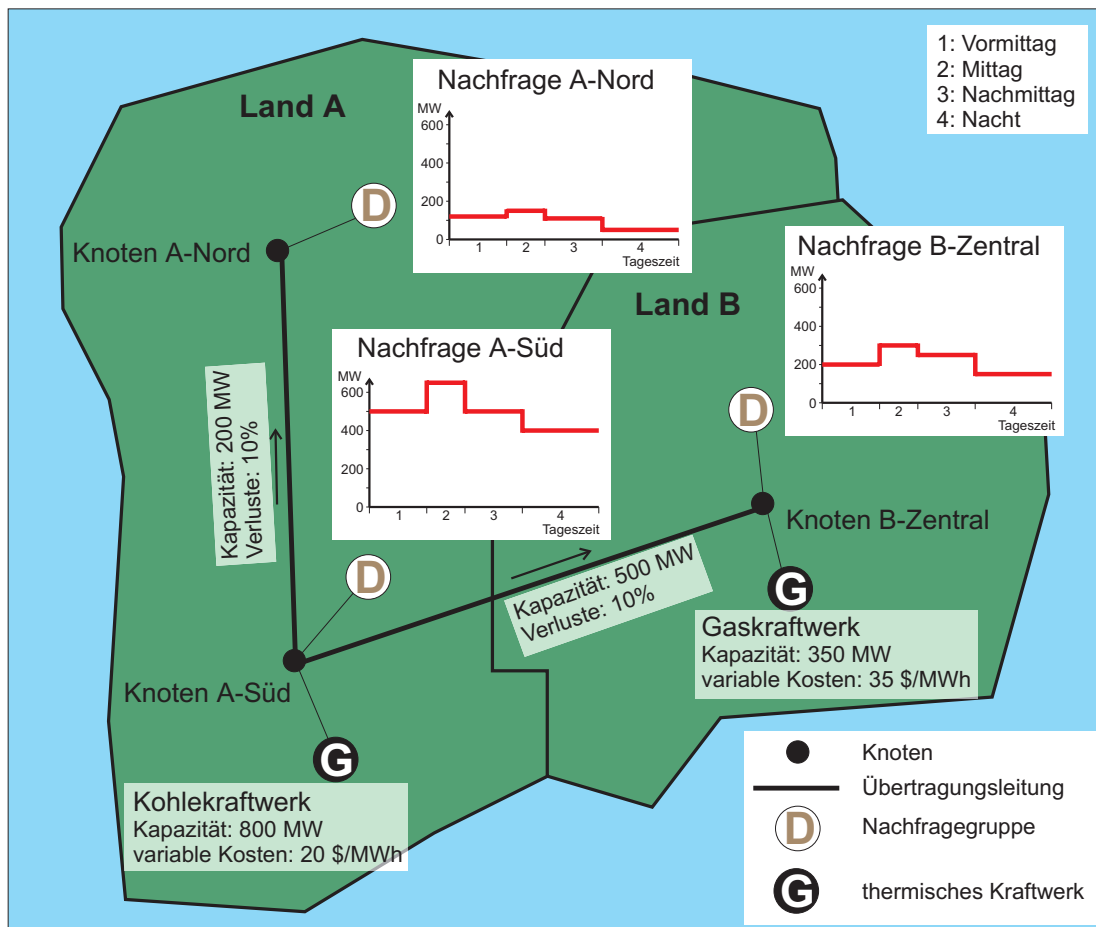


Abbildung A.1: Struktur des Beispielproblems

Die Nachfrage wird durch je eine gleichnamige Nachfragegruppe pro Knoten beschrieben. Es wird davon ausgegangen, daß die nachgefragte Leistung zu jeder Zeit gedeckt werden muß. Verteilungsverluste zwischen Knoten und Verbraucher werden vernachlässigt. Die Nachfrage wird für einen typischen Tag, der sich aus den vier Zeitsegmenten Vormittag (1), Mittag (2), Nachmittag (3) und Nacht (4) zusammengesetzt wird, beschrieben. Die jährliche Spitzenlast sei durch diesen einen Typtag hinreichend berücksichtigt. In Tabelle A.1 sind die Eckdaten der Nachfrage zusammengefaßt und in Abbildung A.1 grafisch dargestellt.

Die Erzeugungsseite besteht zunächst aus zwei Kraftwerken, einem Kohlekraftwerk mit 800 MW Kapazität im Süden des Landes A und einem Gaskraftwerk mit 350 MW Kapazität im Land B. Vereinfacht wird davon ausgegangen, daß alle Kraftwerke jederzeit mit der gesamten Kapazität verfügbar sind. Das Kohlekraftwerk produziert zu 20 \$/MWh, das Gaskraftwerk zu 35 \$/MWh variablen Kosten elektrischen Strom. Fixe Kosten werden zunächst nicht betrachtet.

Tabelle A.1: Elektrizitätsnachfrage für Beispielmodell

Zeitsegment	Dauer	Nachfrage		
		A-Nord	A-Süd	B-Zentral
Vormittag (1)	6 h	120 MW	500 MW	200 MW
Mittag (2)	4 h	150 MW	650 MW	300 MW
Nachmittag (3)	6 h	110 MW	500 MW	250 MW
Nacht (4)	8 h	50 MW	400 MW	150 MW
<i>Tagessumme</i>		<i>2 380 MWh</i>	<i>11 800 MWh</i>	<i>5 100 MWh</i>

## A.2 Thermischer Kraftwerkseinsatz unter Berücksichtigung der Leitungskapazitäten

Ein Bestandteil des RIEP-Modells ist die Optimierung des Kraftwerkseinsatzes für jedes modellierte Zeitsegment unter Berücksichtigung der Systemkonfiguration. Ziel der Optimierung ist die Minimierung der Summe der durch den Betrieb anfallenden variablen Kosten. Im Bereich der thermischen Stromerzeugung werden zeitschrittübergreifende Restriktionen wie Mindestbetriebs-, Mindeststillstandszeiten und Laständerungsbedingungen vernachlässigt. Daher kann bei unserem Beispiel die Optimierung für jedes der vier betrachteten Zeitsegmente separat erfolgen. Die Betrachtung ist rein statisch und berücksichtigt zunächst noch keinen Systemausbau.

Tabelle A.2: Betrieb der thermischen Kraftwerke

Werte in MW bzw. MWh					
Zeitsegment	Erzeugung		Übertragung		Leitungsverluste
	Kohle-KW	Gas-KW	Süd – Nord	A – B	
Vormittag (1)	800	50	133	167	30
Mittag (2)	800	319	167	-19	19
Nachmittag (3)	800	90	122	178	30
Nacht (4)	622	0	56	167	22
<i>Tagessumme</i>	<i>17 778</i>	<i>2 114</i>	<i>2 644</i>	<i>3 326</i>	<i>612</i>

In Abbildung A.2 ist das Optimierungsergebnis grafisch für den Betrieb der beiden Kraftwerke und die Übertragungsleistung der beiden Leitungen dargestellt.

Tabelle A.2 faßt die Ergebnisse zusammen. Unter Übertragung wird jeweils die in eine Leitung eingespeiste Leistung genannt. Die Nachfrage wird zunächst soweit wie möglich durch den Einsatz des Kohlekraftwerks gedeckt. Die verbleibende Nachfrage wird durch den Einsatz des Gaskraftwerks mit höheren variablen Kosten gedeckt. Die Summe der variablen Betriebskosten, die in diesem Beispiel die Zielfunktion bildet, beläuft sich vormittags auf 17 750 \$/h, mittags auf 27 130 \$/h, nachmittags auf 19 150 \$/h, und nachts auf 12 440 \$/h. Für den gesamten Tag beträgt die Summe der variablen Kosten 430 000 \$.

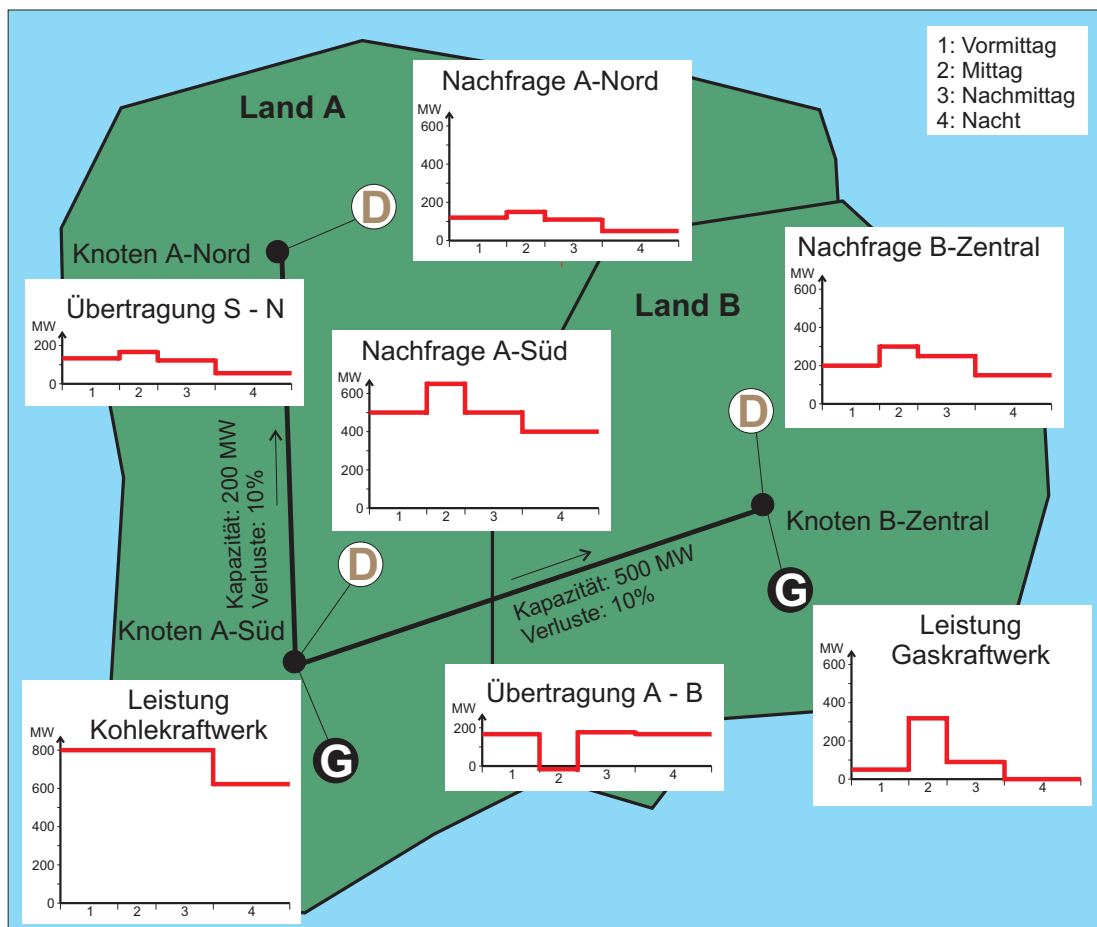


Abbildung A.2: Ergebnis der thermischen Einsatzoptimierung

### A.3 Hydrothermischer Kraftwerkseinsatz

Die Optimierung eines hydrothermischen Kraftwerkseinsatzes erfordert eine zeitschrittübergreifende Optimierung, dessen Ergebnis in diesem Abschnitt darge-

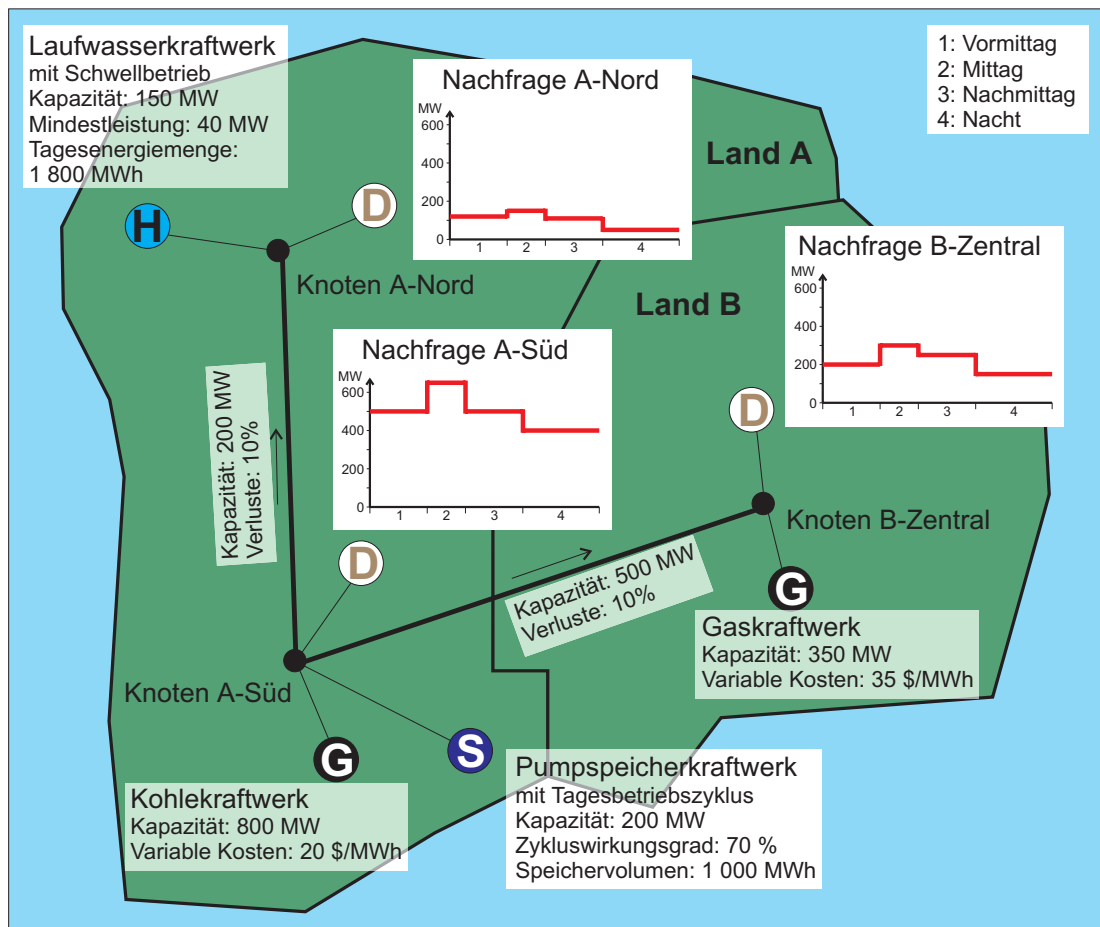


Abbildung A.3: Erweiterte Modellstruktur mit Wasserkraftwerken

stellt werden soll. Das Beispielmmodell wird um zwei Wasserkraftwerke ergänzt. Zum einen handelt es sich um ein Laufwasserkraftwerk im Norden des Landes A, das im Schwellbetrieb betrieben werden kann. Die installierte Leistung beträgt 150 MW. Das für den betrachteten Tag zur Verfügung stehende Wasser ermöglicht die Erzeugung von insgesamt 1 800 MWh. Aus schiffahrtstechnischen Gründen ist ein kontinuierlicher Mindestabfluß erforderlich, der hier durch eine kontinuierliche Mindestleistung von 40 MW abgebildet werden soll.

Das zweite Wasserkraftwerk ist ein Pumpspeicherkraftwerk ohne natürlichen Zufluß im Süden des Landes A. Die installierte Leistung beträgt 200 MW (sowohl elektrische Turbinen- als auch Pumpleistung). Das Fassungsvermögen des Speichers beträgt 1 000 MWh (gemessen in erzeugbarer elektrischer Energie). Aufgrund dieses relativ geringen Volumens wird der Speicher im Tageszyklus betrieben. Für die Modellierung bedeutet dies, daß der Speicherinhalt am Ende eines Tages dem zu Beginn desselben Tages entspricht. Der durchschnittliche Zykluswir-

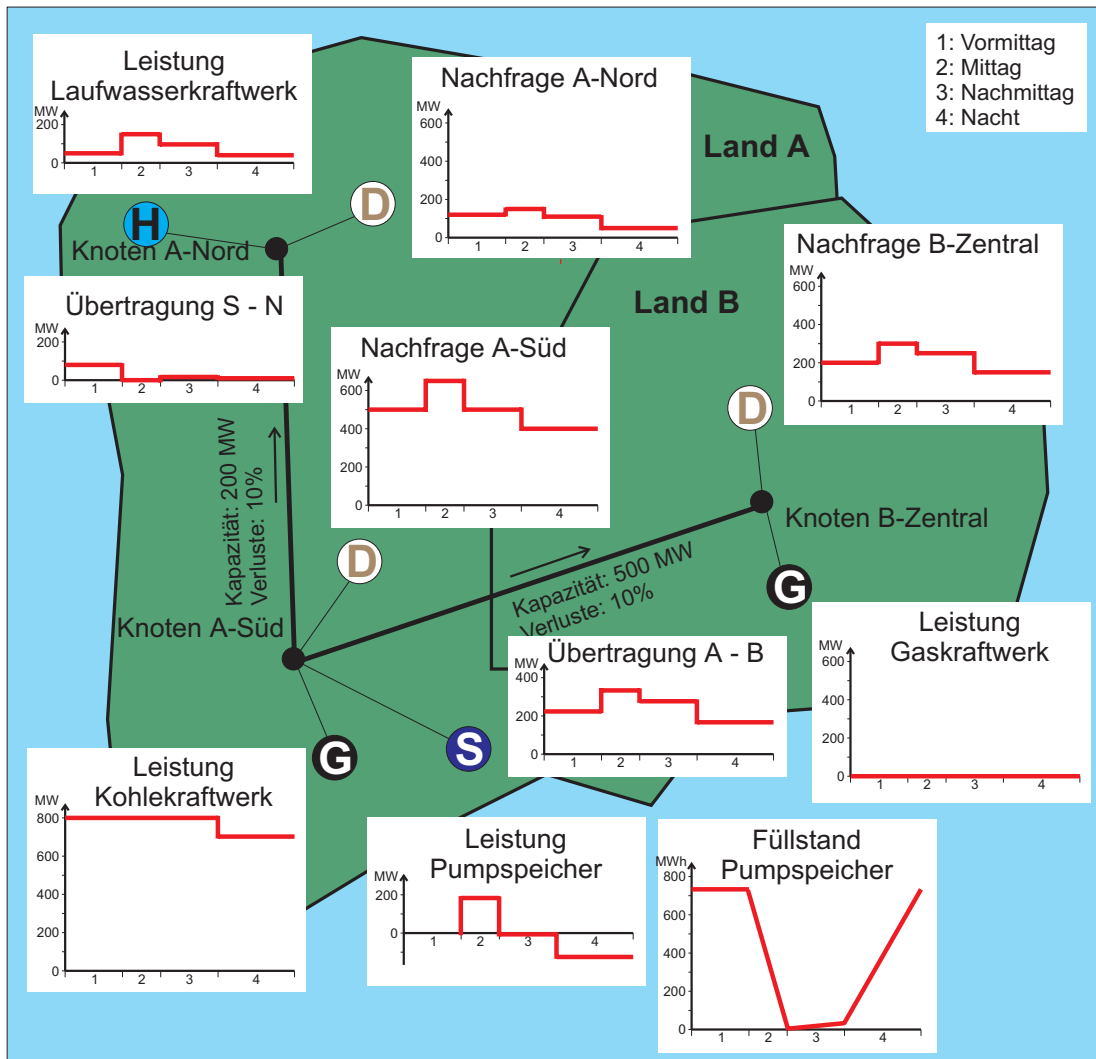


Abbildung A.4: Ergebnis der hydrothermischen Einsatzoptimierung

kungsgrad beträgt 70 %. Variable Betriebskosten werden bei beiden Kraftwerken vernachlässigt.

Die erweiterte Systemkonfiguration ist in Abbildung A.3 dargestellt. Die Ergebnisse der Optimierung für dieses Beispiel sind in Abbildung A.4 dargestellt. In Tabelle A.3 sind die eingesetzten Leistungen der Kraftwerke, die Übertragungsleistungen sowie der Füllstand des Pumpspeichers zu Ende des jeweiligen Zeitsegments genannt.

Der Einsatz der Wasserkraftwerke erfolgt kostenoptimal zu Zeiten hoher Last und verdrängt den Einsatz des Gaskraftwerks vollständig. Da die gesamte Last mit dem Laufwasserkraftwerk und dem Kohlekraftwerk mittags nicht gedeckt werden kann



und zwischen dem Gas- und dem Kohlekraftwerk eine Kostendifferenz von mehr als 30 % existiert, wird auch das Pumpspeicherkraftwerk eingesetzt. Freie Kapazität des Kohlekraftwerks wird nachmittags und nachts zum Pumpen genutzt. Zur Zeit der Mittagsspitze wird die gespeicherte Energie dann zur Lastdeckung genutzt. Die Summe der variablen Kosten für den betrachteten Tag beträgt 369 000 \$ und ist somit deutlich geringer als bei dem rein thermischen System aus Abschnitt A.2.

Tabelle A.3: Ergebnis: hydrothermischer Kraftwerksbetrieb

Werte in MW bzw. MWh					
Zeitsegment	Erzeugung				Pump- leistung
	Kohle-KW	Gas-KW	Laufw.	Pumpsp.	
Vormittag (1)	800	0	50	0	0
Mittag (2)	800	0	150	183	0
Nachmittag (3)	800	0	97	0	7
Nacht (4)	703	0	40	0	125
<i>Tagessumme</i>	<i>18 425</i>	<i>0</i>	<i>1 800</i>	<i>733</i>	<i>1 003</i>
Zeitsegment	Übertragung		Leitungs- verluste	Pumpspeicher- füllstand	
	Süd – Nord	A – B			
Vormittag (1)	78	222	30	733	
Mittag (2)	0	333	33	0	
Nachmittag (3)	15	278	29	31	
Nacht (4)	11	167	18	733	
<i>Tagessumme</i>	<i>644</i>	<i>5 667</i>	<i>631</i>		

Bei genauer Betrachtung des Ergebnisses wird deutlich, daß auch alternative Lösungen mit gleichen Gesamtkosten existieren. Es könnte z.B. das Füllen des Pumpspeichers komplett in der Nacht stattfinden. Die Leistung des Kohlkraftwerks oder des Laufwasserkraftwerks wären am Nachmittag entsprechend zu reduzieren und in der Nacht zu erhöhen. Mit den gebräuchlichen Algorithmen zum Lösen von linearen Optimierungsproblemen erhält man nur *eine* Lösung mit welcher der optimale Zielfunktionswert erreicht wird. Anhand der dualen Lösung kann man allerdings erkennen, ob weitere optimale Lösungen existieren. Solche weiteren optimalen Lösungen lassen sich z. B. durch die Vorgabe von unterschiedlichen Startwerten finden.

## A.4 Statische Ausbauplanung

Bei der statischen Ausbauplanung wird *ein* Jahr in der Zukunft betrachtet und für die erwartete Nachfrage in diesem Jahr die optimale Erweiterung der Systemkonfiguration ermittelt (vgl. Abschnitt 3.1.1). In diesem Abschnitt werden für das Beispielproblem die Ergebnisse einer solchen statischen Betrachtungsweise vorgestellt und im nächsten Abschnitt einer dynamischen Ausbauplanung gegenübergestellt.

Ausgangspunkt für die Ausbauplanung ist die in Abschnitt A.1 vorgestellte Modellstruktur und Nachfrage ohne die Ergänzungen aus Abschnitt A.3. Ausgangsjahr sei das Jahr 2000. Geplant werden soll ein erweitertes System für das Jahr 2005. Notwendig sind die Erweiterungen, da mit einem starken Nachfragewachstum gerechnet wird. Im Land A wird von einem Nachfragewachstum von insgesamt 30 % bis zum Jahr 2005, im Land B von 100 % ausgegangen. Die Form der Lastganglinie soll sich gegenüber 2000 nicht ändern, und der mit vier Zeitsegmenten modellierte Typtag aus Abschnitt A.1 sei weiterhin repräsentativ für das ganze Jahr.

Die beiden Kraftwerke aus Abschnitt A.1 seien im Jahr 2005 noch immer in Betrieb (mit den gleichen variablen Kosten).

Für den Ausbau des Systems stehen folgende Projekte zur Verfügung:

- Das in Abschnitt A.3 beschriebene Laufwasserkraftwerk im Norden des Landes A mit einer Kapazität von 150 MW, einer Tageserzeugung von 1 800 MWh und einem kontinuierlichen Mindesteinsatz von 40 MW. Die Investitionskosten betragen 180 Millionen \$ (1 200 \$ pro kW), und es wird von einer technischen Lebensdauer von 40 Jahren ausgegangen. Die feststehenden jährlichen Betriebs- und Wartungskosten betragen konstant 1 800 000 \$ (1 % der Investitionskosten). Variable Betriebskosten werden vernachlässigt.
- Ein neues Speicherwasserkraftwerk ebenfalls im Norden des Landes A mit einer Kapazität von 500 MW und einer Jahreserzeugung von 3 500 GWh (oder 9 600 MWh pro Tag, da von 365 identischen Tagen pro Jahr ausgegangen wird). Die Investitionskosten betragen 1 Milliarde \$ (2 000 \$ pro kW), und es wird von einer technischen Lebensdauer von 50 Jahren ausgegangen. Die feststehenden jährlichen Betriebs- und Wartungskosten betragen konstant 10 Millionen \$ (1 % der Investitionskosten). Variable Betriebskosten werden wiederum vernachlässigt.

- Ein neues Gas- und Dampfkraftwerk (GuD-Kraftwerk) im Land B mit einer Kapazität von 100 MW pro Block. Es können maximal 6 identische Blöcke gebaut werden. Die Investitionskosten betragen 80 Millionen \$ für den ersten Block (800 \$ pro kW) und 65 Millionen für jeden weiteren Block (650 \$ pro kW)<sup>1</sup>. Die technische Lebensdauer beträgt 25 Jahre. Die feststehenden jährlichen Betriebs- und Wartungskosten betragen konstant 4 Millionen \$ für den ersten Block und 2,5 Millionen \$ zusätzlich für jeden weiteren Block. Die variablen Betriebskosten belaufen sich auf 25 \$ pro MWh.
- Eine neue Leitung zwischen den Knoten A-Nord und B-Zentral, um die Erzeugung der neuen Wasserkraftwerke im Norden des Landes A in das Land B, in welchem die größte Nachfragesteigerung stattfindet, transportieren zu können. Die Leitung hat eine Kapazität von 400 MW und einen durchschnittlichen Verlustfaktor von 5 %. Die Investitionskosten betragen 60 Millionen \$ (oder 200 000 \$ pro km bei angenommenen 300 km Entfernung). Es wird von einer technischen Lebensdauer von 50 Jahren und feststehenden jährlichen Betriebs- und Wartungskosten von 300 000 \$ (0,5 % der Investitionskosten) ausgegangen.

In Abbildung A.5 sind die Erweiterungsmöglichkeiten dargestellt. In Tabelle A.4 sind die finanziellen Kenngrößen der Ausbauoptionen inklusive der Annuität der Investitionskosten (vgl. Abschnitt 4.2.6.2) und den gesamten jährlichen feststehenden Kosten (hier Annuität der Investitionskosten plus jährliche feststehenden Betriebs- und Wartungskosten – vgl. Abschnitt 4.2.6.3) zusammengefaßt. Alle Kostenangaben sind reale, inflationsbereinigte Preise für das Jahr 2000. Bei der Berechnung der Annuität wird ein realer Diskontsatz von 10 % zugrundegelegt.

Die Lösung des Optimierungsproblems, das nun aus der ganzzahligen Optimierung der Systemerweiterung und der kontinuierlichen Betriebsoptimierung für den betrachteten typischen Tag besteht, ergibt die folgenden Ausbauentscheidungen:

- Das Laufwasserkraftwerk wird gebaut.
- Das Speicherwasserkraftwerk wird gebaut.
- Das GuD-Kraftwerk wird *nicht* gebaut.
- Die Leitung von A-Nord nach B-Zentral wird gebaut.

---

<sup>1</sup>Durch die höheren Kosten für den ersten Block seien die Netzanschluß- und Geländeerschließungskosten berücksichtigt.

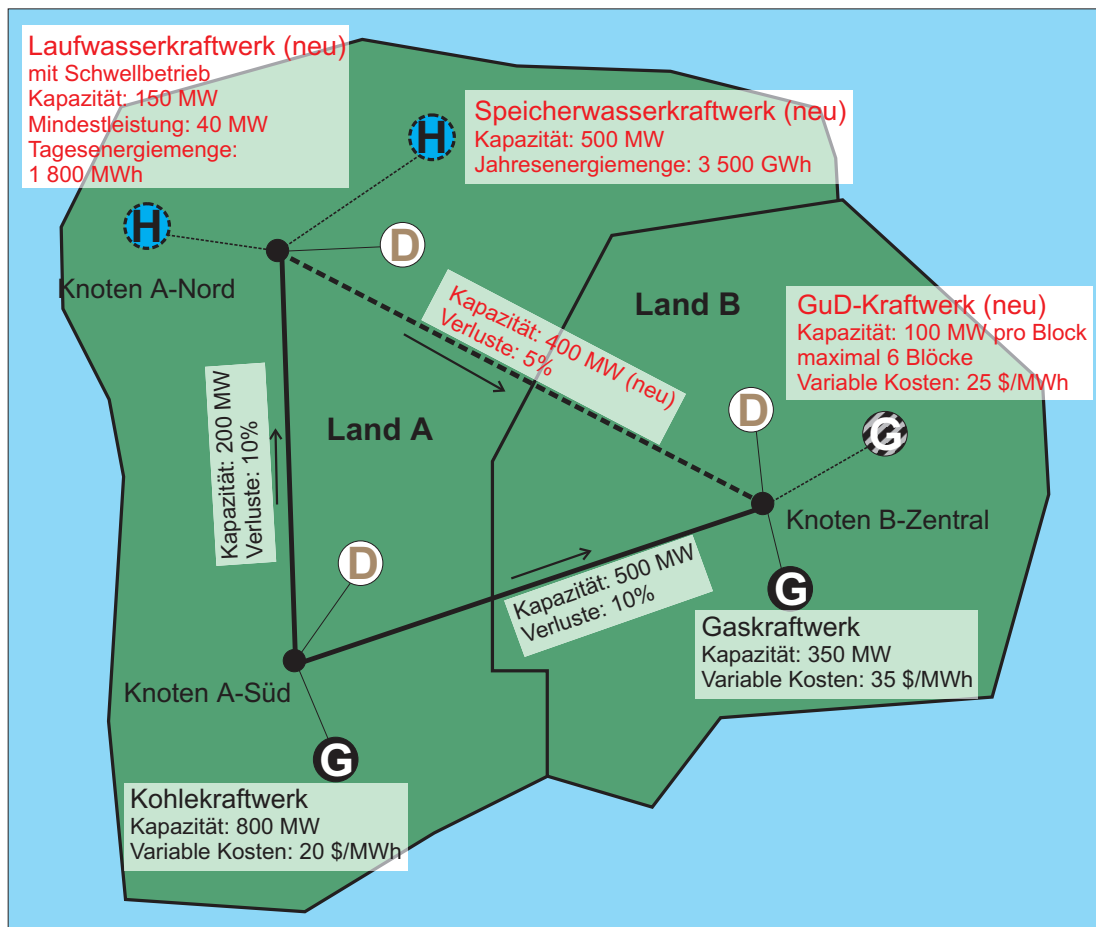


Abbildung A.5: Ausbauplanungen

Die Plausibilität dieses Ergebnisses soll kurz mit einer Überschlagsrechnung begründet werden. Hierzu werden zunächst die durchschnittlichen Erzeugungskosten inkl. Fixkosten für die einzelnen Alternativen abgeschätzt. Das Laufwasserkraftwerk kann 657 000 MWh pro Jahr erzeugen. Legt man die jährlichen feststehenden Kosten von 20,2 Millionen \$ auf diese Energiemenge um, so erhält man 30,8 \$/MWh. Beim Speicherwasserkraftwerk erhält man 31,7 \$/MWh. Um die Erzeugung des Speicherwasserkraftwerks vollständig nutzen zu können, muß die Leitung von A-Nord nach B-Zentral gebaut werden. Legt man die jährlichen feststehenden Kosten für die Leitung auf die Jahresproduktion des Speicherwasserkraftwerks um, ergeben sich weitere Kosten von 1,8 \$/MWh. Geht man zudem davon aus, daß die Produktion des Speicherwasserkraftwerks hauptsächlich im Land B verbraucht wird, sind die Übertragungsverluste von 5 % zu berücksichtigen. Es ergeben sich daher Kosten von insgesamt 35,2 \$/MWh für den Wasserkraftstrom aus dem Speicherwasserkraftwerk geliefert an den Knoten B-Zentral. Legt man die jährlichen feststehenden Kosten des GuD-Kraftwerks auf die Maxi-

Tabelle A.4: Finanzielle Kenngrößen der Erweiterungsoptionen

	Lauf- wasser- kraftwerk	Speicher- wasser- kraftwerk	GuD- Kraftwerk 1. Block	GuD- Kraftwerk 2.–6. Block	Leitung A-Nord – B
Kapazität	150 MW	500 MW	100 MW	je 100 MW	400 MW
Investitionskosten [Millionen \$]	180	1 000	80	65	60
Technische Lebens- dauer [Jahre]	40	50	25	25	50
Annuität der Inv.- kosten [Mill. \$]	18,406	100,859	8,813	7,161	6,052
Betriebs- und War- tungskosten [\$ /a]	1 800 000	10 000 000	4 000 000	2 500 000	300 000
gesamte feststehende Kosten [Mill. \$ /a]	20,206	110,859	12,813	9,661	6,352
gesamte feststehende Kosten [\$ /a /MW]	134 707	221 718	128 134	96 609	15 879
variable Betriebs- kosten [\$]	0	0	25	25	0

malanzahl von 8 760 Stunden pro Jahr um, erhält man 14,6 \$/MWh für den ersten Block und 11,0 \$/MWh für die weiteren Blöcke. Zusammen mit den variablen Kosten von 25,0 \$/MWh erhält man 39,6 \$/MWh bzw. 36,0 \$/MWh Gesamtkosten. Die Annahme von 8760 Betriebsstunden pro Jahr ist in unserem Beispiel (im Gegensatz zur Realität) relativ realistisch, da das GuD-Kraftwerk mit um Vergleich zum Gaskraftwerk geringeren variablen Kosten dessen Erzeugung soweit möglich verdrängen würde.

Weiterhin wird der Bedarf an neuer installierter Leistung abgeschätzt. Die existierende installierte Leistung beträgt 1 150 MW. Der Spitzenbedarf (Zeitsegment Mittag des Typtages) beträgt im Jahr 2005 1 640 MW. Schätzt man die Übertragungsverluste mit 2 % dieser Nachfrage oder 30 MW ab, erhält man einen Mindestbedarf von 520 MW an zusätzlicher Kraftwerksleistung.

Jetzt stellt sich die Frage, wie sich diese zusätzliche Kraftwerksleistung zusammensetzt. Zunächst einmal ist das Laufwasserkraftwerk eine attraktive Investition, da dessen Gesamtkosten niedriger als die variablen Kosten des Gaskraftwerks

Tabelle A.5: Ergebnis: Kraftwerksbetrieb des erweiterten Systems

Werte in MW bzw. GWh						
Zeitsegment	Nachfrage			Erzeugung		
	A-Nord	A-Süd	B-Zentral	Kohle-KW	Gas-KW	Laufw.
Vormittag (1)	156	650	400	672	0	107
Mittag (2)	195	845	600	800	216	150
Nachmittag (3)	143	650	500	787	0	40
Nacht (4)	65	520	300	629	0	40
<i>Jahressumme</i>	<i>1 129</i>	<i>5 599</i>	<i>3 723</i>	<i>6 198</i>	<i>315</i>	<i>657</i>
Zeitsegment	Erzeug. Speicher- KW	Übertragung			Leitungs- verluste	
		A-Süd – A-Nord	A-Süd – B-Zentral	A-Nord – B-Zentral		
Vormittag (1)	449	0	22	400	22	
Mittag (2)	500	0	5	400	26	
Nachmittag (3)	500	-55	137	397	34	
Nacht (4)	238	0	109	213	22	
<i>Jahressumme</i>	<i>3 504</i>	<i>-80</i>	<i>671</i>	<i>2 951</i>	<i>223</i>	

sind und ein Großteil dessen Erzeugung direkt am Knoten B-Nord verbraucht werden können, was zusätzlich Transportverluste einspart. Für die verbleibenden 370 MW ergeben sich die beiden Alternativen: GuD-Kraftwerk mit 400 MW Leistung oder das Speicherwasserkraftwerk mit 500 MW Leistung zusammen mit der neuen Leitung von A-Nord nach B-Zentral. Hätte das Speicherwasserkraftwerk eine Kapazität von 400 MW bei entsprechend geringeren Kosten und Zuflüssen, so wäre der Vergleich sehr einfach, und das Speicherwasserkraftwerk wäre aufgrund der geringeren Gesamtkosten pro erzeugter MWh eindeutig zu bevorzugen. Es stellt sich die Frage, wie die zusätzliche Kapazität von 100 MW des Speicherkraftwerks zu bewerten ist. Da das Speicherkraftwerk mit den vernachlässigbaren variablen Kosten den Einsatz der thermischen Kraftwerke verdrängt, sind die Kosten der Mehrkapazität mit der Differenz zur verdrängten thermischen Erzeugung zu bewerten. Geht man davon aus, daß in erster Linie der Einsatz des Gaskraftwerkes verdrängt wird, so sind die Gesamtkosten von 35,2 \$/MWh nur unwesentlich höher als die variablen Kosten der verdrängten thermischen Erzeugung. Daher können die 35,2 \$/MWh Gesamtkosten des Wasserkraftwerks direkt mit den durchschnittlichen Erzeugungskosten von 36,9 \$/MWh eines GuD-Kraftwerks mit

400 MW Kapazität verglichen werden. Der Bau des Speicherwasserkraftwerks ist also zu bevorzugen. Geht man von 7000 Vollaststunden für die beiden alternativen neuen Kraftwerke aus, so lässt sich der Kostenvorteil der Lösung mit dem Speicherwasserkraftwerk auf ca. 5 Millionen \$ pro Jahr abschätzen. (Der exakte Vergleich ergibt eine Kostendifferenz von 8,4 Millionen \$ pro Jahr.)

Der Kraftwerkseinsatz für das erweiterte System ist in Abbildung A.6 dargestellt und in Tabelle A.5 zusammengefasst.

Das vorhandene Wasserkraftpotential wird vollständig ausgenutzt und in erster Linie zu Zeiten hohen Verbrauchs eingesetzt. Das Gaskraftwerk mit den höchsten variablen Kosten wird nur noch zur Zeit der höchsten Last (mittags) betrieben, wo es zur Deckung der Last benötigt wird. Das dargestellte Ergebnis ist wiederum, was den Einsatz der Kraftwerke anbelangt, nicht das einzige Ergebnis mit minimalen Kosten.

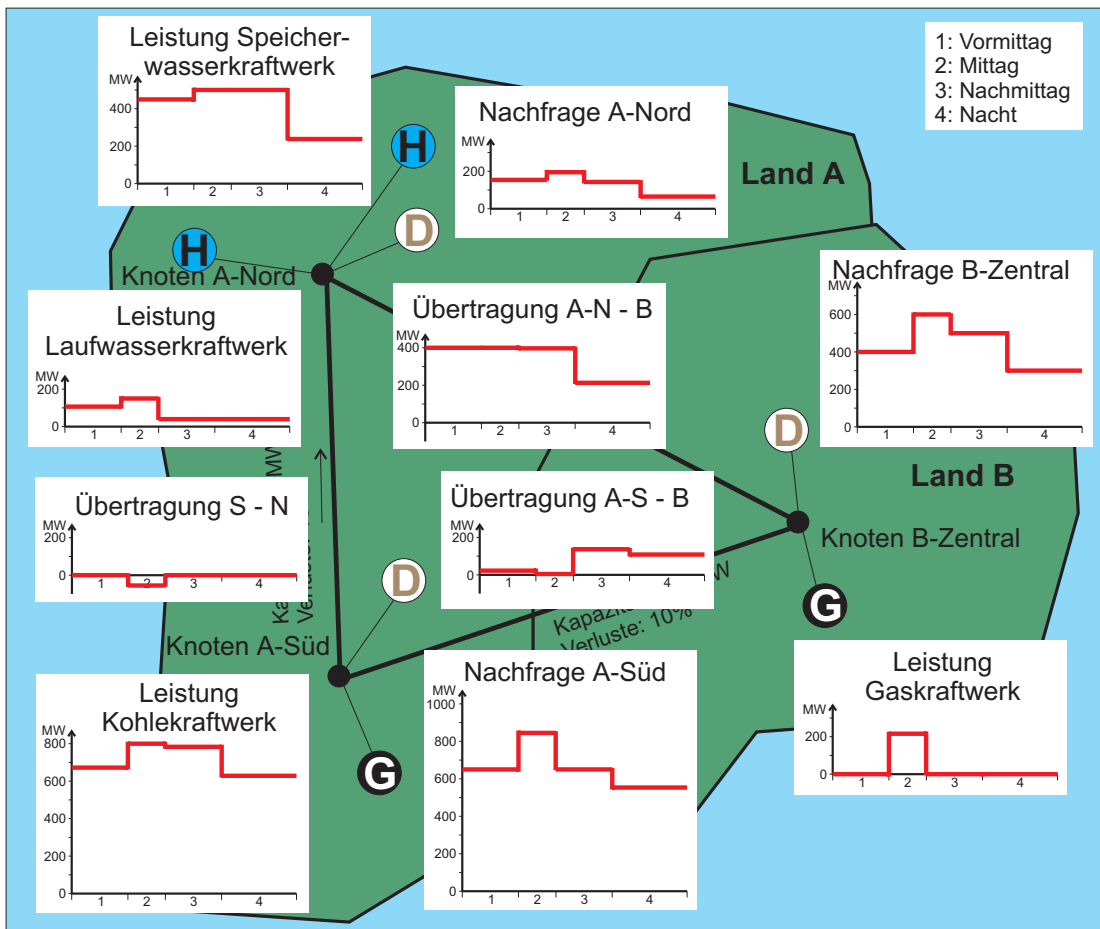


Abbildung A.6: Kraftwerkseinsatz nach Ausbau

## A.5 Dynamische Ausbauplanung

Im Gegensatz zur statischen Ausbauplanung, bei welcher nur *ein* Zieljahr betrachtet wird, werden bei der dynamischen Ausbauplanungen Ausbauoptionen in ihrer Abfolge über mehrere Jahre hinweg geplant.

Ausgehend von der Konfiguration in Abschnitt A.1, die den Systemzustand im Jahr 2000 darstellt, soll jetzt ein dynamischer Systemausbau für die Jahre 2001 bis 2005 geplant werden. Er wird über diesen Zeitraum hinweg ein konstantes Nachfragewachstum von 5,4% p. a. im Land A und 14,9% p. a. im Land B angenommen. Mit diesen Werten wird die in Abschnitt A.4 genannte Nachfrage im Zieljahr 2005 erreicht.

Als Ausbauoptionen stehen die im Abschnitt A.4 beschriebenen Projekte zur Verfügung. Planungs- und Bauzeiten, sollen unberücksichtigt bleiben, so daß jedes der Projekte ab dem Jahr 2001 in Betrieb gehen kann. Sämtliche Kosten werden über den betrachteten Zeitraum hinweg als konstant betrachtet. Der Diskontsatz wird wiederum mit 10% angesetzt.

Die optimale Ausbaustrategie für diese Fragestellung lautet:

- Das Laufwasserkraftwerk geht im Jahr 2001 in Betrieb.
- Das Speicherwasserkraftwerk wird *nicht* gebaut.
- Der erste Block des GuD-Kraftwerks geht im Jahr 2003 in Betrieb. Zwei weitere Blöcke folgen im Jahr 2004 und ein weiterer im Jahr 2005.
- Die Leitung von A-Nord nach B-Zentral wird *nicht* gebaut.

Es fällt sofort auf, daß sich bei der dynamischen Ausbauplanung eine andere Systemkonfiguration im Jahr 2005 ergibt als bei der statischen Ausbauplanung im vorangegangenen Abschnitt. Die soll im folgenden nach einer detaillierteren Darstellung der Ergebnisse plausibel gemacht werden.

Die Entwicklung der gesamten installierten Leistung sowie der Maximalnachfrage (Zeitsegment Mittag) sind in Abbildung A.7 dargestellt. In Tabelle A.6 sind die wichtigsten Ergebnisse für die einzelnen Jahre zusammengefaßt. Die gesamte installierte Kapazität folgt relativ eng dem Nachfragewachstum.

Der Bau des Laufwasserkraftwerks im Jahr 2001 ist aus den Überlegungen aus Abschnitt A.4 sofort einsichtig: Da die Gesamtkosten des Laufwasserkraftwerks mit



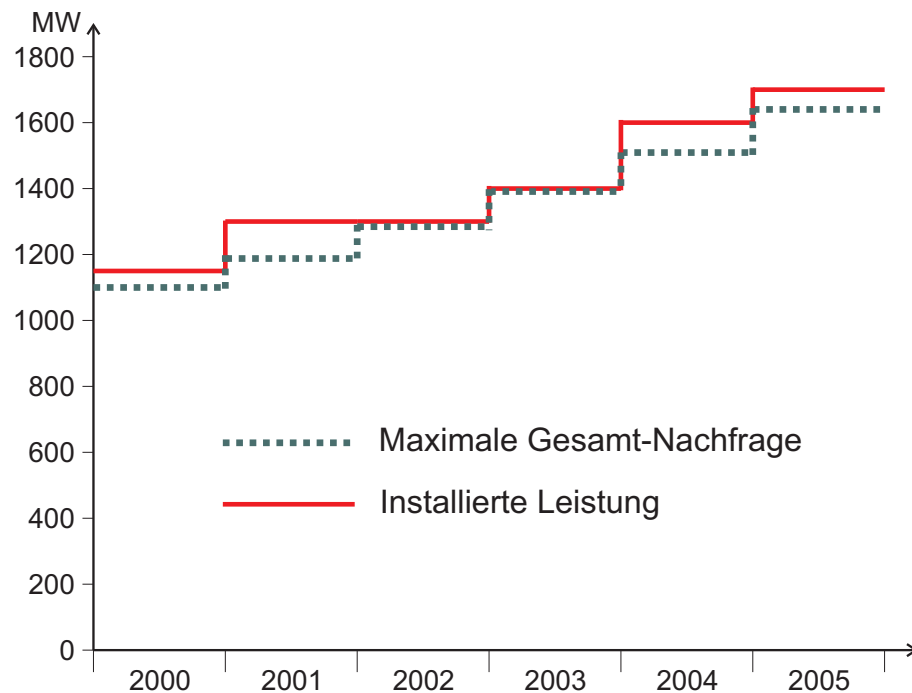


Abbildung A.7: Entwicklung von Nachfrage und installierter Leistung

30,8 \$/MWh geringer als die variablen Kosten des Gaskraftwerks mit 35,0 \$/MWh sind und ausreichend Übertragungskapazitäten bzw. Bedarf im Knoten A-Nord zur Nutzung der Erzeugung des Laufwasserkraftwerks vorhanden sind, wird das Laufwasserkraftwerk so bald wie möglich gebaut und ersetzt soweit wie möglich die Erzeugung des Gaskraftwerks.

Warum wird bei der dynamischen Ausbauplanung das GuD-Kraftwerk und nicht das Speicherwasserkraftwerk gebaut? Pauschal läßt sich diese Frage mit der blockweisen Erweiterbarkeit des GuD-Kraftwerks begründen. Eine Überschlagsrechnung ergibt die folgende Abschätzung: Bei der statischen Ausbauplanung wurde für das Jahr 2005 ein Kostenvorteil von 8,4 Millionen \$ für den Bau des Speicherwasserkraftwerks in Verbindung mit der neuen Übertragungsleitung gegenüber der Lösung mit dem GuD-Kraftwerk berechnet (Abschnitt A.4). Der Barwert im Jahr 2000 dieser Einsparung beträgt 5,2 Millionen \$. Bei der Ausbaulösung mit dem Speicherwasserkraftwerk müßte dieses schon im Jahr 2003 in Betrieb genommen werden, um die Gesamtlast zu decken. Zur Nutzung der gesamten installierten Kapazität wäre auch gleichzeitig die Inbetriebnahme der Leitung zwischen A-Nord und B-Zentral erforderlich. Laut Tabelle A.4 würde dies feststehende Betriebs- und Investitionskosten von 117,2 Millionen \$ p. a. verursachen. Demgegenüber stehen 12,8 Millionen \$ p. a. für das GuD-Kraftwerk mit 100 MW. Mit der Jah-

Tabelle A.6: Ergebnis: Dynamische Ausbauplanung

Maximale Nachfrage [MW]	Jahr					
	2000	2001	2002	2003	2004	2005
A-Nord	150	158	167	176	185	195
A-Süd	650	685	722	761	802	845
B-Zentral	300	345	396	455	522	600
<i>Summe</i>	<i>1 100</i>	<i>1 188</i>	<i>1 284</i>	<i>1 391</i>	<i>1 509</i>	<i>1 640</i>
Installierte Kapazität [MW]	Jahr					
	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Kohlekraftwerk	800	800	800	800	800	800
Gaskraftwerk	350	350	350	350	350	350
Laufwasserkraftwerk	0	150	150	150	150	150
Speicherwasserkraftwerk	0	0	0	0	0	0
GuD-Kraftwerk	0	0	0	100	300	400
<i>Summe</i>	<i>1 150</i>	<i>1 300</i>	<i>1 300</i>	<i>1 400</i>	<i>1 600</i>	<i>1 700</i>

resproduktion des Speicherwasserkraftwerks in Höhe von 3 500 GWh abzüglich geschätzte 5 % durchschnittliche Transportverluste wird thermische Erzeugung ersetzt. Und zwar zunächst vom Gaskraftwerk, das in erster Linie nur zur Zeit des Spitzenbedarfs eingesetzt würde und ca. 3000 Vollaststunden Betrieb oder ca. 1050 GWh Erzeugung hätte (Einsparung: ca. 37 Millionen \$ variable Betriebskosten). Als nächstes wird die Produktion des GuD-Kraftwerks mit 100 MW Kapazität ersetzt. Da dessen variable Kosten höher als die des Kohlekraftwerks sind, wird das GuD-Kraftwerk auch nicht als reines Grundlastkraftwerk laufen und ca. 6000 Vollaststunden Betrieb oder ca. 600 GWh Produktion erreichen (Einsparung: ca. 15 Millionen \$ variable Betriebskosten). Mit der restlichen nutzbaren Produktion von 1 675 GWh würde Produktion des Kohlekraftwerks zu variablen Kosten von 20 \$/MWh ersetzt (Einsparung: ca. 34 Millionen \$). Somit lassen sich die gesamten Mehrkosten für das Jahr 2003 durch die Lösung mit dem Speicherwasserkraftwerk auf ca. 18 Millionen \$ schätzen, was einem Barwert von 13,5 Millionen \$ entspricht. Stellt man die gleiche Überschlagsrechnung mit den selben Annahmen für die Vollaststunden des Gas- und GuD-Kraftwerks, die durch die Erzeugung des Speicherwasserkraftwerks ersetzt werden könnten, an, schätzt man die Mehrkosten im Jahr 2004 für die Lösung mit dem Wasserkraftwerk auf 6,4 Millionen \$ (Barwert: 4,4 Millionen \$). Insgesamt ergibt sich ein geschätzter Kostenvorteil

durch die Lösung mit dem GuD-Kraftwerk von 13 Millionen \$ (Barwert 2000). (Der exakte Vergleich ergibt für das Jahr 2003 Mehrkosten in Höhe von 16,5 Millionen \$ für die Lösung mit dem Speicherwasserkraftwerk und für das Jahr 2004 in Höhe von 2,3 Millionen \$. Beim Barwert ergibt sich eine Differenz von 8,7 Millionen \$ – in Anbetracht von insgesamt knapp 1 Milliarde optimierungsrelevanter Systemkosten keine sehr große Differenz.)

An dem Vergleich der statischen und dynamischen Ausbauplanung anhand dieses kleinen Beispiels wurde deutlich, daß beide Verfahren zu unterschiedlichen Ergebnissen für das Zieljahr führen können. Anhand von Überschlagsrechnungen sind bei einem stark vereinfachten, überschaubaren Beispiel die Optimierungsergebnisse nachvollziehbar. Bei komplexen, realen Problemstellungen wird dies oftmals sehr schwierig.

## A.6 Ausbauplanung unter Berücksichtigung von Importbeschränkungen

Das RIEP-Modell erlaubt die Berücksichtigung einer Vielzahl von Restriktionen, die nicht technischer oder ökonomischer Natur sondern eher politischer Natur sind. Als Beispiel soll hier eine Importbeschränkung für Elektrizität des Landes B angenommen werden: In der Jahressumme dürfen die Stromimporte die Stromexporte nicht überschreiten.

Mit dieser zusätzlichen Restriktion ergibt sich für die dynamische Ausbauplanung aus Abschnitt A.5 folgende optimale Ausbaustrategie:

- Das Laufwasserkraftwerk geht im Jahr 2004 in Betrieb.
- Das Speicherwasserkraftwerk wird *nicht* gebaut.
- Der erste Block des GuD-Kraftwerks geht im Jahr 2001 in Betrieb. Jeweils ein weiterer Block folgt in den Jahren 2002, 2003 und 2005.
- Die Leitung von A-Nord nach B-Zentral wird *nicht* gebaut.

Gegenüber der dynamischen Ausbauplanung ohne Importbeschränkung wird das Laufwasserkraftwerk erst 3 Jahre später und dafür das GuD-Kraftwerk 2 Jahre früher gebaut. Dies ist wie folgt plausibel zu begründen: Mit 30,8 \$/MWh Gesamtkosten ist das Laufwasserkraftwerk günstiger als das existierende Gaskraftwerk,

jedoch teurer als das existierende Kohlekraftwerk. Durch die Beschränkung der Exporte von A nach B könnte das Laufwasserkraftwerk jedoch im wesentlichen nur die Produktion des Kohlekraftwerks ersetzen und ist daher vorerst uninteressant. Gleiches gilt für das Speicherwasserkraftwerk. Aufgrund des des Nachfragewachstums im Land A reicht ab dem Jahr 2004 die Kapazität der Leitung A-Süd – A-Nord nicht mehr für die Versorgung des Knotens A-Nord aus. Deshalb wird in diesem Jahr das Laufwasserkraftwerk in Betrieb genommen. Als Alternative kämen der Bau des Speicherwasserkraftwerks oder der Leitung A-Nord – B-Zentral in Frage. Ersteres scheidet aufgrund der wesentlich höheren Gesamtkosten sofort aus. Die jährlichen feststehenden Kosten für die Leitung sind mit 6,4 Millionen \$ p. a. deutlich geringer als die des Laufwasserkraftwerks mit 20,2 Millionen \$ p. a. (siehe Abschnitt A.4). Da jedoch als Alternative zum Laufwasserkraftwerk zusätzlich zu der neuen Leitung für die Deckung der Gesamtlast im Jahr 2004 ein weiterer GuD-Block mit 100 MW Kapazität erforderlich wäre, sind zumindest weitere feststehende Kosten von 9,7 Millionen \$ p. a. zu berücksichtigen. Der verbleibenden Differenz von 4,1 Millionen \$ p. a. stehen jedoch Einsparungen von mindestens 13,1 Millionen \$ p. a. ( $657\,000 \text{ MWh} \cdot 20 \text{ \$/MWh}$ ) gegenüber, da durch den Einsatz des Laufwasserkraftwerks der Einsatz der thermischen Kraftwerke verdrängt wird. Das Laufwasserkraftwerk ist somit die kostengünstigere Lösung.

Die einzelnen Blöcke des GuD-Kraftwerks werden in einer Abfolge gebaut, die für die Deckung der Gesamtlast erforderlich ist. Tabelle A.7 gibt einen Überblick über die Entwicklung der Nachfrage und Kapazität.

In Tabelle A.8 sind die optimierungsrelevanten Systemkosten (für existierende Kraftwerke nur variable Betriebskosten; für neue Kraftwerke variable Betriebskosten, feststehende Betriebs- und Wartungskosten sowie Annuitäten der Investitionskosten) gegenübergestellt. Es ergibt sich durch die Importbeschränkung ein um 60,7 Millionen \$ höherer Barwert der Systemkosten für die betrachteten sechs Jahre.

Tabelle A.7: Ergebnis: Dynamische Ausbauplanung mit Importbeschränkung

Maximale Nachfrage [MW]	Jahr					
	2000	2001	2002	2003	2004	2005
A-Nord	150	158	167	176	185	195
A-Süd	650	685	722	761	802	845
B-Zentral	300	345	396	455	522	600
<i>Summe</i>	<i>1 100</i>	<i>1 188</i>	<i>1 284</i>	<i>1 391</i>	<i>1 509</i>	<i>1 640</i>
Installierte Kapazität [MW]	Jahr					
	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Kohlekraftwerk	800	800	800	800	800	800
Gaskraftwerk	350	350	350	350	350	350
Laufwasserkraftwerk	0	0	0	0	150	150
Speicherwasserkraftwerk	0	0	0	0	0	0
GuD-Kraftwerk	0	100	200	300	300	400
<i>Summe</i>	<i>1 150</i>	<i>1 250</i>	<i>1 1350</i>	<i>1 450</i>	<i>1 600</i>	<i>1 700</i>

Tabelle A.8: Zusatzkosten durch Importbeschränkung

Jahr	Jährliche Systemkosten [Mill. \$]		Differenz [Mill. \$]
	ohne Importbeschr.	mit Importbeschr.	
2000	156,8	170,7	13,9
2001	172,3	190,4	18,1
2002	191,0	208,8	17,8
2003	218,7	232,3	13,6
2004	250,0	255,7	5,8
2005	280,6	283,0	2,4
Summe (Barwert 2000)	980,5	1 041,3	60,7



# Anhang B

## Mathematische Modellformulierung

In diesem Anhang wird die mathematische Formulierung des in Kapitel 4 vorgestellten Modells ausführlicher dargestellt. Im Fall von mehreren ähnlich formulierten Modelloptionen- oder Funktionalitäten wird in der Regel jedoch nur exemplarisch eine dieser Optionen oder Funktionalitäten mit Formeln beschrieben. Während in Kapitel 4 der Schwerpunkt auf einer verständlichen Modellbeschreibung liegt wird in diesem Anhang das RIEP-Modell in einem Detailierungsgrad beschrieben, der die Nachbildung des Modells ermöglichen sollte.

Bei umfangreichen GGLP-Probleme ist es wichtig, möglichst wenige unnötigen Variablen oder Gleichungen im Gleichungssystem zu generieren, da sich diese negativ auf die Lösbarkeit des Systems auswirken und bei großen Problemen, wie dem vorliegenden, zur Unlösbarkeit oder unakzeptabel langen Rechenzeiten führen können. So sollten z. B. Betriebsvariablen für ein neues Kraftwerk vor dem erstmöglichen Termin der Inbetriebnahme vermieden werden. Im Kapitel 4 wurde auf diese Sorgfalt bei der Darstellung der Gleichungen der Übersichtlichkeit halber verzichtet. In diesem Kapitel werden die Gleichungen detaillierter und weitgehend der wirklichen Modellformulierung entsprechend, die in der Modellierungssprache GAMS umgesetzt wurde, dargestellt.<sup>1</sup> Die Beschreibung der Gleichungen ist in diesem Anhangkapitel bewußt knapp gehalten. Für Erläuterungen zu den verwendeten Formelzeichen wird zusätzlich zu den hier aufgeführten Tabellen auf das Verzeichnis der Formelzeichen auf Seite 159 verwiesen. Für die verwendete Nomenklatur wird auf Abschnitt 4.1 verwiesen.

---

<sup>1</sup>Im wirklichen Modell sind einige Gleichungen zusammengefaßt, die hier der Übersichtlichkeit halber separiert sind. Weiterhin gibt es einige zusätzliche Gleichungen, die weitere Modelloptionen ermöglichen, aber von Ansatz her keine Neuerungen gegenüber den hier beschriebenen Gleichungen beinhalten.

## B.1 Überblick und allgemeine Definitionen

### B.1.1 Modellelemente

Die grundlegenden Elemente des Modells sind zu Mengen zusammengefaßt und in Tabelle B.1 kurz beschrieben.

Tabelle B.1: Modellelemente

Mengen	
<b>Rc</b>	Länder $rc$ im Modell ( <u>r</u> egional subdivision - <u>c</u> ountry)
<b>B</b>	Knoten $b$ , die grundlegenden Bilanzierungspunkte im Modell ( <u>b</u> alancing nodes)
<b>BRc</b>	Zuordnungspaare $(b, rc)$ von Knoten $b$ zu Ländern $rc$ . Da alle Modellelemente Ländern zugeordnet sind, ist eine Zuordnung der Elemente zu Ländern möglich. Dies geschieht mit den Mengen <b>DRc</b> , <b>GRc</b> , <b>HRc</b> , <b>SRc</b> , <b>LRcS</b> und <b>LRcE</b> .
<b>D</b>	Nachfragegruppen $d$ . Einzelne Verbraucher werden zu Nachfragegruppen zusammengefaßt. ( <u>d</u> emand)
<b>G</b>	allgemeine Kraftwerke $g$ (thermische Kraftwerke, vereinfacht modellierte Speicherwasserkraftwerke, Laufwasserkraftwerke, Wind- und Solarkraftwerke – <u>g</u> eneration unit))
<b>H</b>	detailliert Modellierete Wasserkraftwerke $h$ ( <u>h</u> ydro unit)
<b>S</b>	Pumpspeicherkraftwerke $s$ (pumped <u>s</u> torage)
<b>L</b>	Übertragungsleitungen $l$ (transmission <u>l</u> ines)
<b>DSM</b>	DSM-Maßnahmen $dsm$ , die die Last ein oder mehrerer Nachfragegruppen beeinflussen

### B.1.2 Geographische Einteilung und Zuordnung

Geographische Einheiten bilden die Länder  $rc \in \mathbf{Rc}$ . Alle Knoten  $b$  sind genau einem Land  $rc$  zugeordnet. Wesentliche Definitionen sind in Tabelle B.2 aufgeführt. Die Modellierung länderspezifischer Aspekte ist in den Abschnitten B.5.3, B.1.5.1, B.5.5 und B.5.7 beschrieben.



Tabelle B.2: Länderspezifische Definitionen

<b>Mengen</b>	
<b>Rc</b>	Länder $rc$ im Modell
<b>RcZi</b>	Länder $rcZi$ mit Obergrenzen für Nettostromimporte, $\mathbf{RcZi} \subseteq \mathbf{Rc}$ (vgl. Abschnitt B.5.5)
<b>RcZe</b>	Länder $rcZe$ mit Obergrenzen für Nettostromexporte, $\mathbf{RcZe} \subseteq \mathbf{Rc}$ (vgl. Abschnitt B.5.5)
<b>RcCimp</b>	Länder $rcCimp$ mit Importzöllen auf Strom <sup>a</sup> , $\mathbf{RcCimp} \subseteq \mathbf{Rc}$ (vgl. Abschnitt B.5.7)
<b>RcCexp</b>	Länder $rcCexp$ mit Exportzöllen auf Strom <sup>a</sup> , $\mathbf{RcCexp} \subseteq \mathbf{Rc}$ (vgl. Abschnitt B.5.7)
<b>RcCtx</b>	Länder $rcCtx$ mit Elektrizitätssteuern, $\mathbf{RcCtx} \subseteq \mathbf{Rc}$ (vgl. Abschnitt B.1.5)
<b>Parameter</b>	
$ZWiRc_{rc,ty}$	Nettoimportlimit für Land $rc$ und Jahr $ty$
$ZWeRc_{rc,ty}$	Nettoexportlimit für Land $rc$ und Jahr $ty$
$Cimp_{rc,ty}$	Importzoll <sup>b</sup> auf Strom in Land $rc$ im Jahr $ty$
$Cexp_{rc,ty}$	Exportzoll <sup>b</sup> auf Strom in Land $rc$ im Jahr $ty$
$Ctx_{rc,ty}$	Elektrizitätssteuer <sup>b</sup> in Land $rc$ im Jahr $ty$

<sup>a</sup>Zölle auf jährliche Nettoimporte bzw. -exporte. <sup>b</sup>Z. B. in \$ pro MWh.

### B.1.3 Zeitstruktur

Da der Planungszeitraum mehrere Jahre umfaßt, ist es nicht möglich, jede einzelne Stunde innerhalb dieses Zeitraums explizit zu modellieren. Daher werden wie in Tabelle B.3 dargestellt im Modell representative Jahre, Wochen, Tage und Stunden abgebildet.

### B.1.4 Externe Effekte

Externe Effekte werden bei einer rein betriebswirtschaftlichen Kostenrechnung nicht berücksichtigt. Da hier jedoch eine gesellschaftliche Planungsperspektive zugrunde gelegt wird, gehen externe Effekte auf folgende Weise in die Optimierung ein:

Tabelle B.3: Definition der Zeitstruktur

<b>Mengen</b>	
<b>Tm</b>	alle Jahre $tm$ im <u>Modellierungszeitraum</u>
<b>Ty</b>	Stützjahre $ty$ im Modellierungszeitraum, $\mathbf{T}_y \subseteq \mathbf{T}_m$ ( <u>year</u> )
<b>TmTy</b>	Paare $(tm, ty)$ , die jedes $tm$ genau einem $ty$ zuordnen
<b>Ts</b>	Jahreszeiten $ts$ ( <u>season</u> )
<b>Tw</b>	Wochentagstypen $tw$ ( <u>week</u> )
<b>Td</b>	Zeitsegmente $td$ eines Tages ( <u>day</u> )
<b>Parameter</b>	
$DurTs_{ts}$	Länge der Jahreszeit $ts$ in Tagen
$FracTw_{tw}$	Teil der Woche mit Tagestyp $tw$ , ( $\sum_{tw} FracTw_{tw} = 1$ )
$DurTd_{td}$	Länge des Zeitsegments $td$ in Stunden

- länderspezifische externe Kosten (vgl. Abschnitt 4.2.6)
- Ober- und Untergrenzen für das Gesamtsystem (vgl. Gl. B.72 und B.71)
- nationale Ober- und Untergrenzen (vgl. Gl. B.70 und B.69)
- Emissionssteuern (vgl. Abschnitt B.1.5)
- Emissionssteuern, die nur auf Nettostromexporte angewendet werden (vgl. Abschnitt B.5.7).

Die allgemeinen Definitionen für externe Effekte  $x \in \mathbf{X}$  sind in Tabelle B.4 beschrieben. Faktoren, die externen Effekte mit der produzierten Energiemenge eines Kraftwerks (z. B. Emissionsfaktoren) oder mit dem Betrieb, Bau oder der Schließung eines Kraftwerks (oder anderer Modellelemente) verknüpfen, werden beispielhaft für allgemeine Kraftwerke  $g$  in Tabelle B.5 erläutert. Für DSM-Maßnahmen  $dsm$ , Übertragungsleitungen  $l$ , Wasserkraftwerke  $h$  und Pumpspeicherkraftwerke  $s$  werden entsprechende Faktoren definiert (vgl. Formelverzeichnis).

### B.1.5 Kostenrechnung

Die Modellformulierung erfolgt auf Basis realer Preise. Zukünftige Kosten werden unter Anwendung der Barwertmethode diskontiert. Hierbei wird der kalkulatorische, inflationsbereinigte Zinssatz  $\iota$  verwendet.<sup>2</sup> Es wird der Diskontfaktor  $Dis_{ty}$

Tabelle B.4: Allgemeine Definitionen für externe Effekte

<b>Mengen</b>	
<b>X</b>	externe Effekte $x$
<b>Xc</b>	externe Effekte $xc$ , welche mit externen Kosten modelliert werden, $\mathbf{Xc} \subseteq \mathbf{X}$
<b>XcNtx</b>	Paare $(x, rc)$ mit Steuern auf externen Effekt $x$ in Land $rc$
<b>Parameter</b>	
$CX_{x,rc,ty}$	spezifische, externe Kosten des externen Effekts $x$ in Land $rc$ und Jahr $ty$
$CtxX_{x,rc,ty}$	(Emissions-) Steuer <sup>a</sup> ( $\underline{\text{tax}}$ ) auf externen Effekt $x$ in Land $rc$ und Jahr $ty$

<sup>a</sup>Bezieht sich nur auf durch Stromerzeugung verursachte, variable Effekte und nicht auf Effekte, die z. B. durch den Bau eines neuen Kraftwerks verursacht werden.

definiert (Gl. B.1), der das Verhältnis des der Kosten während einer durch das Stützjahr  $ty$  repräsentierten Periode zu den Kosten in diesem Stützjahr  $ty$  beschreibt. Bezugsjahr ist hierbei das erste Jahr  $tm^1$  der Modellierungsperiode.

$$Dis_{ty} = \sum_{tm} \frac{1}{(1 + \iota)^{tm - tm^1}} \quad tm | (tm, ty) \in \mathbf{TmTy} \quad (\text{B.1})$$

Die Diskontfaktoren  $Dis_{ty}$  werden im Modell berechnet und finden in den Kostengleichungen B.10, B.11, B.40, B.49, B.58, B.61, B.66 sowie B.81, die wiederum in die Zielfunktion (Gl. B.82) eingehen, Anwendung.

### B.1.5.1 Für die Optimierung relevante Kosten

Für die Optimierung sind nur diejenigen Kosten von Interesse, welche Entscheidungen beeinflussen können. Daher werden nur die drei in Tabelle B.6 exemplarisch für Kraftwerke  $g$  beschriebenen Kostenparameter benötigt.<sup>3</sup> Die Berechnung

<sup>2</sup>Bei der Modellformulierung wurde noch ein zweiter, gesellschaftlicher Zinssatz verwendet, der für Stromausfallkosten und wahlweise für externe Kosten durch einzelne externe Effekte angewendet wird. Dies schafft die Möglichkeit, die hierdurch reflektierten Schäden in geringerem Maße zu diskontuieren als betriebswirtschaftliche Kosten.

<sup>3</sup>Für DSM-Maßnahmen  $dsm$ , Übertragungsleitungen  $l$ , Wasserkraftwerke  $h$  und Pumpspeicherkraftwerke  $s$  werden entsprechende Parameter definiert, wobei einzelne Modellierungsoptionen, wie z. B. die Erweiterung bestehender Pumpspeicherkraftwerke, nicht vorgesehen sind und in diesen Fällen die entsprechenden Parameter auch nicht benötigt werden.

Tabelle B.5: Faktoren für externe Effekte

$FacXGv_{g,x,ty}$	variable Menge des externen Effekts $x$ , die durch die Produktion einer MWh in Kraftwerk $g$ im Jahr $ty$ verursacht wird
$FacXGf_{g,x,ty}$	jährliche feststehende Menge des externen Effekts $x$ , die durch den Betrieb des Kraftwerks $g$ im Jahr $ty$ verursacht wird
$FacXGi_{gn,x}$	Menge des externen Effekts $x$ , die durch den Bau des Kraftwerks $gn$ verursacht wird
$FacXGs_{gs,x}$	Menge des externen Effekts $x$ , die durch die Stilllegung des Kraftwerks $gs$ verursacht wird
$FacXGxf_{g,x,ty}$	jährliche, feststehende, zusätzliche Menge des externen Effekts $x$ , die durch den Betrieb des erweiterten Kraftwerks $g$ verursacht wird (pro MW Erweiterung)
$FacXGxi_{g,x}$	Menge des externen Effekts $x$ , die durch Zubau einer Erweiterung des Kraftwerks $g$ verursacht wird (pro MW Erweiterung)

dieser Faktoren ist weitgehend in Abschnitt 4.2.6.3 beschrieben. Zusätzlich werden für erweiterbare Kraftwerke die gesamten jährlichen feststehenden, auf die Erweiterung bezogenen Kosten  $CfGx_{g,ty}$  mit Gleichung B.2 berechnet. Diese Gleichung entspricht in ihrer Zusammensetzung der Gleichung 4.6.

$$\begin{aligned}
CfGx_{g,ty} &= CfomGx_{g,ty} + \sum_{(rc,xc)|(g,rc) \in \mathbf{GRc}} FacXGxf_{g,xc,ty} CX_{xc,rc,ty} \\
&+ \left( CiGx_g + \sum_{(rc,xc)|(g,rc) \in \mathbf{GRc}} FacXGxi_{g,xc} CX_{xc,rc,ty} \right) \\
&\cdot \frac{\iota \cdot (1 + \iota)^{LTGx_g}}{(1 + \iota)^{LTGx_g} - 1} \tag{B.2}
\end{aligned}$$

Tabelle B.6: Optimierungsrelevante Kostenfaktoren für allgemeine Kraftwerke

$CvG_{g,ty}$	gesamte variable Kosten (z. B. in \$ pro MWh),
$CfG_{g,ty}$	gesamte jährliche feststehend Kosten (z. B. in \$)
$CfGx_{g,ty}$	gesamte jährliche feststehende Kosten für Erweiterungen

## B.2 Elektrizitätsnachfrage und Maßnahmen zur Nachfragesteuerung

### B.2.1 Elektrizitätsnachfrage

In Tabelle B.7 sind die für die Modellierung der Nachfrage verwendeten Definitionen zusammengefaßt.

Die Menge **DRc** der Nachfragegruppe-Land-Zuordnungspaare  $(d, rc)$  kann mit Gleichung B.3 berechnet werden:

$$\mathbf{DRc} = \{(d, rc) | \exists b (b \in \mathbf{B} \wedge (b, rc) \in \mathbf{BRc} \wedge (d, b) \in \mathbf{DB})\}. \quad (\text{B.3})$$

### B.2.2 DSM-Programme

In Tabelle B.9 werden die grundlegenden Definitionen für DSM-Programme zusammengefaßt.

Die modellierten DSM-Programme lassen sich in schon existierende oder fest geplante Programme  $dsm_e \in \mathbf{DSMe}$  und neue Programme  $dsm_n \in \mathbf{DSMn}$ , für deren Start eine Entscheidung zu treffen ist, unterteilen. Diese Entscheidungsmöglichkeit wird durch die binäre Variable  $\overline{\text{UDSMn}}_{dsm,ty}$  abgebildet. Diese nimmt für diejenigen Jahre, in welchen das DSM-Programm  $dsm_n$  wirksam ist, den Wert 1 und für alle anderen Jahre den Wert 0 an. Die Anfangskosten sind als Annuitäten in den gesamten jährlichen feststehenden Kosten  $CfDSM_{dsm,ty}$  enthalten (vgl. Gl. 4.6). Für die Modellierung kann festgelegt werden, daß sich zwei neue DSM-Programme gegenseitig ausschließen (Menge **DSMnXOR**) oder nur in einer festgelegten Abfolge gestartet werden können (Menge **DSMnSEQ**). Alle Definitionen für neue DSM-Programme sind in Tabelle B.10 zusammengefaßt.

Die Menge **TyDSMn** der Zuordnungspaare  $(ty, dsm)$  von Jahren  $ty$  zu neuen DSM-Programmen  $dsm$ , die in dem jeweiligen Jahr gestartet sein könnten, kann mit Gleichung B.4 bestimmt werden.

$$\mathbf{T y D S M n} = \{(ty, dsm) | dsm \in \mathbf{DSMn} \wedge ty \geq Ty1DSMn_{dsm}\} \quad (\text{B.4})$$

Gleichung B.5 stellt sicher, daß ein neues DSM-Programm, welches noch nicht

Tabelle B.7: Definitionen für die Nachfrage

<b>Mengen</b>	
<b>D</b>	Nachfragegruppen $d$
<b>DB</b>	Zuordnungspaare $(d, b)$ , welche Nachfragegruppen $d$ mit Knoten $b$ verknüpfen
<b>DRc</b>	Nachfragegruppe-Land-Zuordnungspaare $(d, b)$ (siehe Gl. B.3)
<b>Parameter</b>	
$Demand_{d,td,tw,ts,ty}$	Elektrizitätsnachfrage (Leistungsbedarf) der Gruppe $d$ während Zeitsegment $(td, tw, ty, ts)$
$DPeak_{d,ty}$	jährliche Höchstlast der Gruppe $d$ im Jahr $ty$
$DPeakR_{d,ty}$	Koinzidenzfaktor der jährlichen Höchstlast der Gruppe $d$ mit der systemweiten jährlichen Höchstlast (vgl. Abschnitt B.5.2.2)
$DPeakN_{d,ty}$	Koinzidenzfaktor der jährlichen Höchstlast der Gruppe $d$ mit dem nationalen jährlichen Höchstlast (vgl. Abschnitt B.5.3)
$DLoss_{d,ty}$	durchschnittlicher Verlustfaktor der Übertragung vom Knoten zum Endverbraucher der Gruppe $d$
$CvEns_{d,ty}$	Ausfallkosten bei nichtbefriedigter Nachfrage (z. B. in \$ pro MWh)
$DPeakDur_{d,ty}$	Anzahl der Stunden, die betroffen sind, falls die jährliche Höchstlast $DPeak_{d,ty}$ nicht gedeckt werden kann
<b>Variablen</b>	
$PD_{d,td,tw,ts,ty}$	gelieferte Leistung für Nachfragegruppe $d$ im Zeitsegment $(td, tw, ty, ts)$ (positive Variable)
$PENS_{d,td,tw,ts,ty}$	nichtgedeckte Last (positive Variable; siehe Gl. B.9)

Tabelle B.9: Allgemeine Definitionen für DSM-Programme

<b>Mengen</b>	
<b>DSM</b>	DSM-Programme $dsm$
<b>DSMD</b>	DSM-Programm-Nachfragegruppe-Zuordnungspaare ( $dsm, d$ )
<b>Parameter</b>	
$FrDSMrc_{dsm,rc}$	Teil des DSM-Programms $dsm$ in Land $rc$
$ShDSM_{dsm,d,td,tw,ts,ty}$	maximaler, zeitlicher Einfluß des Programms $dsm$ auf die Nachfrage der Gruppe $d$ (in MW)
$ShDSMPk_{dsm,d,ty}$	Maximaleinfluß auf die jährliche Höchstlast (in MW)
$CvDSM_{dsm,d,ty}$	variable Gesamtkosten bezogen auf Maximaleinfluß (vgl. Gl. 4.5)
<b>Variablen</b>	
$PDSM_{dsm,d,ty}$	Intensität des DSM-Programms ( $0 \leq PDSM_{dsm,d,ty} \leq 1$ ; 1 für Maximaleinfluß)

gestartet ist, auch keinen Einfluß auf den Leistungsbedarf hat:

$$PDSM_{dsmn,d,ty} \leq \overline{UDSMn}_{dsmn,ty} \quad \forall (dsmn, d, ty) | (dsmn, d) \in \mathbf{DSMD} \wedge (ty, dsmn) \in \mathbf{T yDSMn} \quad (\text{B.5})$$

Mit Gleichung B.6 wird erreicht, daß ein einmal gestartetes DSM-Programm auch in den Folgejahren mit seinen Kosten und dem Einfluß auf den Leistungsbedarf berücksichtigt wird:

$$\overline{UDSMn}_{dsmn,ty^{-1}} \geq \overline{UDSMn}_{dsmn,ty} \quad \forall (ty, dsmn) \in \mathbf{T yDSMn} | (ty^{-1}, dsmn) \in \mathbf{T yDSMn} \quad (\text{B.6})$$

Um sicherzustellen, daß maximal eines von zwei sich gegenseitig ausschließenden DSM-Programmen  $(dsm, dsm') \in \mathbf{DSMnXOR}$  gestartet werden kann, wird Gleichung B.7 formuliert:

$$\overline{UDSMn}_{dsmn,ty} + \overline{UDSMn}_{dsmn',ty} \leq 1 \quad \forall (dsmn, dsmn', ty) | (dsmn, dsmn') \in \mathbf{DSMnXOR} \quad \wedge (ty, dsmn) \in \mathbf{T yDSMn} \wedge (ty, dsmn') \in \mathbf{T yDSMn} \quad (\text{B.7})$$

Für Programme, die nur in einer festgelegten Abfolge gestartet werden können  $((dsmn, dsmn') \in \mathbf{DSMnSEQ})$  wird durch Gleichung B.8 sichergestellt, daß das

Tabelle B.10: Zusätzliche Definitionen für neue DSM-Programme

<b>Mengen</b>	
<b>DSMn</b>	neue DSM-Programme $dsmn$ , $\mathbf{DSMn} \subseteq \mathbf{DSM}$
<b>TyDSMn</b>	Zuordnungspaare $(ty, dsm)$ : Jahre $ty$ , in welchen das neue DSM-Programm $dsm$ gestartet sein könnte (siehe Gl. B.4)
<b>DSMnXOR</b>	Paare $(dsmn, dsmn')$ sich gegenseitig ausschließender, neuer DSM-Programme
<b>DSMnSEQ</b>	Paare $(dsmn, dsmn')$ neuer DSM-Programme, die nur in festgelegter Abfolge gestartet werden können ( $dsmn'$ nicht vor $dsmn$ )
<b>Parameter</b>	
$Ty1DSMn_{dsmn}$	erstmögliches Startjahr für das neue Programm $dsmn$
$CfDSM_{dsm,ty}$	gesamte jährliche feststehende Kosten (vgl. Gl. 4.6)
<b>Variablen</b>	
$\overline{UDSMn}_{dsmn,ty}$	Entscheidungsvariable für das DSM-Programm $dsmn$ im Jahr $ty$ (binäre Variable mit Wert 1 für gestartet und dem Wert 0 für nicht gestartet)

Programm  $dsmn'$  nicht vor dem Programm  $dsmn$  gestartet werden kann:

$$\begin{aligned}
& \overline{UDSMn}_{dsmn,ty} \geq \overline{UDSMn}_{dsmn',ty} \\
& \forall (dsmn, dsmn', ty) | (dsmn, dsmn') \in \mathbf{DSMnSEQ} \\
& \wedge (ty, dsmn) \in \mathbf{TyDSMn} \wedge (ty, dsmn') \in \mathbf{TyDSMn} \quad (\text{B.8})
\end{aligned}$$

### B.2.3 Grundlegende Gleichungen für Nachfrage und DSM-Programme

Gleichung B.9 ist die Bilanzgleichung für die Nachfrage und die DSM-Programme. Die nicht gedeckte Last  $PENS_{d,td,tw,ts,ty}$  entspricht dem Leistungsbedarf  $Demand_{d,td,tw,ts,ty}$  zuzüglich dem Einfluß von existierenden und neuen DSM-Programmen abzüglich der gelieferten Leistung  $PD_{d,td,tw,ts,ty}$ :

$$\begin{aligned}
PENS_{d,td,tw,ts,ty} &= Demand_{d,td,tw,ts,ty} \\
&+ \sum_{dsmn | (dsmn,d) \in \mathbf{DSMn}} PDSM_{dsmn,d,ty} ShDSM_{dsmn,d,td,tw,ts,ty}
\end{aligned}$$



$$\begin{aligned}
& + \sum_{\substack{dsmn|(dsmn,d) \in \mathbf{DSMD} \wedge (ty,dsmn) \in \mathbf{TyDSMn}}} \text{PDSM}_{dsmn,d,ty} \text{ShDSM}_{dsmn,d,td,tw,ts,ty} \\
& - \text{PD}_{d,td,tw,ts,ty} \\
& \forall (d, td, tw, ts, ty)
\end{aligned} \tag{B.9}$$

Mit Gleichung B.10 wird der Barwert CtENS der über den Modellierungszeitraum anfallenden Ausfallkosten bestimmt. CtENS ist Bestandteil der Zielfunktion (Gl. B.82).<sup>4</sup>

$$\begin{aligned}
\text{CtENS} = & \sum_{ty} \left[ \text{Dis}_{ty} \cdot \sum_d \left( \text{CvENS}_{d,ty} \right. \right. \\
& \left. \left. \cdot \sum_{(td,tw,ts)} \text{PENS}_{d,td,tw,ts,ty} \text{DurT}_{td} \text{FracT}_{tw} \text{DurT}_{ts} \right) \right] \tag{B.10}
\end{aligned}$$

Der Barwert CtDSM aller durch DSM-Programme verursachten Kosten wird durch Gleichung B.11 beschrieben. Er ist ebenfalls Bestandteil der Zielfunktion (Gl. B.82). Feststehende Kosten  $\text{CfFDSM}_{dsm,ty}$  werden nur bei neuen DSM-Programmen  $dsmn$  berücksichtigt, da sie nur für diese entscheidungsrelevant sind.

$$\begin{aligned}
\text{CtDSM} = & \sum_{ty} \left[ \text{Dis}_{ty} \cdot \left( \sum_{\substack{(dsm,d)|dsm \in \mathbf{DSMe} \vee (ty,dsm) \in \mathbf{TyDSMn}}} \text{CvDSM}_{dsm,d,ty} \text{PDSM}_{dsm,d,ty} \right. \right. \\
& \left. \left. + \sum_{\substack{dsmn|(ty,dsmn) \in \mathbf{TyDSMn}}} \overline{\text{UDSMn}}_{dsmn,ty} \text{CfDSM}_{dsmn,ty} \right) \right] \tag{B.11}
\end{aligned}$$

## B.3 Stromerzeugung

Für die Modellierung wurden Kraftwerke in drei grundlegende Gruppen eingeteilt, für welche es deutliche Unterschiede in der mathematischen Beschreibung gibt:

- *allgemeine Kraftwerke g*: Thermische Kraftwerke, vereinfacht modellierte Speicherwasserkraftwerke, Laufwasserkraftwerke, Solar- und Windkraftwerke
- *Wasserkraftwerke h*: Speicherwasserkraftwerke, die detailliert mit Zuflußraten, Speicherständen, und ggf. hydrologischen Verknüpfungen modelliert werden.
- *Pumpspeicher s*: Pumpspeicherkraftwerke mit Betrieb im Wochenzyklus und vernachlässigbarem natürlichen Zufluß<sup>5</sup>

<sup>4</sup>Zusätzliche Ausfallkosten, die aufgrund von definierten Zuverlässigkeitsanforderungen entstehen, sind nicht hier, sondern in Gleichung B.66 berücksichtigt.

Unter einem Kraftwerk wird im folgenden ein Modellelement, das ein oder mehrere ähnliche reale Anlagen, Blöcke oder Kraftwerke beschreibt, verstanden.

Tabelle B.11: Allgemeine Definitionen für Kraftwerke

<b>Mengen</b>	
<b>G</b>	Kraftwerke $g$
<b>GB</b>	Kraftwerk-Knoten-Zuordnungs-paare $(g, b)$
<b>GRc</b>	Kraftwerk-Land-Zuordnungs-paare $(g, rc)$ (vgl. Gl. B.3)
<b>Parameter</b>	
$ZG_{g,ty}$	Kapazität (Nettoengpaßleistung) des Kraftwerks $g$ im Jahr $ty$ (ohne Erweiterung)
$ZGmin_{g,ty}$	Mindestleistung des Kraftwerks $g$ in jedem Zeitsegment im Jahr $ty$ (Diese ist normalerweise 0, kann jedoch aus Gründen der Netzstabilität u. ä. benötigt werden. Für neue Kraftwerke ist sie immer 0.)
$OrfG_{g,ty}$	ungeplante Stillstandsrate in %
$OrsG_{g,ty}$	geplante Stillstandsrate für Wartung in %
$OrsGTs_{g,ts,ty}$	jahreszeitliche Wartungsallokation ( $OrsGTs$ % der gesamten geplanten Stillstandszeit fallen in die Jahreszeit $ts$ )
$FacAG_{g,td,ts,ty}$	zeitabhängige, erwartete Verfügbarkeit des Kraftwerks $g$ (siehe Gl. B.15 und B.39)
$FacAGRP_{g,ty}$	erwartete Verfügbarkeit des Kraftwerks $g$ zur Zeit des systemweiten Spitzenbedarfs (in der Regel: $FacAGRP_{g,ty} = 1 - \frac{OrfG_{g,ty}}{100}$ )
$FacAGNP_{g,ty}$	erwartete Verfügbarkeit des Kraftwerks $g$ zur Zeit des nationalen Spitzenbedarfs (in der Regel: $FacAGNP_{g,ty} = 1 - \frac{OrfG_{g,ty}}{100}$ )
<b>Variablen</b>	
$PG_{g,td,tw,ts,ty}$	Leistung des Kraftwerks $g$ (positive Variable)

<sup>5</sup>Diese Betriebsweise und Charakteristik trifft auf die beiden im südlichen Afrika existierenden und die drei geplanten Pumpspeicherkraftwerke zu (alle in Südafrika). Mit geringen Modellmodifikationen kann auch ein jährlicher Speicherzyklus und ein natürlicher Zufluß abgebildet werden.

### B.3.1 Thermische Stromerzeugung und vereinfachte Modellierung für Wasserkraftwerke

Die wichtigsten Definitionen für allgemeine Kraftwerke  $g$  sind in Tabelle B.11 zusammengefaßt. Die Kostenparameter wurden in Abschnitt B.1.5 genannt.

Die ungeplanten und geplanten Stillstandsrate  $OrfG$  und  $OrsG$  werden wie folgt definiert: Es wird hier der Einfachheit halber davon ausgegangen, daß ein Kraftwerk entweder mit ganzer Leistung verfügbar oder gar nicht verfügbar ist. Verfügbarkeit mit verminderter Leistung kann entsprechend den Ausführungen in [94, S. 177 ff] berücksichtigt werden.  $T_b$  sei die gesamte Betriebszeit während eines Jahres;  $T_f$  sei die gesamte ungeplante Stillstandszeit während eines Jahres;  $T_s$  sei die gesamte Wartungszeit während des Jahres;  $T_u$  sei die gesamte Stillstandszeit, während der ein Kraftwerk zwar verfügbar ist, jedoch nicht zum Einsatz kommt, weil die Last mit kostengünstigeren Kraftwerken gedeckt werden kann. Die Summe dieser Komponenten entspricht der Gesamtdauer  $T_a$  eines Jahres:

$$T_a = T_b + T_f + T_s + T_u \quad (\text{B.12})$$

Die ungeplante Stillstandsrate  $OrfG$  und die geplante Stillstandsrate  $OrsG$  sind:

$$OrfG = 100 \cdot \frac{T_f}{T_a - T_s - T_u} = 100 \cdot \frac{T_f}{T_b + T_f} \quad (\text{B.13})$$

$$OrsG = 100 \cdot \frac{T_s}{T_a} \quad (\text{B.14})$$

In Gleichung B.15 werden die Stillstandsrate zusammen mit dem Wartungsallokationsfaktor  $OrsGTs_{g,ts,ty}$  für die Berechnung der zeitabhängigen, erwarteten Verfügbarkeit  $FacAG_{g,td,ts,ty}$  verwendet.<sup>6</sup>

$$FacAG_{g,td,ts,ty} = \left(1 - \frac{OrsG_{g,ty}}{100} \cdot \frac{OrsGTs_{g,ts,ty}}{100} \cdot \frac{\sum_{ts'} DurTs_{ts'}}{DurTs_{ts}}\right) \cdot \left(1 - \frac{OrfG_{g,ty}}{100}\right) \quad (\text{B.15})$$

Die im Modell zugelassene Maximalleistung in jedem Zeitsegment ( $td, tw, ts, ty$ ) wird deterministisch mit Gleichung B.16<sup>7</sup> auf das Produkt der erwarteten Verfügbarkeit mit der installierten Leistung beschränkt. Andererseits muß ggf. eine erzwungene Mindestleistung beachtet werden (Gl. B.17)<sup>8</sup>.

<sup>6</sup>Für Kraftwerke mit zeitabhängiger Leistungsobergrenze wie z. B. Solarkraftwerke wird stattdessen Gl. B.39 verwendet.

<sup>7</sup>Für erweiterbare Kraftwerke gelten statt Gleichung B.16 die Gleichungen B.29 bzw. B.30.

$$\begin{aligned}
PG_{ge,td,tw,ts,ty} &\leq ZG_{ge,ty} \cdot FacAG_{ge,td,ts,ty} \\
&\forall (ge, td, tw, ts, ty) | g \notin \mathbf{Gn} \\
\wedge (ty, g) &\notin \mathbf{TyGnGs} \cup \mathbf{TyGxb} \cup \mathbf{TyGxc}
\end{aligned} \tag{B.16}$$

$$\begin{aligned}
PG_{ge,td,tw,ts,ty} &\geq ZGmin_{ge,ty} \\
&\forall (ge, td, tw, ts, ty) | (ZGmin_{ge,ty} > 0)
\end{aligned} \tag{B.17}$$

### B.3.1.1 Planungszustand der Kraftwerke

Zusätzliche Definitionen, die für neue Kraftwerke  $gn \in \mathbf{Gn}$  und für Kraftwerke  $gs \in \mathbf{Gs}$ , für welche eine vorzeitige Stilllegung in Betracht kommt, benötigt werden, sind in Tabelle B.12 aufgelistet.

Die Menge  $\mathbf{TyGnGs}$  aller Zuordnungspaare  $(ty, g)$  von Jahren  $ty$  zu Kraftwerken, für welche vor der Optimierung noch nicht feststeht, ob sie im jeweiligen Jahr  $ty$  in Betrieb sind oder nicht, kann mit Gleichung B.18 berechnet werden.

$$\mathbf{TyGnGs} = \{(ty, g) | (g \in \mathbf{Gn} \wedge ty \geq Ty1Gn_g) \vee (g \in \mathbf{Gs} \wedge ty \geq Ty1Gs_g)\} \tag{B.18}$$

Ein Kraftwerk kann nur dann Elektrizität produzieren, wenn es in Betrieb ist. Dies wird mit Gleichung B.19 sichergestellt:<sup>9</sup>

$$\begin{aligned}
PG_{gn,gs,td,tw,ts,ty} &\leq \overline{\mathbf{UGnGs}}_{gn,gs,ty} \cdot ZG_{gn,gs,ty} \cdot FacAG_{gn,gs,td,ts,ty} \\
&\forall (gn,gs, td, tw, ts, ty) | (ty, gn,gs) \in \mathbf{TyGnGs} \\
&\wedge (ty, gn,gs) \notin \mathbf{TyGxb} \cup \mathbf{TyGxc}
\end{aligned} \tag{B.19}$$

Gleichung B.20 stellt sicher, daß ein neu in Betrieb genommenes Kraftwerk  $gn$  auch in den Folgejahren in Betrieb ist:

$$\overline{\mathbf{UGnGs}}_{gn,ty^{-1}} \geq \overline{\mathbf{UGnGs}}_{gn,ty} \quad \forall (ty, gn) \in \mathbf{TyGnGs} | (ty^{-1}, gn) \in \mathbf{TyGnGs} \tag{B.20}$$

Genau das Gegenteil wird mit Gleichung B.21 für eventuell stillzulegende Kraftwerke  $gs$  erreicht: ein einmal stillgelegtes Kraftwerk ist für den gesamten restlichen Modellierungszeitraum stillgelegt:

<sup>8</sup>Die Formulierung bezieht sich nur auf existierende Kraftwerke, für welche eine Stilllegung nicht in Betracht kommt. Für neue oder stillzulegende Kraftwerke werden entsprechende Gleichungen formuliert, die die Entscheidungsvariablen für die Inbetriebnahme oder Stilllegung enthalten.

<sup>9</sup>Für erweiterbare Kraftwerke gilt statt Gl. B.19 Gl. B.31 oder B.32.

Tabelle B.12: Zusätzliche Definitionen für neue und eventuell zu schließende Kraftwerke

<b>Mengen</b>	
<b>Gn</b>	neue Kraftwerke $gn$ , $\mathbf{Gn} \subseteq \mathbf{G}$
<b>Gs</b>	eventuell zu schließende Kraftwerke $gs$ , $\mathbf{Gs} \subseteq \mathbf{G}$
<b>GnGs</b>	neue oder eventuell zu schließende Kraftwerke $gngs$ , $\mathbf{GnGs} = \mathbf{Gn} \cup \mathbf{Gs}$
<b>TyGnGs</b>	Zuordnungspaare $(ty, g)$ : Jahre $ty$ , in welchen ein neues Kraftwerk $gn$ in Betrieb oder ein existierendes Kraftwerk $gs$ geschlossen sein könnte (siehe Gl. B.18)
<b>GnXOR</b>	Paare $(gn, gn')$ sich gegenseitig ausschließender Optionen
<b>GnAND</b>	Paare $(gn, gn')$ von Optionen, die nur gemeinsam gebaut werden können
<b>GnSEQ</b>	Paare $(gn, gn')$ von Optionen, die nur in festgelegter Reihenfolge gebaut werden können ( $gn'$ nicht vor $gn$ )
<b>Parameter</b>	
$Ty1Gn_g$	Jahr der frühestmöglichen Inbetriebnahme eines neuen Kraftwerks $gn$
$Ty1Gs_g$	Jahr der frühestmöglichen Stilllegung eines existierenden Kraftwerks $gs$
<b>Variablen</b>	
$\overline{\text{UGnGs}}_{gngs,ty}$	Betriebsentscheidungsvariable für das Kraftwerk $gngs$ im Jahr $ty$ (binäre Variable; 1 für „in Betrieb“, 0 für „nicht in Betrieb“)

$$\overline{\text{UGnGs}}_{gs,ty-1} \leq \overline{\text{UGnGs}}_{gs,ty} \quad \forall (ty, gs) \in \mathbf{TyGnGs} | (ty^{-1}, gs) \in \mathbf{TyGnGs} \quad (\text{B.21})$$

Für sich gegenseitig ausschließende Projekte  $(gn, gn') \in \mathbf{GnXOR}$  gilt Gleichung B.22:

$$\overline{\text{UGnGs}}_{gn,ty} + \overline{\text{UGnGs}}_{gn',ty} \leq 1$$

$$\forall (gn, gn', ty) | (gn, gn') \in \mathbf{GnXOR} \wedge (ty, gn) \in \mathbf{TyGnGs} \wedge (ty, gn') \in \mathbf{TyGnGs} \quad (\text{B.22})$$

Für nur gemeinsam zu bauende Kraftwerke  $(gn, gn') \in \mathbf{GnAND}$  wird durch Gleichung B.23 erreicht, daß sie nur gemeinsam in Betrieb genommen werden können:

$$\overline{\text{UGnGs}}_{gn,ty} = \overline{\text{UGnGs}}_{gn',ty}$$

$$\forall (gn, gn', ty) | (gn, gn') \in \mathbf{GnAND} \wedge (ty, gn) \in \mathbf{TgGnGs} \wedge (ty, gn') \in \mathbf{TgGnGs}$$
(B.23)

Die Einhaltung der festgelegten Abfolge für den Bau von Kraftwerken  $(gn, gn') \in \mathbf{GnSEQ}$  wird mit Gleichung B.24 sichergestellt:

$$\overline{\text{UGnGs}}_{gn,ty} \geq \overline{\text{UGnGs}}_{gn',ty}$$

$$\forall (gn, gn', ty) | (gn, gn') \in \mathbf{GnSEQ} \wedge (ty, gn) \in \mathbf{TgGnGs} \wedge (ty, gn') \in \mathbf{TgGnGs}$$
(B.24)

Für die Modellierung von diskreten oder kontinuierlichen Ausbauentscheidungen werden zusätzliche Definitionen benötigt, welche in Tabelle B.13 zusammengefaßt werden. Ein Kraftwerk kann sowohl kontinuierlich als auch diskret ausbaubar sein, jedoch nicht in ein und dem selben Jahr ( $\mathbf{TgGxb} \cap \mathbf{TgGxc} = \emptyset$ ), und der blockweise Zubau muß immer vor dem kontinuierlichen stattfinden.

Tabelle B.13: Zusätzliche Definitionen für erweiterbare Kraftwerke

<b>Mengen</b>	
<b>Gxb</b>	blockweise erweiterbare Kraftwerke $gxb$ , $\mathbf{Gxb} \subseteq (\mathbf{Ge} \cup \mathbf{Gn})$
<b>TgGxb</b>	Zuordnungspaare $(ty, g)$ : im Jahr $ty$ könnte eine blockweise Erweiterung des Kraftwerks $g$ stattfinden
<b>Gxc</b>	kontinuierlich erweiterbare Kraftwerke $gxc$ , $\mathbf{Gxc} \subseteq (\mathbf{Ge} \cup \mathbf{Gn})$
<b>TgGxc</b>	Zuordnungspaare $(ty, g)$ : im Jahr $ty$ könnte eine kontinuierliche Erweiterung des Kraftwerks $g$ stattfinden, $\mathbf{TgGxb} \cap \mathbf{TgGxc} = \emptyset$
<b>Parameter</b>	
$GxbSize_g$	Blockgröße bei der Erweiterung des Kraftwerks $g$
$ZGxb_{g,ty}$	Maximalanzahl der bis incl. Jahr $ty$ hinzugefügten Blöcke
$ZGxc_{g,ty}$	Obergrenze für die gesamte bis incl. Jahr $ty$ hinzugefügte Kapazität einschließlich blockweise zugebauter Kapazität
<b>Variablen</b>	
$\overline{ZGaddb}_{g,ty}$	Anzahl der bis incl. Jahr $ty$ hinzugefügten Blöcke (ganzzahlige, positive Variable)
$ZGaddc_{g,ty}$	gesamte Kapazitätserweiterung bis incl. Jahr $ty$ (positive Variable)

Mit Gleichung B.25 und B.26 wird die Kapazitätserweiterung begrenzt:

$$\overline{\text{ZGaddb}}_{g,ty} \leq \text{ZGxb}_{g,ty} \quad \forall (ty, g) \in \mathbf{TyGxb} \quad (\text{B.25})$$

$$\text{ZGaddc}_{g,ty} \leq \text{ZGxc}_{g,ty} \quad \forall (ty, g) \in \mathbf{TyGxc} \quad (\text{B.26})$$

Für neue Kraftwerke  $gn$  muß sichergestellt werden, daß eine Kapazitätserweiterung nicht vor der Inbetriebnahme des Kraftwerks stattfindet (Gl. B.27 und B.28):

$$\overline{\text{ZGaddb}}_{gn,ty} \leq \overline{\text{UGn}}_{gn,ty} \text{ZGxb}_{gn,ty} \quad \forall (ty, gn) \in \mathbf{TyGxb} \quad (\text{B.27})$$

$$\text{ZGaddc}_{gn,ty} \leq \overline{\text{UGn}}_{gn,ty} \text{ZGxc}_{gn,ty} \quad \forall (ty, gn) \in \mathbf{TyGxc} \quad (\text{B.28})$$

Für erweiterbare existierende Kraftwerke werden Gleichungen B.29 und B.30 als Leistungsrestriktionen verwendet:

$$\begin{aligned} \text{PG}_{gxb,td,tw,ts,ty} &\leq (\text{ZG}_{gxb,ty} + \overline{\text{ZGaddb}}_{gxb,ty} \text{GxbSize}_{gxb}) \cdot \text{FacAG}_{gxb,td,ts,ty} \\ &\forall (gxb, td, tw, ts, ty) | (ty, gxb) \in \mathbf{TyGxb} \wedge gxb \in \mathbf{Ge} \end{aligned} \quad (\text{B.29})$$

$$\begin{aligned} \text{PG}_{gxc,td,tw,ts,ty} &\leq (\text{ZG}_{gxc,ty} + \text{ZGaddc}_{gxc,ty}) \cdot \text{FacAG}_{gxc,td,ts,ty} \\ &\forall (gxc, td, tw, ts, ty) | (ty, gxc) \in \mathbf{TyGxc} \wedge gxc \in \mathbf{Ge} \end{aligned} \quad (\text{B.30})$$

Für neue Kraftwerke gilt entsprechend:

$$\begin{aligned} \text{PG}_{gn,td,tw,ts,ty} &\leq (\overline{\text{UGnGs}}_{gn,ty} \text{ZG}_{gn,ty} + \overline{\text{ZGaddb}}_{gn,ty} \text{GxbSize}_{gn}) \cdot \text{FacAG}_{gn,td,ts,ty} \\ &\forall (gn, td, tw, ts, ty) | (ty, gn) \in \mathbf{TyGxb} \end{aligned} \quad (\text{B.31})$$

$$\begin{aligned} \text{PG}_{gn,td,tw,ts,ty} &\leq (\overline{\text{UGnGs}}_{gn,ty} \text{ZG}_{gn,ty} + \text{ZGaddc}_{gn,ty}) \cdot \text{FacAG}_{gn,td,ts,ty} \\ &\forall (gn, td, tw, ts, ty) | (ty, gn) \in \mathbf{TyGxc} \end{aligned} \quad (\text{B.32})$$

Gleichungen B.33 und B.34 stellen sicher, daß zugebaute Kapazität auch in den Folgejahren verfügbar ist:

$$\overline{\text{ZGaddb}}_{g,ty^{-1}} \geq \overline{\text{ZGaddb}}_{g,ty} \quad \forall (ty, g) \in \mathbf{TyGxb} | (ty^{-1}, g) \in \mathbf{TyGxb} \quad (\text{B.33})$$

$$\text{ZGaddc}_{g,ty^{-1}} \geq \text{ZGaddc}_{g,ty} \quad \forall (ty, g) \in \mathbf{TyGxc} | (ty^{-1}, g) \in \mathbf{TyGxc} \quad (\text{B.34})$$

Beim Übergang von blockweiser zu kontinuierlicher Modellierung der Kapazitätserweiterung ist sicherzustellen, daß die blockweise zugebaute Kapazität  $\overline{\text{ZGaddb}}_{g,ty} \cdot \text{GxbSize}_g$  auch in den Folgejahren berücksichtigt wird (Gl. B.35):

$$\text{ZGaddc}_{g,ty} \geq \overline{\text{ZGaddb}}_{g,ty^{-1}} \text{GxbSize}_g \quad \forall (ty, g) \in \mathbf{TyGxc} | (ty^{-1}, g) \in \mathbf{TyGxb} \quad (\text{B.35})$$

Tabelle B.14: Zusätzliche Definitionen für Kraftwerke mit Energielimits

<b>Mengen</b>	
<b>GHd</b>	Kraftwerke $ghd$ mit täglichem Energielimit, $\mathbf{GHd} \subseteq \mathbf{G}$
<b>GHw</b>	Kraftwerke $ghw$ mit wöchentlichem Energielimit, $\mathbf{GHw} \subseteq \mathbf{G}$
<b>GHy</b>	Kraftwerke $ghy$ mit jährlichem Energielimit, $\mathbf{GHy} \subseteq \mathbf{G}$
<b>Parameter</b>	
$ZWGHd_{ghd,ts,ty}$	tägliche Produktionsobergrenze für Kraftwerk $ghd$
$ZWGHw_{ghw,ts,ty}$	wöchentliche Produktionsobergrenze für Kraftwerk $ghw$
$ZWGHy_{ghy,ty}$	jährliche Produktionsobergrenze für Kraftwerk $ghy$

### B.3.1.2 Kraftwerke mit Energielimits

Für Kraftwerke können tägliche, wöchentliche und jährliche Energielimits angegeben werden, was insbesondere bei der vereinfachten Modellierung von Wasserkraftwerken Anwendung findet.

Die zusätzlichen Definitionen für Kraftwerke  $ghd$ ,  $ghw$  und  $ghy$  mit täglichem, wöchentlichem oder jährlichem Energielimit<sup>10</sup> sind in Tabelle B.14 aufgeführt.

Gleichungen B.36, B.37 und B.38 stellen sicher, daß die täglichen, wöchentlichen oder jährlichen Produktionsobergrenzen eingehalten werden. Bei Kraftwerken mit täglichen oder wöchentlichen Energielimits wird nicht die festgelegte Energiemenge  $ZWGHd_{ghd,ts,ty}$  bzw.  $ZWGHw_{ghw,ts,ty}$  als Obergrenze angenommen, sondern das Produkt dieser mit der zu erwartenden Kraftwerksverfügbarkeit. Hiermit wird berücksichtigt, daß im Falle eines geplanten oder ungeplanten Stillstandes Wasser ungenutzt über die Staustufe fließt. Für Kraftwerke mit jährlichem Energielimit wird davon ausgegangen, daß ausreichend Speichervolumen vorhanden ist, um ein ungenutztes Abfließen von Wasser zu verhindern.

$$\sum_{td} (\mathbf{PG}_{ghd,td,tw,ts,ty} \cdot \mathbf{DurTd}_{td}) \leq ZWGHd_{ghd,ts,ty} \cdot \mathbf{FacAG}_{ghd,td^1,ts,ty} \quad \forall (ghd, tw, ts, ty) | ghd \notin \mathbf{Gn} \vee (ty, ghd) \in \mathbf{TyGnGs} \quad (\text{B.36})$$

<sup>10</sup>Monatliche oder jahreszeitliche Energielimits wurden nicht eingeführt, da sich eine Jahreszeit aus lauter gleichen Wochen zusammensetzt und diese somit die gleiche Funktion wie die wöchentlichen Energielimits hätten.



$$\begin{aligned}
& 7 \cdot \sum_{(td,tw)} (\text{PG}_{ghw,td,tw,ts,ty} \cdot \text{DurTd}_{td} \cdot \text{FracTw}_{tw}) \\
& \leq \text{ZWHw}_{ghw,ts,ty} \cdot \text{FacAG}_{ghw,td^1,ts,ty} \\
& \forall(ghw, ts, ty) | ghw \notin \mathbf{Gn} \vee (ty, ghw) \in \mathbf{TyGnGs} \quad (\text{B.37})
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
& \sum_{(td,tw,ts)} (\text{PG}_{ghy,td,tw,ts,ty} \cdot \text{DurTd}_{td} \cdot \text{FracTw}_{tw} \cdot \text{DurTs}_{ts}) \leq \text{ZWHy}_{ghy,ty} \\
& \forall(ghy, ty) | ghy \notin \mathbf{Gn} \vee (ty, ghy) \in \mathbf{TyGnGs} \quad (\text{B.38})
\end{aligned}$$

### B.3.1.3 Kraftwerke mit zeitabhängigen Leistungsgrenzen

Bei einigen Kraftwerken hängt die zu erwartende Leistung von der Tages- oder Jahreszeit ab. Beispiele sind Solarkraftwerke, Laufwasserkraftwerke oder Windfarmen. Diese Kraftwerke  $gr$  werden zu der Menge  $\mathbf{Gr}$ ,  $\mathbf{Gr} \subseteq \mathbf{G}$  zusammengefaßt. Der zusätzliche Parameter  $\text{FacZGr}_{gr,td,ts,ty}$  beschreibt die zeitliche Verfügbarkeit der Kraftwerke, wobei geplante oder ungeplante Stillstände in diesem Parameter noch nicht berücksichtigt sind. Die zu erwartende Verfügbarkeit  $\text{FacAG}_{g,td,ts,ty}$  unter Berücksichtigung von Stillständen kann für diese Kraftwerke  $gr$  mit Gleichung B.39 anstelle der für alle anderen Kraftwerke  $g \notin \mathbf{Gr}$  gültigen Gleichung B.15 berechnet werden. Alle anderen Gleichungen gelten unverändert.

$$\begin{aligned}
\text{FacAG}_{gr,td,ts,ty} &= \left( 1 - \frac{\text{OrsG}_{gr,ty}}{100} \cdot \frac{\text{OrsGTs}_{gr,ts,ty}}{100} \cdot \frac{\sum_{ts'} \text{DurTs}_{ts'}}{\text{DurTs}_{ts}} \right) \\
&\cdot \left( 1 - \frac{\text{OrfG}_{gr,ty}}{100} \right) \cdot \text{FacZGr}_{gr,td,ts,ty} \quad (\text{B.39})
\end{aligned}$$

### B.3.1.4 Gesamtkosten für Kraftwerke

In Gleichung B.40 wird der Barwert CtG der Gesamtkosten für Kraftwerke für die gesamte Modellierungsperiode berechnet, wobei nur Kosten, die entscheidungsrelevant sind, berücksichtigt werden. Diese Kosten CtG sind Teil der Zielfunktion (Gl. B.82).

$$\begin{aligned}
\text{CtG} &= \sum_{ty} \left[ \text{Dis}_{ty} \cdot \right. \\
& \left( \sum_{(g,td,tw,ts) | g \in \mathbf{Ge} \vee g \in \mathbf{Gs} \vee (g \in \mathbf{Gn} \wedge (ty, g) \in \mathbf{TyGnGs})} \text{PG}_{g,td,tw,ts,ty} \text{DurTd}_{td} \text{FracTw}_{tw} \text{DurTs}_{ts} \text{CvG}_{g,ty} \right. \\
& \left. + \sum_{gns | (ty, gns) \in \mathbf{TyGnGs}} \overline{\text{UGnGs}}_{gns,ty} \text{CfG}_{gns,ty} \right)
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
& + \sum_{\substack{\overline{\text{ZGaddb}}_{gxb,ty} \\ gxb|(ty,gxb) \in \mathbf{TyGxb}}} GxbSize_{gxb} CfGx_{gxb,ty} \\
& + \sum_{\substack{\overline{\text{ZGaddc}}_{gxc,ty} \\ gxc|(ty,gxc) \in \mathbf{TyGxc}}} CfGx_{gxc,ty} \Big] \quad (\text{B.40})
\end{aligned}$$

## B.3.2 Detaillierte Modellierung der Wasserkraftwerke

### B.3.2.1 Grundlegende Definitionen für Wasserkraftwerke

Die grundlegenden Definitionen für Wasserkraftwerke  $h$  sind in Tabelle B.15 aufgelistet.

Während aller Zeitsegmente darf die Leistung des Kraftwerks  $h$  die von der Füllhöhe des Reservoirs abhängige Maximalleistung nicht überschreiten (Gl. B.41).<sup>11</sup>

$$\begin{aligned}
PH_{h,td,tw,ts,ty} & \leq \left( ZHmin_{h,ty} + (ZHmax_{h,ty} - ZHmin_{h,ty}) \right. \\
& \quad \left. \cdot \frac{VH_{h,td,tw,ts,ty} - ZVmin_{h,ty}}{ZVmax_{h,ty} - ZVmin_{h,ty}} \right) \cdot FacAHTs_{h,ts,ty} \\
\forall (h, td, tw, ts, ty) & | h \in \mathbf{He} \wedge (ty, h) \notin \mathbf{TyHxb} \cup \mathbf{TyHxc} \quad (\text{B.41})
\end{aligned}$$

Die Berechnung der für die hydrologischen Verknüpfungen benötigten Definitionen sind in Abschnitt 4.4.2.2 näher beschrieben.

### B.3.2.2 Speicherbilanz

Um die Mindestabflußrate  $QHot_{h,ts,ty}$  zu gewährleisten, wird Gleichung B.42 formuliert<sup>12</sup>:

$$\begin{aligned}
PH_{he,td,tw,ts,ty} \cdot FacQHPH_{he,ty} + QHRw_{he,td,tw,ts,ty} & \geq QHot_{he,ts,ty} \\
\forall (he, td, tw, ts, ty) & | QHot_{he,ts,ty} > 0 \quad (\text{B.42})
\end{aligned}$$

Exemplarisch werden hier die Gleichungen für den Speicherzyklus von Wasserkraftwerken  $hd \in \mathbf{Hd}$ ,  $\mathbf{Hd} \subseteq \mathbf{H}$  mit täglichem Speicherzyklus, bei welchem der

<sup>11</sup>Für erweiterbare Kraftwerke gilt statt Gleichung wird diese Gleichung B.41 Gleichung B.47 oder B.48.

<sup>12</sup>Für neue Kraftwerke wird eine entsprechende Gleichung formuliert, die durch die binäre Ausbauvariable  $\overline{\text{Uhn}}_{hn,ty}$  auf der rechten Seite der Gleichung Ausbauentscheidungen berücksichtigt.

Tabelle B.15: Definitionen für Wasserkraftwerke

<b>Mengen</b>	
<b>H</b>	Wasserkraftwerke $h$
<b>HB</b>	Kraftwerk-Knoten-Zuordnungspaare $(h, b)$
<b>HRc</b>	Kraftwerk-Land-Zuordnungspaare $(h, rc)$ (vgl. Gl. B.3)
<b>HupHdn</b>	Zuordnungspaare $(h, h') \in \mathbf{HupHdn}$ eines flußaufwärts gelegenen Kraftwerks $h$ zu einem nächsten, flußabwärtsgelegenen Kraftwerk $h'$
<b>Parameter</b>	
$ZHmax_{h,ty}$	Maximalleistung bei maximalem Speicherinhalt (ohne Erweiterungen)
$ZHmin_{h,ty}$	Maximalleistung bei minimalem Speicherinhalt (ohne Erweiterungen)
$FacQHPH_{h,ty}$	relativer, mittlerer Wasserdurchsatz pro Kraftwerksleistung in $\frac{\text{m}^3/\text{h}}{\text{MW}}$ ; (siehe Gl. 4.27)
$FacAHTs_{h,ts,ty}$	jahreszeitabhängige, erwartete Verfügbarkeit des Kraftwerks $h$ (vgl. Gl. 4.11)
$QHIn_{h,ts,ty}$	durchschnittliche, jahreszeitabhängige Wasserzuflußrate (ohne Zuflüsse aus verknüpften, oberhalb liegenden Kraftwerken)
$QHot_{h,ts,ty}$	Mindestabflußrate (z.B. für Bewässerung oder Schifffahrt)
$ZVmax_{h,ty}$	Maximalinhalt des Reservoirs
$ZVmin_{h,ty}$	Minimalinhalt des Reservoirs
$THupHdn_{h,h'}$	Wasserfließzeit von Kraftwerk $h$ zum flußabwärts liegenden Kraftwerk $h'$
$FacTdTd_{h,h',td,td'}$	Zeitsegmentverknüpfungsmatrix für hydrologisch verbundene Kraftwerke (vgl. Abschnitt 4.4.2.2)
<b>Variablen</b>	
$PH_{h,td,tw,ts,ty}$	Leistung des Kraftwerks $h$ (positive Variable)
$VH_{h,td,tw,ts,ty}$	durchschnittlicher Reservoirinhalt während Zeitsegment $(td, tw, ts, ty)$
$VHd_{h,td,tw,ts,ty}$	Reservoirinhalt am Ende des Zeitsegments $(td, tw, ts, ty)$
$QHRw_{h,td,tw,ts,ty}$	Wasserabfluß über den Überlauf

Speicherinhalt zu Ende eines jeden Tages dem Speicherinhalt zu Beginn des Tages entspricht, dargestellt (Gl. B.43). Im Modell können einzelne Wasserkraftwerke wahlweise auch mit wöchentlichem oder jährlichem Speicherzyklus abgebildet werden.

$$\begin{aligned}
\text{VHd}_{h,td,tw,ts,ty} = & \\
& \text{VHd}_{h,td^{-1},tw,ts,ty} + \text{Dur}T d_{td} \cdot \left[ \text{QHIn}_{h,ts,ty} \right. \\
& + \sum_{(h',td')|(h',h) \in \mathbf{HupHdn}} \left( \text{Fac}T d_{h',h,td,td'} \cdot [\text{PH}_{h',td',tw,ts,ty} \text{Fac}QHPH_{h',ty} \right. \\
& \quad \left. \left. + \text{QHRw}_{h',td',tw,ts,ty} \right] \right) \\
& \left. - \text{PH}_{h,td,tw,ts,ty} \text{Fac}QHPH_{h,ty} - \text{QHRw}_{h,td,tw,ts,ty} \right] \\
& \forall (h, td, tw, ts, ty) | h \in \mathbf{Hd} \wedge (h \in \mathbf{He} \vee (ty, h) \in \mathbf{T y Hn}) \quad (\text{B.43})
\end{aligned}$$

Der Speicherinhalt  $\text{VHd}_{h,td,tw,ts,ty}$  darf sich nur zwischen dem maximalen und minimalen Speicherinhalt  $ZVmax_{h,ty}$  und  $ZVmin_{h,ty}$  bewegen:

$$\begin{aligned}
& \text{VHd}_{h,td,tw,ts,ty} \leq ZVmax_{h,ty} \\
& \forall (h, td, tw, ts, ty) | h \in \mathbf{Hd} \wedge (h \in \mathbf{He} \vee (ty, h) \in \mathbf{T y Hn}) \quad (\text{B.44})
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
& \text{VHd}_{h,td,tw,ts,ty} \geq ZVmin_{h,ty} \\
& \forall (h, td, tw, ts, ty) | h \in \mathbf{Hd} \wedge (h \in \mathbf{He} \vee (ty, h) \in \mathbf{T y Hn}) \quad (\text{B.45})
\end{aligned}$$

Der durchschnittliche Speicherinhalt  $\text{VH}_{h,td,tw,ts,ty}$  kann als Mittelwert der Speicherinhalte zu Beginn und zu Ende des Zeitsegments  $(td, tw, ts, ty)$  bestimmt werden:

$$\begin{aligned}
& \text{VH}_{h,td,tw,ts,ty} = \frac{1}{2} \cdot (\text{VHd}_{h,td,tw,ts,ty} + \text{VHd}_{h,td^{-1},tw,ts,ty}) \\
& \forall (h, td, tw, ts, ty) | h \in \mathbf{Hd} \wedge (h \in \mathbf{He} \vee (ty, h) \in \mathbf{T y Hn}) \quad (\text{B.46})
\end{aligned}$$

### B.3.2.3 Planungszustand der Wasserkraftwerke

Analog zur Modellierung der allgemeinen Kraftwerke  $g$  werden die Wasserkraftwerke  $h$  in existierende Kraftwerke  $h \in \mathbf{He}$  und neue Kraftwerke  $h \in \mathbf{Hn}$  eingeteilt. Eine vorzeitige Stilllegung für Wasserkraftwerke wurde allerdings als Entscheidungsoption nicht vorgesehen. Des weiteren können Wasserkraftwerke in diskreten Blöcken oder kontinuierlich ausbaubar modelliert werden ( $h \in \mathbf{Hxb}$  bzw.  $h \in \mathbf{Hxc}$ ). Die Erweiterung bezieht sich allerdings nur auf die installierte Leistung und nicht auf die Speichergröße.

Da sich alle im Abschnitt B.3.1.1 beschriebenen Definitionen und Gleichungen für allgemeine Kraftwerke  $g$  auf Wasserkraftwerke  $h$  übertragen lassen, werden diese

hier nicht nochmals beschrieben. Ausnahmen bilden Gleichung B.21 für eventuell stillzulegende Kraftwerke, die für Wasserkraftwerke nicht benötigt wird, und die Gleichungen B.29 und B.30 für die Maximalleistung bei ausbaubaren Kraftwerken. Anstatt diesen beiden letztgenannten Gleichungen werden Gleichung B.47 und B.48 verwendet, die die Abhängigkeit der Maximalleistung vom Füllstand berücksichtigen. Weiterhin gelten diese beiden Gleichungen nicht nur für existierende, erweiterbare Kraftwerke, sondern auch für neue, erweiterbare Kraftwerke zusätzlich zu den beiden Gleichungen, die Gleichung B.31 und B.32 entsprechen. Um das Modell linear zu halten, muß davon ausgegangen werden, daß durch eine Kapazitätserweiterung die Maximalleistung bei Mindestfüllstand und die Maximalleistung bei Maximalfüllstand um den gleichen Betrag erweitert werden.

$$\begin{aligned}
PH_{hxb,td,tw,ts,ty} &\leq \left( ZHmin_{hxb,ty} + (ZHmax_{hxb,ty} - ZHmin_{hxb,ty}) \right. \\
&\quad \cdot \frac{VH_{hxb,td,tw,ts,ty} - ZVmin_{hxb,ty}}{ZVmax_{h,ty} - ZVmin_{h,ty}} + \overline{ZHaddb}_{hxb,ty} HxbSize_{hxb} \left. \right) \\
&\quad \cdot FacAHTs_{hxb,ts,ty} \\
\forall (hxb, td, tw, ts, ty) | (ty, hxb) \in \mathbf{TyHxb} \wedge hxb \in \mathbf{He} \cup \mathbf{Hn} & \quad (B.47)
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
PH_{hxc,td,tw,ts,ty} &\leq \left( ZHmin_{hxc,ty} + (ZHmax_{hxb,ty} - ZHmin_{hxb,ty}) \right. \\
&\quad \cdot \frac{VH_{hxb,td,tw,ts,ty} - ZVmin_{hxb,ty}}{ZVmax_{h,ty} - ZVmin_{hxb,ty}} + ZHaddc_{hxc,ty} \left. \right) \\
&\quad \cdot FacAHTs_{hxc,ts,ty} \\
\forall (hxc, td, tw, ts, ty) | (ty, hxc) \in \mathbf{TyHxc} \wedge hxc \in \mathbf{He} \cup \mathbf{Hn} & \quad (B.48)
\end{aligned}$$

#### B.3.2.4 Gesamtkosten für Wasserkraftwerke

Mit Gleichung B.49, die weitgehend Gleichung B.40 entspricht, kann der Barwert CtH der gesamten Kosten für Wasserkraftwerke berechnet werden, welcher Teil der Zielfunktion (Gl. B.82) ist:

$$\begin{aligned}
CtH &= \sum_{ty} \left[ Dis_{ty} \cdot \right. \\
&\quad \left( \sum_{(h,td,tw,ts)} PH_{h,td,tw,ts,ty} DurTd_{td} FracTw_{tw} DurTs_{ts} CvH_{h,ty} \right. \\
&\quad \left. + \sum_{hn | (ty,hn) \in \mathbf{TyHn}} \overline{UHn}_{hn,ty} CfH_{hn,ty} \right. \\
&\quad \left. + \sum_{hxb | (ty,hxb) \in \mathbf{TyHxb}} \overline{ZHaddb}_{hxb,ty} HxbSize_{hxb} CfHx_{hxb,ty} \right. \\
&\quad \left. + \sum_{hxc | (ty,hxc) \in \mathbf{TyHxc}} \overline{ZHaddc}_{hxc,ty} CfHx_{hxc,ty} \right) \quad (B.49)
\end{aligned}$$

### B.3.3 Pumpspeicherkraftwerke

Tabelle B.16 listet die grundlegenden, benötigten Definitionen für Pumpspeicherkraftwerke auf.

Tabelle B.16: Definitionen für Pumpspeicherkraftwerke

<b>Mengen</b>	
<b>S</b>	Pumpspeicherkraftwerke $s$
<b>SB</b>	Kraftwerk-Knoten-Zuordnungspaare $(s, b)$
<b>SRc</b>	Kraftwerk-Land-Zuordnungspaare $(s, rc)$ (vgl. Gl. B.3)
<b>Parameter</b>	
$ZPSIN_{s,ty}$	maximale elektrische Pumpleistung
$ZPSOT_{s,ty}$	maximale elektrische Erzeugungsleistung
$ZWS_{s,ty}$	Speicherkapazität (in produzierbarer elektrischer Energie)
$\eta S_{s,ty}$	durchschnittlicher Zykluswirkungsgrad (produzierte elektrische Energie pro eingesetzte elektrische Energie)
$FacASTs_{s,ts,ty}$	jahreszeitabhängige, zu erwartende Verfügbarkeit des Kraftwerks $s$ (vgl. Gl. B.15)
<b>Variablen</b>	
$PSIN_{s,td,tw,ts,ty}$	Speicherzufluß (entspricht Pumpleistung $\cdot \eta S_{s,ty}$ ; in erzeugbarer elektrischer Energie pro Zeiteinheit; positive Variable)
$PSOT_{s,td,tw,ts,ty}$	Speicherabfluß (Erzeugungsleistung; positive Variable)
$WS_{s,td,tw,ts,ty}$	Speicherinhalt am Ende des Zeitsegments $(td, tw, ts, ty)$ (positive Variable)
$WSdd_{s,tw,ts,ty}$	Differenz zwischen den Speicherinhalten zu Beginn und Ende eines Tages mit Wochentagstyp $tw$ (wird für wöchentlichen Speicherzyklus benötigt)

Gleichungen B.50 und B.51 stellen sicher, daß weder die Pump- noch die Erzeugungsleistung die zu erwartende verfügbare Maximalleistung übertreffen.

$$PSIN_{s,td,tw,ts,ty} \leq ZPSIN_{s,ty} \cdot FacASTs_{s,ts,ty} \cdot \eta S_{s,ty} \quad \forall (s, td, tw, ts, ty) | s \in \mathbf{Se} \vee (ty, s) \in \mathbf{Tysn} \quad (\text{B.50})$$

$$PSOT_{s,td,tw,ts,ty} \leq ZPSOT_{s,ty} \cdot FacASTs_{s,ts,ty} \quad \forall (s, td, tw, ts, ty) | s \in \mathbf{Se} \vee (ty, s) \in \mathbf{Tysn} \quad (\text{B.51})$$

Die Modellierung des Speicherzykluses wird mit Gleichungen B.52 bis B.57 be-

schrieben (vgl. Abschnitt 4.4.3.1).

$$\begin{aligned} WS_{s,td,tw,ts,ty} &= WS_{s,td^{-1},tw,ts,ty} \\ &\quad + (PSIN_{s,td,tw,ts,ty} - PSOT_{s,td,tw,ts,ty}) \cdot DurTd_{td} \\ &\quad \forall (s, td, tw, ts, ty) | td \neq td^1 \wedge (s \in \mathbf{Se} \vee (ty, s) \in \mathbf{TysE}) \end{aligned} \quad (\text{B.52})$$

$$\begin{aligned} WS_{s,td^1,tw,ts,ty} &= WS_{s,td^n,tw,ts,ty} + WSdd_{s,tw,ts,ty} \\ &\quad + (PSIN_{s,td^1,tw,ts,ty} - PSOT_{s,td^1,tw,ts,ty}) \cdot DurTd_{td^1} \\ &\quad \forall (s, tw, ts, ty) | s \in \mathbf{Se} \vee (ty, s) \in \mathbf{TysE} \end{aligned} \quad (\text{B.53})$$

Gleichung B.54 verknüpft den Speicherinhalt über die Grenzen der Typtage hinweg.

$$\begin{aligned} WS_{s,td^n,tw,ts,ty} &= WS_{s,td^n,tw^{\leftarrow 1},ts,ty} - WSdd_{s,tw,ts,ty} \\ &\quad - (7 \cdot FracTw_{tw^{\leftarrow 1}} - 1) \cdot WSdd_{s,tw^{\leftarrow 1},ts,ty} \\ &\quad \forall (s, tw, ts, ty) | s \in \mathbf{Se} \vee (ty, s) \in \mathbf{TysE} \end{aligned} \quad (\text{B.54})$$

Gleichungen B.55 bis B.57 halten den Speicherinhalt innerhalb der vorgegebenen Grenzen.

$$\begin{aligned} WS_{s,td,tw,ts,ty} &\leq ZWS_{s,ty} \\ &\quad \forall (s, td, tw, ts, ty) | s \in \mathbf{Se} \vee (ty, s) \in \mathbf{TysE} \end{aligned} \quad (\text{B.55})$$

$$\begin{aligned} WS_{s,td,tw,ts,ty} - (7 \cdot FracTw_{tw} - 1) \cdot WSdd_{s,tw,ts,ty} &\leq ZWS_{s,ty} \\ &\quad \forall (s, td, tw, ts, ty) | s \in \mathbf{Se} \vee (ty, s) \in \mathbf{TysE} \end{aligned} \quad (\text{B.56})$$

$$\begin{aligned} WS_{s,td,tw,ts,ty} - (7 \cdot FracTw_{tw} - 1) \cdot WSdd_{s,tw,ts,ty} &\geq 0 \\ &\quad \forall (s, td, tw, ts, ty) | s \in \mathbf{Se} \vee (ty, s) \in \mathbf{TysE} \end{aligned} \quad (\text{B.57})$$

Neue Pumpspeicherkraftwerke werden analog zu neuen Kraftwerken modelliert. Allerdings ist eine vorzeitige Stilllegung und eine Erweiterung von Pumpspeicherkraftwerken nicht vorgesehen.

Hinsichtlich der Kosten werden variable Kosten vernachlässigt. Daher sind nur die gesamten jährlichen feststehenden Kosten  $CfS_{s,ty}$  (vgl. Abschnitt 4.2.6) von Bedeutung. Der Barwert CtS aller Kosten für Pumpspeicherkraftwerke wird mit Gleichung B.58 beschrieben. Er ist Teil der Zielfunktion (Gl. B.82).

$$CtS = \sum_{(ty,sn) \in \mathbf{TysN}} \overline{USn}_{sn,ty} CfS_{sn,ty} Dis_{ty} \quad (\text{B.58})$$

Tabelle B.17: Definitionen für Leitungen

<b>Mengen</b>	
<b>L</b>	Übertragungsleitungen $l$
<b>LBS</b>	Leitung-Startknoten-Zuordnungspaare $(l, b)$
<b>LBE</b>	Leitung-Endknoten-Zuordnungspaare $(l, b)$
<b>Parameter</b>	
$FracLRc_{l,rc}$	Anteil der Leitung $l$ , der im Land $rc$ liegt
$ZL_{l,ty}$	Übertragungskapazität (ohne Erweiterung)
$\eta L_{l,ty}$	durchschnittlicher Übertragungsfaktor (1–Verlustfaktor)
<b>Variablen</b>	
$PLP_{l,td,tw,ts,ty}$	Leistung in positiver Übertragungsrichtung (positive Variable)
$PLN_{l,td,tw,ts,ty}$	Leistung in negativer Übertragungsrichtung (positive Variable)

## B.4 Übertragungsleitungen

Die grundlegenden Definitionen für die Modellierung sind in Tabelle B.17 aufgeführt.

Während allen modellierten Zeitsegmenten darf die Übertragungsleistung die Leitungskapazität nicht überschreiten (Gl. B.59 und B.60).

$$PLP_{le,td,tw,ts,ty} \leq ZL_{le,ty} \quad \forall (le, td, tw, ts, ty) | (ty, le) \notin \mathbf{TyLxb} \cup \mathbf{TyLxc} \quad (\text{B.59})$$

$$PLN_{le,td,tw,ts,ty} \leq ZL_{le,ty} \quad \forall (le, td, tw, ts, ty) | (ty, le) \notin \mathbf{TyLxb} \cup \mathbf{TyLxc} \quad (\text{B.60})$$

### B.4.1 Planungszustand der Leitungen und Leitungskosten

Leitungen  $l$  werden in existierende Leitungen  $l \in \mathbf{Le}$  und neue Leitungen  $l \in \mathbf{Ln}$  eingeteilt. Weiterhin können Leitungen kontinuierlich oder mit diskreten Kapazitätserweiterungen ausbaubar modelliert werden ( $l \in \mathbf{Lxc}$  bzw.  $l \in \mathbf{Lxb}$ ). Es gelten Definitionen und Gleichungen, die den im Abschnitt B.3.1.1 für allgemeine Kraftwerke  $g$  beschriebenen Formulierungen entsprechen. Die Gleichungen für die Leistungsobergrenzen müssen allerdings für beide Variablen  $PLP_{l,td,tw,ts,ty}$  und  $PLN_{l,td,tw,ts,ty}$  separat formuliert werden.

Der Barwert CtL aller Kosten für Übertragungsleitungen wird mit Gleichung B.61



berechnet. Er ist Teil der Zielfunktion (Gl. B.82).

$$\begin{aligned}
\text{CtL} = \sum_{ty} & \left[ \text{Dis}_{ty} \cdot \right. \\
& \left( \sum_{ln|(ty,ln) \in \mathbf{TyLn}} \overline{\text{ULn}}_{ln,ty} \text{CfL}_{ln,ty} \right. \\
& + \sum_{lxb|(ty,lxb) \in \mathbf{TyLxb}} \overline{\text{ZLaddb}}_{lxb,ty} \text{LxbSize}_{lxb} \text{CfLx}_{lxb,ty} \\
& \left. \left. + \sum_{lxc|(ty,lxc) \in \mathbf{TyLxc}} \overline{\text{ZLaddc}}_{lxc,ty} \text{CfLx}_{lxc,ty} \right) \right] \quad (\text{B.61})
\end{aligned}$$

## B.5 Systemübergreifende Restriktionen und Zielfunktion

### B.5.1 Bilanzgleichung für Knoten

Die Knoten  $b$  sind die wesentlichen Bilanzierungspunkte im Modell. Für jedes Zeitsegment  $(td, tw, ts, ty)$  muß für alle Knoten die Leistungsbilanz (Gl. B.62) erfüllt sein. Verluste im Verteilnetz, bei Pumpspeicherkraftwerken und in Übertragungsleitungen werden mit den Faktoren  $D\text{Loss}_{d,ty}$ ,  $\eta S_{s,ty}$  bzw.  $\eta L_{l,ty}$  berücksichtigt.

$$\begin{aligned}
& - \sum_{d|(d,b) \in \mathbf{DB}} \text{PD}_{d,td,tw,ts,ty} / (1 - D\text{Loss}_{d,ty}) \\
& + \sum_{g|(g,b) \in \mathbf{GB} \wedge (g \in \mathbf{Ge} \vee g \in \mathbf{Gs} \vee (ty,g) \in \mathbf{TyGnGs})} \text{PG}_{g,td,tw,ts,ty} \\
& + \sum_{h|(h,b) \in \mathbf{HB} \wedge (h \in \mathbf{He} \vee (ty,h) \in \mathbf{TyHn})} \text{PH}_{h,td,tw,ts,ty} \\
& + \sum_{s|(s,b) \in \mathbf{SB} \wedge (s \in \mathbf{Se} \vee s \in \mathbf{TySn})} (\text{PSOT}_{s,td,tw,ts,ty} - \text{PSIN}_{s,td,tw,ts,ty} / \eta S_{s,ty}) \\
& + \sum_{l|(l,b) \in \mathbf{LBS} \wedge (l \in \mathbf{Le} \vee (ty,l) \in \mathbf{TyLn})} (-\text{PLP}_{l,td,tw,ts,ty} + \text{PLN}_{l,td,tw,ts,ty} \eta L_{l,ty}) \\
& + \sum_{l|(l,b) \in \mathbf{LBE} \wedge (l \in \mathbf{Le} \vee (ty,l) \in \mathbf{TyLn})} (\text{PLP}_{l,td,tw,ts,ty} \eta L_{l,ty} - \text{PLN}_{l,td,tw,ts,ty}) \\
& = 0 \\
& \forall (b, td, tw, ts, ty) \quad (\text{B.62})
\end{aligned}$$

### B.5.2 Systemzuverlässigkeit

Für die Modellbildung wird hier unter einer Zuverlässigkeitsanforderung eine möglicherweise kritische Kombination von Last und Verfügbarkeit der Kraftwerke und

der Leitungen angesehen. Eine Zuverlässigkeitsanforderung  $r \in \mathbf{R}$  ist charakterisiert durch eine fest vorgegebene Last  $FacRD_{d,r,ty}$  als Bruchteil der jährlichen Höchstlast  $DPeak_{d,ty}$  für jede Nachfragegruppe  $d$ , durch eine vorgegebene Verfügbarkeit eines jeden Kraftwerks  $g$ ,  $h$  und  $s$  (Faktoren  $FacRG_{g,r,ty}$ ,  $FacRH_{h,r,ty}$  und  $FacRS_{s,r,ty}$ ) sowie einer jeden Übertragungsleitung  $l$  (Faktoren  $FacRL_{l,r,ty}$ ) und dem Einfluß der DSM-Programme  $ShRDSM_{dsm,d,r,ty}$ .

Es wurden drei Alternativen für die Art der Einflußnahme einer Zuverlässigkeitsanforderung  $r$  auf das Modellierungsergebnis in das Modell integriert:

1. Restriktionen: Die gesamte Last an jeder Nachfragegruppe  $d$  muß gedeckt werden.
2. Ausfallkosten: Sofern die Last nicht gedeckt werden kann, fallen Ausfallkosten  $CvENS_{d,ty}$  an
3. Erzeugungs- und Ausfallkosten: Durch die Zuverlässigkeitsanforderung wird ein gewisser Zeitabschnitt mit festgelegter Zeitdauer einer Jahreszeit  $ts$  ersetzt.

Der Einfachheit halber wird hier nur die zweite dieser in Grundzügen ähnlich modellierten Alternativen beschrieben. Für diese muß zusätzlich die geschätzte Ausfalldauer  $DurRD_{d,r,ty}$  einer Unterbrechung aufgrund des Kriteriums  $r$  angegeben werden. Folgende Variablen werden für die Modellierung der Zuverlässigkeitsanforderungen eingeführt:

- PLPR $_{l,r,ty}$  Übertragungsleistung der Leitung  $l$  in positiver Übertragungsrichtung (positive Variable)
- PLNR $_{l,r,ty}$  Übertragungsleistung der Leitung  $l$  in negativer Übertragungsrichtung (positive Variable)
- PENSR $_{d,r,ty}$  nichtgedeckte Last (positive Variable)

Für die Zuverlässigkeitsanforderung wird die Bilanzgleichung B.63 aufgestellt.

$$\begin{aligned}
& \sum_{g|(g,b) \in \mathbf{GB} \wedge [g \in \mathbf{GeV} \vee (g \in \mathbf{Gs} \wedge (ty,g) \notin \mathbf{TyGnGs})]} ZG_{g,ty} FacRG_{g,r,ty} \\
& + \sum_{gngs|(gngs,b) \in \mathbf{GB} \wedge (ty,gngs) \in \mathbf{TyGnGs}} \overline{\mathbf{UGnGs}}_{gngs,ty} ZG_{gngs,ty} FacRG_{gngs,r,ty} \\
& + \sum_{gxb|(gxb,b) \in \mathbf{GB} \wedge (ty,gxb) \in \mathbf{TyGxb}} \overline{\mathbf{ZGaddb}}_{gxb,ty} GxbSize_{gxb} FacRG_{gxb,r,ty} \\
& + \sum_{gxc|(gxc,b) \in \mathbf{GB} \wedge (ty,gxc) \in \mathbf{TyGxc}} ZGaddc_{gxc,ty} FacRG_{gxc,r,ty}
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
& + \sum_{he|(he,b) \in \mathbf{HB}} ZHmax_{he,ty} FacRH_{he,r,ty} \\
& + \sum_{hn|(hn,b) \in \mathbf{HB} \wedge (ty,hn) \in \mathbf{TyHn}} \overline{UHn}_{hn,ty} ZHmax_{hn,ty} FacRH_{hn,r,ty} \\
& + \sum_{hxb|(hxb,b) \in \mathbf{HB} \wedge (ty,hxb) \in \mathbf{TyHxb}} \overline{ZHaddb}_{hxb,ty} HxbSize_{hxb} FacRH_{hxb,r,ty} \\
& + \sum_{hxc|(hxc,b) \in \mathbf{HB} \wedge (ty,hxc) \in \mathbf{TyHxc}} ZHaddc_{hxc,ty} FacRH_{hxc,r,ty} \\
& + \sum_{s|(s,b) \in \mathbf{SB} \wedge s \in \mathbf{Se}} ZPSOT_{s,ty} FacRS_{s,r,ty} \\
& + \sum_{snss|(sn,b) \in \mathbf{SB} \wedge (ty,sn) \in \mathbf{TySn}} \overline{USn}_{sn,ty} ZPSOT_{sn,ty} FacRS_{sn,r,ty} \\
& + \sum_{l|(l,b) \in \mathbf{LBS} \wedge (l \in \mathbf{Le} \vee (ty,l) \in \mathbf{TyLn})} \left( -\text{PLPR}_{l,r,ty} + \text{PLNR}_{l,r,ty} \eta L_{l,ty} \right) \\
& + \sum_{l|(l,b) \in \mathbf{LBE} \wedge (l \in \mathbf{Le} \vee (ty,l) \in \mathbf{TyLn})} \left( -\text{PLNR}_{l,r,ty} + \text{PLPR}_{l,r,ty} \eta L_{l,ty} \right) \\
& \geq 1/(1 - DLoss_{d,ty}) \\
& \cdot \sum_{d|(d,b) \in \mathbf{DB}} \left( DPeak_{d,ty} FacRD_{d,r,ty} - \text{PENSR}_{d,r,ty} \right) \\
& \quad + \sum_{dsm|(dsm,d) \in \mathbf{DSMD} \wedge (dsm \in \mathbf{DSMe} \vee (ty,dsm) \in \mathbf{TyDSMn})} \text{PDSM}_{dsm,d,ty} ShRDSM_{dsm,d,r,ty} \\
& \forall (b, r, ty) \tag{B.63}
\end{aligned}$$

Für die Übertragungsleistungen  $\text{RPLP}_{l,r,ty}$  und  $\text{RPLN}_{l,r,ty}$  müssen Obergrenzen eingehalten werden. Es werden hier exemplarisch die Gleichungen für nicht erweiterbare, existierende Leitungen  $le \notin \mathbf{Lxb} \cup \mathbf{Lxc}$  genannt (Gl. B.64 und B.65). Für neue oder erweiterbare Leitungen werden entsprechende Gleichungen formuliert, welche zusätzlich die Entscheidungsvariablen für den Bau und/oder die Erweiterung enthalten.

$$\text{RPLP}_{le,r,ty} \leq ZL_{le,ty} \cdot FacRL_{le,r,ty} \quad \forall (le, r, ty) | le \notin \mathbf{Lxb} \cup \mathbf{Lxc} \tag{B.64}$$

$$\text{RPLN}_{le,r,ty} \leq ZL_{le,ty} \cdot FacRL_{le,r,ty} \quad \forall (le, r, ty) | le \notin \mathbf{Lxb} \cup \mathbf{Lxc} \tag{B.65}$$

### B.5.2.1 Kosten durch Zuverlässigkeitsanforderungen

Der Barwert CtR aller durch modellierte Zuverlässigkeitsanforderungen verursachten Kosten kann mit Gleichung B.66 berechnet werden. Er ist Teil der Zielfunktion (Gl. B.82).

$$\text{CtR} = \sum_{(d,r,ty)} Dis_{ty} \text{RPENS}_{d,r,ty} CvENS_{d,ty} DurRD_{d,r,ty} \tag{B.66}$$

### B.5.2.2 Systemweite Höchstlast als Zuverlässigkeitsanforderung

Die systemweite jährliche Höchstlast wird im Modell durch eine vordefinierte Zuverlässigkeitsanforderung  $rr \in \mathbf{R}$  berücksichtigt. Es handelt sich hierbei um eine Anforderung, die mit Ausfallkosten  $CvENS_{d,ty}$  in die Zielfunktion eingeht.

Es wird ein systemweiter, prozentualer Reservefaktor  $FacRRM_{ty}$  definiert, welcher die Last beschreibt, die zusätzlich zur jährlichen Höchstlast  $DPeak_{d,ty}$  mit den Verfügbarkeiten  $FacAGRP_{g,ty}$ ,  $FacAHRP_{h,ty}$  und  $FacASRP_{s,ty}$  der Kraftwerke<sup>13</sup> zur Zeit der jährlichen Höchstlast abgedeckt werden können soll. Mit dem Faktor  $DPeakR_{d,ty}$  wird berücksichtigt, daß die jährliche Höchstlast  $DPeak_{d,ty}$  einer Nachfragegruppe  $d$  nicht mit der systemweiten jährlichen Höchstlast zusammenfallen muß. Die Ausfalldauer wird mit  $DPeakDur_{d,ty}$  (vgl. Tab. B.7) und der Einfluß der DSM-Programme zur Zeit der systemweiten jährlichen Höchstlast mit  $ShDSMPk_{dsm,d,ty}$  beschrieben. Für die Übertragungsleitungen wird eine Verfügbarkeit mit ganzer Kapazität angenommen. Die Zuverlässigkeitsanforderung  $rr$  für die systemweite jährliche Höchstlast ist somit wie folgt definiert:

$$\begin{aligned}
 FacRD_{d,rr,ty} &= (1 + FacRRM_{ty}/100) \cdot DPeakR_{d,ty} \\
 FacRG_{g,rr,ty} &= FacAGRP_{g,ty} \\
 FacRH_{h,rr,ty} &= FacAHRP_{h,ty} \\
 FacRS_{s,rr,ty} &= FacASRP_{s,ty} \\
 FacRL_{l,rr,ty} &= 1 \\
 ShRDSM_{dsm,d,rr,ty} &= ShDSMPk_{dsm,d,ty} \\
 DurRD_{d,rr,ty} &= DPeakDur_{d,ty}
 \end{aligned}$$

### B.5.3 Nationale Sicherheitsreserven

Es wird der nationale Sicherheitsfaktor  $FacNRM_{rc,ty}$  definiert, der die prozentuale zusätzliche Last über der nationalen jährlichen Höchstlast beschreibt, welche mit den im Land installierten, verfügbaren Stromerzeugungskapazitäten gedeckt werden können soll. Falls eine gewisse Abhängigkeit von Importen akzeptabel ist, nimmt  $FacNRM_{rc,ty}$  negative Werte an. Mit den Faktoren  $FacAGNP_{g,ty}$ ,  $FacAHNP_{h,ty}$  und  $FacASNP_{s,ty}$  wird die erwartete Verfügbarkeit der Kraftwerke zur Zeit der nationalen jährlichen Höchstlast beschrieben. Übertragungskapazitäts-

<sup>13</sup>In der Regel gilt  $FacAGRP_{g,ty} = 1 - OrfG_{g,ty}/100$  etc.. Für Windkraftwerke u. ä. können diese Faktoren jedoch auch deutlich geringere Werte annehmen.

ten und -verluste der modellierten Übertragungsleitungen innerhalb eines Landes bleiben unberücksichtigt.<sup>14</sup> Es ergibt sich folgende Bilanzgleichung:

$$\begin{aligned}
& \sum_{g|(g,rc) \in \mathbf{GRc} \wedge [g \in \mathbf{Ge} \vee (g \in \mathbf{Gs} \wedge (ty, g) \notin \mathbf{TyGnGs})]} ZG_{g,ty} FacAGNP_{g,ty} \\
& + \sum_{gngs|(gngs,rc) \in \mathbf{GRc} \wedge (ty, gngs) \in \mathbf{TyGnGs}} \overline{UGnGs}_{gngs,ty} ZG_{gngs,ty} FacAGNP_{gngs,ty} \\
& + \sum_{gxb|(gxb,rc) \in \mathbf{GRc} \wedge (ty, gxb) \in \mathbf{TyGxb}} \overline{ZGaddb}_{gxb,ty} GxbSize_{gxb} FacAGNP_{gxb,ty} \\
& + \sum_{gxc|(gxc,rc) \in \mathbf{GRc} \wedge (ty, gxc) \in \mathbf{TyGxc}} ZGaddc_{gxc,ty} FacAGNP_{gxc,ty} \\
& + \sum_{he|(he,rc) \in \mathbf{HRc}} ZHmax_{he,ty} FacAHNP_{he,ty} \\
& + \sum_{hn|(hn,rc) \in \mathbf{HRc} \wedge (ty, hn) \in \mathbf{TyHn}} \overline{UHn}_{hn,ty} ZHmax_{hn,ty} FacAHNP_{hn,ty} \\
& + \sum_{hxb|(hxb,rc) \in \mathbf{HRc} \wedge (ty, hxb) \in \mathbf{TyHxb}} \overline{ZHaddb}_{hxb,ty} HxbSize_{hxb} FacAHNP_{hxb,ty} \\
& + \sum_{hxc|(hxc,rc) \in \mathbf{HRc} \wedge (ty, hxc) \in \mathbf{TyHxc}} ZHaddc_{hxc,ty} FacAHNP_{hxc,ty} \\
& + \sum_{se|(se,rc) \in \mathbf{SRc}} ZPSOT_{se,ty} FacASNP_{se,ty} \\
& + \sum_{sn|(sn,rc) \in \mathbf{SRc} \wedge (ty, sn) \in \mathbf{TySn}} \overline{USn}_{sn,ty} ZPSOT_{sn,ty} FacASNP_{sn,ty} \\
& \geq \left( 1 + \frac{FacNRM_{rc,ty}}{100} \right) \\
& \cdot \sum_{d|(d,rc) \in \mathbf{DRc}} \left( DPeak_{d,ty} DPeakN_{d,ty} \cdot 1 / (1 - DLoss_{d,ty} \right. \\
& \quad \left. + \sum_{dsm|(dsm,d) \in \mathbf{DSMD} \wedge (dsm \in \mathbf{DSMe} \vee (ty, dsm) \in \mathbf{TyDSMn})} PDSM_{dsm,d,ty} ShDSMPk_{dsm,d,ty} \right) \\
& \forall (rc, ty) | FacNRM_{rc,ty} > -100
\end{aligned} \tag{B.67}$$

### B.5.4 Ober- und Untergrenzen für externe Effekte

Externe Effekte  $x$  können bei der Optimierung mit jährlichen nationalen oder systemweiten Ober- und Untergrenzen berücksichtigt werden. Hierfür werden die in Tabelle B.18 aufgeführten Parameter und Variablen verwendet. Berücksichtigt werden allerdings nur variable Effekte (Faktoren  $FacXGv_{g,x,ty}$  etc.) und feststehende, jährliche Effekte (Faktoren  $FacXGf_{g,x,ty}$  und  $FacXGxf_{g,x,ty}$  etc.), wohingegen

<sup>14</sup>Falls Übertragungskapazitäten und -verluste innerhalb eines Landes berücksichtigt werden sollen, kann dies durch die Formulierung eines geeigneten Sicherheitskriteriums  $r$  anstatt der nationalen Sicherheitsreserve erfolgen.

durch den Bau oder eine Stilllegung verursachte Effekte ( Faktoren  $FacXGi_{g,x,ty}$  etc.) unberücksichtigt bleiben, da eine Aufteilung dieser Effekte auf einzelne Jahre nicht eindeutig ist (vgl. Abschnitt B.1.4).

Tabelle B.18: Ober- und Untergrenzen für externe Effekte

<b>Mengen</b>	
<b>XZRup</b>	externe Effekte $xZRup$ mit systemweiter Obergrenze, $\mathbf{XZRup} \subseteq \mathbf{X}$
<b>XZRlo</b>	externe Effekte $xZRlo$ mit systemweiter Untergrenze, $\mathbf{XZRlo} \subseteq \mathbf{X}$
<b>XZNup</b>	Paare $(x, rc)$ mit nationaler Obergrenze für externen Effekt $x$ im Land $rc$
<b>XZNlo</b>	Paare $(x, rc)$ mit nationaler Untergrenze für externen Effekt $x$ im Land $rc$
<b>Parameter</b>	
$ZQXRup_{x,ty}$	systemweite Obergrenze für externen Effekt $x$ im Jahr $ty$
$ZQXRlo_{x,ty}$	systemweite Untergrenze für externen Effekt $x$ im Jahr $ty$
$ZQXNup_{x,rc,ty}$	nationale Obergrenze für externen Effekt $x$ im Land $rc$ und für das Jahr $ty$
$ZQXNlo_{x,rc,ty}$	nationale Untergrenze für externen Effekt $x$ im Land $rc$ und für das Jahr $ty$

Mit Gleichung B.68 kann die gesamte jährliche Menge  $QXRc_{x,rc,ty}$  des externen Effekts  $x$  im Land  $rc$  für das Jahr  $ty$  berechnet werden:

$$\begin{aligned}
QXRc_{x,rc,ty} = & \sum_{(td,tw,ts)} DurTd_{td} FracTw_{tw} DurTs_{ts} \\
& \cdot \left( \sum_{g|(g,rc) \in \mathbf{GRc} \wedge (g \in \mathbf{Ge} \vee g \in \mathbf{Gs} \vee (ty,g) \in \mathbf{TyGnGs})} PG_{g,td,tw,ts,ty} FacXGv_{g,x,ty} \right. \\
& \left. + \sum_{h|(h,rc) \in \mathbf{HRc} \wedge (h \in \mathbf{He} \vee (ty,h) \in \mathbf{TyHn})} PH_{h,td,tw,ts,ty} FacXHv_{h,x,ty} \right) \\
& + \sum_{(dsm,d)|(d,rc) \in \mathbf{DRC} \wedge (dsm,d) \in \mathbf{DSMD} \wedge (dsm \in \mathbf{DSMe} \vee (ty,dsm) \in \mathbf{TyDSMn})} PDSM_{dsm,d,ty} FacXDSMv_{dsm,d,x,ty} \\
& + \sum_{g|(g,rc) \in \mathbf{GRc} \wedge [g \in \mathbf{Ge} \vee (g \in \mathbf{Gs} \wedge (ty,g) \notin \mathbf{TyGnGs})]} FacXGf_{g,x,ty} \\
& + \sum_{gngs|(gngs,rc) \in \mathbf{GRc} \wedge (ty,gngs) \in \mathbf{TyGnGs}} \overline{UGnGs}_{gngs,ty} FacXGf_{gngs,x,ty} \\
& + \sum_{gxb|(gxb,rc) \in \mathbf{GRc} \wedge (ty,gxb) \in \mathbf{TyGxb}} \overline{ZGaddb}_{gxb,ty} GxbSize_{gxb} FacXGxf_{gxb,x,ty}
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
& + \sum_{gxc|(gxc,rc) \in \mathbf{GRc} \wedge (ty,gxc) \in \mathbf{TgGxc}} \mathbf{ZGaddc}_{gxc,ty} \mathbf{FacXGxf}_{gxc,x,ty} \\
& + \sum_{he|(he,rc) \in \mathbf{HRc}} \mathbf{FacXHf}_{he,x,ty} \\
& + \sum_{hn|(hn,rc) \in \mathbf{HRc} \wedge (ty,hn) \in \mathbf{TgHn}} \overline{\mathbf{UHn}}_{hn,ty} \mathbf{FacXHf}_{hn,x,ty} \\
& + \sum_{hxb|(hxb,rc) \in \mathbf{HRc} \wedge (ty,hxb) \in \mathbf{TgHxb}} \overline{\mathbf{ZHaddb}}_{hxb,ty} \mathbf{HxbSize}_{hxb} \mathbf{FacXHxf}_{hxb,x,ty} \\
& + \sum_{hxc|(hxc,rc) \in \mathbf{HRc} \wedge (ty,hxc) \in \mathbf{TgHxc}} \mathbf{ZHaddc}_{hxc,ty} \mathbf{FacXHxf}_{hxc,x,ty} \\
& + \sum_{se|(se,rc) \in \mathbf{SRc}} \mathbf{FacXSf}_{s,x,ty} \\
& + \sum_{sn|(sn,rc) \in \mathbf{SRc} \wedge (ty,sn) \in \mathbf{TgSn}} \overline{\mathbf{USn}}_{sn,ty} \mathbf{FacXSf}_{sn,x,ty} \\
& + \sum_{le} \mathbf{FacXLf}_{le,x,ty} \mathbf{FracLRc}_{le,rc} \\
& + \sum_{ln|(ty,ln) \in \mathbf{TgLn}} \overline{\mathbf{ULn}}_{ln,ty} \mathbf{FacXLf}_{ln,x,ty} \mathbf{FracLRc}_{ln,rc} \\
& + \sum_{lxb|(ty,lxb) \in \mathbf{TgLxb}} \overline{\mathbf{ZLaddb}}_{lxb,ty} \mathbf{LxbSize}_{lxb} \mathbf{FacXLxf}_{lxb,x,ty} \mathbf{FracLRc}_{lxb,rc} \\
& + \sum_{lxc|(ty,lxc) \in \mathbf{TgLxc}} \mathbf{ZLaddc}_{lxc,ty} \mathbf{FacXLxf}_{lxc,x,ty} \mathbf{FracLRc}_{lxc,rc} \\
& + \sum_{dsme} \mathbf{FacXDSMf}_{dsme,x,ty} \mathbf{FrDSMRc}_{dsme,rc} \\
& + \sum_{dsmn|(ty,dsmn) \in \mathbf{TgDSMn}} \overline{\mathbf{UDSMn}}_{dsmn,ty} \mathbf{FacXDSMf}_{dsmn,x,ty} \mathbf{FrDSMRc}_{dsmn,rc}
\end{aligned}$$

$$\forall(x, rc, ty) | x \in \mathbf{XZRup} \vee x \in \mathbf{XZRlo} \vee (x, rc) \in \mathbf{XZNup} \vee (x, rc) \in \mathbf{XZNlo} \quad (\text{B.68})$$

Diese jährliche nationale Menge  $\mathbf{QXRc}_{x,rc,ty}$  des externen Effekts  $x$  muß zwischen den Grenzen  $\mathbf{ZQXNlo}_{x,rc,ty}$  und  $\mathbf{ZQXNup}_{x,rc,ty}$  liegen, sofern diese Grenzwerte vorgeschrieben werden:

$$\mathbf{QXRc}_{x,rc,ty} \geq \mathbf{ZQXNlo}_{x,rc,ty} \quad \forall(x, rc, ty) | (x, rc) \in \mathbf{XZNlo} \quad (\text{B.69})$$

$$\mathbf{QXRc}_{x,rc,ty} \leq \mathbf{ZQXNup}_{x,rc,ty} \quad \forall(x, rc, ty) | (x, rc) \in \mathbf{XZNup} \quad (\text{B.70})$$

Gleichungen B.71 und B.72 werden benötigt, damit die systemweiten Unter- und Obergrenzen  $\mathbf{ZQXRlo}_{xZRlo,ty}$  und  $\mathbf{ZQXRup}_{xZRup,ty}$  eingehalten werden:

$$\sum_{rc} \mathbf{QXRc}_{xZRlo,rc,ty} \geq \mathbf{ZQXRlo}_{xZRlo,ty} \quad \forall(xZRlo, ty) \quad (\text{B.71})$$

$$\sum_{rc} \mathbf{QXRc}_{xZRup,rc,ty} \leq \mathbf{ZQXRup}_{xZRup,ty} \quad \forall(xZRup, ty) \quad (\text{B.72})$$

Tabelle B.19: Definitionen für Handelsabkommen

<b>Mengen</b>	
<b>TAG</b>	Handelsabkommen $tag$
<b>TAGRc</b>	Zuordnungstriplel $(tag, rc, rc')$ für Handelsabkommen $tag$ zu exportierendem Land $rc$ und importierendem Land $rc'$
<b>TAGL</b>	Zuordnungspaare $(tag, l)$ für Abkommen $tag$ und davon betroffene Leitungen $l^a$
<b>TAGLP</b>	Zuordnungspaare $(tag, l)$ für Abkommen $tag$ , welches eine Leitung $l$ betrifft, dessen Startknoten im exportierenden Land liegt; <b>TAGLP</b> $\subseteq$ <b>TAGL</b> (siehe Gl. B.76)
<b>TAGLN</b>	Zuordnungspaare $(tag, l)$ für Abkommen $tag$ , welches eine Leitung $l$ betrifft, dessen Endknoten im exportierenden Land liegt; <b>TAGLN</b> $\subseteq$ <b>TAGL</b> , <b>TAGLP</b> $\cap$ <b>TAGLN</b> = $\emptyset$ , <b>TAGLP</b> $\cup$ <b>TAGLN</b> = <b>TAGL</b> (siehe Gl. B.77)
<b>TyTAG</b>	Zuordnungspaare $(ty, tag)$ von Jahren $ty$ zu Abkommen $tag$ , die in dem jeweiligen Jahr $ty$ wirksam sind.
<b>TAGmind</b>	Abkommen $tagmind$ mit täglichen Mindesthandelsmengen, <b>TAGmind</b> $\subseteq$ <b>TAG</b>
<b>Parameter</b>	
$ZTAGmind_{tag,ty}$	Mindesthandelsmenge pro Tag (Nettoimporte <sup>b</sup> )

<sup>a</sup>In der Regel alle Leitungen, welche beide Handelspartner verbinden. <sup>b</sup>Ohne Übertragungsverluste auf den Verbindungsleitungen.

### B.5.5 Import- und Exportbeschränkungen

Im Modell können Mengenbegrenzungen für Nettoimporte und -exporte abgebildet werden (vgl. Tab. B.2). Mit Gleichung B.73 werden die Werte der Variablen  $Wimex_{rc,ty}$  für die jährlichen Importe abzüglich der jährlichen Exporte für ein Land  $rc$  im Jahr  $ty$  berechnet, sofern dieser Wert für die Optimierung benötigt wird. Zu beachten ist, daß Übertragungsverluste auf Leitungen zwischen zwei Ländern bei den Exporten mitgezählt werden jedoch nicht bei den Importen. Der Faktor  $\eta L_{l,ty}$  taucht nur bei den Importmengen auf.

$$\begin{aligned}
 Wimex_{rc,ty} = & \sum_{(td,tw,ts)} \left[ DurTd_{td} FracTw_{tw} DurTs_{ts} \right. \\
 & \cdot \left( \sum_{l|(l,rc) \in \mathbf{LRcS} \wedge (l \in \mathbf{LeV}(ty,l) \in \mathbf{TyLn})} (\mathbf{PLN}_{l,td,tw,ts,ty} \eta L_{l,ty} - \mathbf{PLP}_{l,td,tw,ts,ty}) \right)
 \end{aligned}$$



$$\begin{aligned}
& + \sum_{l|(l,rc) \in \mathbf{LRcE} \wedge (l \in \mathbf{LeV}(ty,l) \in \mathbf{TyLn})} (\mathbf{PLP}_{l,td,tw,ts,ty} \eta L_{l,ty} - \mathbf{PLN}_{l,td,tw,ts,ty}) \Big] \\
& \forall (rc, ty) | rc \in \mathbf{RcZi} \cup \mathbf{RcZe} \cup \mathbf{RcCimp} \cup \mathbf{RcCimp} \\
& \forall \exists x ((x, rc) \in \mathbf{XcNexp}) \tag{B.73}
\end{aligned}$$

Mit Gleichung B.74 wird der Nettostromimport eines Landes  $rcZi$  mit Importobergrenzen auf  $ZWiRc_{rcZi,ty}$  begrenzt. Entsprechend gilt Gleichung B.75 für Exportbeschränkungen.

$$\mathbf{Wimex}_{rcZi,ty} \leq ZWiRc_{rcZi,ty} \quad \forall (rcZi, ty) \tag{B.74}$$

$$-\mathbf{Wimex}_{rcZe,ty} \leq ZWeRc_{rcZe,ty} \quad \forall (rcZe, ty) \tag{B.75}$$

### B.5.6 Handelsabkommen

Existierende Handelsabkommen  $tag \in \mathbf{TAG}$  wurden je nach Bilanzierungszeitraum (stündlich, täglich oder jährlich) und Art des Abkommens (exakt festgelegte Menge oder Mindestliefermenge) in sechs Kategorien eingeteilt. Exemplarisch soll hier allerdings nur die Modellierung der Abkommen  $tagmind$ , die tägliche Mindestmengen festlegen, beschrieben werden. Die für Handelsabkommen verwendeten Definitionen sind in Tabelle B.19 aufgelistet.

Die Mengen  $\mathbf{TAGLP}$  und  $\mathbf{TAGLN}$  der Zuordnungspaare  $(tag, l)$  von Abkommen zu Leitungen, bei welchen die positive bzw. die negative Übertragungsrichtung der Exportrichtung entspricht, können wie folgt berechnet werden:

$$\begin{aligned}
\mathbf{TAGLP} &= \{(tag, l) | (tag, l) \in \mathbf{TAGL} \\
& \wedge \exists (rc, rc') [(tag, rc, rc') \in \mathbf{TAGRc} \wedge (l, rc) \in \mathbf{LRcS}]\} \tag{B.76}
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
\mathbf{TAGLN} &= \{(tag, l) | (tag, l) \in \mathbf{TAGL} \\
& \wedge \exists (rc, rc') [(tag, rc, rc') \in \mathbf{TAGRc} \wedge (l, rc) \in \mathbf{LRcE}]\} \tag{B.77}
\end{aligned}$$

Das Einhalten der täglichen Mindesthandelsmengen  $ZTAGmind_{tag,ty}$  nach Abkommen  $tag \in \mathbf{TAGmind}$  wird mit Gleichung B.78 sichergestellt:

$$\begin{aligned}
& \sum_{td} \left[ DurTd_{td} \cdot \left( \sum_{l \mid [l \in \mathbf{LeV}(ty, l) \in \mathbf{TyLn}] \wedge (tag, l) \in \mathbf{TAGLP}} \eta L_{l, ty} (\mathbf{PLP}_{l, td, tw, ts, ty} - \mathbf{PLN}_{l, td, tw, ts, ty}) \right. \right. \\
& \quad \left. \left. + \sum_{l \mid [l \in \mathbf{LeV}(ty, l) \in \mathbf{TyLn}] \wedge (tag, l) \in \mathbf{TAGLN}} \eta L_{l, ty} (\mathbf{PLN}_{l, td, tw, ts, ty} - \mathbf{PLP}_{l, td, tw, ts, ty}) \right) \right] \\
& \geq ZTAGmind_{tag, ty} \\
& \forall (tag, tw, ts, ty) \mid tag \in \mathbf{TAGmind} \wedge (ty, tag) \in \mathbf{TyTAG} \tag{B.78}
\end{aligned}$$

Für Abkommen anderer Kategorien gelten entsprechende Definitionen und Gleichungen.

### B.5.7 Import- und Exportzölle

Zölle auf Nettostromimporte und -exporte (vgl. Abschnitt B.1.2) sowie emissionsabhängige Exportzölle (vgl. Abschnitt B.1.4) gehen als zusätzliche Kosten in die Zielfunktion ein. Für Länder  $rcCimp$  und  $rcCexp$  mit Import- bzw. Exportzöllen  $Cimp_{rcCimp, ty}$  bzw.  $Cexp_{rcCexp, ty}$  sowie im Fall von emissionsabhängigen Exportzöllen  $CexpX_{x, rc, ty}$  auf externen Effekt  $x$  ( $(x, rc) \in \mathbf{XcNexp}$ ) müssen zunächst die jährlichen Nettoimporte  $Wimp_{rc, ty} \geq 0$  und -exporte  $Wexp_{rc, ty} \geq 0$  bestimmt werden. Diese beiden positiven Variablen sind durch Gleichung B.79 und B.80 mit der in Gleichung B.73 berechneten Variablen  $Wimpex_{rc, ty}$ , die sowohl positive als auch negative Werte annehmen kann, verknüpft.

$$Wimp_{rcCimp, ty} \geq Wimpex_{rcCimp, ty} \quad \forall (rcCimp, ty) \tag{B.79}$$

$$\begin{aligned}
Wexp_{rc, ty} & \geq -Wimpex_{rc, ty} \\
& \forall (rc, ty) \mid rc \in \mathbf{RcCexp} \vee \exists x [(x, rc) \in \mathbf{XcNexp}] \tag{B.80}
\end{aligned}$$

Für die emissionsabhängigen Exportzölle muß der durchschnittliche externe Effekt  $FacXRcv_{rc, x, ty}$  pro MW produzierter Elektrizität im Land  $rc$  festgelegt werden.

Der Barwert  $Ctimex$  aller Import- und Exportzölle, die während des Modellierungszeitraums erhoben werden kann mit Gleichung B.81 beschrieben werden. Er ist Teil der Zielfunktion (Gl. B.82).

$$\begin{aligned}
C_{timex} = & \sum_{(rc,ty)} W_{imp,rc,ty} C_{imp,rc,ty} Dis_{ty} \\
& + \sum_{(rc,ty)} W_{exp,rc,ty} C_{exp,rc,ty} Dis_{ty} \\
& + \sum_{(x,rc,ty)|(rc,x) \in \mathbf{XcNexp}} W_{exp,rc,ty} FacXRcv_{rc,x,ty} C_{exp,x,rc,ty} Dis_{ty} \quad (B.81)
\end{aligned}$$

### B.5.8 Zielfunktion

Ziel der grenzübergreifenden Ausbauplanung ist es, den Barwert  $C_t$  der gesamten Systemkosten während des Modellierungszeitraums zu minimieren. Dieser setzt sich aus den Barwerten  $C_{tENS}$  der Gesamtkosten für Stromausfälle (Gl. B.10),  $C_{tDSM}$  der Gesamtkosten für DSM-Maßnahmen (Gl. B.11),  $C_{tG}$  der Gesamtkosten für allgemeine Kraftwerke (Gl. B.40),  $C_{tH}$  der Gesamtkosten für Wasserkraftwerke (Gl. B.49),  $C_{tS}$  der Gesamtkosten für Pumpspeicherkraftwerke (Gl. B.58),  $C_{tL}$  der Gesamtkosten für Übertragungsleitungen (Gl. B.61),  $C_{tR}$  der Gesamtkosten für Stromausfälle aufgrund von Zuverlässigkeitsanforderungen (Gl. B.66) und  $C_{timex}$  der Gesamtkosten für Import- und Exportzölle (Gl. B.81) zusammen. Die Zielfunktion des Optimierungsproblems lautet daher:

$$\begin{aligned}
C_t = C_{tENS} + C_{tDSM} + C_{tG} + C_{tH} + C_{tS} + C_{tL} + C_{tR} + C_{timex} \\
C_t \stackrel{!}{=} \min \quad (B.82)
\end{aligned}$$



# Lebenslauf

Bernhard Graeber

geboren	17. Juli 1970 in Stuttgart
Familienstand	verheiratet, Vater von zwei Kindern
Schule	1977 – 1981 Grundschule Langenburg 1981 – 1990 Gymnasium Gerabronn
Zivildienst	1990 – 1991
Studium	1991 – 1996 Universität Stuttgart, Studiengang Maschinenwesen; August 1996: Diplom; Hauptfächer: Textiltechnik (Prof. Egbers) und Energiesysteme (Prof. Voß) 1993 – 1994 Universität Stuttgart, Studiengang Physik als Parallelstudium; Juni 1994: Vordiplom 1995 University of Auckland, Neuseeland, Integriertes Auslandsstudium; Mai 1996: Diploma in Geothermal Energy Technology
Promotion	1996 – 1999 Doktorand bei Prof. Voß, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart 1997 – 1999 mehrere Forschungsaufenthalte an der Universität Kapstadt, Südafrika
Berufstätigkeit	Jan. – Juli 2000 Wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart seit Aug. 2000 EnBW Gesellschaft für Stromhandel mbH, Karlsruhe