

Simulation der langfristigen Entwicklung des europäischen Elektrizitätsmarktes

Von der Fakultät für Wirtschaftswissenschaften der
Rheinisch-Westfälischen Technischen Hochschule Aachen
zur Erlangung des akademischen Grades eines Doktors der
Wirtschafts- und Sozialwissenschaften genehmigte Dissertation

vorgelegt von
Dr.-Ing. Tobias Paulun
aus Frechen

Berichter: Prof. Dr.phil. Eberhard Feess – Frankfurt School
Univ.-Prof. Dr.rer.soc.oec. Reinhard Madlener
Univ.-Prof. Dr.-Ing. Hans-Jürgen Haubrich

Tag der mündlichen Prüfung: 29. Mai 2009

Diese Dissertation ist auf den Internetseiten
der Hochschulbibliothek online verfügbar.

Paulun, Tobias:
Simulation der langfristigen Entwicklung des europäischen Elektrizitätsmarktes
1. Auflage Aachen:
Klinkenberg Verlag, 2009

© 2009 Tobias Paulun

Klinkenberg Verlag
Charlottenstraße 14
52070 Aachen
Telefon: 02 41/53 39 38
Email: klinkenbrg@aol.com

Druck: Druckerei Klinkenberg, Aachen

Vorwort

Die vorliegende Arbeit entstand während meiner Tätigkeit als Mitarbeiter am Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft der Rheinisch-Westfälischen Technischen Hochschule Aachen.

Herr Prof. Dr. Eberhard Feess hat diese Arbeit von Beginn an begleitet und ihren erfolgreichen Abschluss durch hilfreiche Anmerkungen sowie konstruktive Kritik ermöglicht. Ich danke ihm besonders für das Vertrauen in das Gelingen dieser Arbeit und die Einblicke in ökonomische Modelle, die er mir in vielen interessanten Gesprächen vermitteln konnte.

Herrn Univ.-Prof. Dr. Reinhard Madlener danke ich für die freundliche Übernahme des Korreferates und die engagierte Diskussion über meine Arbeit. Seine Anmerkungen haben dazu beigetragen, dass die vorliegende Arbeit auch Fragen beantwortet, deren Relevanz ich nicht von Beginn an erkannt hatte.

Herr Prof. Dr. Hans-Jürgen Haubrich hat diese Arbeit durch das Vertrauen in meine Person und die Möglichkeit, auf Forschungsergebnissen seines Instituts aufzubauen, besonders unterstützt. Hierfür, sowie für zahlreiche Denkanstöße und motivierende Kritik, bin ich ihm sehr dankbar. Allen Institutsmitarbeitern, insbesondere den Kollegen der Forschungsgruppe *Asset Management und Regulierung*, danke ich für die gute Zusammenarbeit.

Ganz besonders danke ich meiner Frau für das Verständnis und die Unterstützung während dieses Dissertationsvorhabens.

Aachen, im Mai 2009

Tobias Paulun

Inhaltsverzeichnis

Tabellenverzeichnis	ix
Abbildungsverzeichnis	xi
Verzeichnis der Abkürzungen und Formelzeichen	xv
1 Einleitung	1
1.1 Derzeitige Situation im europäischen Elektrizitätsmarkt	1
1.2 Existierende Arbeiten zur Entwicklung des europäischen Elektrizitätsmarktes	4
1.3 Ziel und Aufbau der Arbeit	7
2 Stand der Forschung	9
2.1 Makroökonomische Modelle	9
2.1.1 Energiemärkte	9
2.1.2 Elektrizitätsmärkte	15
2.1.3 Auswirkungen von Randbedingungen	19
2.2 Ökonomisch-technische Modelle	22
2.2.1 Europäischer Markt	22
2.2.2 Deutscher Markt	25
2.2.3 Allgemeine Modelle	28
2.3 Spieltheoretische Modelle	31
2.3.1 Angebotsstrategien von Stromerzeugern	32
2.3.2 Investitionsstrategien von Stromerzeugern	37
2.3.3 Verhalten der Netzbetreiber	39
2.4 Anforderungen an das zu entwickelnde Modell	40
3 Spieltheoretisches Modell für Elektrizitätsmärkte	43
3.1 Spieltheoretisches Modell	43
3.1.1 Betrachtungsbereich	43
3.1.2 Nutzenfunktion	47
3.1.3 Anforderungen an Lösungsverfahren	52
3.2 Berechnung von Gleichgewichten	53
3.2.1 Newton-Verfahren	53
3.2.2 Entwickeltes Iterationsverfahren	55
3.2.3 Ergebnisse	57
3.3 Notwendige Modellerweiterungen	59

3.3.1	Mehrere Marktgebiete	60
3.3.2	Potenzielle Konkurrenz	62
3.3.3	Handel zwischen Stromerzeugern	63
3.3.4	Berücksichtigung des Übertragungsnetzes	64
3.4	Schlussfolgerungen und Fazit	66
4	Ökonomisch-technisches Modell des europäischen Elektrizitätsmarktes	69
4.1	Systemgrenzen	69
4.1.1	Technischer und geografischer Betrachtungsbereich	70
4.1.2	Ökonomischer Betrachtungsbereich	73
4.1.3	Zeitlicher Betrachtungsbereich	76
4.2	Netzmodell	77
4.2.1	Netztopologie und technische Eigenschaften	78
4.2.2	Geografische und topografische Eigenschaften	82
4.2.3	Netznutzer	87
4.3	Marktakteure	92
4.3.1	Stromerzeuger	93
4.3.2	Netzbetreiber	95
4.3.3	Politische Akteure	97
4.3.4	Verbraucher	99
4.4	Modellierung unsicherer Randbedingungen	102
4.4.1	Primärenergiepreise	102
4.4.2	Emissionszertifikate	104
4.4.3	Entwicklung der Nachfrage	105
4.4.4	Verfügbare Erzeugungstechnologien	107
4.4.5	Restriktionen durch politische Akteure	108
4.5	Statisches und dynamisches Modell	110
5	Simulationsverfahren	115
5.1	Deterministische und stochastische Verfahrenskomponenten	115
5.2	Ablauf der Simulation	119
5.3	Simulation des Kraftwerkseinsatzes	121
5.4	Verhalten politischer Akteure	128
5.5	Verhalten der Stromerzeuger	133
5.5.1	Bewertung von Kraftwerksinvestitionen	134
5.5.2	Auswahl von Kraftwerksinvestitionen	161
5.6	Verhalten der Netzbetreiber	167
5.6.1	Bewertung von Netzausbaumaßnahmen	167
5.6.2	Auswahl von Netzausbaumaßnahmen	170
5.7	Übergang in den nächsten Zeitschritt	171

6 Exemplarische Simulationsergebnisse	175
6.1 Basisvariante	176
6.1.1 Modellsystem	176
6.1.2 Simulationsergebnisse	178
6.1.3 Auswirkungen der Szenarienreduktion	195
6.1.4 Ergebnisse der internen Kraftwerksparkprognose	201
6.2 Variante 1 – Anstieg der Primärenergiepreise	206
6.3 Variante 2 – Einfluss der Kernkraftwerke	211
6.4 Variante 3 – Änderungen der Nachfrage	215
6.5 Variante 4 – Bedeutung des Netzausbaus	220
6.6 Variante 5 – Auswirkungen von Modellannahmen	225
6.6.1 Einfluss des Erlöskorrekturfaktors	226
6.6.2 Bandbreite der Simulationsergebnisse	229
6.7 Schlussfolgerungen	233
7 Zusammenfassung	237
Literaturverzeichnis	241
A Daten des ökonomisch-technischen Modells	251
A.1 Betrachtungsbereich	251
A.1.1 Länder	251
A.1.2 Mitglieder der UCTE	252
A.2 Topologie und Gebietseigenschaften des Netzmodells	253
A.2.1 Knoten	253
A.2.2 Kanten	255
A.2.3 Gebietseigenschaften	257
A.3 Physikalische Kenndaten der Primärenergieträger	260
A.3.1 Thermische Energie	260
A.3.2 Emissionen	261
A.4 Standardisierte Kraftwerkstypen	263
A.4.1 Technische Kenndaten	263
A.4.2 Ökonomische Kenndaten	264
B Parametrierung exemplarischer Untersuchungen	265
B.1 Basisvariante	265
B.1.1 Verhalten politischer Akteure	265
B.1.2 Prognostizierte Entwicklung unsicherer Randbedingungen	266
B.1.3 Tatsächliche Entwicklung unsicherer Randbedingungen	267
B.2 Variante 1	268
B.3 Variante 2	270
B.4 Variante 3	270
B.5 Variante 4	271
B.6 Variante 5	271

Tabellenverzeichnis

4.1	Kenndaten von Kraftwerkstypen	89
5.1	Kriterien zur Auswahl des Standortes neuer Kraftwerke	165
A.1	Länder innerhalb des Betrachtungsbereichs dieser Arbeit	251
A.2	Übertragungsnetzbetreiber der UCTE innerhalb des Betrachtungsbereichs dieser Arbeit	252
A.3	Knoten des entwickelten Netzmodells	255
A.4	Kanten des entwickelten Netzmodells	257
A.5	Gebietseigenschaften des Netzmodells	259
A.6	Transportmöglichkeiten und spezifische Transportkosten für Stein- und Braunkohle	260
A.7	Thermische Energie unterschiedlicher Primärenergieträger	260
A.8	Molare Massen der für die Berechnung von CO ₂ -Emissionen relevanten Stoffe	261
A.9	Kohlenstoffanteil und CO ₂ -Emissionen fossiler Primärenergieträger	261
A.10	Angenommene Zusammensetzung von Erdgas	262
A.11	Technische Kenndaten standardisierter Kraftwerkstypen	263
A.12	Ökonomische Kenndaten standardisierter Kraftwerkstypen	264
B.1	Prognosen der Akteure über Entwicklungen unsicherer Randbedingungen (Basisvariante – kontinuierliche Verteilungen)	266
B.2	Prognosen der Akteure über Entwicklungen unsicherer Randbedingungen (Basisvariante – diskrete Verteilungen)	267
B.3	Tatsächliche Entwicklung unsicherer Randbedingungen innerhalb des Analysezeitraums (Basisvariante)	268
B.4	Prognosen der Akteure über Entwicklungen unsicherer Randbedingungen (Variante 1 – diskrete Verteilungen)	269
B.5	Tatsächliche Entwicklung unsicherer Randbedingungen innerhalb des Analysezeitraums (Variante 1b)	269

Abbildungsverzeichnis

1.1	Klassifizierung existierender Arbeiten zur zukünftigen Entwicklung des europäischen Elektrizitätsmarktes	4
3.1	Qualitativer Zusammenhang zwischen Δ_i und y_i	46
3.2	Exemplarische Merit Order der variablen Erzeugungskosten	48
3.3	Ableitung der Nutzenfunktion nach dem Angebotspreis	49
3.4	Iterative Nullstellensuche durch Linearisierung	54
3.5	Iterative Nullstellensuche durch sukzessive Verschiebung des Arbeitspunktes	56
3.6	Bandbreite der Angebotspreise im Gleichgewicht in Abhängigkeit von der linearen Preissensitivität m	58
3.7	Bandbreite der Angebotspreise im Gleichgewicht in Abhängigkeit von der exponentiellen Preissensitivität s	59
4.1	Netzebenen der europäischen Elektrizitätsversorgung	71
4.2	Europäische Mitgliedstaaten und ausgewählte Mitglieder der UCTE	74
4.3	Analyse- und Betrachtungszeitraum	77
4.4	Topologie des entwickelten Netzmodells	80
4.5	Aufteilung eines Jahres in charakteristische Zeitbereiche	92
4.6	Modellierung der unsicheren zukünftigen Entwicklung der Primärenergiepreise	104
4.7	Statische und dynamische Modelleigenschaften	110
5.1	Ablauf der Simulation	120
5.2	Vergleich der jährlich erzeugten elektrischen Energie nach Primärenergieträgern (Berechnungsergebnisse und Daten der UCTE)	127
5.3	Vergleich der jährlich über Kuppelleitungen ausgetauschten elektrischen Energie (Berechnungsergebnisse und Daten der UCTE)	128
5.4	Aufbau von Szenarienbäumen	136
5.5	Modellierung unsicherer Restlaufzeiten von Kraftwerken	138
5.6	Modellierung unsicherer Entwicklungen politisch geförderter Erzeugungstechnologien	141
5.7	Algorithmus zur Reduktion von Szenarienbäumen	146
5.8	Spezifische Stromerzeugungskosten von Grund- und Spitzenlastkraftwerken	149

5.9	Prognose der zukünftigen Erzeugungskapazität unterschiedlicher Erzeugungstechnologien	151
5.10	Exemplarische Dauerlinie der Nachfrage innerhalb eines Jahres zur Prognose der Strompreise	154
5.11	Berechnung der Einschaltwahrscheinlichkeit bei Existenz mehrerer Kraftwerke mit identischen variablen Kosten	156
5.12	Anwendung von Erlöskorrekturfaktoren bei der Prognose zukünftiger Strompreise	157
5.13	Parametrierung des Erlöskorrekturfaktors k_E	158
5.14	Berechnung des unsicheren Barwertes von Investitionen	160
5.15	Verzögerte Auswirkungen des Verhaltens der Akteure	172
6.1	Entwicklung der Erzeugungskapazitäten in Deutschland nach Primärenergieträgern (Basisvariante)	180
6.2	Entwicklung der Erzeugungskapazitäten in Europa nach Primärenergieträgern (Basisvariante)	182
6.3	Entwicklung der jährlich erzeugten elektrischen Energie in Europa nach Primärenergieträgern (Basisvariante)	184
6.4	Entwicklung der CO ₂ -Emissionen durch Stromerzeugung in Europa (Basisvariante)	186
6.5	Entwicklung der Kraftwerksstandorte und der Übertragungskapazitäten in Europa (Basisvariante)	189
6.6	Entwicklung der Belastung des Übertragungsnetzes zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast (Basisvariante)	191
6.7	Entwicklung der Grenzkosten der Stromversorgung an Netzknoten und der Anreize für Netzausbau (Basisvariante)	193
6.8	Änderung des Barwertes von Kraftwerksinvestitionen durch Szenarienreduktion – Exemplarisches Gaskraftwerk	197
6.9	Änderung des Barwertes von Kraftwerksinvestitionen durch Szenarienreduktion – Exemplarisches Steinkohlekraftwerk	199
6.10	Änderung des Barwertes von Kraftwerksinvestitionen durch Szenarienreduktion – Exemplarisches Kernkraftwerk	200
6.11	Vergleich der von Stromerzeugern prognostizierten Entwicklung der Erzeugungskapazitäten in Deutschland mit tatsächlicher Entwicklung nach Simulation	203
6.12	Vergleich der Grenzkosten der Stromerzeugung auf Basis der von Stromerzeugern prognostizierten Kraftwerksparks und der tatsächlichen Erzeugungskapazitäten nach Simulation für exemplarischen Netzknoten	205
6.13	Entwicklung der Erzeugungskapazitäten in Europa nach Primärenergieträgern (Variante 1)	209
6.14	Entwicklung der durchschnittlichen Grenzkosten der Stromversorgung in Deutschland (Basisvariante und Variante 1)	210

6.15	Entwicklung der Erzeugungskapazitäten in Deutschland nach Primärenergieträgern (Variante 2)	212
6.16	Entwicklung der Erzeugungskapazitäten in Europa nach Primärenergieträgern (Variante 2)	213
6.17	Entwicklung der CO ₂ -Emissionen durch Stromerzeugung in Europa (Variante 2)	214
6.18	Entwicklung der Erzeugungskapazitäten in Europa nach Primärenergieträgern (Variante 3)	218
6.19	Entwicklung der durchschnittlichen Grenzkosten der Stromversorgung in Deutschland (Basisvariante und Variante 3)	219
6.20	Entwicklung der Kraftwerksstandorte und der Übertragungskapazitäten in Europa (Variante 4)	222
6.21	Entwicklung der Grenzkosten der Stromversorgung an Netzknoten und der Anreize für Netzausbau (Variante 4)	224
6.22	Entwicklung der Erzeugungskapazitäten in Europa nach Primärenergieträgern (Variante 5a)	227
6.23	Bandbreite der Erzeugungskapazitäten in Europa nach Primärenergieträgern durch stochastische Simulationseigenschaften	230
6.24	Bandbreite der durchschnittlichen Grenzkosten der Stromversorgung in Deutschland durch stochastische Simulationseigenschaften	232
B.1	Parametrierung des Erlöskorrekturfaktors in Variante 5a	272

Verzeichnis der Abkürzungen und Formelzeichen

Abkürzungen

ACE	Agent-based Computational Economics
DENA	Deutsche Energie-Agentur GmbH
DEWI	Deutsches Windenergie-Institut GmbH
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEX	European Energy Exchange
EIA	Energy Information Administration
ETG	Energietechnische Gesellschaft im VDE
ETSO	European Transmission System Operators
EU	Europäische Union
EVU	Energieversorgungsunternehmen
EWI	Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln
IAEW	Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft der RWTH Aachen
IDAE	Institute for Diversification and Saving of Energy
IEA	Internationale Energie Agentur
IER	Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung der Universität Stuttgart
KTH	School of Electrical Engineering at the Royal Institute of Technology Stockholm
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung

NB	Nebenbedingung
OECD	Organisation für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung
UCTE	Union for the co-ordination of transmission of electricity
VDE	Verband der Elektrotechnik
ZF	Zielfunktion

Lateinische Formelzeichen

D	Distanzmaß für relative Bedeutung eines Szenarios
d	Kantorovič-Distanz zwischen Szenarien
F	Leistungsfluss
K	variable Erzeugungskosten (Summe)
k	variable Erzeugungskosten
k_E	Erlöskorrekturfaktor
M	Anzahl Szenarien
m	lineare Preissensitivität, $m \in \mathbb{R}$
N	Anzahl Szenarienabschnitte
n	Anzahl Marktteilnehmer
P	Leistung
p	Angebotspreis (Kap. 3), Wahrscheinlichkeit (Kap. 5)
r	Anzahl Marktgebiete
S	Strafe (Kap. 3), Sensitivität (Kap. 5)
s	exponentielle Preissensitivität, $s \in \mathbb{N}$
\dot{T}_m	Volllaststundenzahl
y	verkaufte Menge

Griechische Formelzeichen

α	Faktor zur Berechnung der Investitionsanreize von Stromerzeugern
β	Diskontierungsfaktor für technischen Nutzen
Δ	relative Preisbewertungszahl (Kap. 3)

Indizes (tiefgestellt)

Abs	Szenarienabschnitt
Erz	Erzeugung
ges	gesamt
Kn	Knoten
Kt	Kante
KW	Kraftwerk
lin	linear
npb	nicht planbar
pb	planbar
red	reduziert
rel	relativ
Szn	Szenario
theo	theoretisch

1 Einleitung

1.1 Derzeitige Situation im europäischen Elektrizitätsmarkt

Im 20. Jahrhundert ist in den europäischen Ländern ein leistungsfähiges System der öffentlichen Elektrizitätsversorgung errichtet worden. Die anfangs kleinen, voneinander isoliert betriebenen Netze zur lokalen Versorgung mit elektrischer Energie wurden schrittweise miteinander verbunden, um die Sicherheit der Stromversorgung zu erhöhen und Synergieeffekte in der Stromerzeugung durch koordinierten Betrieb mehrerer Erzeugungseinheiten nutzen zu können.¹

Das derzeitige europäische System zur Übertragung und Verteilung elektrischer Energie besteht aus mehreren Netzebenen, die unterschiedliche Aufgaben erfüllen. Auf der obersten Ebene, dem sog. *Übertragungsnetz*, erfolgt der weiträumige Stromtransport mit Nennspannungen von überwiegend 380 kV und 220 kV. In den darunter liegenden *Verteilungsnetzen* wird elektrische Energie mit abnehmender Nennspannung von üblicherweise 110 kV, 20(10) kV und 0,4 kV regional, kommunal und lokal verteilt.²

Die Errichtung der für Transport und Verteilung elektrischer Energie notwendigen Infrastruktur erfordert hohe Investitionen, die Kosten für Betrieb und Instandhaltung der Anlagen sind hingegen deutlich geringer.³ Der daraus resultierende Wettbewerbsvorteil etablierter Unternehmen und die nur begrenzt verfügbaren Standorte und Trassen zur Errichtung der erforderlichen Infrastruktur verhindern den Aufbau paralleler Netze, die aufgrund der Umwelteinwirkungen großer energietechnischer Anlagen – unter anderem durch Beeinträchtigung des Landschaftsbildes – jedoch ohnehin gesellschaftlich und politisch nicht akzeptiert sind.

Mit fortschreitender Entwicklung der europäischen Elektrizitätsversorgungsnetze entstanden daher Gebietsmonopole im Bereich von Stromtransport- und -verteilung.

¹vgl. Haubrich (2001a), Kap. 1.

²vgl. ebd., Kap. 1.

³vgl. ICF (2002).

Da Stromverbraucher lange Zeit nicht die Möglichkeit hatten, ihren Lieferanten frei zu wählen, sondern elektrische Energie über den Betreiber ihres Netzanschlusses beziehen mussten, schloss der aus dem Netzbetrieb resultierende Monopolbereich auch die Stromerzeugung ein. Die Abgrenzung der Marktgebiete unterschiedlicher Versorgungsunternehmen erfolgte in Konzessions- und Demarkationsverträgen; dem Missbrauch der Monopolstellungen wurde durch staatliche Kontrolle und Genehmigung der Stromtarife entgegengewirkt.⁴

Die Monopolstellungen der Energieversorgungsunternehmen führten in Verbindung mit einer weitgehend kostenbasierten Tarifgenehmigung zum raschen Aufbau eines leistungsstarken Elektrizitätsversorgungssystems. Nach Erreichen dieses Ziels gegen Ende des vergangenen Jahrhunderts rückten die Kosten der Elektrizitätsversorgung verstärkt in den Fokus des öffentlichen und politischen Interesses. Die europäische Elektrizitätswirtschaft wurde daher durch Verabschiedung mehrerer europäischer Richtlinien und deren Umsetzung in nationales Recht liberalisiert und grundlegend neu gestaltet.

Den Beginn der Liberalisierung markiert die Verabschiedung der Richtlinie 96/92/EG⁵ am 19. Dezember 1996, die erstmals wettbewerbliche Elemente in die Elektrizitätswirtschaft einführt und das Ziel eines europäischen Binnenmarktes für elektrische Energie formuliert. In Deutschland wurde diese Richtlinie durch eine Erneuerung des Energiewirtschaftsgesetzes im Jahr 1998 umgesetzt und teilweise sogar übererfüllt, da dieses Gesetz mit seinem Inkrafttreten den gesamten Strommarkt für alle Kunden vollständig öffnete⁶.

Trotz der raschen Umsetzung der europäischen Richtlinie erfüllte die Entwicklung des Elektrizitätsmarktes in den folgenden Jahren nicht alle Erwartungen. Defizite wurden insbesondere beim diskriminierungsfreien Netzzugang für neue Anbieter elektrischer Energie identifiziert, da die Richtlinie aus dem Jahr 1998 für die Gestaltung des Netzzugangs große Spielräume ließ. Im Jahr 2003 wurde daher die Richtlinie 2003/54/EG⁷ zur Beschleunigung der Entwicklung des Marktes verabschiedet, die in Deutschland mit der Energierechtsnovelle im Jahr 2005 umgesetzt wurde⁸.

Grundlegende Veränderungen der Struktur des europäischen Elektrizitätsmarktes ergaben sich aus den restriktiven Entflechtungsvorschriften der Richtlinie 2003/54/EG, in denen die Unabhängigkeit des Bereichs der Stromerzeugung von den Bereichen

⁴vgl. Haubrich/Fritz/Maurer (2008), S. 281.

⁵Richtlinie 96/92/EG des Europäischen Parlaments und des Rates.

⁶vgl. Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung.

⁷Richtlinie 2003/54/EG des Europäischen Parlaments und des Rates.

⁸Zweites Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts.

Übertragung und Verteilung geregelt wird. Durch die Entflechtung der zuvor integrierten Versorgungsunternehmen entstanden im Markt neue Akteure mit teilweise gegenläufigen Interessen.⁹ Im Gegensatz zu den zuvor integrierten Versorgungsunternehmen, die Stromerzeugungs- und -übertragungskapazitäten aufeinander abgestimmt und entsprechend den jeweils minimalen Kosten zur Behebung von Engpässen ausbauen konnten, besitzen entflochtene Unternehmen individuelle Präferenzen und ohne regulierende Eingriffe keine Anreize, zum Erreichen eines Gesamtkostenminimums individuelle Mehrkosten zu akzeptieren.

Investitionsentscheidungen von Stromerzeugern und Netzbetreibern im liberalisierten Markt unterscheiden sich daher deutlich von Entscheidungen integrierter Versorgungsunternehmen.¹⁰ Folglich kann die Entwicklung des liberalisierten Marktes nicht allein auf Basis der Erkenntnisse aus der Marktentwicklung vor Beginn der Liberalisierung erklärt werden. Die möglichst exakte Prognose der zukünftigen Entwicklung des europäischen Elektrizitätsmarktes in Abhängigkeit von den für die Entscheidungen der Akteure relevanten Randbedingungen ist jedoch für die Definition von Marktregeln zur Gestaltung eines funktionierenden Marktes von großer Bedeutung.¹¹

Sowohl großtechnische Anlagen zur Erzeugung elektrischer Energie als auch die in elektrischen Übertragungs- und -verteilungsnetzen eingesetzten Betriebsmittel besitzen üblicherweise technische Nutzungsdauern von mehreren Jahrzehnten, während denen ein altersbedingter Austausch nicht erforderlich ist. Gleichzeitig amortisieren sich die zur Errichtung dieser Anlagen notwendigen Investitionen häufig nur in ähnlich langen Zeiträumen.^{12,13} Volkswirtschaftlich ineffiziente Investitionen können daher kurzfristig nicht korrigiert werden. Zudem führt die oftmals mehrjährige Planungs- und Genehmigungsdauer von Investitionen zu einer stark verzögerten Reaktion des Marktes auf Änderungen von Randbedingungen, sofern diese nicht die kurzfristigen, variablen Kosten der Elektrizitätsversorgung beeinflussen. Die iterative Optimierung der Marktregeln nach dem Versuch-und-Irrtum-Prinzip ist daher nicht möglich, verbietet sich aber auch aufgrund der enormen volkswirtschaftlichen Bedeutung einer kostengünstigen und sicheren Versorgung mit elektrischer Energie.

Für die Analyse der Auswirkungen von Marktregeln im liberalisierten Elektrizitätsmarkt sind daher Modelle des Marktes von besonderer Bedeutung. Im folgenden Abschnitt wird zusammenfassend dargestellt, welche Arbeiten sich bereits mit der

⁹vgl. Bundesnetzagentur (2007).

¹⁰vgl. Erdmann (2004).

¹¹vgl. Stoff (2002).

¹²vgl. Schneider (1998).

¹³vgl. ICF (2002).

Entwicklung von Modellen für unterschiedliche Bereiche oder den gesamten Markt der europäischen Elektrizitätswirtschaft beschäftigt haben, welche Fragestellungen mit den entwickelten Modellen analysiert und beantwortet werden können und für welche Fragen weiterer Forschungsbedarf besteht.

1.2 Existierende Arbeiten zur Entwicklung des europäischen Elektrizitätsmarktes

Die existierenden Arbeiten zur zukünftigen Entwicklung des europäischen Elektrizitätsmarktes können entsprechend ihrem Betrachtungsbereich und Detailgrad in die Kategorien nach Abbildung 1.1 eingeteilt werden.

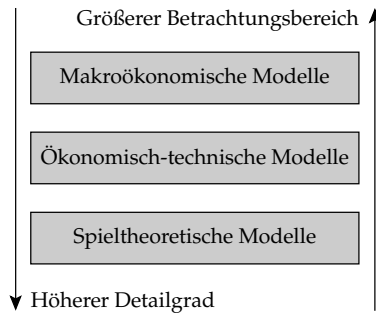


Abbildung 1.1: Klassifizierung existierender Arbeiten zur zukünftigen Entwicklung des europäischen Elektrizitätsmarktes

Makroökonomische Modelle basieren auf stark aggregierten Beschreibungen des betrachteten Marktes. Dies ermöglicht die Analyse umfassender Betrachtungsbereiche wie beispielsweise der gesamten europäischen Energiewirtschaft anstelle einer ausschließlichen Betrachtung des Marktes für elektrische Energie. Makroökonomische Modelle sind geeignet, die Entwicklung fundamentaler Markteigenschaften in Abhängigkeit von Änderungen der Randbedingungen des Marktes zu beschreiben. Sie liefern hingegen keine oder nur sehr stark vereinfachte Aussagen über das Verhalten einzelner Akteure und Wechselwirkungen innerhalb des Marktes. Makroökonomische Modelle werden unter anderem verwendet, um die Entwicklung des Verbrauchs unterschiedlicher Primärenergieträger in Europa zu prognostizieren¹⁴ oder zukünftige

¹⁴vgl. International Energy Agency (2006).

ge Strukturen des aggregierten Kraftwerksparks in Europa oder einzelnen Ländern zu berechnen^{15,16}, ohne Aussagen über zukünftige Standorte von Kraftwerken oder Investitionsstrategien einzelner Akteure zu generieren.

Im Gegensatz zu makroökonomischen Modellen beschreiben *ökonomisch-technische Modelle* die individuellen Präferenzen einzelner Akteure und liefern dadurch eine wesentlich detailliertere Beschreibung des Marktes. Dies ermöglicht, Wirkungsmechanismen zu identifizieren und zu erklären, die in makroökonomischen Modellen nur als Annahmen in Berechnungen eingehen können. In der Elektrizitätswirtschaft können beispielsweise Änderungen der Erzeugungsstrukturen einzelner Akteure zu Änderungen der Wettbewerbssituation führen, die sich auf die Strompreise auswirken und im weiteren Zeitverlauf zu einem ebenfalls veränderten Investitionsverhalten führen. Modelle, die auf eine Beschreibung der individuellen Präferenzen einzelner Akteure verzichten, müssen diesen Zusammenhang implizit berücksichtigen, um Abweichungen der Modellergebnisse von der Realität zu vermeiden.

Technische Randbedingungen können in ökonomisch-technischen Modellen ebenfalls detaillierter berücksichtigt werden als in makroökonomischen Modellen. Dies ist bei der Analyse der Entwicklung von Elektrizitätsmärkten besonders relevant, da technische Restriktionen sowohl den kurzfristigen Kraftwerkeinsatz und damit die variablen Kosten der Stromerzeugung als auch die verfügbaren Kraftwerksstandorte und damit die langfristigen Kosten der Stromerzeugung beeinflussen können. In makroökonomischen Modellen müssen diese Wirkungszusammenhänge implizit berücksichtigt werden, um die Realität korrekt abzubilden. Da hierfür zunächst die Auswirkungen technischer Randbedingungen auf die Entwicklung des Marktes mit Hilfe technisch detaillierterer Modelle analysiert werden müssen, wird dies jedoch oft vernachlässigt.

Der Aufwand für das Erstellen und Parametrieren eines Modells wächst mit der Anzahl unterschiedlicher Akteure. Der handhabbare Betrachtungsbereich ökonomisch-technischer Modelle ist dadurch begrenzt und geringer als übliche Betrachtungsbereiche makroökonomischer Modelle. Ökonomisch-technische Modelle werden daher überwiegend zur Analyse der Entwicklung des Elektrizitätsmarktes innerhalb eines Landes^{17,18} oder zur Erklärung des Verhaltens einzelner Unternehmen^{19,20} eingesetzt.

¹⁵vgl. Ernst & Young AG (2006).

¹⁶vgl. ETG (2005).

¹⁷vgl. Veit/Fichtner/Ragwitz (2004).

¹⁸vgl. Peek/Bartels/Gatzen (2004).

¹⁹vgl. Pfaffenberger/Hille (2004).

²⁰vgl. Stoff (2002).

Da ökonomisch-technische Modelle einen Kompromiss zwischen einem ausreichend großen Betrachtungsbereich und einem realitätsnahen Detailgrad darstellen, erfordern sie oftmals Annahmen über das Verhalten der Akteure. Diese Annahmen sind hingegen in *spieltheoretischen Modellen* auf die minimal notwendige Anzahl beschränkt und werden so weit wie möglich durch das Modell selbst erklärt. Hierfür beschreiben spieltheoretische Modelle den Nutzen²¹ von Akteuren in Abhängigkeit von exogenen Einflussfaktoren und Entscheidungen der Akteure analytisch und ermitteln anschließend für jeden Akteur diejenigen Entscheidungen, die seinen Nutzen maximieren²². Im Zentrum der Anwendung spieltheoretischer Modelle steht die Suche nach *Gleichgewichten*, die erreicht sind, wenn kein Akteur seinen Nutzen durch abweichendes Verhalten vergrößern kann, sofern alle anderen Akteure bei ihrem Verhalten bleiben, und die Analyse dieser Zustände.²³

Spieltheoretische Modelle ermöglichen exakte Vorhersagen der Marktergebnisse bei gegebenen Randbedingungen und Eingangsdaten. Der Aufbau derartiger Modelle ist jedoch schwierig, da insbesondere die formale Beschreibung des Nutzens eines Akteurs aufwändig ist, falls Wechselwirkungen zwischen Akteuren und deren Präferenzen existieren. Auch die Integration technischer Restriktionen in die Modelle ist oftmals problematisch. Aus diesen Gründen ist der Betrachtungsbereich spieltheoretischer Modelle üblicherweise auf wenige oder sogar lediglich zwei Akteure und stark vereinfachte, theoretische Märkte beschränkt. Spieltheoretische Modelle werden beispielsweise zur Ermittlung von Preis- oder Mengenstrategien von Unternehmen im liberalisierten Strommarkt unter unterschiedlichen Marktregeln eingesetzt.^{24,25,26}

Die existierenden makroökonomischen Arbeiten sind in Bezug auf die Entwicklung des europäischen Elektrizitätsmarktes sehr umfassend. Während einige Arbeiten ausschließlich diesen Markt analysieren, betrachten andere Arbeiten auch Wechselwirkungen mit Märkten für andere Energieträger innerhalb und außerhalb Europas. Es ist zwar erforderlich, die Ergebnisse dieser Arbeiten laufend zu hinterfragen und an neue Erkenntnisse und Entwicklungen anzupassen; die Entwicklung grundlegend neuer Modelle aufgrund bekannter Schwächen oder Fehler in den existierenden Arbeiten ist hingegen nicht notwendig.

Die existierenden ökonomisch-technischen und spieltheoretischen Modelle setzen hingegen unterschiedlich starke Vereinfachungen des realen Marktes und teilweise restriktive Abgrenzungen des Betrachtungsbereichs voraus. Insbesondere existieren

²¹ vgl. Feess (2004), Kap. 8.

²² vgl. ebd., S. 25.

²³ vgl. ebd.

²⁴ vgl. Cruz Jr./Tan (2004).

²⁵ vgl. Li/Chen/Yokoyama (2002).

²⁶ vgl. Boom (2003).

keine Arbeiten, die technische Wechselwirkungen zwischen Stromerzeugung und -transport bei gleichzeitiger Betrachtung des gesamten europäischen Elektrizitätsmarktes berücksichtigen. Die bestehenden Modelle können daher einzelne Aspekte des europäischen Elektrizitätsmarktes analysieren und erklären; offen bleibt jedoch die Frage, ob und wie sich die in der Realität vorhandenen und von den Modellen nicht erfassten Wechselwirkungen auf das Ergebnis der Modellanwendung auswirken.

Es besteht somit weiterer Forschungsbedarf im Bereich ökonomisch-technischer und spieltheoretischer Modelle. Grundsätzlich können Modelle beider Klassen derart erweitert werden, dass die derzeit noch offenen Fragen hinsichtlich der Entwicklung des europäischen Elektrizitätsmarktes beantwortet werden können. Die Lösungsansätze unterscheiden sich jedoch im Aufwand für Modellbildung und -parametrierung und in den Ressourcen, die für die Anwendung der Modelle benötigt werden. Dies kann der Praxistauglichkeit der Modelle entgegenstehen.

1.3 Ziel und Aufbau der Arbeit

Ziel dieser Arbeit ist die Entwicklung eines Modells zur Analyse der zukünftigen Entwicklung des europäischen Elektrizitätsmarktes. Dabei sollen insbesondere die Wechselwirkungen zwischen Stromerzeugung und -transport berücksichtigt werden, um die Auswirkungen der von bestehenden Modellen nicht erfassten Zusammenhänge bewerten und quantifizieren zu können.

In Kapitel 2 werden zunächst die existierenden Arbeiten zusammengefasst und diskutiert. Ziel dieses Kapitels ist, offene Fragen zu identifizieren und Annahmen oder Vereinfachungen in den bestehenden Modelle aufzudecken. Aufbauend auf den Ergebnissen dieser Analyse werden abschließend die Anforderungen an das in dieser Arbeit zu entwickelnde Modell formuliert.

In Kapitel 3 wird ein spieltheoretisches Modell zur Analyse von Elektrizitätsmärkten entwickelt. Dieses Modell vermeidet Schwierigkeiten, die bei der Anwendung bestehender, allgemeiner spieltheoretischer Modelle auf reale Elektrizitätsmärkte auftreten und zu unplausiblen Ergebnissen führen können, indem fundamentale Eigenschaften von Märkten für elektrische Energie bereits bei der Modellbildung berücksichtigt werden. Es wird diskutiert, um welche Aspekte spieltheoretische Modelle zur detaillierteren Beschreibung der Realität erweitert werden können, ohne nicht mehr handhabbare Rechenzeiten bei der Modellanwendung zu verursachen.

Kapitel 4 stellt ein neu entwickeltes ökonomisch-technisches Modell des europäischen Elektrizitätsmarktes vor. Dieses Modell umfasst einen wesentlich größeren und realitätsnäheren Betrachtungsbereich als das in Kapitel 3 entwickelte spieltheoretische Modell und verzichtet dafür auf eine vollständig analytische Beschreibung aller ökonomischen und technischen Zusammenhänge. Es wird dargestellt, wie die unterschiedlichen Akteure im betrachteten Markt und die für das Verhalten dieser Akteure relevanten Einflussfaktoren modelliert werden. Abschließend wird zwischen einer statischen und einer dynamischen Anwendung des Modells unterschieden.

Aufbauend auf dem in Kapitel 4 vorgestellten ökonomisch-technischen Modell wird in Kapitel 5 ein Verfahren zur Simulation der zukünftigen Entwicklung des europäischen Elektrizitätsmarktes vorgestellt. Es wird analysiert, wie das Verhalten der Akteure im Betrachtungsbereich in Abhängigkeit von den in Kapitel 4 modellierten Randbedingungen berechnet werden kann. Abschließend wird dargestellt, wie modellendogene Entscheidungen der Akteure die Struktur des Modells in einer dynamischen Anwendung verändern.

In Kapitel 6 wird das entwickelte Simulationsverfahren exemplarisch angewendet. Ziel der Untersuchungen ist nicht, die tatsächliche zukünftige Entwicklung des europäischen Elektrizitätsmarktes zu prognostizieren. Vielmehr zeigen die Ergebnisse in diesem Kapitel, wie die Auswirkungen von Randbedingungen und Marktregeln auf die zukünftige Entwicklung dieses Marktes mit Hilfe des Simulationsverfahrens quantifiziert werden können. Hierfür werden die Entwicklungen des Marktes unter unterschiedlichen Randbedingungen in Variantenrechnungen simuliert und miteinander verglichen.

Kapitel 7 fasst die Ergebnisse der vorliegenden Arbeit zusammen. Abschließend wird beurteilt, welche zusätzlichen und über den derzeitigen Stand der Forschung hinausgehenden Erkenntnisse aus den Ergebnissen dieser Arbeit gewonnen werden können.

2 Stand der Forschung

In diesem Kapitel werden die existierenden Arbeiten, die sich ausschließlich oder teilweise mit der Entwicklung des europäischen Elektrizitätsmarktes oder einzelnen Bereichen dieses Marktes beschäftigen, analysiert und diskutiert. Das Kapitel ist entsprechend der in Abbildung 1.1 vorgestellten Klassifizierung existierender Arbeiten in makroökonomische Modelle (Abschnitt 2.1), ökonomisch-technische Modelle (Abschnitt 2.2) und spieltheoretische Modelle (Abschnitt 2.3) gegliedert. In Abschnitt 2.4 wird abschließend zusammengefasst, welche Eigenschaften das in dieser Arbeit zu entwickelnde Modell aufweisen muss, um einige der mit existierenden Arbeiten nicht zu klärenden Fragen beantworten zu können.

2.1 Makroökonomische Modelle

Makroökonomische Modelle können hinsichtlich ihres Betrachtungs- und Anwendungsbereiches unterschieden werden. Während einige Arbeiten die Entwicklung von unterschiedlichen Energiemärkten unter Beachtung der Wechselwirkungen zwischen diesen Märkten analysieren (Abschnitt 2.1.1), fokussieren andere Arbeiten auf der Analyse der Entwicklung von Elektrizitätsmärkten (Abschnitt 2.1.2). Eine dritte Klasse von Arbeiten analysiert die Auswirkungen einzelner Randbedingungen auf die Entwicklung unterschiedlicher Märkte (Abschnitt 2.1.3).

2.1.1 Energiemärkte

Die umfassendste makroökonomische Arbeit zur Entwicklung von Energiemärkten ist *World Energy Outlook*¹, die jährlich von der Internationalen Energie Agentur (IEA) im Auftrag der Organisation für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung (OECD) herausgegeben wird. Aufgrund der herausragenden Bedeutung dieser

¹<http://www.worldenergyoutlook.org> – Zugriff am 23. November 2008

Arbeit wird sie in Abschnitt 2.1.1.1 getrennt von sonstigen makroökonomischen Arbeiten zur Entwicklung von Energiemärkten (Abschnitt 2.1.1.2) vorgestellt und diskutiert.

2.1.1.1 World Energy Outlook

Die Internationale Energie Agentur wurde während der Ölkrise 1973/74 gegründet und erhielt den Auftrag, Maßnahmen zur Vermeidung erneuter Ölknappheit zu koordinieren. Mit der Entwicklung der Energiemärkte haben sich die Aufgaben der IEA verändert. Eine zentrale Aufgabe der Agentur besteht heute darin, Prognosen über die zukünftige Entwicklung unterschiedlicher Energiemärkte zu erstellen und frühzeitig Risiken für das Erreichen der Entwicklungsziele *Versorgungssicherheit*, *Wirtschaftswachstum* und *Umweltverträglichkeit* zu identifizieren.²

Die aktuellen Ergebnisse ihrer Arbeit veröffentlicht die IEA jährlich als *World Energy Outlook*. Jede zweite Ausgabe dieser Arbeit präsentiert Prognosen zur Entwicklung des weltweiten Verbrauchs unterschiedlicher Primär- und Sekundärenergien, während die in den verbleibenden Jahren erscheinenden Ausgaben die Entwicklung der Energiemärkte in einzelnen Kontinenten untersuchen. Die zuletzt erschienenen Ausgaben mit weltweitem Fokus wurden in den Jahren 2006 und 2004 veröffentlicht^{3,4}, die Ausgaben der Jahre 2007 und 2005 behandeln die Entwicklung des Energieverbrauchs in China, Indien, dem mittleren Osten und Nordafrika^{5,6}.

Seit 1993 verwendet die IEA modellgestützte Analysen, um Prognosen über die zukünftige Entwicklung der betrachteten Energiemärkte zu erstellen.⁷ Seit 2007 basieren die Untersuchungen der Agentur auf dem hybriden Modell WEM-ECO, welches das von der IEA entwickelte Modell WEM mit dem Modell IMACLIM-R⁸ kombiniert. Im Fokus des Modells WEM steht die kurz- und mittelfristige Entwicklung von Elektrizitätserzeugung und -verbrauch in 21 Regionen der Welt⁹, während IMACLIM-R die Zusammenhänge zwischen wirtschaftlicher Entwicklung und Ener-

²<http://www.iea.org> – Zugriff am 23. November 2008

³International Energy Agency (2006).

⁴International Energy Agency (2004).

⁵International Energy Agency (2007).

⁶International Energy Agency (2005).

⁷vgl. Roques/Sassi (2007).

⁸vgl. Sassi et al. (2007).

⁹vgl. Roques/Sassi (2007), S. 4.

giebedarf in 12 Regionen und 12 Sektoren modelliert¹⁰. Beide Modelle verwenden eine zeitliche Diskretisierung von einem Jahr.

Entsprechend der Zielsetzungen der Analysen wird die zukünftige Entwicklung des europäischen Elektrizitätsmarktes in den letzten Ausgaben von World Energy Outlook nur oberflächlich diskutiert. In World Energy Outlook 2004 werden einige Kenn-daten der von der IEA erwarteten zukünftigen Entwicklung dieses Marktes zusammengefasst.¹¹ Die wichtigsten Veränderungen sind demnach:

- Anstieg der jährlichen Elektrizitätserzeugung in der EU um 1,3 %/a bis 2030,
- Abbau von über 75 % der bestehenden Kernkraftwerkskapazität bis 2030 und Neubau von rd. 40 GW, resultierend in einem Rückgang der installierten Kernkraftwerksleistung von 133 GW in 2002 auf 71 GW in 2030,
- moderater Anstieg der auf Kohlebasis erzeugten Elektrizität um 0,6 %/a und
- deutlicher Anstieg der auf Basis von Gas und erneuerbaren Energien erzeugten Elektrizität (Gas: Anstieg von 521 TWh/a in 2002 auf 1.458 TWh/a in 2030; Wind: Anstieg von 36 TWh/a in 2002 auf 480 TWh/a in 2030).

Die IEA weist darauf hin, dass insbesondere der im letzten Punkt genannte deutliche Anstieg der aus Windenergie erzeugten Elektrizität eine erhebliche Umstrukturierung und Erweiterung der europäischen Übertragungsnetze erfordert. Offen bleibt jedoch, wie sich zeitliche Verzögerungen der notwendigen Maßnahmen auf die zuvor genannten Ergebnisse auswirken.

Die von der IEA vorgestellten Ergebnisse basieren zu einem erheblichen Anteil auf subjektiven Prognosen und Annahmen über die Entwicklung fundamentaler Eingangsdaten der verwendeten Modelle. In den Veröffentlichungen der IEA werden diese Annahmen gemeinsam mit Ergebnissen der Modellanwendung dargestellt und nicht als Eingangsdaten der Modelle gekennzeichnet. Es ist daher ohne Kenntnis der durchgeführten Berechnungen nicht möglich, zu erkennen, an welchen Stellen lediglich subjektive Einschätzungen der IEA wiedergegeben werden und welche Daten auf objektiv überprüfbaren Berechnungsergebnissen basieren. Dies ist insbesondere aus wissenschaftlicher Sicht kritisch zu beurteilen, da es sich bei den Darstellungen der IEA somit auch um politisch motivierte Angaben handeln kann.

Um die Belastbarkeit der von der IEA veröffentlichten Daten zu überprüfen, ist ein Vergleich der in den letzten Jahren prognostizierten Entwicklungen mit den tatsächlich eingetretenen Entwicklungen sinnvoll. Übereinstimmungen zwischen Prognosen

¹⁰vgl. Roques/Sassi (2007), S. 9.

¹¹vgl. International Energy Agency (2004), S. 218–220.

und Realität sind zwar kein Nachweis für die Korrektheit der von der IEA verwendeten Modelle, Abweichungen geben jedoch deutliche Hinweise auf Grenzen der Anwendbarkeit oder fehlerhafte Modellannahmen.

Die in World Energy Outlook 2004 dargestellten Prognosen für die Entwicklung des europäischen Elektrizitätsmarktes von 2002 bis 2030 stimmen im Wesentlichen mit der seit Beginn dieses Zeitraums beobachteten Entwicklung überein. Dabei muss allerdings berücksichtigt werden, dass seit der Veröffentlichung dieser Prognosen im Jahr 2004 erst vier Jahre und damit rund 15 % des prognostizierten Zeitraums vergangen sind. Zudem liegt die Dauer des vergangenen Zeitraums im Bereich oder sogar unterhalb der üblichen Planungs- und Genehmigungsdauer von Investitionen in Erzeugungs- und Übertragungskapazität, sodass Prognosen über derart kurze Zeiträume wesentlich belastbarer sind als Prognosen über längere Zeiträume.

Neben der Betrachtung des europäischen Elektrizitätsmarktes ist daher der Vergleich der Prognosen für andere Märkte, die größere Änderungsgeschwindigkeiten besitzen, mit den tatsächlich eingetretenen Entwicklungen sinnvoll. Dabei sind besonders die Prognosen der IEA für die Entwicklung des Weltmarktpreises für Rohöl hervorzuheben, die in World Energy Outlook 2004 veröffentlicht wurden¹². Um die Wirkung eines hohen Ölpreises auf die Entwicklung des Verbrauchs von Rohöl zu analysieren, wird in dieser Darstellung ein Hochpreisszenario definiert, das ohne Berücksichtigung der Inflation einem durchschnittlichen Ölpreis von 35 \$ pro Barrel in den Jahren 2003 bis 2030 entspricht.¹³ Aufgrund des hohen Ölpreises im Jahr 2004 entspricht dieses Szenario einem mittelfristigen Rückgang des Ölpreises. Eine Eintrittswahrscheinlichkeit wird für dieses Szenario nicht genannt. Die tatsächlich eingetretene Entwicklung hat gezeigt, dass diese Prognose eine erhebliche Fehleinschätzung der Realität darstellt.

Annahmen über die Entwicklung der Primärenergiemärkte wirken sich direkt oder indirekt auch auf die prognostizierte Entwicklung des Elektrizitätsmarktes aus. Aufgrund der fehlenden Darstellung der den Berechnungen der IEA zugrunde liegenden Annahmen ist es jedoch nicht möglich, die Ergebnisse für den Elektrizitätsmarkt nachträglich zu korrigieren. Die Veröffentlichungen der IEA stellen daher wichtige Zusammenfassungen aktueller Entwicklungen und möglicher Wirkungszusammenhänge dar, die wissenschaftliche Verwendung der Ergebnisse ist hingegen aufgrund fehlender Transparenz und fehlender Erklärungen für Differenzen zwischen Prognosen und Realität nicht möglich.

¹²vgl. International Energy Agency (2004), S. 81–128.

¹³vgl. ebd., S. 122.

2.1.1.2 Sonstige Arbeiten

Neben den im vorherigen Abschnitt diskutierten Prognosen der Internationalen Energie Agentur existieren weitere makroökonomische Arbeiten zur Entwicklung der Energiemärkte, die von nationalen Regierungen in Auftrag gegeben wurden und als Referenzprognosen für die Gestaltung der nationalen Märkte dienen. Exemplarisch wird in diesem Abschnitt eine durch das Energiewirtschaftliche Institut an der Universität zu Köln (EWI) und Prognos AG im Auftrag des Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit erstellte Studie¹⁴ diskutiert.

Zu Beginn der Studie werden die allen folgenden Berechnungen und Ergebnissen zugrunde liegenden Annahmen aufgelistet. Aufgrund des nationalen Fokus der Studie werden neben Annahmen über globale Entwicklungen auch erwartete sozioökonomische Entwicklungen in Deutschland dargestellt. Entsprechend diesen Annahmen steigt der Ölpreis bis zum Jahr 2030 real auf 37 \$ pro Barrel¹⁵ und liegt damit deutlich unterhalb der seit Veröffentlichung der Studie bereits eingetretenen realen Entwicklung. Zusätzlich setzt die Studie aufgrund dieser erwarteten moderaten Preissteigerung voraus, dass Energie auch im Jahr 2030 für die Mehrzahl der Verbraucher „nicht im Mittelpunkt des Interesses“¹⁶ steht. Diese Voraussetzung ist aufgrund des zumindest aktuell hohen öffentlichen Interesses an der Entwicklung der Energiemärkte kritisch zu beurteilen.

Einige wesentliche Ergebnisse der Studie für die Entwicklung des deutschen und des europäischen Elektrizitätsmarktes werden im Folgenden zusammengefasst¹⁷.

- Aufgrund sinkender Netzentgelte und steigender Stromerzeugungskosten entwickeln sich die Strompreise ab 2010 für unterschiedliche Verbrauchergruppen gegenläufig. Während die Strompreise für Industriekunden leicht steigen, sinken die durch Haushaltskunden zu zahlenden Preise.
- Erhöhter Marktdruck auf Stromerzeuger führt zu strukturellen Änderungen in der Elektrizitätswirtschaft. Trotz bestehender Potenziale zur Steigerung des Wirkungsgrades und zur Senkung der Kosten von Kraftwerken wird es schwieriger, die unterschiedlichen Ziele *Wirtschaftlichkeit*, *Sicherheit* und *Umweltverträglichkeit* der Stromerzeugung gleichzeitig zu erreichen.

¹⁴EWI/Prognos (2005).

¹⁵vgl. ebd., S. 8.

¹⁶Ebd.

¹⁷vgl. ebd., S. 5.

- Jeweils rund 30 % der Bruttostromerzeugung werden im Jahr 2030 auf Basis von Braunkohle und Erdgas produziert. Erneuerbare Energien stellen in diesem Jahr 38 % der Erzeugungskapazität und decken 26 % der jährlichen Bruttostromerzeugung.

Insgesamt sind die Ergebnisse dieser Studie mit den Prognosen der Internationalen Energie Agentur vergleichbar. Eine direkte Gegenüberstellung ist jedoch schwierig, da die Ergebnisse der IEA nur aggregiert für den europäischen Markt vorliegen und der Fokus nationaler Studien auf einzelnen Ländern liegt. Nationale Besonderheiten, wie beispielsweise der in Deutschland vereinbarte Ausstieg aus der Kernenergie^{18,19}, können deutliche Abweichungen zwischen einzelnen Kenngrößen der Ergebnisse verursachen.

Die fundamentalen Annahmen der Arbeiten mit nationalem Fokus orientieren sich üblicherweise an den veröffentlichten Prognosen internationaler Institute, wie beispielsweise der IEA, der EU-Kommission oder der Energy Information Administration (EIA)^{20,21}. Sie liefern daher keine zusätzlichen Erkenntnisse über mögliche zukünftige Entwicklungen der betrachteten Märkte.

Da die Entwicklung des europäischen Elektrizitätsmarktes nur einen einzelnen Aspekt makroökonomischer Arbeiten zur Entwicklung internationaler Energiemärkte darstellt, werden technische und ökonomische Randbedingungen dieses Marktes allenfalls stark vereinfacht berücksichtigt. Es ist aufgrund der aggregierten Betrachtungsweise der verwendeten Modelle weder möglich, die zu bestimmten Zeitpunkten innerhalb des Marktes auftretenden Leistungsflüsse zu berechnen, noch die Auswirkungen des Wettbewerbsverhaltens einzelner Akteure durch die Modelle zu erklären. Auch unterschiedliche Entwicklungen in verschiedenen Regionen des europäischen Elektrizitätsmarktes können nicht identifiziert werden. Im folgenden Abschnitt wird daher analysiert, welche zusätzlichen Erkenntnisse durch makroökonomische Modelle, die sich auf die Betrachtung von Elektrizitätsmärkten beschränken, gewonnen werden können.

¹⁸ vgl. Bundesregierung/EVU.

¹⁹ vgl. Gesetz zur geordneten Beendigung der Kernenergienutzung.

²⁰ <http://www.eia.doe.gov> – Zugriff am 23. November 2008

²¹ vgl. EWI/Prognos (2005), S. 19.

2.1.2 Elektrizitätsmärkte

Makroökonomische Arbeiten zur Entwicklung von Elektrizitätsmärkten können hinsichtlich ihres geografischen Betrachtungsbereiches klassifiziert werden. In Abschnitt 2.1.2.1 werden Arbeiten vorgestellt, die den europäischen Markt insgesamt betrachten. Abschnitt 2.1.2.2 fasst stellvertretend für die Arbeiten mit nationalem Fokus Studien für den deutschen Elektrizitätsmarkt zusammen.

2.1.2.1 Europäischer Markt

Zwei wichtige makroökonomische Arbeiten zur Entwicklung des europäischen Elektrizitätsmarktes werden vom Verband der europäischen Übertragungsnetzbetreiber (European Transmission System Operators (ETSO))²² und von der Union for the coordination of transmission of electricity (UCTE)²³ herausgegeben^{24,25}. Aufgrund der Systemverantwortung der Übertragungsnetzbetreiber²⁶ analysieren diese Arbeiten sowohl die Entwicklung des Übertragungsnetzes als auch Struktur und Umfang der zukünftig zur Verfügung stehenden Erzeugungskapazität.

Die von ETSO und UCTE herausgegebenen Studien sind ähnlich aufgebaut. In beiden Arbeiten werden zunächst Szenarien für die zukünftig zur Verfügung stehende Erzeugungskapazität definiert. Anschließend wird untersucht, ob die derzeitige Übertragungskapazität des europäischen Verbundnetzes alleine oder unter Berücksichtigung von Netzausbaumaßnahmen einen volkswirtschaftlich effizienten Einsatz der Kraftwerke ermöglicht und welche Stromim- und -exporte für die einzelnen Länder und Marktgebiete resultieren.

Entsprechend dem makroökonomischen Untersuchungsansatz wird die zukünftige Entwicklung der Erzeugungskapazität nicht auf Basis von Investitionsentscheidungen einzelner Akteure, sondern nur aggregiert betrachtet. Beide Arbeiten definieren hierfür jeweils zwei unterschiedliche Entwicklungsszenarien, deren Ursachen jedoch nicht näher erläutert werden.^{27,28} Da die Autoren der beiden Studien weitgehend

²²<http://www.etso-net.org> – Zugriff am 23. November 2008

²³<http://www.ucte.org> – Zugriff am 23. November 2008

²⁴ETSO (2008).

²⁵UCTE (2008).

²⁶vgl. Richtlinie 2003/54/EG des Europäischen Parlaments und des Rates.

²⁷vgl. ETSO (2008), S. 7.

²⁸vgl. UCTE (2008), S. 7.

identisch sind, werden in beiden Arbeiten identische Entwicklungsszenarien (*Szenario A* und *Szenario B*) für die weiteren Untersuchungen unterstellt. Szenario A basiert auf der derzeit installierten Erzeugungskapazität und berücksichtigt die bereits bekannten und sicheren Kraftwerksneubauten sowie -abschaltungen, Szenario B berücksichtigt zusätzlich Investitionen, die von den Autoren der Studien als wahrscheinlich eingestuft werden.

Ergebnis beider Studien ist, dass bis zum Jahr 2015 keine Versorgungsengpässe innerhalb des europäischen Elektrizitätsmarktes auftreten, sofern die derzeit als sicher angenommenen Investitionen tatsächlich durchgeführt werden.^{29,30} In Szenario A sind nach 2015 zusätzliche Investitionen in Erzeugungskapazität erforderlich, um die Versorgungssicherheit weiterhin zu gewährleisten. Die in Szenario B als realistisch angesehenen Investitionen sind hierfür ausreichend.

Anders als in UCTE (2008) stellt ETSO (2008) die Ergebnisse der Analysen detailliert für einzelne Gebiete des europäischen Elektrizitätsmarktes dar und hebt besonders die Bedeutung von Kuppelleitungen zwischen Ländern und Märkten hervor.³¹ Zudem werden die derzeit geplanten Ausbaumaßnahmen in unterschiedlichen Regionen des europäischen Verbundnetzes aufgelistet und erläutert.³²

Im Gegensatz zu den in Abschnitt 2.1.1 diskutierten Arbeiten zur Entwicklung von Energiemärkten berücksichtigen beide Studien Struktur und Kapazität des europäischen Verbundnetzes und damit wichtige technische Restriktionen des europäischen Elektrizitätsmarktes. Technische Randbedingungen des Kraftwerkseinsatzes bleiben hingegen unberücksichtigt. Insbesondere werden die Rückwirkungen von Engpässen im Übertragungsnetz auf das Investitionsverhalten der Stromerzeuger vernachlässigt, da Letzteres lediglich implizit durch die den vorgestellten Entwicklungsszenarien zugrunde liegenden Annahmen erfasst wird.

Zusammenfassend stellen beide Arbeiten keine belastbaren Aussagen über die zukünftige Entwicklung des europäischen Elektrizitätsmarktes dar. Mit Ausnahme der Darstellung des derzeitigen Systemzustandes und der geplanten Netzausbaumaßnahmen basieren sämtliche Analysen auf subjektiven Einschätzungen der Autoren bezüglich der zukünftig zur Verfügung stehenden Erzeugungskapazität. Es ist zudem nicht ausgeschlossen, dass diese Annahmen im Widerspruch zu einigen Ergebnissen der Untersuchungen wie beispielsweise zukünftigen Austauschleistungen zwischen Ländern und Marktgebieten stehen.

²⁹ vgl. UCTE (2008), S. 9.

³⁰ vgl. ETSO (2008), S. 4–5.

³¹ vgl. ETSO (2008), Kap. 5.

³² vgl. ebd., Kap. 4.

2.1.2.2 Deutscher Markt

Die makroökonomischen Arbeiten zur Entwicklung des deutschen Elektrizitätsmarktes basieren auf Modellen, die im Vergleich zu den Modellen mit europaweitem Fokus aufgrund des geringeren geografischen Betrachtungsbereiches eine detailliertere Modellierung der relevanten Akteure ermöglichen. Die existierenden Arbeiten berücksichtigen daher häufig auch Wechselwirkungen zwischen Stromerzeugung und -übertragung, fokussieren bei der Ergebnisdarstellung jedoch üblicherweise auf einem der beiden Bereiche. Um einen höheren Detailgrad der Modelle zu erreichen, integrieren einige Arbeiten auch mikroökonomische Modellierungsansätze. Da diese in der Regel nicht vertiefend behandelt werden, sind ihre Ergebnisse mit Unsicherheiten behaftet, die sich jedoch bei einer aggregierten Betrachtung gegenseitig kompensieren können. Die Darstellung der Ergebnisse erfolgt daher wieder in einer makroökonomischen Betrachtungsweise.

In Ernst & Young AG (2006) wird die zukünftige Entwicklung des deutschen Kraftwerksparks prognostiziert und analysiert. Basis der Untersuchungen ist ein für makroökonomische Arbeiten sehr detailliertes Modell des deutschen Erzeugungsparks, das auf einer Beschreibung der technischen und wirtschaftlichen Eigenschaften von über 7.300 aktiven, vorübergehend stillgelegten oder in Bau befindlichen Kraftwerksblöcken in Deutschland beruht.³³ Das deutsche Übertragungsnetz wird in dieser Untersuchung hingegen nicht betrachtet.

In der Studie werden vier mögliche Szenarien für die Entwicklung des deutschen Kraftwerksparks vorgestellt, die auf Basis von Gesprächen und Diskussionen mit Vertretern der Stromerzeuger erstellt und mit Hilfe des detaillierten Kraftwerksparkmodells plausibilisiert wurden. Durch diese Vorgehensweise können Erwartungen und Annahmen über zukünftige Ereignisse wie politische Entscheidungen oder wirtschaftliche Entwicklungen in der Studie berücksichtigt werden. Die aus diesen Annahmen resultierende Entwicklung des Erzeugungsparks ist hingegen ein objektives Ergebnis der Modellanwendung.

Wesentliches Ergebnis der Studie ist, dass die Abhängigkeit Deutschlands von Erdgasimporten zur Stromerzeugung deutlich steigt.³⁴ Die Menge der auf Basis von Erdgas erzeugten elektrischen Energie ist in den betrachteten Szenarien jedoch sehr unterschiedlich. Daraus resultieren auch erhebliche Unterschiede in den CO₂-Emissionen, die je nach Szenario deutlich zurückgehen oder ansteigen. Dies ist ein Hinweis auf

³³vgl. Ernst & Young AG (2006), S. 2.

³⁴vgl. ebd., S. 4.

signifikant steigende Unsicherheiten für Stromerzeuger, die Investitionen in neue Erzeugungskapazität verzögern oder verhindern können.

Eine weitere Arbeit zur Entwicklung des deutschen Kraftwerksparks wurde von der Energietechnischen Gesellschaft im VDE (ETG) veröffentlicht.³⁵ In dieser Arbeit werden ebenfalls Szenarien für die zukünftige Entwicklung der deutschen Stromerzeugungskapazitäten definiert. Es werden drei mögliche Entwicklungen analysiert, die den Zielen *maximale Förderung erneuerbarer Energien*, *kostenminimale Stromerzeugung* und *maximale Reduktion von Treibhausgasemissionen* entsprechen³⁶. Zusätzlich werden in dieser Studie mögliche Verbesserungen von Erzeugungs- und Speichertechnologien sowie deren Einfluss auf die Entwicklung des Erzeugungsparks ausführlich diskutiert.³⁷ Die zukünftigen Aufgaben und die Bedeutung der Übertrags- und Verteilungsnetze werden kurz zusammengefasst.³⁸

Die Studie stellt die quantitativen Analyseergebnisse nicht dar, sondern formuliert lediglich Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen für politische Akteure. Diese umfassen langfristig stabile mögliche Randbedingungen für die Elektrizitätswirtschaft, eine angemessene Rendite für Investitionen in diesem Bereich, Abbau von Bürokratie und Stärkung der Forschung in Unternehmen und an Hochschulen.³⁹ Insgesamt ergibt sich dadurch der Eindruck einer stark interessengetriebenen Darstellung mit teilweise fehlender Objektivität.

Einen anderen Fokus als die beiden in diesem Abschnitt bereits vorgestellten Arbeiten besitzt die Studie *Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020* („DENA-Netzstudie“)⁴⁰, in der die Auswirkungen des erwarteten starken Anstiegs der Windenergienutzung on- und offshore auf das deutsche Übertragungsnetz analysiert werden. Hierfür werden Szenarien für die zukünftig installierte Erzeugungsleistung von Windenergieanlagen und Erzeugungsanlagen auf Basis sonstiger regenerativer Energien anhand subjektiver Einschätzungen der Autoren und öffentlich verfügbarer Prognosen erstellt.⁴¹ Aufbauend auf diesen Szenarien und Annahmen über die Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks, die derzeit bekannte Kraftwerksneubauten und -stilllegungen berücksichtigen, werden der Kraftwerkeinsatz in Deutschland nach Merit Order und die resultierenden Belastungen des Übertragungsnetzes berechnet.⁴²

³⁵ ETG (2005).

³⁶ vgl. ebd., S. 13.

³⁷ vgl. ebd., Kap. 5.

³⁸ vgl. ebd., Kap. 6.

³⁹ vgl. ebd., S. 35.

⁴⁰ DEWI et al. (2005).

⁴¹ vgl. ebd., Kap. 2.

⁴² vgl. ebd., S. 87.

Die technischen Eigenschaften des deutschen Übertragungsnetzes werden in dieser Studie sehr detailliert berücksichtigt. Mit Hilfe eines umfangreichen Netzmodells werden die Auswirkungen verstärkter Windenergieeinspeisung auf das quasistationäre und das dynamische Verhalten des technischen Systems untersucht.⁴³ Durch den Ausbau der Windenergieanlagen veränderte Anforderungen an den konventionellen Kraftwerkspark wie zusätzlich erforderliche Regel- und Reserveenergie zum Ausgleich der fluktuierenden Einspeisung aus Windenergieanlagen sowie deren Auswirkungen auf Struktur, Kosten und Emissionen des Kraftwerksparks werden ebenfalls diskutiert.⁴⁴

Die DENA-Netzstudie stellt demnach eine technisch sehr detaillierte Untersuchung dar. Sie zählt dennoch zu den makroökonomischen Modellen, da sie nicht auf ökonomischen Modellen für das individuelle Verhalten einzelner Akteure basiert. Als zentrale Ergebnisse werden zwar konkrete Netzverstärkungsmaßnahmen genannt, die zur Sicherstellung ausreichender Übertragungskapazität bei verstärkter Einspeisung aus Windenergieanlagen erforderlich sind, langfristige Wechselwirkungen zwischen dem Verhalten der Stromerzeuger und Entscheidungen der Netzbetreiber werden hingegen nicht betrachtet. Auch die Darstellung der Analyseergebnisse zu zukünftigen Anforderungen an den konventionellen Kraftwerkspark erfolgt aggregiert für den gesamten deutschen Erzeugungspark und berücksichtigt nicht die individuellen Auswirkungen auf einzelne Akteure.

2.1.3 Auswirkungen von Randbedingungen

Die dritte Klasse makroökonomischer Arbeiten beschäftigt sich nicht mit der vollständigen Analyse der zukünftigen Entwicklung von Energie- oder Elektrizitätsmärkten, sondern mit den volkswirtschaftlichen Auswirkungen einzelner wirtschaftspolitischer Entscheidungen. Die untersuchten Effekte schließen Wechselwirkungen zwischen unterschiedlichen makroökonomischen Forschungsgebieten – beispielsweise zwischen dem Elektrizitätsmarkt und der industriellen Entwicklung eines Landes – ein. Derartige Arbeiten verzichten häufig auf eine exakte Abgrenzung des Betrachtungsbereiches und auf die Entwicklung formaler Modelle für die zu untersuchenden Fragestellungen. Die Darstellung von Analyseergebnissen erfolgt in diesen Fällen argumentativ und basiert daher notwendigerweise auf subjektiven Einschätzungen der Autoren. Dennoch können diese Arbeiten wichtige Erkenntnisse über Wirkungszusammenhänge und mögliche Entwicklungen in den betrachteten Märkten liefern.

⁴³vgl. DEWI et al. (2005), Kap. 8–9.

⁴⁴vgl. ebd., Kap. 13–14.

Die Mehrzahl der aktuellen makroökonomischen Arbeiten zu Auswirkungen volkswirtschaftlicher Randbedingungen analysiert die Auswirkungen klimapolitischer Maßnahmen. Hierbei steht besonders die Wirkung der Vergabemechanismen und des Handels von Emissionszertifikaten⁴⁵ im Fokus. Exemplarisch werden an dieser Stelle zwei Veröffentlichungen vorgestellt, die Analyseergebnisse zu Wirkungen dieser Maßnahmen auf Industrie und Elektrizitätswirtschaft in Deutschland diskutieren.

Ameling (2007) analysiert die Belastungen, die durch teilweise oder vollständige Versteigerung von Emissionszertifikaten in der zweiten Handelsperiode 2008–2012 für die europäische Industrie entstehen. Der Autor des Artikels ist Präsident der Wirtschaftsvereinigung Stahl und daher Vertreter einer Interessengruppe. Zentrales Ergebnis seiner Analyse ist, dass die vollständige Versteigerung der verfügbaren Treibhausgasemissionszertifikate für die europäische Stahlindustrie zu einer Kostensteigerung von 20 % führt und diese Industrie im Wettbewerb mit der außereuropäischen Industrie erheblich benachteiligt.⁴⁶

Neben der unstrittigen Mehrbelastung der Industrie durch Versteigerung von Zertifikaten anstelle kostenloser Zuteilung erläutert der Artikel, dass auch der Strompreis bei teilweiser oder vollständiger Versteigerung der Zertifikate weiter ansteigt. Als Ursache wird die wirtschaftliche Benachteiligung der Stromerzeugung auf Kohlebasis genannt.⁴⁷ Diese rein qualitative Analyse ist jedoch nicht ausreichend, den Umfang und die Auswirkungen der tatsächlich resultierenden Änderungen im europäischen Kraftwerkspark zu erfassen. Folglich sind die Aussagen dieses und ähnlicher Artikel zur Entwicklung der europäischen Elektrizitätswirtschaft nicht belastbar.

Frondel/Schmidt (2007) untersucht, welche Wechselwirkungen zwischen dem in Deutschland gültigen *Gesetz zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien* („Erneuerbare-Energien-Gesetz“, EEG)⁴⁸ und dem Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten bestehen. Dabei werden sowohl Auswirkungen auf die gemeinsamen Ziele beider klimapolitischer Maßnahmen als auch Folgen für die Beschäftigung in Deutschland analysiert. Grundlage für die Analyse sind öffentlich verfügbare Studien und Gutachten zu Wirkungen der beiden Maßnahmen sowie eigene Überlegungen der Autoren, nicht jedoch Berechnungen auf Basis von Modellen der betrachteten Märkte.

Die Autoren des Artikels zeigen, dass die CO₂-Vermeidungskosten der durch das EEG geförderten Stromerzeugungstechnologien deutlich höher sind als die mittel-

⁴⁵ vgl. Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates.

⁴⁶ vgl. Ameling (2007), S. 61.

⁴⁷ vgl. ebd., S. 60.

⁴⁸ Gesetz zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien.

fristig zu erwartenden Preise für CO₂-Emissionszertifikate.⁴⁹ Da erneuerbare Energien die Stromerzeugung durch konventionelle Kraftwerke substituieren, ist die Förderung dieser Technologien durch das EEG aus volkswirtschaftlicher Sicht ineffizient, sofern nicht andere Ziele zusätzliche Kosten rechtfertigen. Die Autoren untersuchen daher weiterhin die Beschäftigungswirkungen des EEG durch Subvention von Arbeitsplätzen. Hierzu stellen sie fest, dass die im EEG definierten Einspeisevergütungen für erneuerbare Technologien kurzfristig zwar Arbeitsplätze generieren, diese jedoch im Gegensatz zu den auf 20 Jahre festgeschriebenen Einspeisevergütungen nicht nachhaltig gesichert werden.

Die Entwicklung der Elektrizitätswirtschaft in Deutschland und Europa wird auch in diesem Artikel nur qualitativ berücksichtigt. Es wird erläutert, dass die installierte Erzeugungsleistung auf Basis erneuerbarer Energien ohne EEG-Förderung nicht weiter ansteigt, da entsprechende Anlagen auch mittelfristig nicht die Wirtschaftlichkeitsgrenze erreichen.⁵⁰ Wie die bereits errichtete Erzeugungskapazität der Anlagen die Entwicklung der Elektrizitätswirtschaft beeinflusst, wird hingegen nicht vertiefend behandelt.

Zwei weitere Arbeiten zu Auswirkungen energie- und umweltpolitischer Maßnahmen analysieren und quantifizieren die externen Kosten⁵¹ der Stromerzeugung auf Basis fossiler und erneuerbarer Energien.^{52,53} Es handelt sich um makroökonomische Arbeiten, da Ursachen für positive und negative externe Effekte und nicht die aus der Internalisierung dieser Kosten folgenden Anreize für die einzelnen Akteure untersucht werden. Die Ergebnisse dieser Studien sind mit erheblichen Unsicherheiten behaftet, da die monetäre Bewertung der Folgen des Klimawandels, von Gesundheitsschäden und anderen externen Effekten wie beispielsweise Änderungen landwirtschaftlicher Erträge⁵⁴ problematisch und oftmals nicht eindeutig möglich ist.

Beide Arbeiten gehen implizit auf die zukünftige Entwicklung des europäischen Elektrizitätsmarktes ein, da sie Handlungsempfehlungen für politische Akteure zur Internalisierung der identifizierten externen Kosten geben.^{55,56} Diese Empfehlungen beruhen jedoch nicht auf Modellen des Marktes oder weiteren Analysen, sondern lediglich auf einer ex-post Beurteilung der bisherigen Entwicklung des Marktes unter den in den letzten Jahren gültigen Randbedingungen. Konkrete Handlungsempfehlungen wie beispielsweise quantitative Angaben zur optimalen Höhe von Einspei-

⁴⁹ vgl. Frondel/Schmidt (2007), S. 52.

⁵⁰ vgl. ebd.

⁵¹ vgl. Feess (2004), Kap. 19.

⁵² Hohmeyer (2001).

⁵³ Krewitt/Schlomann (2006).

⁵⁴ vgl. ebd., S. 2.

⁵⁵ vgl. Hohmeyer (2001), Kap. 8.

⁵⁶ vgl. Krewitt/Schlomann (2006), Kap. 4.

severgütungen sind daher kritisch zu beurteilen und werden von den Autoren der Studien vermieden.

2.2 Ökonomisch-technische Modelle

Wie in Abschnitt 1.2 erläutert, sind ökonomisch-technische Modelle detaillierter als makroökonomische Ansätze. Arbeiten mit ökonomischen Schwerpunkten modellieren die individuellen Präferenzen einzelner Akteure sehr detailliert, während Arbeiten mit Fokus auf technischen Zusammenhängen die technischen Restriktionen des Marktes realitätsnäher abbilden. Aufgrund dieses im Vergleich zu makroökonomischen Arbeiten höheren Detailgrads ist der Betrachtungs- und Anwendungsbe- reich ökonomisch-technischer Modelle begrenzt. In diesem Abschnitt werden existierende ökonomisch-technische Arbeiten zur Entwicklung des europäischen Marktes für elektrische Energie (Abschnitt 2.2.1) und des deutschen Elektrizitätsmarktes (Abschnitt 2.2.2) sowie Arbeiten mit allgemeinem Ansatz, die auf unterschiedliche Märkte anwendbar sind (Abschnitt 2.2.3), vorgestellt.

2.2.1 Europäischer Markt

Wesentliche ökonomisch-technische Analysen des derzeitigen Zustands und der zukünftigen Entwicklung des europäischen Elektrizitätsmarktes sind in den vergangenen Jahren von der Generaldirektion Energie und Verkehr der Europäischen Kommission beauftragt und veröffentlicht worden.⁵⁷ Im Fokus dieser Arbeiten stehen Fragen zur optimalen Gestaltung des europäischen Binnenmarktes, mit denen sich die europäische Kommission zum Zeitpunkt der Veröffentlichung der Arbeiten beschäftigte. Ziel dieser Arbeiten ist daher nicht, eine umfassende Beschreibung der zukünftigen Entwicklung dieses Marktes zu liefern, sondern die Wirkung von Marktregeln auf diese Entwicklung abzuschätzen oder sogar zu quantifizieren. In diesem Abschnitt werden exemplarisch drei Arbeiten, die unterschiedliche Fragestellungen analysieren, zusammengefasst und diskutiert.

IAEW/Consentec (2001) untersucht die derzeit und zukünftig nutzbaren Übertragungskapazitäten im europäischen Verbundnetz und identifiziert auf Basis dieser Analyse kritische Engpässe. Die quantitative und monetäre Bewertung der Auswirkungen von Engpässen auf die volkswirtschaftliche Effizienz von Stromerzeugung-

⁵⁷http://ec.europa.eu/energy/electricity/publications/index_en.htm – Zugriff am 23. November 2008

und -übertragung ist nicht Gegenstand der Studie, es erfolgt jedoch eine Auswahl besonders kritischer Engpässe auf Basis der Häufigkeit und der Dauer ihres Auftretens.⁵⁸ Für die identifizierten Engpässe werden anschließend Maßnahmen zur Erhöhung der Übertragungskapazität diskutiert. Hierbei werden Maßnahmen zur besseren Ausnutzung der bestehenden Leitungen und Maßnahmen mit konventionellem Netzausbau unterschieden.⁵⁹ Erstere umfassen beispielsweise die Anpassung von Netzbetriebsrichtlinien, die Reduzierung von Unsicherheiten über zukünftige Netzbelastungen und zwischen Übertragungsnetzbetreibern koordinierte Engpassmanagementmethoden. Konventioneller Netzausbau umfasst alle Maßnahmen, welche die Struktur des Netzes mit dem Ziel, die Übertragungskapazität zu erhöhen, verändern.

Die Studie basiert auf einem vollständigen Modell des gesamten europäischen Übertragungsnetzes. Der Detailgrad des Modells entspricht der technischen Auflösung von Modellen, die Übertragungsnetzbetreiber in der Netzplanung und teilweise auch im Netzbetrieb einsetzen und ist somit sehr hoch. Da der Fokus der Studie auf einer technischen Analyse des Übertragungsnetzes liegt, werden die individuellen Präferenzen der Übertragungsnetzbetreiber zum Beheben von Engpässen hingegen nicht detailliert untersucht. Anreize und Vorbehalte dieser Akteure, die vorgestellten Maßnahmen zur Behebung von Engpässen zu realisieren, wurden lediglich in Gesprächen mit Übertragungsnetzbetreibern identifiziert und werden in der Studie zusammenfassend dargestellt.

Consentec/Frontier Economics (2004) basiert auf den Ergebnissen der zuvor vorgestellten Studie und analysiert die Eigenschaften unterschiedlicher Engpassmanagementmethoden sowie die Frage, ob diese Methoden zur Anwendung auf die bestehenden Engpässe im europäischen Übertragungsnetz geeignet sind. Anders als in IAEW/Consentec (2001) ist der Fokus dieser Studie eine ökonomische Analyse, die das Verhalten einzelner Akteure in Abhängigkeit von den eingesetzten Engpassmanagementmethoden berücksichtigt. Die Zusammenfassung der Studie enthält daher Aussagen, welche Methoden aus ökonomischer Sicht effizient sind und welche Marktregeln zu langfristig ökonomisch sinnvollen Anreizen für Marktteilnehmer führen.⁶⁰ Zudem stellen die Studienergebnisse dar, welche Erlöse aus dem individuellen Verhalten der Akteure resultieren und wie diese gemäß der geltenden Rechtsvorschriften⁶¹ zu verwenden sind.⁶²

⁵⁸vgl. IAEW/Consentec (2001), S. 33.

⁵⁹vgl. ebd., Kap. 6-7.

⁶⁰vgl. Consentec/Frontier Economics (2004), Kap. 6.

⁶¹Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 des Europäischen Parlaments und des Rates.

⁶²vgl. Consentec/Frontier Economics (2004), S. 83-89.

Die der Studie zugrunde liegenden ökonomischen Modelle sind sehr detailliert und berücksichtigen auch spiel- und auktionstheoretische Erkenntnisse. Die betrachteten Engpassmanagementmethoden umfassen bilateralen Handel sowie explizite und implizite Auktionen mit unterschiedlichen Vergabemechanismen.⁶³ Technische Restriktionen der Stromerzeugung wie beispielsweise nicht lineare variable Kosten der Kraftwerke werden vernachlässigt, da das Ziel der Studie die Analyse grundsätzlicher Eigenschaften von Engpassmanagementmethoden ist. Aus diesem Grund sind in der Studie auch keine Aussagen über die langfristige Entwicklung des Netzes in Abhängigkeit von den eingesetzten Engpassmanagementmethoden und die Auswirkungen dieser Methoden auf Investitionsentscheidungen der Stromerzeuger enthalten.

In Consentec (2007) werden die Ergebnisse der vorherigen Studie konkretisiert. Ziel der Studie ist die Entwicklung eines Modells, das die koordinierte Vergabe von Übertragungsrechten bei Engpässen im europäischen Verbundnetz entsprechend der gesetzlichen Vorgaben⁶⁴ erfüllt. Zusätzliche und teilweise gegensätzliche Ziele sind die ökonomische Effizienz und die möglichst kurzfristige Umsetzbarkeit des zu entwickelnden Modells. Die Studie berücksichtigt die Erkenntnisse der in diesem Abschnitt bereits vorgestellten Arbeiten und basiert zudem auf einer Analyse der derzeit im europäischen Verbundnetz eingesetzten Engpassvergabemechanismen.⁶⁵

Aufgrund der Anforderung an die Studie, ein kurzfristig umsetzbares Modell zu entwickeln, werden die organisatorischen Voraussetzungen unterschiedlicher Engpassmanagementmethoden ausführlich diskutiert. Der mit dem Detailgrad der Modelle zum Engpassmanagement in der Praxis steigende Aufwand für die Abwicklung von Datenaustausch, Berechnungen und Vergabe der Übertragungsrechte wird mit dem höheren Nutzen detaillierterer Modelle verglichen. Auf Basis der Ergebnisse dieses Vergleichs werden für die zu implementierenden ökonomischen und technischen Modelle Detaillierungsgrade, die einem optimalen Kosten/Nutzen-Verhältnis entsprechen, vorgeschlagen.

Die drei in diesem Abschnitt exemplarisch vorgestellten Arbeiten und weitere im Auftrag der Europäischen Kommission erstellte Gutachten^{66,67} stellen somit die Auswirkungen von Marktregeln und gesetzlicher Vorgaben auf das zu erwartende Verhalten der Marktteilnehmer dar. Sie gehen damit über den Detailgrad makroökonomischer Modelle hinaus, können aufgrund dieses höheren Detailgrads jedoch nicht die Entwicklung des gesamten Marktes erfassen. Um fehlerhafte Schlussfolgerungen durch Vernachlässigung existierender Wechselwirkungen zu vermeiden, ist der zeit-

⁶³vgl. Consentec/Frontier Economics (2004), Kap. 4.

⁶⁴vgl. Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 des Europäischen Parlaments und des Rates.

⁶⁵vgl. Consentec (2007), S. 2–6.

⁶⁶vgl. KTH (2006).

⁶⁷vgl. Frontier Economics/Consentec (2005).

liche Betrachtungsbereich dieser Arbeiten daher auf wenige Jahre beschränkt. Die Umsetzung der in den Arbeiten beschriebenen Handlungsempfehlungen stellt eine Verbesserung des Status quo dar und entwickelt den europäischen Elektrizitätsmarkt in Richtung des von der Europäischen Kommission angestrebten Binnenmarktes, erfordert gleichzeitig aber auch eine sorgfältige Beobachtung des Marktes und gegebenenfalls zukünftig erneute Anpassungen der Marktregeln an geänderte Rahmenbedingungen.

2.2.2 Deutscher Markt

Eine umfangreiche ökonomisch-technische Arbeit zur Entwicklung des deutschen Elektrizitätsmarktes ist Pfaffenberger/Hille (2004). Ziel dieser Studie ist die Analyse der Auswirkungen von Marktregeln auf die Entwicklung des Marktes und insbesondere auf das Investitionsverhalten der Stromerzeuger. Trotz des Fokus auf dem deutschen Elektrizitätsmarkt werden auch Wechselwirkungen mit dem europäischen Markt und der europäischen Ordnungsrahmen berücksichtigt.

Die Studie analysiert zunächst die derzeitige ökonomische und technische Situation im deutschen Elektrizitätsmarkt und stellt die aktuelle Struktur der Stromerzeugung, Präferenzen der Marktteilnehmer und gesetzliche Randbedingungen dar.⁶⁸ Anschließend wird das Entwicklungspotenzial unterschiedlicher Technologien ausführlich diskutiert.⁶⁹ Aufbauend auf dieser Analyse, einem Vergleich der Kosten unterschiedlicher Stromerzeugungstechnologien sowie Annahmen über die zukünftig zu deckende Last und die zur Verfügung stehenden Primärenergieträger werden abschließend Szenarien für die Struktur der Stromerzeugung im Jahr 2020 definiert.⁷⁰ Wesentliches Ergebnis der Studie ist, dass fossile Energieträger in Deutschland bis zum Jahr 2020 Grundlage für die Stromerzeugung bleiben, da erneuerbare Energien bis zu diesem Zeitpunkt Defizite im Hinblick auf Wirtschaftlichkeit und Verfügbarkeit aufweisen.⁷¹

Die in der Studie dargestellten Analyseergebnisse basieren zwar auf fundamentalen ökonomischen und technischen Modellen, nicht jedoch auf einer ökonomisch-technisch umfassenden Beschreibung des deutschen Elektrizitätsmarktes. Es ist daher nicht sichergestellt, dass keine Wechselwirkungen zwischen den durch die einzelnen Modelle erklärten Zusammenhängen existieren, die zu anderen als den in der

⁶⁸ vgl. Pfaffenberger/Hille (2004), Kap. 3.

⁶⁹ vgl. ebd., Kap. 6-7.

⁷⁰ vgl. ebd., Kap. 9.

⁷¹ vgl. ebd., S. 1-4.

Studie dargestellten Ergebnissen führen. Aufgrund der daraus resultierenden Unsicherheiten bezüglich der Belastbarkeit der Analyseergebnisse sind einige der Ergebnisse lediglich Thesen, die subjektive Einschätzungen der Autoren repräsentieren. Dennoch stellt die Studie eine ausführliche Darstellung möglicher Entwicklungsszenarien – insbesondere im Hinblick auf das Entwicklungspotenzial einzelner Stromerzeugungstechnologien – dar.

Die Verknüpfung fundamentaler ökonomischer Modelle für die Präferenzen von Akteuren mit einer umfassenden Beschreibung des deutschen Elektrizitätsmarktes wird in Consentec/EWI/IAEW (2008) durchgeführt. In dieser Studie wird untersucht, wie sich die Sicherheit der Versorgung mit elektrischer Energie in der Bundesrepublik Deutschland bis zum Jahr 2020 entwickelt. Hierfür wird zunächst der Begriff *Versorgungssicherheit* definiert und der Einfluss der Verfügbarkeit von Brennstoffimporten diskutiert.⁷² Die Prognose der zukünftigen Entwicklung der in Deutschland installierten Erzeugungskapazitäten erfolgt mit zwei am EW1 entwickelten Strommarktmodellen, die neben den Märkten für elektrische Energie auch die Märkte für Regel- und Reserveenergie berücksichtigen.⁷³ Die Auswirkungen der Entwicklung des Kraftwerksparks auf die Netzbelastung und die Entwicklung der Übertragungskapazitäten werden hingegen separat untersucht.⁷⁴

Zentrales Ergebnis dieser Analyse ist, dass derzeit in Deutschland Engpässe mit Einschränkungen der Versorgungssicherheit weder im Bereich der Stromerzeugung noch im Übertragungsnetz bestehen. Die Versorgungssicherheit wird auch bis zum Jahr 2020 nicht gefährdet sein, falls notwendige Investitionen nicht durch genehmigungsrechtliche Schwierigkeiten oder mangelnde gesellschaftliche Akzeptanz gefährdet werden und politische Randbedingungen kalkulierbar bleiben.⁷⁵ Für die Struktur des deutschen Kraftwerksparks werden ebenfalls keine grundlegenden Änderungen erwartet. Der Anteil der Kernenergie an der Stromerzeugung nimmt entsprechend dem vereinbarten Kernenergieausstieg⁷⁶ ab und wird überwiegend durch zunehmende Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien und Erdgas ersetzt.⁷⁷ Die insgesamt installierte Erzeugungskapazität steigt bis zum Jahr 2020 durch den Ausbau erneuerbarer Energien an, die sicher verfügbare Erzeugungskapazität nimmt aufgrund der eingeschränkten Verfügbarkeit dieser Energien hingegen ab.⁷⁸ Da im Übertragungsnetz ausreichend Übertragungskapazitäten für Importe aus angrenzenden Ländern zur Verfügung stehen, ergibt sich dadurch jedoch keine Einschränkung der Versorgungssicherheit in Deutschland.

⁷² vgl. Consentec/EWI/IAEW (2008), Kap. 3.

⁷³ vgl. ebd., Kap. 4.

⁷⁴ vgl. ebd., Kap. 5.

⁷⁵ vgl. ebd., S. II–IV.

⁷⁶ vgl. Gesetz zur geordneten Beendigung der Kernenergienutzung.

⁷⁷ vgl. Consentec/EWI/IAEW (2008), S. 69.

⁷⁸ vgl. ebd., S. 70.

Die Studie stellt eine ausführliche Analyse der zu erwartenden zukünftigen Entwicklung in Deutschland bis zum Jahr 2020 dar. Offen bleibt jedoch, wie sich diese Entwicklung auf andere europäische Länder auswirkt und welche Rückwirkungen dadurch auf die Entwicklung des deutschen Elektrizitätsmarktes resultieren. So kann die Versorgungssicherheit in Deutschland zukünftig eingeschränkt sein, wenn erneuerbare Energien auch in benachbarten Ländern stark ausgebaut werden und in wind-schwachen Tagen zwar ausreichend Übertragungskapazität, aber nicht genügend Erzeugungskapazität für Importe zur Verfügung steht. Auch mögliche Wechselwirkungen zwischen der Belastung des Übertragungsnetzes innerhalb und außerhalb Deutschlands und Standorten für neue Kraftwerke werden nicht betrachtet.

Die in Consentec/EWI/IAEW (2008) verwendeten Modelle zur Prognose der zukünftigen Entwicklung des deutschen Kraftwerksparks wurden am EWI in weiteren Analysen zu möglichen Entwicklungen der deutschen Stromerzeugungskapazitäten eingesetzt.^{79,80} Eine ausführliche Beschreibung dieser Modelle, die auch einigen Analysen der in Abschnitt 2.1.2.2 bereits vorgestellten DENA-Netzstudie zugrunde liegen⁸¹, findet sich beispielsweise in Starrmann (2000). Diese Untersuchungen haben gemeinsam, dass sie die technischen Eigenschaften und auch die bestehenden Vermarktungsmöglichkeiten der Kraftwerke in Deutschland umfassend modellieren. Dabei werden auch die aus der Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) resultierenden Wechselwirkungen zwischen Märkten für elektrische Energie und Wärme berücksichtigt. Die Entwicklung von Angebot und Nachfrage in anderen europäischen Ländern wird hingegen nur aggregiert durch Annahmen über den zukünftigen Stromtausch zwischen Deutschland und seinen Nachbarländern abgebildet⁸², Auswirkungen auf die Belastung des Übertragungsnetzes und daraus resultierende Rückwirkungen auf Investitionsentscheidungen der Stromerzeuger werden nicht betrachtet.

Ein weiteres Modell des deutschen Elektrizitätsmarktes, das ebenfalls auf einer möglichst exakten Abbildung der installierten Erzeugungskapazitäten fokussiert, wurde am Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung der Universität Stuttgart (IER) entwickelt.^{83,84} In diesem Modell sind detaillierte technische Eigenschaften der derzeitigen Kraftwerke in Deutschland sowie der als sicher geltenden Neuerrichtungen hinterlegt. Diese Daten umfassen auch den Zusammenhang zwischen Arbeitspunkt und Wirkungsgrad der Erzeugungstechnologien, sodass Änderungen der durchschnittlichen Wirkungsgrade aufgrund zunehmender fluktuieren-

⁷⁹vgl. Wissen/Nicolosi (2008).

⁸⁰vgl. Peek/Bartels/Gatzen (2004).

⁸¹vgl. DEWI et al. (2005), S. 272.

⁸²vgl. Peek/Bartels/Gatzen (2004), S. 67.

⁸³vgl. Swider/Weber (2007).

⁸⁴vgl. Oeser/Pehnt/Swider (2007).

der Einspeisungen – beispielsweise aus Windenergieanlagen – quantifiziert werden können.

Investitionsentscheidungen der Stromerzeuger werden in dem am IER entwickelten Modell endogen berücksichtigt. Auch dieses Modell kann daher zur Berechnung der zukünftigen Entwicklung der in Deutschland installierten Erzeugungskapazitäten eingesetzt werden. Änderungen der Netzbelastung und Wechselwirkungen mit angrenzenden Ländern werden hingegen auch in diesem Modell nur vereinfacht betrachtet.⁸⁵ Da übliche Anwendungen des Modells jedoch über die ausschließliche Berechnung der zukünftigen Änderungen des deutschen Kraftwerksparks hinausgehen und beispielsweise Änderungen der Ökobilanz unter Berücksichtigung des Ausbaus erneuerbarer Energien und dadurch verursachter Wirkungsgradverschlechterungen konventioneller Kraftwerke quantifizieren⁸⁶, sind vereinfachende Annahmen erforderlich und gerechtfertigt.

2.2.3 Allgemeine Modelle

Neben Modellen, die ausschließlich für die Analyse des europäischen oder des deutschen Elektrizitätsmarktes entwickelt wurden, existieren Modelle, die fundamentale Eigenschaften von Elektrizitätsmärkten sowie Wechselwirkungen zwischen diesen Eigenschaften abbilden und für die Anwendung auf unterschiedliche Märkte parametrisiert werden können. Diese Modelle basieren nicht auf einer detaillierten Beschreibung des europäischen oder des deutschen Kraftwerksparks, sondern auf einer analytischen Formulierung des Verhaltens von Stromerzeugern und Netzbetreibern. Die Eingabe der derzeitigen Situation, die durch die bestehenden Stromerzeugungs- und -übertragungskapazitäten definiert ist, erfolgt durch den Anwender unter an die zu untersuchende Fragestellung angepassten Vereinfachungen.

Eine für diese Modellklasse exemplarische Arbeit ist Veit/Fichtner/Ragwitz (2004), in der ein Multi-Agenten-System zur Simulation von Entscheidungsprozessen in der Energiewirtschaft entwickelt wird. In einer ersten Anwendung steht die Analyse von Änderungen der CO₂-Emissionen durch Änderungen im deutschen Elektrizitätsmarkt im Vordergrund.⁸⁷ Multi-Agenten-Systeme bestehen aus einer Menge autonom handelnder Softwareagenten, die miteinander kommunizieren und auf Änderungen ihrer Umwelt reagieren können.⁸⁸ Dadurch ist es möglich, das Verhalten in-

⁸⁵ vgl. Oeser/Pehnt/Swider (2007), S. 15.

⁸⁶ vgl. ebd.

⁸⁷ vgl. Veit/Fichtner/Ragwitz (2004), S. 5.

⁸⁸ vgl. Weiss (1999).

dividueller Agenten sehr detailliert zu modellieren. Entscheidungen, die durch Beobachtungen der Agenten und Umweltgrößen nicht eindeutig festgelegt sind, können durch Verteilungsfunktionen unter Unsicherheit beschrieben werden.

In der wirtschaftswissenschaftlichen Forschung wird die Anwendung von Multi-Agenten-Systemen als *Agent-based Computational Economics* (ACE) bezeichnet.⁸⁹ Ziel dieses Forschungsgebietes ist insbesondere die Analyse von Wechselwirkungen zwischen den Entscheidungen einzelner Akteure, die zu sich selbst verstärkenden Entwicklungen innerhalb des betrachteten Systems führen können.⁹⁰ Durch ausschließliche Beobachtung der aggregierten Entwicklung eines Marktes können derartige Dynamiken zwar identifiziert, aber nicht erklärt und somit auch nicht prognostiziert werden. Multi-Agenten-Systeme sind daher ein vielversprechender Forschungsansatz.

Die in Veit/Fichtner/Ragwitz (2004) vorgestellte Forschungsarbeit ist derzeit noch nicht abgeschlossen. Erwartete Ergebnisse sind unter anderem neue Erkenntnisse über Dynamiken von Elektrizitätsmärkten, insbesondere nach Einführung umweltpolitischer Maßnahmen wie beispielsweise dem Handel von Emissionszertifikaten.⁹¹ Die Arbeit geht im Hinblick auf die Modellierung des Verhaltens der Akteure über andere Arbeiten hinaus, da sie Änderungen dieses Verhaltens in Abhängigkeit vom Erfolg und Misserfolg der Akteure sowie akteurspezifische Verhaltensstrategien, die über eine Gewinnmaximierung hinausgehen, beachtet.⁹² Es wird jedoch nicht dargestellt, wie technische Restriktionen von Stromerzeugung und -übertragung berücksichtigt werden. Da grundsätzlich nicht auszuschließen ist, dass diese Randbedingungen wesentlich stärkeren Einfluss auf die zu berechnenden Ergebnisse besitzen als die in der Arbeit sehr detailliert modellierten ökonomischen Verhaltenspräferenzen der Akteure, ist die Belastbarkeit der Ergebnisse mit Unsicherheiten behaftet.

Ein weiteres Modell, das auf einer analytischen Beschreibung des Verhaltens einzelner Akteure basiert, wurde an der Norwegian School of Science and Technology entwickelt.^{93,94} Im Fokus dieses Modells steht die Analyse der dynamischen Entwicklungen in liberalisierten Elektrizitätsmärkten und insbesondere der installierten Stromerzeugungskapazitäten. Das Modell beinhaltet eine detaillierte Beschreibung des Investitionsverhaltens der Stromerzeuger und der Nachfrage nach elektrischer Energie, die in einen preisunelastischen und einen preiselastischen Anteil unterschieden wird. Die aus den Restriktionen der Übertragungsnetze folgenden Wechselwirkungen zwi-

⁸⁹vgl. Veit/Fichtner/Ragwitz (2004), S. 9.

⁹⁰vgl. Tesfatsion (2006).

⁹¹vgl. Veit/Fichtner/Ragwitz (2004), S. 13.

⁹²vgl. ebd.

⁹³vgl. Botterud et al. (2002).

⁹⁴vgl. Botterud (2003).

schen Stromerzeugung und -übertragung und das Verhalten der Netzbetreiber werden hingegen nicht betrachtet. Zur Analyse der langfristigen Entwicklung des europäischen Elektrizitätsmarktes, in dem derzeit bereits Engpässe im Übertragungsnetz bestehen, ist dieses Modell daher nicht geeignet.

Ähnliche Einschränkungen gelten für ein an der Washington State University entwickeltes Modell, das in exemplarischen Analysen überwiegend auf amerikanische Elektrizitätsmärkte angewendet wurde, grundsätzlich jedoch auf einer parametrierbaren und verallgemeinerbaren Beschreibung des Verhaltens der Marktteilnehmer basiert.^{95,96,97} Auch in diesem Modell werden begrenzte Übertragungskapazitäten und das Verhalten der Netzbetreiber nicht betrachtet, sodass die Entwicklung des europäischen Elektrizitätsmarktes mit diesem Modell nur unter erheblichen Vereinfachungen, deren Zulässigkeit nicht grundsätzlich gewährleistet ist, untersucht werden kann. Derartige Vereinfachungen betreffen auch die Modellierung des Verhaltens der Stromerzeuger innerhalb des Modells, da beispielsweise die Erwartungen dieser Akteure über zukünftige Marktpreise für elektrische Energie ausschließlich auf einer Hochrechnung der Marktpreise, die in den vergangenen 24 Monaten beobachtet wurden, basieren.⁹⁸ Da Stromerzeuger jedoch üblicherweise Erwartungen über zukünftige Entwicklungen von Randbedingungen des Marktes bilden, die nicht zwangsläufig mit der Entwicklung dieser Randbedingungen innerhalb eines beobachteten Zeitraums identisch sind, ist dieses Vorgehen nicht praxisgerecht.

Eine umfassende Arbeit, in der die technischen und wirtschaftlichen Zusammenhänge in Elektrizitätsmärkten ausführlich dargestellt und erläutert werden, ist Stoff (2002). In fünf Teilen werden zunächst fundamentale Eigenschaften anhand vereinfachter Modelle erläutert, anschließend reale Markteigenschaften, die auf Basis der fundamentalen Modelle nur eingeschränkt erklärt werden können, vorgestellt und abschließend Richtlinien für die Gestaltung volkswirtschaftlich effizienter Marktregeln erarbeitet. Die Darstellung orientiert sich am Elektrizitätsmarkt in den USA, ist jedoch aufgrund der differenzierten und ausführlichen Herleitung der Wirkungsmechanismen auf beliebige andere Märkte übertragbar.

Ziel von Stoff (2002) ist nicht, die Entwicklung charakteristischer Eigenschaften eines Elektrizitätsmarktes zu prognostizieren. Die Analyse der Wirkungsmechanismen schließt jeweils mit der formalen Beschreibung der Anreize, die sich durch Marktregeln oder Eigenschaften des Marktes für einzelne Akteure ergeben. Es handelt sich somit um eine detaillierte statische Betrachtung eines Marktes und nicht um eine Analyse dynamischer Entwicklungen. Letztere kann aufbauend auf den Ergebnissen

⁹⁵ vgl. Ford (1998).

⁹⁶ vgl. Ford (1999).

⁹⁷ vgl. Ford (2001).

⁹⁸ vgl. Ford (1999), S. 643.

dieser Arbeit durchgeführt werden, indem die in der Arbeit dargestellten Erkenntnisse auf reale Märkte übertragen und die Konsequenzen dieser Zusammenhänge für die Entwicklung des Marktes untersucht werden. Das Ergebnis dieses Vorgehens ist dann eine Beschreibung des Marktes für nachfolgende Zeitschritte, die wiederum statisch analysiert werden kann.

Existierende Arbeiten, die allgemeingültige Modelle für Elektrizitätsmärkte entwickeln, enthalten häufig wichtige Erkenntnisse, die bei der Betrachtung eines einzelnen Marktes aufgrund der zahlreichen wirksamen Einflussfaktoren übersehen werden. Offen bleibt jedoch, ob diese Wirkungsmechanismen für die Entwicklung eines individuellen Elektrizitätsmarktes tatsächlich relevant sind oder vernachlässigt werden können. Um die Entwicklung eines gegebenen Elektrizitätsmarktes zu untersuchen, ist es daher sinnvoll, zunächst zu prüfen, welche Eigenschaften und Randbedingungen des Marktes für diese Untersuchung betrachtet werden müssen und mit welchem Detailgrad diese Einflussfaktoren abzubilden sind.

2.3 Spieltheoretische Modelle

Spieltheoretische Modelle basieren auf der fundamentalen Annahme, dass sich alle Teilnehmer eines Marktes rational verhalten und ihre Entscheidungen dadurch erklärt werden können, dass die jeweilige Entscheidung unter den dem entscheidenden Akteur zur Verfügung stehenden Informationen zu einer Maximierung des Nutzens dieses Akteurs führt.⁹⁹ Bestandteil jedes spieltheoretischen Modells ist daher die Definition des Nutzens unterschiedlicher Akteure in individuellen *Nutzenfunktionen*.

Grundlage der Definition von Nutzenfunktionen und der Ermittlung des aus dieser Funktion folgenden optimalen Verhaltens eines einzelnen Akteurs ist die Entscheidungstheorie^{100,101}. Die Spieltheorie geht hingegen über entscheidungstheoretische Fragestellungen hinaus, da sie untersucht, welches Marktergebnis durch die Entscheidungen der Marktteilnehmer resultiert. Dabei berücksichtigen spieltheoretische Modelle insbesondere, dass jeder Akteur das Verhalten der anderen Marktteilnehmer in seinen Entscheidungen antizipiert und seine Entscheidungen demnach von den bekannten Präferenzen der anderen Marktteilnehmer abhängen.¹⁰² Zustände, in denen kein Akteur Anreize besitzt, von seinem Verhalten abzuweichen, falls alle anderen Akteure bei ihrem Verhalten bleiben, werden als *Gleichgewicht* bezeichnet. Ziel

⁹⁹ vgl. Feess (2004), Kap. 1.

¹⁰⁰ vgl. Bamberg/Coenenberg (2002).

¹⁰¹ vgl. Saliger (1993).

¹⁰² vgl. Feess (2004), S. 25.

spieltheoretischer Arbeiten ist, Gleichgewichte zu identifizieren, zu bewerten, ob diese im Hinblick auf das Marktergebnis wünschenswerte Zustände darstellen, und abschließend zu untersuchen, durch welche wirtschaftspolitischen Maßnahmen Gleichgewichtszustände erzwungen oder beeinflusst werden können.¹⁰³

Die Komplexität der Nutzenfunktionen steigt mit der Anzahl Entscheidungsvariablen innerhalb des Modells und der Anzahl exogener Variablen, die den Nutzen der Akteure beeinflussen. Für die Anwendung spieltheoretischer Modelle auf reale Märkte ist zudem die Anzahl betrachteter Akteure besonders kritisch, da der Rechenzeitbedarf zum Lösen der durch die Nutzenfunktionen definierten Gleichungssysteme häufig exponentiell mit der Anzahl Gleichungen steigt. Dies ist darauf zurückzuführen, dass nicht nur eine beliebige Lösung gefunden werden muss, sondern alle Zustände, die den Nutzen der Akteure maximieren und Gleichgewichte darstellen, von Interesse sind. Der Anwendungsbereich spieltheoretischer Modelle ist dadurch begrenzt.

Die überwiegende Zahl existierender spieltheoretischer Arbeiten zur Entwicklung von Elektrizitätsmärkten beschäftigt sich mit den optimalen Angebotsstrategien von Stromerzeugern und der Frage, wie diese Strategien durch Marktregeln beeinflusst werden können. Entsprechende Arbeiten werden in Abschnitt 2.3.1 vorgestellt. In Abschnitt 2.3.2 werden spieltheoretische Modelle zur Analyse von Investitionsentscheidungen der Stromerzeuger diskutiert, während Abschnitt 2.3.3 spieltheoretische Arbeiten zur Analyse des Verhaltens der Netzbetreiber zusammenfasst.

2.3.1 Angebotsstrategien von Stromerzeugern

Die spieltheoretischen Arbeiten zur Analyse der Angebotsstrategien von Stromerzeugern können hinsichtlich der betrachteten Modellsysteme klassifiziert werden. In Abschnitt 2.3.1.1 werden Arbeiten, die allgemeine Präferenzen der Stromerzeuger abbilden und nicht das Verhalten in einem spezifischen realen Markt analysieren, vorgestellt. Abschnitt 2.3.1.2 diskutiert hingegen Arbeiten, die explizit die optimale Gestaltung der Marktregeln für existierende, reale Märkte zum Ziel haben und dafür auch individuelle Besonderheiten dieser Märkte berücksichtigen.

¹⁰³vgl. Feess (2004), S. 26.

2.3.1.1 Fiktive Märkte

Li/Chen/Yokoyama (2002) stellt ein stark stilisiertes Modell liberalisierter Elektrizitätsmärkte vor und entwickelt eine spieltheoretische, formale Beschreibung für das Verhalten der einzelnen Akteure. Der betrachtete Markt unterscheidet sich in grundlegenden Eigenschaften erheblich von real existierenden Märkten. Das Modell basiert unter anderem auf der Annahme, dass mehrere unabhängige, konkurrierende Stromerzeuger elektrische Energie an ein einziges Energieversorgungsunternehmen (EVU) verkaufen, das diese Energie anschließend an mehrere Verbraucher verteilt.¹⁰⁴ Die unabhängigen Stromerzeuger konkurrieren somit nicht direkt um die Belieferung der Endkunden, sondern lediglich um die an das EVU zu liefernde elektrische Energie. Das EVU hat neben dem Bezug elektrischer Energie von unabhängigen Stromerzeugern die Möglichkeit, eigene Kraftwerke zur Stromerzeugung einzusetzen. Alle modellierten Kraftwerke besitzen individuelle variable Kosten sowie unterschiedliche Fixkosten.

Ziel der Modellanwendung ist die Berechnung der Preise, die von den unterschiedlichen Stromerzeugern für die Lieferung elektrischer Energie an das EVU verlangt werden. Die Optimierungsaufgabe besteht folglich darin, diejenigen Preise zu finden, die den Nutzen aller unabhängigen Stromerzeuger und den Nutzen des EVUs gleichzeitig maximieren. Die Preise, die Endkunden für den Bezug der Energie zahlen müssen, sind nicht entscheidend, da sich diese nicht auf die Bezugsentscheidungen des EVUs auswirken. Als Randbedingungen können im Modell maximale Übertragungskapazitäten eines vereinfachten Netzmodells berücksichtigt werden, indem die Verteilung der Leistungsflüsse in diesem Netz durch linearisierte Gleichungen in Abhängigkeit von den Stromlieferungen der einzelnen Stromerzeuger beschrieben wird.¹⁰⁵

Der Artikel verzichtet auf eine Darstellung quantitativer Ergebnisse. Es wird lediglich eine Methodik zur Berechnung der Gleichgewichtspreise vorgestellt¹⁰⁶, die jedoch auf bereits bekannten Eigenschaften der gewinnmaximierenden Strategien – beispielsweise der Feststellung, dass die Grenzkosten im Gewinnmaximum gerade dem Grenzerlös entsprechen¹⁰⁷ – basiert. Die Ergebnisse der Arbeit gehen somit trotz der Berücksichtigung spezifischer Randbedingungen von Elektrizitätsmärkten nicht über wirtschaftswissenschaftliche Erkenntnisse, die durch die Analyse anderer Märkte gewonnen wurden, hinaus. Aufgrund der restriktiven Vorgaben an die Gestaltung

¹⁰⁴ vgl. Li/Chen/Yokoyama (2002), S. 2364.

¹⁰⁵ vgl. ebd.

¹⁰⁶ vgl. ebd., S. 2365.

¹⁰⁷ vgl. Feess (2004), S. 293–294.

des betrachteten Marktes sind die Ergebnisse zudem nicht auf reale Märkte übertragbar.

Ein realitätsnäheres Marktmodell wird in Ferrero/Shahidehpour/Ramesh (1997) untersucht. In diesem Modellsystem versorgen drei Energieversorgungsunternehmen Kunden wahlweise durch Einsatz eigener Kraftwerke oder durch Bezug elektrischer Energie von einer zentralen Strombörse. Entscheidungsvariablen der EVU sind die Preise, zu denen sie elektrische Energie an der Börse anbieten und die Mengen, die sie zu den geforderten Preisen von der Börse beziehen.¹⁰⁸ Auch in diesem Modell ist es möglich, begrenzte Übertragungskapazitäten eines vereinfachten Netzmodells durch linearisierte Lastflussgleichungen zu berücksichtigen.

Um die Menge der zu untersuchenden Lösungen einzuschränken, wird in dieser Arbeit nur eine endliche Anzahl möglicher Preisstrategien betrachtet. Jeder Akteur kann zwischen drei Strategien, in denen er elektrische Energie zu unterschiedlichen Vielfachen seiner Grenzkosten an der Börse anbietet, wählen. Der Strombezug von der Börse erfolgt, sobald der von anderen Akteuren dort geforderte Preis unterhalb der eigenen variablen Erzeugungskosten liegt.¹⁰⁹ Die Ergebnisse der Analyse zeigen, dass Stromerzeuger mit steigenden Übertragungskapazitäten und damit steigendem Wettbewerb elektrische Energie zu geringeren Preisen an der Börse anbieten.¹¹⁰ Die aus den begrenzten Übertragungskapazitäten des Netzes resultierenden Restriktionen wirken sich somit ähnlich auf das Marktergebnis aus wie die Anzahl Anbieter in oligopolistischen Märkten für andere Güter¹¹¹.

Ein weiteres Modell zur Analyse der Preisstrategien von Stromerzeugern, das stärker von technischen Restriktionen der Stromerzeugung abstrahiert, wird in Cruz Jr./Tan (2004) vorgestellt. In diesem Modell werden lediglich zwei Stromerzeuger betrachtet, deren Preisabsatzfunktionen durch lineare Zusammenhänge definiert sind.¹¹² Es werden vier aufeinanderfolgende Zeitpunkte betrachtet, in denen jeder der Stromerzeuger elektrische Energie zu einem von vier unterschiedlichen Preisen anbieten kann. Der minimale Preis entspricht den variablen Stromerzeugungskosten, der maximale Preis ist durch den Monopolpreis¹¹³, der zuvor für das Modellsystem ermittelt wurde, festgelegt.

Die Ergebnisse der Modellanwendung zeigen, welche Preise Stromerzeuger in den einzelnen Zeitpunkten wählen und wie sich Marktanteile und Gewinne der Unter-

¹⁰⁸ vgl. Ferrero/Shahidehpour/Ramesh (1997), S. 1342.

¹⁰⁹ vgl. ebd.

¹¹⁰ vgl. ebd., S. 1343.

¹¹¹ vgl. Feess (2004), Kap. 17.

¹¹² vgl. Cruz Jr./Tan (2004), S. 440.

¹¹³ vgl. Feess (2004), Kap. 15.

nehmen über der Zeit ändern. In Variantenrechnungen wird untersucht, welchen Einfluss die initiale Aufteilung des Marktes vor den Entscheidungen der Unternehmen im ersten Zeitpunkt auf die optimalen Preisstrategien und das Marktergebnis besitzt.¹¹⁴ Die Ergebnisse der Variantenrechnungen sind jedoch nur unter den getroffenen Annahmen, die insbesondere die in der Realität kontinuierlichen Preise sehr stark auf wenige diskrete Optionen einschränken, gültig und stellen daher keine allgemeingültigen Erkenntnisse dar.

2.3.1.2 Reale Märkte

Spieltheoretische Arbeiten, die das Verhalten von Stromerzeugern in realen Märkten untersuchen, analysieren überwiegend, welche Angebotsstrategien Stromerzeuger in Abhängigkeit von der Marktform und Randbedingungen des Marktes im Gleichgewicht wählen. Da der Handel von elektrischer Energie in liberalisierten Märkten sowohl bilateral als auch an Strombörsen erfolgen kann, sind für diese Arbeiten auch Erkenntnisse der Auktionstheorie¹¹⁵ von zentraler Bedeutung.

Eine umfassende Arbeit zum Verhalten der Stromerzeuger bei der Abgabe von Geboten an einer Strombörse wurde im Auftrag der European Energy Exchange AG (EEX) durchgeführt und veröffentlicht.¹¹⁶ Ziel der Studie ist die Bewertung der derzeit an der EEX verwendeten Gebotsformate und der Auktionsmechanismen, die über die Annahme und die Erfüllung der abgegebenen Gebote entscheiden. Hierzu wird zunächst untersucht, welche Aufgaben Strombörsen im liberalisierten Markt erfüllen und welche Anforderungen aus diesen Aufgaben resultieren. Die Analyse zeigt, dass der an der Strombörse im kurzfristigen Handel (*Spotmarkt*) entstehende Strompreis auch für Terminprodukte, bilateralen Handel und Endkundengeschäfte zentrale Bedeutung besitzt, da bei Abweichungen zwischen den Preisen in diesen Märkten Arbitragemöglichkeiten bestehen.¹¹⁷ Die Regeln des Spotmarktes sollten daher Wettbewerb ermöglichen und die Ausübung von Marktmacht¹¹⁸ verhindern.

Unter Beachtung dieser Vorgaben werden in der Studie unterschiedliche Auktionsmechanismen vergleichend gegenübergestellt.¹¹⁹ Die betrachteten Mechanismen unterscheiden sich hinsichtlich der Regeln, mit denen der Marktpreis aus den Geboten der Stromerzeuger gebildet wird, und hinsichtlich der Zahlungen, die Stromerzeu-

¹¹⁴vgl. Cruz Jr./Tan (2004), S. 443–446.

¹¹⁵vgl. Feess (2004), Kap. 25.

¹¹⁶Ockenfels/Grimm/Zoettl (2008).

¹¹⁷vgl. ebd., S. 4.

¹¹⁸vgl. Abreu/Pearce/Stacchetti (1986).

¹¹⁹vgl. Ockenfels/Grimm/Zoettl (2008), S. 16–27.

ger für die Erfüllung eines Angebotes erhalten. Aus diesen Eigenschaften der Auktionsmechanismen ergeben sich unterschiedliche Unsicherheiten für Stromerzeuger, die das Gebotsverhalten beeinflussen können, und unterschiedliche Anreize zur Ausübung von Marktmacht durch physische oder ökonomische Zurückhaltung von Erzeugungskapazität.

Neben dem Design des Auktionsmechanismus ist die Gestaltung der Gebotsformate an Strombörsen entscheidend, da sichergestellt werden muss, dass Stromerzeuger technische Restriktionen der Stromerzeugung mit ihren Geboten veröffentlichen können. Andernfalls wird die Liquidität des Marktes eingeschränkt, da sich Anbieter gegen das Risiko, die von ihnen abgegebenen Gebote technisch nicht erfüllen zu können, absichern müssen. Als technische Restriktionen der Stromerzeugung werden An- und Abfahrkosten von Kraftwerken, maximale Leistungsänderungsgeschwindigkeiten, Mindest- und Maximalleistungen sowie Mindest- und Maximalenergien berücksichtigt. Begrenzte Übertragungskapazitäten müssen nicht beachtet werden, da diese durch Redispatch von den Betreibern der Übertragungsnetze gelöst werden.¹²⁰

Die Ergebnisse der Studie zeigen, dass die derzeit an der EEX implementierten Auktionsregeln die Anforderungen an Börsen in liberalisierten Elektrizitätsmärkten grundsätzlich erfüllen. Die Ausübung von Marktmacht kann zwar nicht vollständig ausgeschlossen, aber auch mit keinem anderen Auktionsverfahren verhindert werden. Entsprechend dem Ziel des Gutachtens stellen die Ergebnisse hingegen nicht dar, welche Anreize für das Investitionsverhalten der Stromerzeuger resultieren und welche Auswirkungen die an der Strombörse eingesetzten Auktionsmechanismen und Gebotsformate in einer dynamischen Betrachtung auf die Entwicklung des Elektrizitätsmarktes besitzen.

Eine andere Arbeit zur Effizienz von Auktionsmärkten in der Elektrizitätswirtschaft ist Voß (2006). Diese Arbeit analysiert die Wirkung unterschiedlicher Auktionsmechanismen für die Effizienz der Märkte für Regel- und Reserveenergie mit Hilfe auktions- und spieltheoretischer Modelle. Die Analyse der Auktionsmechanismen erfolgt prinzipiell analog zu dem zuvor vorgestellten Gutachten und berücksichtigt zusätzlich die an Märkten für Regel- und Reserveenergie übliche Aufteilung der Gebote in Leistungs- und Arbeitspreise.¹²¹

Die in Voß (2006) dargestellten Untersuchungen sind derzeit noch nicht abgeschlossen. Entsprechend dem Ziel der Arbeit steht auch bei diesen Untersuchungen die Bewertung der Effizienz von Auktionsmärkten in einer statischen Betrachtung und nicht die Analyse der dynamischen Entwicklung des Elektrizitätsmarktes im Vor-

¹²⁰ vgl. Ockenfels/Grimm/Zoettl (2008), S. 9.

¹²¹ vgl. Voß (2006), S. 21.

dergrund. Zudem basieren die Untersuchungen auf einer detaillierten Beschreibung des deutschen Marktes für Regelenergie, die auch Kapitalverflechtungen zwischen Marktteilnehmern berücksichtigt, angrenzende Märkte und Länder hingegen nur vereinfacht modelliert.¹²²

Ellersdorfer et al. (2004) untersucht mit Hilfe eines spieltheoretischen Modells, wie sich das Wettbewerbsverhalten der Stromerzeuger im liberalisierten Markt in Abhängigkeit von Erhöhungen der Übertragungskapazität von Kuppelleitungen zu angrenzenden Ländern ändert. Der Fokus liegt auf der Quantifizierung des Marktbeeinflussungspotenzials der Stromerzeuger, also den bestehenden Möglichkeiten zur Ausübung von Marktmacht durch Kapazitätszurückhaltung. Die Beschreibung der bestehenden Erzeugungskapazitäten basiert auf dem am IER entwickelten und bereits vorgestellten Marktmodell (vgl. Abschnitt 2.2.2).

Die Ergebnisse der Untersuchungen zeigen, dass für mehrere Stromerzeuger in Deutschland derzeit signifikante Preisbeeinflussungsmöglichkeiten bestehen. Die Ausübung von Marktmacht führt zu zusätzlichen Gewinnen für Stromerzeuger und um bis zu 60% höhere Marktpreise.¹²³ Die Möglichkeiten, den Marktpreis zu beeinflussen, nehmen erwartungsgemäß mit Erweiterung der Kuppelleitungen zu angrenzenden Ländern ab.¹²⁴ Die Belastbarkeit dieses Ergebnisses muss jedoch kritisch beurteilt werden, da die in der Realität aus Sicht der Stromerzeuger bestehenden Unsicherheiten im spieltheoretischen Modell vernachlässigt werden.

Die Auswirkungen der Erweiterung von Kuppelleitungen zu Nachbarländern Deutschlands werden in Ellersdorfer et al. (2004) in Variantenrechnungen analysiert. Analog zu den zuvor vorgestellten Arbeiten handelt es sich bei dieser Untersuchung um eine statische Betrachtung des Marktes. Mögliche Änderungen des Erzeugungsparks der einzelnen Akteure durch Investitionsentscheidungen, die wiederum von den Ergebnissen des spieltheoretischen Modells und den berechneten Marktpreisen abhängen können, sowie Änderungen der Netzbelastungen durch veränderte Erzeugungsstandorte werden nicht betrachtet.

2.3.2 Investitionsstrategien von Stromerzeugern

In Boom (2003) wird die in Abschnitt 2.3.1 diskutierte Fragestellung, welche Angebotsstrategien Stromerzeuger in unterschiedlichen Marktformen wählen, um die Ana-

¹²²vgl. Voß (2006), S. 20.

¹²³vgl. Ellersdorfer et al. (2004), S. 13–15.

¹²⁴vgl. ebd., S. 15–16.

lyse der Investitionsstrategien von Stromerzeugern erweitert. Es wird untersucht, wie sich die Investitionen in Stromerzeugungskapazitäten eines Monopolisten von den Investitionen im Duopol unterscheiden. Hierfür wird ein mehrstufiges Spiel betrachtet, in dem Akteure in Stromerzeugungskapazitäten investieren und die von Kunden zu zahlenden Preise festlegen, bevor die in der folgenden Spielstufe zu deckende Nachfrage bekannt ist. Es wird gezeigt, dass die insgesamt zur Verfügung stehende Erzeugungskapazität im Duopol sowohl größer als auch kleiner als im Monopol sein kann, da mehrere Gleichgewichte existieren. Bestehen für die Unternehmen im Duopol hingegen Möglichkeiten, ihre Entscheidungen zu koordinieren, ist der durch die Kunden zu zahlende Preis im Duopol höher als im Monopol.¹²⁵

Das zuletzt genannte Ergebnis unterscheidet sich von den Ergebnissen für andere Märkte und unter anderen Annahmen, in denen die Preise im Duopol üblicherweise niedriger sind als der Monopolpreis¹²⁶. Die dem hier betrachteten mehrstufigen Spiel zugrunde liegenden Annahmen über die den Akteuren zur Verfügung stehenden Informationen, die Handlungsoptionen der Akteure und die zu beachtenden Randbedingungen sind somit von zentraler Bedeutung. Ohne einen Vergleich dieser Annahmen mit den Eigenschaften realer Märkte und eine ausführliche Analyse der Auswirkungen vorausgesetzter Vereinfachungen kann dieses Ergebnis der Arbeit nicht auf reale Elektrizitätsmärkte übertragen werden.

Ein anderes zentrales Ergebnis von Boom (2003) ist die Erkenntnis, dass Akteure grundsätzlich in ausreichendem Maße in Erzeugungskapazitäten investieren, sodass die in der zweiten Spielstufe zu deckende Last immer versorgt werden kann, auch wenn alle Akteure in der ersten Spielstufe nur über unvollständige Information verfügen.¹²⁷ Dieses Ergebnis ist jedoch wesentlich auf die zentrale Annahme zurückzuführen, dass Stromerzeuger in der zweiten Spielstufe keine Gewinne erwirtschaften, wenn sie über ihre Erzeugungskapazität hinausgehende Last versorgen müssen. Die Akteure besitzen folglich einen hohen Anreiz, ausreichend Erzeugungskapazität zur Verfügung zu stellen. Zudem erhöht sich durch diese Annahme der Anreiz, hohe Preise für die Kunden zu setzen, da dies die als elastisch angenommene Nachfrage verringert und somit das Risiko, einen Teil der Last nicht versorgen zu können, reduziert.

Die Ergebnisse dieser Arbeit sind somit nicht geeignet, Angebots- und Investitionsstrategien der Stromerzeuger in realen Märkten zu erklären. Die Anwendung des spieltheoretischen Modells liefert lediglich Erkenntnisse über grundsätzliche Anreize und Verhaltensweisen von Stromerzeugern im Mono- und im Duopol, die jedoch allenfalls auf einzelne Aspekte des realen europäischen Elektrizitätsmarktes übertra-

¹²⁵vgl. Boom (2003), S. iii.

¹²⁶vgl. Feess (2004), S. 317–319.

¹²⁷vgl. Boom (2003), S. 20.

gen werden können. Wechselwirkungen zwischen unterschiedlichen realen Märkten, die Auswirkungen real vorhandener Handlungs- und Vermarktungsoptionen sowie technische Randbedingungen von Stromerzeugung und -übertragung werden nicht betrachtet.

2.3.3 Verhalten der Netzbetreiber

Neben den Arbeiten zur Analyse des Verhaltens von Stromerzeugern existieren Arbeiten, die das Verhalten von Netzbetreibern untersuchen und bewerten. Da elektrische Netze Eigenschaften natürlicher Monopole aufweisen, werden Entscheidungen der Netzbetreiber im Vergleich zum Verhalten der Stromerzeuger deutlich schwächer von anderen Akteuren beeinflusst. Netzbetreiber sind daher geringerem Wettbewerbsdruck ausgesetzt.¹²⁸ Die überwiegende Zahl der Arbeiten zum Verhalten von Netzbetreibern analysiert daher das Verhalten von Akteuren, die sowohl Netzbetreiber als auch Stromerzeuger und demnach integrierte Energieversorgungsunternehmen sind.

Schmidtchen/Bier (2005) stellt dar, welche Anreize ein integriertes Stromerzeugungs- und -übertragungsunternehmen besitzt, Wettbewerber im Bereich der Stromerzeugung durch Fordern hoher Netznutzungsentgelte vom Markt für elektrische Energie fernzuhalten. Wesentliches Ergebnis der Analyse ist, dass dieses integrierte Unternehmen Wettbewerber nicht am Markteintritt hindert, wenn der Wettbewerber im Bereich der Stromerzeugung Kostenvorteile gegenüber den durch das integrierte Unternehmen bewirtschafteten Erzeugungsanlagen besitzt.¹²⁹ In diesem Fall ist es für das integrierte Unternehmen vorteilhaft, Netznutzungsentgelte zu verlangen, die dem Wettbewerber positive, aber sehr geringe Gewinne ermöglichen. Durch dieses Vorgehen wird der wirtschaftliche Vorteil der kostengünstigen Erzeugungskapazität auf das integrierte Unternehmen übertragen, dass nahezu den vollständigen Gewinn, der sich aus diesem Vorteil ergibt, abschöpfen kann.

Im Falle eines Kostenvorteils des integrierten Unternehmens oder bei gleicher Kostenstruktur der Erzeugungskapazitäten ist das Ergebnis nicht eindeutig. Grundsätzlich besteht in diesen Fällen die Gefahr, dass integrierte Unternehmen Wettbewerber durch hohe Netznutzungsentgelte oder diskriminierende Maßnahmen vom Markteintritt abhalten. Das Ergebnis hängt jedoch entscheidend von der Differenz der Produktionskosten und der Preisdynamik des Marktes ab.¹³⁰

¹²⁸ vgl. Haubrich/Fritz/Maurer (2008).

¹²⁹ vgl. Schmidtchen/Bier (2005), S. 1.

¹³⁰ vgl. ebd., S. 24.

Die Erkenntnisse dieser Arbeit lassen sich teilweise empirisch anhand der Entwicklung des realen europäischen Elektrizitätsmarktes in den vergangenen Jahren belegen. Vertikal integrierte Unternehmen, die den in dieser Arbeit betrachteten Akteuren entsprechen, existieren hingegen derzeit im realen Markt aufgrund der geltenden, restriktiven Entflechtungsvorschriften¹³¹ nicht mehr. Zur Prognose der zukünftigen Entwicklung des europäischen Elektrizitätsmarktes unter Beachtung der Wechselwirkungen zwischen unterschiedlichen Akteuren und Marktgebieten ist das in Schmidtchen/Bier (2005) entwickelte Modell daher nicht geeignet.

2.4 Anforderungen an das zu entwickelnde Modell

Die Ergebnisse der Analyse existierender Arbeiten, die sich vollständig oder teilweise mit der zukünftigen Entwicklung des europäischen Elektrizitätsmarktes oder einzelner Bereiche dieses Marktes beschäftigen, werden im Folgenden zusammengefasst.

- Makroökonomische Arbeiten berücksichtigen Kopplungen zwischen dem Markt für elektrische Energie und globalen Märkten, wie beispielsweise Weltmärkten für Primärenergieträger. Weiterhin modellieren einige makroökonomische Arbeiten Wechselwirkungen zwischen Elektrizitätsmärkten und der wirtschaftlichen und industriellen Entwicklung der Länder innerhalb des Betrachtungsbereiches. Derartige Arbeiten sind insbesondere geeignet, globale Entwicklungen wie einen Anstieg der Primärenergiepreise und deren Auswirkungen auf große Märkte, Länder oder Kontinente zu analysieren.

Das Verhalten einzelner Akteure und spezifische Entwicklungen innerhalb des Marktes werden in existierenden Arbeiten zur Entwicklung des europäischen Elektrizitätsmarktes hingegen nicht betrachtet. Auch technische Restriktionen von Stromerzeugung und -übertragung werden allenfalls stark vereinfacht berücksichtigt. Es bleibt daher offen, ob und wie diese nicht modellierten Einflussgrößen das Marktergebnis beeinflussen. Makroökonomische Analysen der zukünftigen Entwicklung des europäischen Elektrizitätsmarktes basieren überwiegend auf Annahmen über die Entwicklung wesentlicher Eigenschaften dieses Marktes – beispielsweise die je Primärenergieträger installierte Erzeugungskapazität – und erläutern die Wechselwirkungen mit anderen Eigenschaften des Marktes oder anderen Märkten. Die Ursachen für die vorausgesetzte Marktentwicklung, die letztlich auf Entscheidungen der Marktteilnehmer basiert, können derartige Arbeiten hingegen nicht erklären.

¹³¹ vgl. Richtlinie 2003/54/EG des Europäischen Parlaments und des Rates.

- Ökonomisch-technische Modelle modellieren die individuellen ökonomischen Präferenzen der Marktakteure und können technische Restriktionen des europäischen Elektrizitätsmarktes berücksichtigen, da sie die technischen Eigenschaften des europäischen Verbundnetzes und der angeschlossenen Erzeugungsanlagen je nach Fragestellung detailliert abbilden. Der Betrachtungsbe- reich ökonomisch-technischer Modelle ist aufgrund dieses im Vergleich zu makroökonomischen Modellen höheren Detailgrades begrenzt. Wechselwirkungen mit anderen Märkten und Rückwirkungen der Marktentwicklung auf globale Einflussfaktoren werden üblicherweise durch Annahmen vereinfacht betrachtet.

Die existierenden ökonomisch-technischen Arbeiten zur Entwicklung des europäischen Elektrizitätsmarktes fokussieren überwiegend auf der Analyse einzelner Fragestellungen und untersuchen beispielsweise die optimale Vergabe von Übertragungsrechten im europäischen Verbundnetz. Umfassende Modelle, mit denen die Entwicklung des gesamten Elektrizitätsmarktes unter Beachtung der Wechselwirkungen zwischen Stromerzeugung und -übertragung und den individuellen Präferenzen der Akteure analysiert werden kann, existieren nur für den deutschen Markt und erfassen die Rückwirkungen auf angrenzende Märkte und Länder sowie die daraus folgenden Konsequenzen nur vereinfacht.

- Spieltheoretische Modelle vermeiden Annahmen über das Verhalten der Marktteilnehmer und setzen lediglich Annahmen über deren Präferenzen voraus. Sämtliche Entscheidungen der Akteure sind dann unter der zusätzlichen Annahme rationalen Verhaltens aller Akteure objektiv bestimmbar. Vorteil spieltheoretischer Arbeiten ist insbesondere, dass Berechnungsergebnisse mathematisch beweisbar sind. Als nachteilig erweist sich bei der praktischen Anwendung hingegen der erhebliche Aufwand zur Definition der Präferenzen der Marktteilnehmer und der Rechenzeitbedarf zum Lösen der resultierenden Gleichungssysteme.

Die existierenden spieltheoretischen Arbeiten zu Eigenschaften des europäischen Elektrizitätsmarktes beschränken sind überwiegend auf eine statische Betrachtung und eine exemplarische Analyse stilisierter Märkte mit wenigen – üblicherweise ein oder zwei – Marktteilnehmern. Technische Restriktionen von Stromerzeugung und -übertragung werden vernachlässigt oder allenfalls stark vereinfacht modelliert. Zur Analyse der Entwicklung des realen europäischen Elektrizitätsmarktes sind die existierenden spieltheoretischen Arbeiten daher nicht geeignet.

Die exakte Modellierung aller Eigenschaften des gesamten europäischen Elektrizitätsmarktes ist auch in der vorliegenden Arbeit nicht möglich. Einerseits sind zahlreiche Informationen, die für die Erstellung eines derart umfassenden Modells erforderlich sind, geschäftsrelevante und damit vertrauliche Informationen, die nicht öffentlich verfügbar sind. Andererseits ist die Anwendung von Modellen immer gerade dann sinnvoll, wenn die verwendeten Modelle handhabbare und übersichtliche Darstellungen der Realität mit an die zu untersuchende Fragestellung angepassten Vereinfachungen sind. Insgesamt ergeben sich damit für das in dieser Arbeit zu entwickelnde Modell, das für die Analyse der zukünftigen Entwicklung des europäischen Elektrizitätsmarktes geeignet sein muss, folgende Voraussetzungen.

- Das Modell muss die für die Entwicklung des europäischen Elektrizitätsmarktes relevanten Eigenschaften des Verbundnetzes und der angeschlossenen Erzeugungsanlagen abbilden.
- Veränderungen exogener Einflussfaktoren wie beispielsweise Importpreise für Primärenergieträger sowie Unsicherheiten über deren zukünftige Entwicklung müssen im Modell berücksichtigt werden.
- Technische Restriktionen der Erzeugungsanlagen für elektrische Energie und des Verbundnetzes sind zu beachten.
- Die individuellen Präferenzen der realen Marktteilnehmer sind – soweit verfügbar – ebenfalls zu berücksichtigen.

Aufgrund dieser Anforderungen an das zu entwickelnde Modell und der Eigenschaften der vorgestellten Modellklassen sind ökonomisch-technische Modelle besonders zur Abbildung des realen Marktes geeignet. Grundsätzlich ist jedoch auch die Entwicklung eines im Vergleich zu existierenden Arbeiten erweiterten spieltheoretischen Modells möglich. Inwieweit der Anwendungsbereich eines derartigen Modells aus praktischen Gründen begrenzt ist, kann nur auf Basis einer exemplarischen Modellanwendung bewertet werden. Aus diesem Grund wird in Kapitel 3 zunächst ein neu entwickeltes spieltheoretisches Modell für Elektrizitätsmärkte vorgestellt und hinsichtlich seiner Anwendbarkeit auf den realen europäischen Markt für elektrische Energie untersucht. In Kapitel 4 wird anschließend ein ökonomisch-technisches Modell für den europäischen Elektrizitätsmarkt entwickelt, das mit Hilfe des in Kapitel 5 vorgestellten Verfahrens zur Analyse der zukünftigen Entwicklung dieses Marktes geeignet ist.

3 Spieltheoretisches Modell für Elektrizitätsmärkte

In diesem Kapitel wird ein spieltheoretisches Modell, das charakteristische Eigenschaften realer Elektrizitätsmärkte erfasst, vorgestellt. Das Modell basiert auf einer im Vergleich zu existierenden Arbeiten neuartigen Beschreibung des Marktes, um zusätzliche, durch bestehende Arbeiten nicht erfasste Wirkungsmechanismen identifizieren zu können. In Abschnitt 3.1 werden der Betrachtungs- und Anwendungsbereich des Modells erläutert und die Nutzenfunktionen der Marktteilnehmer definiert. Abschnitt 3.2 stellt anschließend eine Methodik zur Berechnung von Gleichgewichten auf Basis dieser Nutzenfunktionen vor. Abschnitt 3.3 erläutert, welche Modellerweiterungen erforderlich sind, um das Modell auf reale Märkte unter Berücksichtigung aller relevanten Restriktionen anwenden zu können. In Abschnitt 3.4 wird abschließend bewertet, ob derartige Erweiterungen sinnvoll sind und inwieweit spieltheoretische Modelle zur Analyse der Entwicklung realer Elektrizitätsmärkte eingesetzt werden können.

3.1 Spieltheoretisches Modell

3.1.1 Betrachtungsbereich

Wie in Abschnitt 2.3 erläutert, basieren spieltheoretische Modelle auf einer formalen Beschreibung der individuellen Präferenzen aller Akteure und der Annahme rationalen, gewinnmaximierenden Verhaltens. Um die Verhaltensentscheidungen der Marktteilnehmer zu berechnen, wird der Nutzen der Akteure als Funktion dieser Entscheidungen und exogener Einflussfaktoren definiert. Hierfür muss zunächst der Betrachtungsbereich des Modells festgelegt werden, um die zu modellierenden Einflussfaktoren und Entscheidungsvariablen abzugrenzen.

Bei der Entwicklung spieltheoretischer Modelle ist es sinnvoll, das Modell in einem ersten Schritt für einen engen Betrachtungsbereich zu entwickeln und anschließend sukzessive zu erweitern. Durch diese Vorgehensweise können zunächst einige wenige Präferenzen und Handlungsoptionen der Akteure erfasst und deren Wechselwir-

kungen analysiert werden. Wenn die Auswirkungen dieser Modelleigenschaften auf die Ergebnisse der Modellanwendung bekannt sind, können weitere Randbedingungen und Freiheitsgrade in das Modell integriert und deren Einfluss auf die Modellergebnisse untersucht werden. Das Modell kann somit schrittweise an die in der Realität vorhandenen, vielfältigen Einflussfaktoren und Handlungsoptionen angenähert werden.

Der Betrachtungsbereich des im Folgenden entwickelten spieltheoretischen Modells wird zunächst wie folgt abgegrenzt.

- Es werden ausschließlich Stromerzeuger betrachtet. Weitere Teilnehmer des realen europäischen Elektrizitätsmarktes wie Netzbetreiber, Kunden und politische Akteure werden nicht modelliert.
- Stromerzeuger verkaufen elektrische Energie in einem einstufigen Spiel direkt an Kunden. Da Kunden nicht als eigenständige Akteure abgebildet werden, ist die von Stromerzeugern verkaufte Energie durch eine Preis-Absatz-Funktion gegeben. Stromerzeuger haben nicht die Möglichkeit, die von ihnen angebotenen Mengen oder Preise in einem mehrstufigen oder dynamischen Spiel über der Zeit zu korrigieren.
- Stromerzeuger treten ausschließlich als Anbieter elektrischer Energie am Markt auf. Handel zwischen diesen Akteuren findet nicht statt.
- Es wird nur ein Marktgebiet betrachtet. Alle Stromerzeuger bieten elektrische Energie an dem zu diesem Marktgebiet gehörenden Handlungspunkt an. Kunden können Energie ausschließlich von diesem Handlungspunkt beziehen.
- Begrenzte Übertragungskapazitäten werden vernachlässigt. Engpässe treten daher nicht auf und müssen im Modell nicht berücksichtigt werden.

Es wird weiterhin davon ausgegangen, dass die von den Kunden insgesamt nachgefragte elektrische Energie bekannt ist. Um die Definition von Lastganglinien zu vermeiden, wird ein Zeitraum von einer Stunde betrachtet, innerhalb der die von Kunden bezogene Leistung konstant ist. Da lediglich ein einstufiges Spiel betrachtet wird, ändert sich auch der Kraftwerkseinsatz innerhalb dieses Zeitraums von einer Stunde nicht. Aus diesem Grund werden technische Restriktionen der Stromerzeugung wie An- und Abfahrzeiten und begrenzte Leistungsänderungsgeschwindigkeiten ebenfalls vernachlässigt.

Aus den restriktiven Anforderungen an den Betrachtungsbereich des Modells folgt, dass die maximal durch ein Unternehmen verkaufbare elektrische Energie durch die Erzeugungskapazität der zu diesem Unternehmen gehörenden Stromerzeugungsanlagen begrenzt ist. Es ist nicht möglich, elektrische Energie von anderen Unternehmen zu beschaffen und an Kunden zu verkaufen, da Handel zwischen Stromerzeugern ausgeschlossen ist.

In existierenden spieltheoretischen Modellen für Elektrizitätsmärkte wird üblicherweise davon ausgegangen, dass die Nachfrage nach elektrischer Energie eine – wenn auch nur geringe – Preiselastizität besitzt. Diese Annahme ist erforderlich, da es bei vollständig unelastischer Nachfrage und unzureichendem Angebot, das auch durch physische Zurückhaltung von Erzeugungskapazität durch Marktteilnehmer verursacht werden kann, keinen Schnittpunkt zwischen Angebots- und Nachfragekurve und dadurch keinen definierten Marktpreis gibt.¹

In dieser Arbeit wird ein anderer Ansatz zur Modellierung der Nachfrage gewählt und angenommen, dass die insgesamt nachgefragte elektrische Energie vollständig preisunelastisch ist. Entscheidungsvariablen der Stromerzeuger sind die Preise, zu denen sie elektrische Energie am gemeinsamen Handlungspunkt anbieten. Die insgesamt nachgefragte Menge teilt sich entsprechend den Angebotspreisen auf die einzelnen Anbieter auf. Hierfür wird angenommen, dass die von einem Unternehmen verkaufte Menge sinkt, wenn die Differenz zwischen dem Angebotspreis des Unternehmens und den Angebotspreisen der Konkurrenten steigt. Um diesen Zusammenhang formal zu definieren, wird eine *relative Preisbewertungszahl* Δ eingeführt und entsprechend Formel 3.1 definiert.

$$\Delta_i = \sum_{j=1}^n (p_i - p_j) \quad (3.1)$$

Der Zusammenhang zwischen der relativen Preisbewertungszahl Δ_i und der durch ein Unternehmen i verkauften Menge y_i ist qualitativ in Abbildung 3.1 dargestellt.

Aus Formel 3.1 und Abbildung 3.1 folgt, dass sich die von einem Unternehmen verkaufte Menge nicht sprunghaft ändert, wenn das Unternehmen seinen Angebotspreis im Verhältnis zu den Preisen der Konkurrenten erhöht oder verringert. Dieser Effekt kann auch in realen Elektrizitätsmärkten beobachtet werden und ist unter anderem dadurch begründet, dass elektrische Energie zwar ein homogenes Gut darstellt, die

¹vgl. Stoff (2002), S. 43.

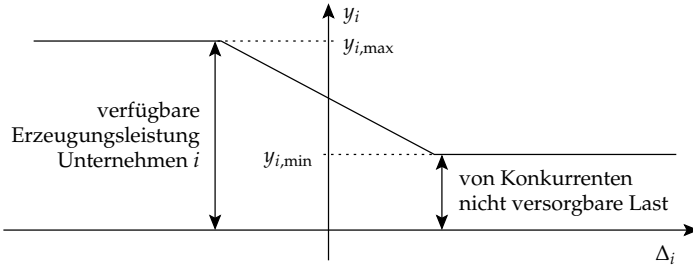


Abbildung 3.1: Qualitativer Zusammenhang zwischen Δ_i und y_i

Wahl des Versorgers aber durch weitere Präferenzen der Kunden beeinflusst wird. Mögliche zusätzliche, für Entscheidungen der Kunden relevante Kriterien sind beispielsweise die Unterstützung der eigenen Region durch Wahl des lokalen Versorgers oder Maßnahmen unterschiedlicher Anbieter zur Förderung erneuerbarer Energien.

Neben diesen Eigenschaften der Preissensitivität der Kunden wird in realen Elektrizitätsmärkten häufig beobachtet, dass Kunden auf große Preisunterschiede überproportional stärker reagieren als auf geringe Differenzen zwischen Angebotspreisen der Stromerzeuger. Dieser Effekt kann durch den real vorhandenen oder zumindest von den Kunden erwarteten Aufwand für einen Wechsel des Anbieters und die daraus folgenden Transaktionskosten erklärt werden. Exemplarisch wird in dieser Arbeit angenommen, dass der Zusammenhang zwischen den Preisdifferenzen der Angebotspreise und der relativen Preisbewertungszahl nicht linear ist und die Definition für Δ_i entsprechend Formel 3.2 erweitert. Die exponentielle Preissensitivität s der Kunden wird durch einen ganzzahligen Wert beschrieben.

$$\Delta_i = \sum_{j=1}^n (p_i - p_j)^s \cdot \text{sign}^{s-1}(p_i - p_j) \quad (3.2)$$

Setzen alle Akteure identische Angebotspreise, ist die relative Preisbewertungszahl für alle Unternehmen gleich Null. Für diesen Fall wird angenommen, dass sich die Nachfrage zu gleichen Teilen auf alle Anbieter verteilt. Die durch ein Unternehmen ohne Berücksichtigung der zur Verfügung stehenden Erzeugungskapazität theoretisch verkaufte Menge $y_{i,\text{lin}}$ ergibt sich dadurch in Abhängigkeit von der insgesamt

nachgefragten Menge $P_{\text{Last,ges}}$ und der linearen Preissensitivität m der Kunden nach Formel 3.3.

$$y_{i,\text{lin}} = \frac{P_{\text{Last,ges}}}{n} + m \cdot \Delta_i \quad (3.3)$$

Unter zusätzlicher Berücksichtigung der begrenzten Erzeugungskapazitäten gelten für die maximal und minimal durch ein Unternehmen verkauften Mengen $y_{i,\text{max}}$ und $y_{i,\text{min}}$ die Gleichungen in Formel 3.4 und Formel 3.5.

$$y_{i,\text{max}} = P_{\text{Erz},i} \quad (3.4)$$

$$y_{i,\text{min}} = \max(0; P_{\text{Last,ges}} - \sum_{j \neq i} P_{\text{Erz},j}) \quad (3.5)$$

Die tatsächlich verkaufte Menge y_i ist abschließend nach Formel 3.6 vollständig beschrieben.

$$y_i = \left\{ \begin{array}{ll} y_{i,\text{max}} & , \quad y_{i,\text{lin}} \geq y_{i,\text{max}} \\ y_{i,\text{lin}} & , \quad y_{i,\text{min}} < y_{i,\text{lin}} < y_{i,\text{max}} \\ y_{i,\text{min}} & , \quad y_{i,\text{lin}} \leq y_{i,\text{min}} \end{array} \right\} \quad (3.6)$$

3.1.2 Nutzenfunktion

Der Nutzen eines Stromerzeugers entspricht der Differenz aus den durch Verkauf elektrischer Energie erzielten Erlösen und den variablen Stromerzeugungskosten. Da ein einstufiges Spiel betrachtet wird und Stromerzeuger keine Investitionsentscheidungen treffen, sind Fixkosten bereits versunken und für das Verhalten der Akteure nicht relevant. Nach Abschnitt 3.1.1 hängt die von einem Unternehmen i verkaufte Menge y_i von den Angebotspreisen aller Unternehmen und damit vom Vektor \vec{p} der Angebotspreise ab. Die Summe K_i der variablen Stromerzeugungskosten eines Unternehmens i wird sowohl durch die variablen Kosten der Kraftwerke des Unter-

nehmens als auch durch die verkaufte Menge y_i bestimmt. Für den Nutzen Φ_i eines Unternehmens gilt daher der Zusammenhang nach Formel 3.7.

$$\Phi_i = y_i(\vec{p}) \cdot p_i - K_i(y_i(\vec{p})) \quad (3.7)$$

Für gegebene Angebotspreise der Konkurrenten kann der gewinnmaximierende Angebotspreis für ein Unternehmen nach der in Formel 3.8 und Formel 3.9 dargestellten Optimalitätsbedingung berechnet werden.

$$\frac{\partial \Phi_i}{\partial p_i} = 0 \quad (3.8)$$

$$\Leftrightarrow \frac{\partial y_i}{\partial p_i} \cdot p_i + y_i = \frac{\partial K_i}{\partial y_i} \cdot \frac{\partial y_i}{\partial p_i} \quad (3.9)$$

Das von Stromerzeugern zu lösende Optimierungsproblem wird im Folgenden näher analysiert. Hierfür wird angenommen, dass die variablen Erzeugungskosten eines Kraftwerks über den gesamten Leistungsbereich dieses Kraftwerks konstant sind (vgl. Abbildung 3.2). Die Kurve der aufsteigend sortierten variablen Erzeugungskosten der Kraftwerke über der kumulierten Erzeugungskapazität wird auch als *Merit Order* bezeichnet.

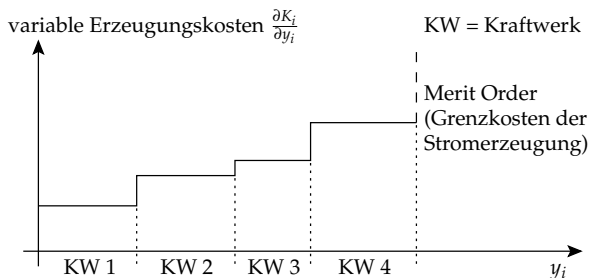


Abbildung 3.2: Exemplarische Merit Order der variablen Erzeugungskosten

Weiterhin wird zunächst vorausgesetzt, dass für die exponentielle Preissensitivität der Kunden $s = 1$ gilt. Der Zusammenhang zwischen dem Angebotspreis p_i und der verkauften Menge y_i eines Unternehmens ist somit linear. Für die Ableitung der verkauften Menge y_i nach dem Angebotspreis p_i gilt Formel 3.10.

$$\frac{\partial y_i}{\partial p_i} = \frac{\partial y_i}{\partial \Delta_i} \cdot \frac{\partial \Delta_i}{\partial p_i} = \begin{cases} m \cdot (n - 1) & , \quad y_{i,\min} < y_i < y_{i,\max} \\ 0 & , \quad \text{sonst} \end{cases} \quad (3.10)$$

Die Ableitung des Nutzens Φ_i nach dem Angebotspreis p_i eines Unternehmens (vgl. Formel 3.8 und Formel 3.9) ist in Abbildung 3.3 exemplarisch dargestellt. Die Ursachen für den Verlauf der Funktion in den vier gekennzeichneten Bereichen werden im Folgenden erläutert.

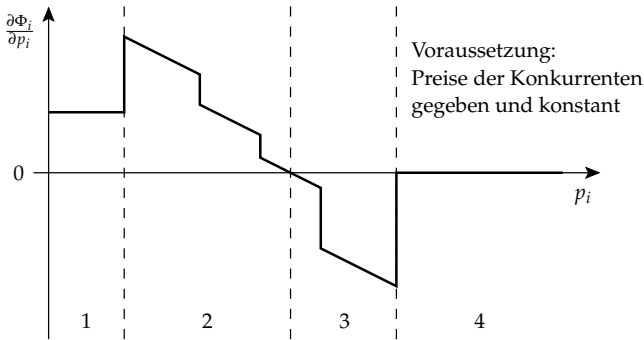


Abbildung 3.3: Ableitung der Nutzenfunktion nach dem Angebotspreis

Für die zweite Ableitung des Nutzens Φ_i nach dem Angebotspreis p_i und damit die Steigung der Kurve in Abbildung 3.3 gilt allgemein Formel 3.11.

$$\frac{\partial^2 \Phi_i}{\partial^2 p_i} = \frac{\partial^2 y_i}{\partial^2 p_i} \cdot p_i + 2 \cdot \frac{\partial y_i}{\partial p_i} - \frac{\partial K_i}{\partial y_i} \cdot \frac{\partial^2 y_i}{\partial^2 p_i} \quad (3.11)$$

$$\text{mit } \frac{\partial^2 y_i}{\partial^2 p_i} = \frac{\partial y_i}{\partial \Delta_i} \cdot \frac{\partial^2 \Delta_i}{\partial^2 p_i} \quad (3.12)$$

Unter der Annahme $s = 1$ ist die zweite Ableitung der verkauften Menge y_i nach dem Angebotspreis p_i gleich Null. Formel 3.11 kann daher zu Formel 3.13 vereinfacht werden.

$$\frac{\partial^2 \Phi_i}{\partial^2 p_i} = 2 \cdot \frac{\partial y_i}{\partial p_i} \quad (3.13)$$

Der Verlauf der Ableitung des Nutzens Φ_i nach dem Angebotspreis p_i ist daher in den vier in Abbildung 3.3 gekennzeichneten Bereichen wie folgt erklärbar.

- In Bereich 1 ist der von Unternehmen i gesetzte Angebotspreis im Verhältnis zu den Angebotspreisen der Konkurrenten derart gering, dass die von diesem Unternehmen verkaufte Menge durch die verfügbare Erzeugungskapazität des Unternehmens begrenzt wird. Es gilt somit $y_i = y_{i,\max}$. Eine Erhöhung des Angebotspreises führt innerhalb von Bereich 1 nicht zu einer Änderung der verkauften Menge, nach Formel 3.7 aber zu einem Anstieg des Nutzens aufgrund höherer Erlöse. Die zusätzlichen Erlöse entsprechen dem Produkt aus der Änderung des Angebotspreises und der verkauften Menge $y_{i,\max}$. Für die Ableitung des Nutzens nach dem Angebotspreis gilt somit Formel 3.14.

$$\frac{\partial \Phi_i}{\partial p_i} = y_{i,\max} \quad (3.14)$$

- In Bereich 2 ist die relative Preisbewertungszahl Δ_i so hoch, dass Unternehmen i nicht die gesamte verfügbare Erzeugungskapazität zur Versorgung seiner Kunden einsetzt. Der Angebotspreis des Unternehmens ist jedoch geringer als die Grenzkosten der Stromerzeugung. Jede verkaufte Einheit führt somit zu einem Verlust und verringert den Nutzen des Unternehmens. Eine Erhöhung des Angebotspreises führt zu einer höheren relativen Preisbewertungszahl und nach Abbildung 3.1 zu einer geringeren verkauften Menge y_i . Der Nutzen des Unternehmens wird dadurch gesteigert, da die Differenz zwischen den Grenzkosten der Stromerzeugung und dem Angebotspreis geringer wird und weniger Erzeugungskapazität mit variablen Kosten oberhalb des Angebotspreises eingesetzt werden muss. Für die Ableitung des Nutzens nach dem Angebotspreis gilt Formel 3.13. Sprungstellen treten in dieser Funktion auf, wenn bei einer Erhöhung des Angebotspreises nicht nur die Erzeugungsleistung des eingesetzten Kraftwerks mit den höchsten variablen Erzeugungskosten verringert wird, sondern dieses Kraftwerk vollständig nicht mehr benötigt wird und das

in der Merit Order nach Abbildung 3.2 nächst günstigere Kraftwerk die Grenzkosten der Stromerzeugung bestimmt.

- In Bereich 3 wird ebenfalls nicht die gesamte Erzeugungskapazität von Unternehmen i zur Versorgung der Kunden eingesetzt, der Angebotspreis p_i ist jedoch höher als die Grenzkosten der Stromerzeugung. Eine weitere Erhöhung des Angebotspreises führt zu zusätzlichen Erlösen aus jeder verkauften Einheit. Die insgesamt verkaufte Menge y_i nimmt aufgrund der mit dem Angebotspreis steigenden relativen Preisbewertungszahl hingegen ab. Insgesamt verringert sich dadurch der Nutzen in Bereich 3 analog zu Bereich 2 entsprechend Formel 3.13. Auch in Bereich 3 treten Sprungstellen auf, wenn das zur Stromerzeugung eingesetzte Kraftwerk mit den höchsten variablen Erzeugungskosten nicht mehr zur Versorgung der Kunden benötigt wird und die Grenzkosten der Stromerzeugung durch das nächst günstigere Kraftwerk bestimmt werden. Da dieses Kraftwerk aufgrund der größeren Differenz zwischen Angebotspreis und variablen Erzeugungskosten höhere Deckungsbeiträge erwirtschaftet, nimmt der Nutzen bei weiterer Reduzierung der verkauften Menge schneller ab.
- In Bereich 4 ist der Angebotspreis des Unternehmens derart hoch, dass lediglich die Menge $y_{i,\min}$ verkauft wird (vgl. Formel 3.5). Diese Menge ist entweder gleich Null oder gleich der Menge, die von den Konkurrenten aufgrund zu geringer verfügbarer Erzeugungskapazität nicht versorgt werden kann und daher unabhängig vom Angebotspreis p_i . Bei einer weiteren Erhöhung des Angebotspreises ändert sich y_i daher nicht, für $y_{i,\min} > 0$ nach Formel 3.7 aber der Nutzen des Unternehmens aufgrund zusätzlicher Erlöse für jede verkaufte Einheit. Für die Ableitung des Nutzens nach dem Angebotspreis gilt in diesem Bereich Formel 3.15.

$$\frac{\partial \Phi_i}{\partial p_i} = y_{i,\min} \quad (3.15)$$

Eine positive Steigung des Nutzens in Bereich 4 bedeutet, dass jede weitere Erhöhung des Angebotspreises auch den Nutzen des Unternehmens erhöht. Dieser Effekt ist auf die Annahme einer preisunelastischen Nachfrage zurückzuführen und auf Basis des Modells plausibel. Die Anwendung des Modells ist dadurch jedoch auf Märkte beschränkt, in denen kein Akteur durch physische Zurückhaltung von Erzeugungskapazität die Summe der von allen Akteuren angebotenen Menge auf einen Wert unterhalb der nachgefragten Menge beschränken kann.

Entsprechend der Optimalitätsbedingung aus Formel 3.8 und Formel 3.9 entspricht der gewinnmaximierende Angebotspreis p_i^* für Unternehmen i bei gegebenen Angebotspreisen der Konkurrenten der Nullstelle der Funktion aus Abbildung 3.3. Diese kann unter Berücksichtigung der Sprungstellen iterativ bestimmt werden (vgl. Abschnitt 3.2.2) und ist zwischen den Sprungstellen aufgrund des linearen Funktionsverlaufs analytisch bestimmbar. Für $s \neq 1$ verläuft die Ableitung des Nutzens Φ_i nach dem Angebotspreis p_i zwischen den Sprungstellen nicht mehr linear, da die zweite Ableitung der verkauften Menge y_i nach dem Angebotspreis p_i in diesem Fall ungleich Null ist. Zur Bestimmung der Nullstelle sind dann aufwändigere Verfahren erforderlich.

3.1.3 Anforderungen an Lösungsverfahren

Die Analyse der Nutzenfunktion in Abschnitt 3.1.2 zeigt, wie der gewinnmaximierende Angebotspreis p_i^* für ein Unternehmen i bei gegebenen Angebotspreisen der Konkurrenten ermittelt werden kann. Änderungen des Angebotspreises eines Unternehmens wirken sich nach Formel 3.7 jedoch auf den Nutzen aller Unternehmen aus, da die relative Preisbewertungszahl und damit die verkaufte Menge von den Angebotspreisen aller Unternehmen abhängt. Nach Änderungen des Angebotspreises eines Unternehmens sind daher Angebotspreise der anderen Unternehmen, die zuvor den Nutzen dieser Unternehmen maximierten, im Allgemeinen nicht mehr optimal.

Gleichgewichte in spieltheoretischen Modellen erfordern, dass kein Akteur einen Anreiz besitzt, sein Verhalten zu ändern, sofern alle anderen Akteure bei ihrem Verhalten bleiben.² In Gleichgewichtszuständen des in diesem Kapitel entwickelten Modells müssen demnach alle Unternehmen ihren individuellen Gewinn maximieren, da nur dann kein Akteur einen Anreiz hat, von seinem Angebotspreis abzuweichen. Es muss daher ein Vektor von Angebotspreisen gefunden werden, der den individuellen Nutzen aller Unternehmen gleichzeitig maximiert. Hierfür ist die Gleichung nach Formel 3.16 zu lösen.

$$f(\vec{p}^*) = \begin{pmatrix} f_1(\vec{p}^*) \\ \dots \\ f_n(\vec{p}^*) \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \frac{\partial y_1}{\partial p_1} \cdot p_1^* + y_1 - \frac{\partial K_1}{\partial y_1} \cdot \frac{\partial y_1}{\partial p_1} \\ \dots \\ \frac{\partial y_n}{\partial p_n} \cdot p_n^* + y_n - \frac{\partial K_n}{\partial y_n} \cdot \frac{\partial y_n}{\partial p_n} \end{pmatrix} = 0 \quad (3.16)$$

²vgl. Feess (2004), S. 25–26.

Grundsätzlich können in spieltheoretischen Modellen mehrere Gleichgewichte existieren. Unter den Voraussetzungen $y_{i,\max} > 0$ und $y_{i,\min} = 0$ für alle i ist dies jedoch nicht möglich, da in diesem Fall in den Bereichen 1 bis 3 aus Abbildung 3.3 höchstens eine Nullstelle existiert. In Abhängigkeit von den variablen Kosten der Erzeugungskapazität eines Akteurs und den Angebotspreisen der Konkurrenten ist es hingegen möglich, dass keine Nullstelle in diesen Bereichen existiert. Die im folgenden Abschnitt 3.2 vorgestellten Lösungsverfahren müssen in der Lage sein, existierende Gleichgewichte in handhabbarer Rechenzeit zu finden und Situationen, in denen keine Nullstellen der Ableitung der Nutzenfunktion existieren, zu identifizieren.

3.2 Berechnung von Gleichgewichten

3.2.1 Newton-Verfahren

Nullstellen nicht linearer Funktionen können grundsätzlich mit Hilfe des *Newton-Verfahrens* bestimmt werden.³ Dieses Verfahren ist auf ein- und mehrdimensionale Funktionen anwendbar und basiert auf einer iterativen Suche der Nullstellen sowie Linearisierungen der zu untersuchenden Funktion. Für die Suche der Nullstellen der Funktion nach Formel 3.16 wird zunächst ein Vektor mit Angebotspreisen der Unternehmen als Startwert \vec{p}^0 festgelegt⁴.

In jeder Iteration werden die partiellen Ableitungen der Funktion $f(\vec{p})$ nach Formel 3.17 berechnet und der Vektor \vec{x}^k durch Lösen der Gleichung nach Formel 3.18 bestimmt.

$$f'(\vec{p}) = \begin{pmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial p_1} & \frac{\partial f_1}{\partial p_2} & \cdots & \frac{\partial f_1}{\partial p_n} \\ \frac{\partial f_2}{\partial p_1} & \frac{\partial f_2}{\partial p_2} & \cdots & \frac{\partial f_2}{\partial p_n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial f_n}{\partial p_1} & \frac{\partial f_n}{\partial p_2} & \cdots & \frac{\partial f_n}{\partial p_n} \end{pmatrix} \quad (3.17)$$

$$f'(\vec{p}^0) \cdot \vec{x}^k = -f(\vec{p}^0) \quad (3.18)$$

³vgl. Meyberg/Vachenauer (1999), S. 133, 382.

⁴Hochgestellte Indizes kennzeichnen in diesem Abschnitt die Anzahl Iterationen.

Eine verbesserte Schätzung der Nullstelle für die nächste Iteration folgt nach Formel 3.19. Der Iterationsprozess wird abgebrochen, wenn der Wert der Funktion f unter einer vorgegebenen Konvergenzschranke und der Vektor \vec{p}^k damit in hinreichender Nähe einer Nullstelle der Funktion f liegt.

$$\vec{p}^{k+1} = \vec{p}^k + \vec{x}^k \tag{3.19}$$

Das Newton-Verfahren konvergiert nicht in jedem Fall gegen eine Nullstelle der zu untersuchenden Funktion. Gründe für Divergenz können neben ungünstig gewählten Startwerten auch Eigenschaften der Funktion f sein und dazu führen, dass der Abstand zur Nullstelle über alle Grenzen wächst oder das Verfahren in der Umgebung einer Nullstelle oszilliert, der Betrag des Abstands zur Nullstelle also konstant bleibt. Bei der Anwendung des Newton-Verfahrens auf die Funktion nach Formel 3.16 sind insbesondere die Sprungstellen der Funktion problematisch. Der Grund hierfür ist in Abbildung 3.4 dargestellt.

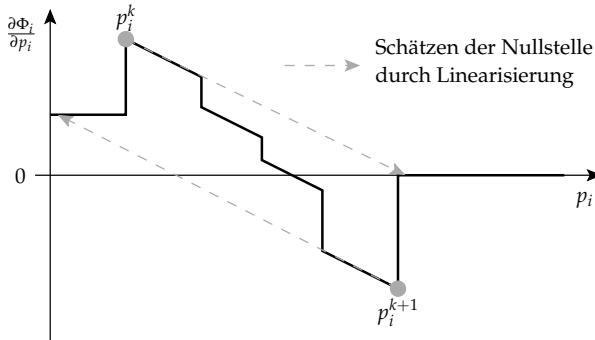


Abbildung 3.4: Iterative Nullstellensuche durch Linearisierung

Das Newton-Verfahren linearisiert die Funktion f im Arbeitspunkt \vec{p}^k , der durch die Schätzwerte der optimalen Angebotspreise in der k -ten Iteration gegeben ist. Auf Basis dieser Linearisierung wird ein neuer Schätzwert für die Nullstelle berechnet. Aufgrund der Sprungstellen in der Ableitung der Nutzenfunktion wird der exakte Wert der Nullstelle üblicherweise über- oder unterschätzt. Liegt der neue Schätzwert außerhalb der Bereiche 2 und 3 aus Abbildung 3.3, muss der Wert innerhalb des Verfahrens korrigiert werden. Im neuen Arbeitspunkt \vec{p}^{k+1} ergibt sich jedoch für $s = 1$ die gleiche Steigung der Ableitung der Nutzenfunktion wie in der Iteration zu-

vor, sodass der Wert der Nullstelle in der nächsten Iteration erneut falsch geschätzt wird und – nach Korrektur unplausibler Schätzwerte im Bereich 1 der Funktion – $\bar{p}^{k+2} = \bar{p}^k$ gilt. Das Verfahren oszilliert somit bei Existenz von Sprungstellen um die zu suchende Nullstelle. Für $s > 1$ ergibt sich ein anderer Iterationsverlauf, da die Steigungen der Ableitung der Nutzenfunktion in den Bereichen 2 und 3 nicht konstant sind. Sprungstellen führen jedoch auch in diesen Fällen zu einer Divergenz des Newton-Verfahrens.

Das Newton-Verfahren ist somit zur Suche der Nullstellen aufgrund der nicht in jedem Punkt differenzierbaren Merit Order nicht geeignet. Im folgenden Abschnitt wird daher ein neu entwickeltes Iterationsverfahren für das vorliegende Optimierungsproblem vorgestellt, das die Nullstellen der Funktion nach Formel 3.16 in kurzer Rechenzeit findet.

3.2.2 Entwickeltes Iterationsverfahren

Um ein Verfahren zur automatisierten Nullstellensuche für das vorliegende Optimierungsproblem zu entwickeln, wird zunächst das Verhalten eines Unternehmens bei Verhaltensänderungen der Konkurrenten analysiert. Hierfür muss untersucht werden, wie sich der optimale Angebotspreis eines Unternehmens p_i^* ändert, wenn Konkurrenten ihre Angebotspreise erhöhen oder verringern.

Eine Erhöhung der Angebotspreise von Konkurrenten $j \neq i$ führt nach Abbildung 3.1 und Formel 3.6 zu einem Anstieg der von Unternehmen i verkauften Menge y_i , sofern dieses Unternehmen nicht bereits seine maximale Erzeugungskapazität zur Versorgung der Kunden einsetzt. Da die Nullstelle der Ableitung des Nutzens Φ_i nach dem Angebotspreis p_i immer zwischen den Bereichen 2 und 3 des Funktionsverlaufs liegt, maximiert ein Angebotspreis innerhalb des Bereiches 1 nicht den Nutzen des Unternehmens und muss daher nicht näher betrachtet werden.

Ein Unternehmen i , das bei gegebenen Angebotspreisen der Konkurrenten den gewinnmaximierenden Angebotspreis p_i^* setzt, verkauft somit immer eine größere Menge, wenn Konkurrenten ihre Angebotspreise erhöhen. Dies kann zu einem Anstieg der Grenzkosten der Stromerzeugung für Unternehmen i führen, wenn das bisher eingesetzte Kraftwerk mit den höchsten variablen Kosten bereits vollständig ausgelastet ist (vgl. Abbildung 3.2). Als Folge dieser Änderung der Grenzkosten liegen Angebotspreise, die zuvor den Nutzen des jeweiligen Unternehmens maximierten und den Grenzkosten der Stromerzeugung entsprachen, nun unterhalb dieser Grenzkosten. Anschaulich entspricht diese Änderung einer Verschiebung der Funktion in

Abbildung 3.3 nach rechts, da sich das Unternehmen i nun wieder im Bereich 2 dieser Funktion befindet.

Ein Unternehmen i reagiert daher auf Erhöhungen der Angebotspreise der Konkurrenten ebenfalls mit einer Erhöhung des Angebotspreises, falls sich die Grenzkosten der Stromerzeugung geändert haben. Ist dies nicht der Fall, ändert Unternehmen i seinen Angebotspreis nicht. Dieser Zusammenhang kann genutzt werden, um die Nullstellen der Funktion f iterativ durch Annäherung an diese Nullstellen von links zu bestimmen. Hierfür wird als Startwert für den Angebotspreis aller Unternehmen $p_i^0 = 0$ gewählt und anschließend für jedes Unternehmen der optimale Angebotspreis p_i^{*1} unter der Annahme, dass alle Konkurrenten die Startwerte als Angebotspreise wählen, bestimmt. Da für alle Unternehmen $p_i^{*1} \geq p_i^0$ gilt, kann dieses Vorgehen solange wiederholt werden, bis kein Unternehmen mehr einen Anreiz für eine weitere Erhöhung des Angebotspreises besitzt. Der gefundene Vektor \vec{p}^* stellt ein Gleichgewicht des Modells dar.

Eine Übersicht über den Algorithmus zur Berechnung der Nullstellen zeigt Abbildung 3.5.

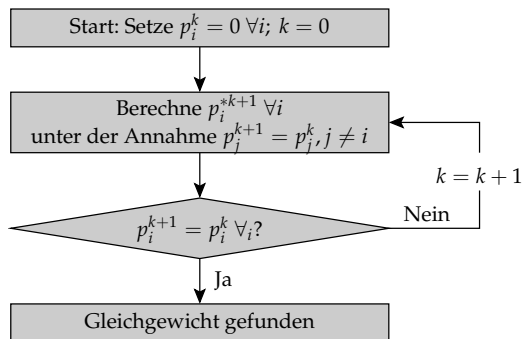


Abbildung 3.5: Iterative Nullstellensuche durch sukzessive Verschiebung des Arbeitspunktes

Der optimale Angebotspreis p_i^* eines Unternehmens kann bei gegebenen Angebotspreisen der Konkurrenten berechnet werden, indem die Funktionswerte an den Sprungstellen der Ableitung des Nutzens nach dem Angebotspreis p_i berechnet werden. Die gesuchte Nullstelle liegt zwischen der Sprungstelle $p_{i,1}$ mit positivem Funktionswert und größtem Wert für p_i und der Sprungstelle $p_{i,2}$ mit negativem Funktionswert und geringstem Wert für p_i . Für $s = 1$ kann die Nullstelle zwischen $p_{i,1}$ und

$p_{i,2}$ analytisch exakt berechnet werden. Für $s \neq 1$ wird zur Nullstellensuche zwischen diesen begrenzenden Werten das Newton-Verfahren eingesetzt, da die variablen Erzeugungskosten innerhalb dieses Bereiches konstant sind (vgl. Abbildung 3.2) und somit keine Sprungstellen auftreten.

3.2.3 Ergebnisse

In diesem Abschnitt werden exemplarisch Gleichgewichte, die aus den vereinfachenden Annahmen aus Abschnitt 3.1.1 im betrachteten Modellsystem resultieren, für unterschiedliche Werte der linearen und der exponentiellen Preissensitivität der Kunden berechnet. Die modellierten Akteure entsprechen den realen stromerzeugenden Unternehmen im europäischen Elektrizitätsmarkt und verfügen jeweils über Erzeugungskapazitäten, deren variable Stromerzeugungskosten den variablen Kosten der im realen Markt vorhandenen Kraftwerke näherungsweise entsprechen. Die Eigentümerstrukturen der Kraftwerke und Kapitalverflechtungen zwischen Akteuren werden auf Basis öffentlich verfügbarer Daten vereinfacht berücksichtigt (vgl. Abschnitt 4.3.1).

Es wird zunächst untersucht, welche Angebotspreise die Unternehmen in Abhängigkeit von der linearen Preissensitivität m für $s = 1$ wählen. Grundsätzlich unterscheiden sich die Angebotspreise der Unternehmen bei gegebenen Werten für m und s , da sowohl die maximalen Erzeugungskapazitäten der Unternehmen als auch die variablen Kosten der Kraftwerke nicht identisch sind. Abbildung 3.6 zeigt die Bandbreiten der Angebotspreise aller Akteure und die durchschnittlichen Angebotspreise aller Unternehmen im Gleichgewicht für $1 \leq -m \leq 10$.

Mit steigendem Absolutwert der linearen Preissensitivität m nimmt der maximale Angebotspreis aller Unternehmen für $m < 0$ zunächst ab, da dies einem steigenden Wettbewerb der Unternehmen um Kunden entspricht. Da Unternehmen jedoch keine Angebotspreise unterhalb ihrer variablen Erzeugungskosten setzen, ist der minimale Angebotspreis auf einen unternehmensspezifischen Wert begrenzt. Bei weiter steigendem Wettbewerbsdruck zwischen Unternehmen bleibt der maximale Angebotspreis aller Unternehmen daher konstant, sobald mindestens ein Unternehmen bereits den für ihn minimalen Angebotspreis setzt.

Der minimale Angebotspreis aller Unternehmen nimmt in dem in Abbildung 3.6 dargestellten Bereich $1 \leq -m \leq 10$ ebenfalls zunächst ab, da Unternehmen, die über größere Stromerzeugungskapazitäten mit niedrigeren variablen Kosten als Konkurrenten verfügen, Kunden durch Unterbieten dieser Konkurrenten gewinnen möch-

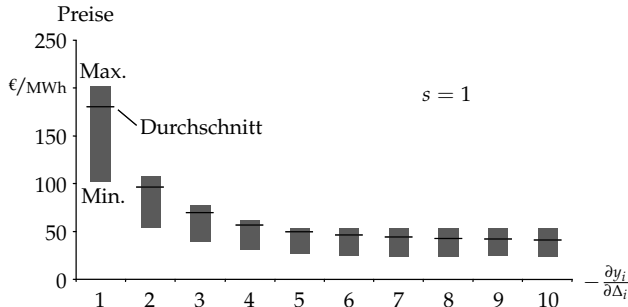


Abbildung 3.6: Bandbreite der Angebotspreise im Gleichgewicht in Abhängigkeit von der linearen Preissensitivität m

ten und sich hierfür an den maximalen Angebotspreisen der Konkurrenten orientieren müssen. Aus diesem Grund sinkt auch der durchschnittliche Angebotspreis aller Unternehmen in dem in Abbildung 3.6 dargestellten Bereich.

Bei geringen Absolutwerten der linearen Preissensitivität sind Angebotspreise weit unterhalb der Preise der Konkurrenten erforderlich, um viele Kunden zu gewinnen. Bei höheren Absolutwerten für m reagieren hingegen mehr Kunden auch bei geringfügigem Unterbieten mit einem Wechsel des Anbieters. Die Bandbreite der Angebotspreise wird daher mit zunehmendem Absolutwert für m grundsätzlich geringer. Da die minimalen Angebotspreise bei unterschiedlichen Werten für m aber auch von den Positionen der Sprungstellen in der Merit Order der Unternehmen abhängen, ist dieser Zusammenhang im Bereich $1 \leq -m \leq 10$ für $s = 1$ in dem betrachteten Modellsystem nicht eindeutig.

Es ist zu erwarten, dass sich die lineare Preissensitivität m deutlich schwächer auf das Verhalten der Anbieter auswirkt als die exponentielle Preissensitivität s der Kunden. In Abbildung 3.7 sind daher die Bandbreiten der Angebotspreise aller Unternehmen und die durchschnittlichen Preise für $m = -2$ im Bereich $1 \leq s \leq 10$ dargestellt.

Auch in dieser Darstellung ist deutlich zu erkennen, dass der maximale Angebotspreis mit zunehmender Preissensitivität der Kunden nicht unter eine untere Grenze, die den variablen Kosten der teuersten eingesetzten Kraftwerke entspricht, fällt. Anders als in Abbildung 3.6 ist bei steigender exponentieller Preissensitivität für $s \geq 2$ in Abbildung 3.7 aber ein deutlicher Anstieg der minimalen und des durchschnittlichen Angebotspreises zu erkennen. Dies ist darauf zurückzuführen, dass bei zunehmen-

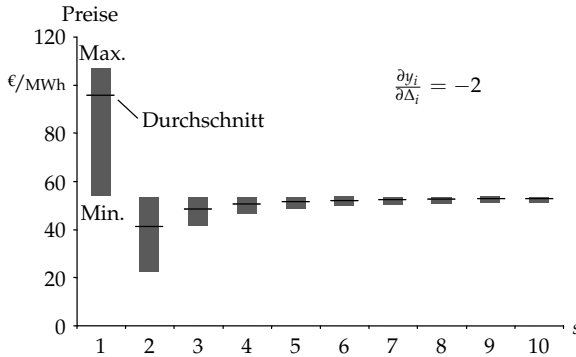


Abbildung 3.7: Bandbreite der Angebotspreise im Gleichgewicht in Abhängigkeit von der exponentiellen Preissensitivität s

den Werten für s und damit höherer Wechselbereitschaft der Kunden schon geringfügiges Unterbieten von Konkurrenten genügt, um zahlreiche Kunden zu gewinnen. Da die Anzahl Kunden, die durch ein Unternehmen maximal versorgt werden kann, durch die Erzeugungskapazität des Unternehmens bestimmt wird, ist ein weiteres Unterbieten der Konkurrenten nicht sinnvoll.

Hohe Preissensitivitäten der Kunden führen daher dazu, dass sich die Angebotspreise aller Akteure den variablen Kosten der teuersten im gesamten Markt eingesetzten Kraftwerke nähern. Dies bedeutet, dass einige Kunden bei steigender Preissensitivität höhere Preise zahlen müssen und die Konsumentenrente bei steigender Preissensitivität abnimmt. Wesentliche Voraussetzung für dieses Ergebnis ist die vollkommen preiselastische Nachfrage. Ein Vergleich mit realen Märkten, die andere Eigenschaften als der in dem hier entwickelten Modell vorgestellte Markt aufweisen, ist nicht möglich.

3.3 Notwendige Modellerweiterungen

In diesem Abschnitt wird analysiert, welche Modellerweiterungen erforderlich sind, um die Eigenschaften des realen europäischen Elektrizitätsmarktes in dem vorgestellten spieltheoretischen Modell detaillierter erfassen und damit realitätsnähere Er-

gebnisse berechnen zu können. Zudem wird diskutiert, welche Anforderungen sich durch diese Modellerweiterungen an die zur Anwendung des Modells erforderlichen Rechenkapazitäten ergeben. Abschnitt 3.3.1 untersucht zunächst die Erweiterung des Modells auf mehrere Marktgebiete. In Abschnitt 3.3.2 wird analysiert, wie der potenzielle Markteintritt neuer Konkurrenten das Verhalten der existierenden Unternehmen beeinflusst. Abschnitt 3.3.3 stellt eine Modellerweiterung vor, durch die Handel zwischen Stromerzeugern im Modell berücksichtigt werden kann. In Abschnitt 3.3.4 werden abschließend die Auswirkungen der Restriktionen durch begrenzte Übertragungskapazitäten diskutiert.

3.3.1 Mehrere Marktgebiete

In dem in Abschnitt 3.1 vorgestellten Modell wird elektrische Energie ausschließlich an einem einzelnen Handlungspunkt angeboten und nachgefragt. Stromerzeuger müssen daher nicht entscheiden, wie sie ihre begrenzte Erzeugungskapazität auf mehrere Handlungspunkte verteilen. In der Realität können stromerzeugende Unternehmen hingegen in mehreren Marktgebieten als Stromanbieter auftreten und gebietsbezogene Angebotspreise an unterschiedlichen Handlungspunkten setzen. Im Folgenden wird diskutiert, welche Modellerweiterungen erforderlich sind, um die Auswirkungen dieses zusätzlichen Freiheitsgrads mit dem entwickelten spieltheoretischen Modell analysieren zu können. Begrenzte Übertragungskapazitäten zwischen Marktgebieten bleiben hingegen zunächst weiterhin unberücksichtigt (vgl. Abschnitt 3.3.4).

Bei Existenz mehrerer Marktgebiete entspricht der Nutzen eines Akteurs der Summe der Erlöse über alle Marktgebiete, abzüglich der gesamten variablen Erzeugungskosten. Die Nutzenfunktion nach Formel 3.7 muss daher für ein Unternehmen i und die Marktgebiete $k = 1 \dots r$ nach Formel 3.20 erweitert werden. In dieser Formel wird berücksichtigt, dass ein Unternehmen seine Kraftwerke entsprechend der insgesamt zu versorgenden Last kostenminimal einsetzt, sofern keine Engpässe im Übertragungsnetz bestehen. Eine Zuordnung der Kraftwerke zu den einzelnen Marktgebieten ohne Kenntnis der in diesen Gebieten zu versorgenden Last ist nicht erforderlich.

$$\Phi_i = \sum_{k=1}^r (y_{ik} \cdot p_{ik}) - K_i(y_i) \quad (3.20)$$

$$\text{mit } y_i = \sum_{k=1}^r y_{ik} \quad (3.21)$$

Durch die Erweiterung der Nutzenfunktion auf mehrere Marktgebiete muss auch die Optimalitätsbedingung aus Formel 3.9 nach Formel 3.22 auf mehrere Marktgebiete erweitert werden. Im Gleichgewicht muss demnach die Ableitung des Nutzens aller Akteure i nach den Angebotspreisen p_{ik} dieser Unternehmen in allen Gebieten k gleich Null sein. Als zusätzliche Voraussetzung gilt $y_{ij} \neq f(p_{ik})$ für alle $j \neq k$. Die von einem Unternehmen in einem Marktgebiet verkaufte Menge hängt somit nur von den Angebotspreisen aller Unternehmen in diesem Marktgebiet und nicht von den Angebotspreisen in anderen Marktgebieten ab.

$$\frac{\partial \Phi_i}{\partial p_{ik}} = \frac{\partial y_{ik}}{\partial p_{ik}} \cdot p_{ik} + y_{ik} - \frac{\partial K_i}{\partial y_{ik}} \cdot \frac{\partial y_{ik}}{\partial p_{ik}} = 0 \quad (3.22)$$

Trotz der Unabhängigkeit zwischen der in einem Gebiet verkauften Menge und den Angebotspreisen in anderen Marktgebieten bestehen Kopplungen zwischen den Marktgebieten, die das Verhalten der Unternehmen beeinflussen. Hierzu zählt die begrenzte Erzeugungskapazität der Unternehmen, da diese eine Aufteilung der insgesamt zur Verfügung stehenden Kapazität auf die einzelnen Marktgebiete erfordert. Erhöht ein Unternehmen den Angebotspreis in einem Marktgebiet, verkauft es in diesem Gebiet weniger elektrische Energie und kann die frei gewordene Erzeugungskapazität in anderen Marktgebieten einsetzen. Es ist insbesondere möglich, dass sich die Grenzkosten der Stromerzeugung des Unternehmens ändern, sodass eine Änderung des Angebotspreises in einem Marktgebiet unter der Optimalitätsbedingung nach Formel 3.22 im Allgemeinen auch eine Änderung der Angebotspreise in anderen Marktgebieten erfordert.

Marktgebietskoppelnde Randbedingungen existieren auch für das Verhalten unterschiedlicher Akteure. Ändert ein Unternehmen den Angebotspreis in einem Marktgebiet, kann die optimale Reaktion der Konkurrenten auch die Änderung eines oder mehrerer Angebotspreise in anderen Marktgebieten sein. Insbesondere kann es bei einer Erhöhung des Angebotspreises durch Unternehmen i in Marktgebiet k für andere Unternehmen sinnvoll sein, die Angebotspreise in Marktgebiet k ebenfalls zu erhöhen und in anderen Marktgebieten zu verringern, da in diesen Gebieten dann zusätzliche Erzeugungskapazität zur Verfügung steht.

Bei Existenz mehrerer Marktgebiete bestehen somit zahlreiche Handlungsoptionen für Stromerzeuger, die mit dem in Abschnitt 3.1 vorgestellten Modell nicht erfasst werden können. Zudem ist es aufgrund der nach Formel 3.20 additiven Nutzenfunktion bei mehreren Marktgebieten und unbegrenzten Übertragungskapazitäten möglich, die von einem Akteur in einem Marktgebiet erzielten Erlöse in andere Marktgebiete zu verlagern, ohne den Gesamtnutzen des Unternehmens zu reduzieren. Es

existieren daher mehrere Gleichgewichte mit unterschiedlichen Vektoren der Angebotspreise. Das in Abschnitt 3.2.2 entwickelte Iterationsverfahren ist nicht geeignet, diese Gleichgewichte zu identifizieren, da dieses Verfahren voraussetzt, dass Akteure auf Angebotspreiserhöhungen der Konkurrenten nicht mit einer Reduzierung des Angebotspreises reagieren.

3.3.2 Potenzielle Konkurrenz

In Abschnitt 3.2.3 wird gezeigt, dass die Angebotspreise der Stromerzeuger im Gleichgewicht von den variablen Erzeugungskosten der Kraftwerke abhängen. Bei konstanter Nachfrage folgt daraus, dass die Angebotspreise im Gleichgewicht auch von der Anzahl Anbieter abhängen, da die eingesetzten Kraftwerke durch die je Unternehmen zu versorgende Last bestimmt werden. Mit abnehmender Anzahl Anbieter steigen somit die Angebotspreise im Gleichgewicht, da die verbleibenden Akteure Kraftwerke mit höheren variablen Stromerzeugungskosten einsetzen müssen und zudem der Wettbewerbsdruck auf die Unternehmen sinkt.

Es ist davon auszugehen, dass die Angebotspreise in der Realität auch bei nur sehr wenigen Anbietern nicht beliebig steigen. Ein wesentlicher Grund hierfür ist, dass dauerhaft hohe Preise den Markteintritt neuer Konkurrenten begünstigen, wodurch der durch bestehende Unternehmen in zukünftigen Zeitpunkten erzielte Nutzen sinkt. Wird dieser Effekt bei der Berechnung des Nutzens der Akteure berücksichtigt, resultieren im Gleichgewicht geringere Angebotspreise, sofern der kurzfristige Verlust durch entgangenen Gewinn durch den langfristig höheren Nutzen mindestens kompensiert wird.

Derartige Effekte können nur in mehrstufigen, dynamischen Spielen und daher nicht mit dem in Abschnitt 3.1 vorgestellten Modell analysiert werden. In einer statischen Betrachtung kann lediglich exemplarisch berechnet werden, welchen Nutzen bestehende Unternehmen erzielen können, ohne dass sich der Markteintritt für Eindringlinge lohnt. Ist dieser Nutzen größer als der Nutzen, der sich nach Markteintritt von Eindringlingen für die bestehenden Unternehmen ergibt, stellt die Differenz dieser Werte eine Markteintrittsbarriere dar.

Unter der Voraussetzung rationalen Verhaltens treten neue Konkurrenten in den Markt ein, wenn die von diesen Unternehmen im Markt erzielbaren Erlöse mindestens die Summe der Fixkosten und der variablen Stromerzeugungskosten ihrer Kraftwerke decken. Bestehende Unternehmen besitzen einen Kostenvorteil, da die Fixkosten der existierenden Kraftwerke bereits versunken und daher für die Entscheidung

über Angebotspreise irrelevant sind. Auch unter Berücksichtigung potenzieller Konkurrenz wirkt sich eine hohe Preissensitivität der Kunden aus deren Sicht nachteilig auf das Marktergebnis aus, da potenzielle Eindringlinge aufgrund des Kostenvorteils der bestehenden Unternehmen mit Angebotspreisen oberhalb der Preise existierender Unternehmen kalkulieren müssen. Hohe Preissensitivitäten können dazu führen, dass bei derart hohen Preisen keine Kunden gewonnen werden können und potenzielle Eindringlinge daher nicht in den Markt eintreten.

Dieses Ergebnis gilt nicht, wenn potenzielle Eindringlinge einen Kostenvorteil gegenüber bestehenden Unternehmen besitzen. Derartige Vorteile können beispielsweise durch neue Erzeugungstechnologien mit verbesserten Wirkungsgraden gegeben sein. In diesem Fall begünstigen hohe Preissensitivitäten der Kunden den Markteintritt neuer Konkurrenten, falls deren Kostenvorteile die aus den Fixkosten resultierenden Nachteile überwiegen. Mit dem in dieser Arbeit entwickelten, statischen spieltheoretischen Modell können derartige Effekte jedoch nicht näher untersucht und nicht quantifiziert werden.

3.3.3 Handel zwischen Stromerzeugern

In dem in Abschnitt 3.1 vorgestellten Modell ist Handel zwischen stromerzeugenden Akteuren nicht zulässig. Stromerzeuger treten ausschließlich als Anbieter gegenüber einer vorgegebenen Anzahl Kunden auf und fragen selber keine elektrische Energie am Stromhandelspunkt nach. Als Konsequenz aus dieser Voraussetzung ist die durch ein Unternehmen maximal verkaufbare elektrische Energie durch die dem Unternehmen zur Verfügung stehende Erzeugungskapazität begrenzt (vgl. Abschnitt 3.1.1 und Abbildung 3.1). In der Realität besteht hingegen die Möglichkeit, über die eigene Erzeugungskapazität hinausgehende Nachfrage durch Beschaffung elektrischer Energie von anderen Unternehmen zu decken. Weiterhin ermöglicht Handel zwischen stromerzeugenden Unternehmen eine Minimierung der gesamten Stromerzeugungskosten über alle Akteure. Um das spieltheoretische Modell auf reale Elektrizitätsmärkte anzuwenden, muss daher Handel zwischen Stromerzeugern als Freiheitsgrad für das Verhalten der Akteure abgebildet werden.

Die Modellierung dieses Freiheitsgrads kann grundsätzlich erfolgen, indem das vorgestellte Modell auf ein mehrstufiges Spiel erweitert wird. Bei Betrachtung von zwei Stufen entspricht die erste Stufe dem in Abschnitt 3.1 entwickelten Modell unter Vernachlässigung der Restriktionen durch begrenzte Erzeugungskapazitäten. In der zweiten Stufe findet Handel zwischen Stromerzeugern statt, indem diese Akteure die zur Deckung der von ihnen zu versorgenden Last benötigte elektrische Energie beschaffen und ihre variablen Erzeugungskosten minimieren. Sofern die von einem

Stromerzeuger in der ersten Stufe verkaufte Energie nicht die Erzeugungskapazität dieses Akteurs übersteigt, entspricht die Nachfragekurve dieses Akteurs in der zweiten Stufe den variablen Kosten der bereits für Lieferverpflichtungen eingesetzten Kraftwerke und seine Angebotskurve den variablen Kosten seiner noch verfügbaren Erzeugungskapazitäten.

In einem derartigen Spiel sind die Erwartungen, die Anbieter elektrischer Energie in Stufe 1 über den späteren Marktpreis in Stufe 2 bilden, entscheidend für das Verhalten in der ersten Stufe. Erwarten Unternehmen einen hinreichend niedrigen Marktpreis in der zweiten Stufe, können in der ersten Stufe auch Unternehmen ohne eigene Erzeugungskapazität elektrische Energie an Kunden verkaufen und die benötigte Energie im nachgeschalteten Handel beschaffen. Der in Stufe 2 tatsächlich realisierte Marktpreis kann allerdings von den erwarteten Werten abweichen und ist daher mit Unsicherheiten behaftet. Um ein spieltheoretisches Modell für derartige Situationen zu entwerfen, ist daher auch eine sorgfältige Analyse der Informationen, die Unternehmen über Konkurrenten zur Verfügung stehen, erforderlich.

In dem beschriebenen, mehrstufigen Spiel verhindern hohe Strompreise in Stufe 2, dass Unternehmen ohne eigene Erzeugungskapazität in den Markt eintreten. Neben einer statischen Analyse eines zweistufigen Spiels ist daher auch eine dynamische Betrachtung interessant, in der mehrere aufeinanderfolgende Zeitabschnitte mit jeweils zwei Stufen analysiert werden. Unternehmen mit eigener Erzeugungskapazität besitzen in derartigen Spielen in Stufe 2 sowohl Anreize, hohe Angebotspreise zu setzen, da dies Konkurrenten ohne eigene Kraftwerke vom Markteintritt abhält, als auch Anreize für niedrige Angebotspreise, da dies zu einem effektiveren Handel und insgesamt niedrigeren Erzeugungskosten über alle Akteure führt. Es ist daher interessant, zu untersuchen, welche Anreize überwiegen und welche Parameter des Marktes dazu führen, dass Unternehmen in der zweiten Stufe ihre tatsächlichen variablen Erzeugungskosten preisgeben. Analog zu den in den vorherigen Abschnitten diskutierten Erweiterungen sind aber auch zur Analyse derartiger Fragestellungen grundlegend andere Modellierungsansätze als in dem Modell aus Abschnitt 3.1 erforderlich.

3.3.4 Berücksichtigung des Übertragungsnetzes

Eine wesentliche Anforderung an das in dieser Arbeit zu entwickelnde Modell, die aus den in Kapitel 2 identifizierten, offenen Punkten existierender Arbeiten folgt, ist die Berücksichtigung der Wechselwirkungen zwischen Stromerzeugung und -übertragung (vgl. Abschnitt 2.4). Hierfür ist erforderlich, wesentliche Eigenschaften des Übertragungsnetzes wie die Topologie und begrenzte Übertragungskapazitäten zwischen Netzknoten innerhalb des Modells des Elektrizitätsmarktes zu erfassen.

Die Berücksichtigung mehrerer Knoten, an denen unterschiedliche Mengen elektrischer Energie nachgefragt werden, ist grundsätzlich analog zu der in Abschnitt 3.3.1 vorgestellten Modellerweiterung für mehrere Marktgebiete möglich. Ist die Zuordnung der Knoten zu Marktgebieten nicht vorgegeben oder ein Ergebnis des aus der Modellanwendung folgenden Kraftwerkseinsatzes, kann zunächst für jeden Knoten des Netzes ein Marktgebiet definiert werden. Die Optimalitätsbedingung für den Angebotspreis eines Unternehmens je Netzknoten entspricht in diesem Fall Formel 3.22.

Begrenzte Übertragungskapazitäten können berücksichtigt werden, indem die Summe der variablen Erzeugungskosten eines Unternehmens K_i um einen Term zur Berücksichtigung von Netzengpässen entsprechend Formel 3.23 erweitert wird. Es gilt $K_{ij,Transport} = 0$, falls die an Knoten j eingespeiste Leistung keine Engpässe im Übertragungsnetz verursacht und $K_{ij,Transport} = S$, falls Engpässe durch diese Einspeisung verursacht oder verstärkt werden. Der Strafterm S muss durch den Anwender des Modells parametrisiert werden. Die Ableitung der Summe aus Erzeugungs- und Übertragungskosten ist nach Formel 3.24 definiert. Die Ableitung der Übertragungskosten nach der an Knoten j eingespeisten Leistung ist gleich S , wenn eine Erhöhung dieser Einspeisung Engpässe hervorruft oder verstärkt, $-S$, wenn hierdurch vorhandene Engpässe reduziert werden und 0, wenn keine Engpässe im Übertragungsnetz existieren.

$$K_i = \sum_j (K_{ij,Erz} + K_{ij,Transport}) \quad (3.23)$$

$$\frac{\partial K_i}{\partial y_{ij}} = \frac{\partial K_{i,Erz}}{\partial y_{ij}} + \frac{\partial K_{i,Transport}}{\partial y_{ij}} \quad (3.24)$$

Ein iteratives Verfahren zur Suche nach Gleichgewichten konvergiert für diese Definition von K_i gegen eine Lösung ohne Engpässe im Übertragungsnetz, wenn der Wert für den Strafterm S ausreichend groß gewählt wird. Für die Berechnung der Leistungsflüsse im Übertragungsnetz sind jedoch zusätzliche Berechnungen erforderlich, die in jeder Iteration der Nullstellensuche durchgeführt werden müssen. Die Rechenzeit des Suchalgorithmus steigt dadurch signifikant an. Bei der Entwicklung eines derartigen Verfahrens ist es daher sinnvoll, zunächst zu analysieren, welche Vereinfachungen – beispielsweise bei der Anzahl zu betrachtender Netzknoten und -kanten – für die jeweilige Fragestellung zulässig sind.

3.4 Schlussfolgerungen und Fazit

Das in diesem Kapitel vorgestellte spieltheoretische Modell für Elektrizitätsmärkte basiert auf der Annahme einer vollständig preisunelastischen Nachfrage und unterscheidet sich damit wesentlich von existierenden Modellen. Aufgrund der engen Abgrenzung des Betrachtungsbereichs ist das unter den Voraussetzungen aus Abschnitt 3.1.1 entwickelte Modell nicht zur Anwendung auf reale Elektrizitätsmärkte mit komplexen Randbedingungen und Freiheitsgraden geeignet. Die Ergebnisse der exemplarischen Modellanwendung geben aber Hinweise auf Wirkungsmechanismen, die auch das Verhalten der Stromerzeuger in realen Märkten beeinflussen können.

In Abschnitt 3.2.3 wird gezeigt, dass steigende Preissensitivitäten der Kunden zu steigenden Angebotspreisen der Stromerzeuger im Gleichgewicht führen können. Dieses Ergebnis unterscheidet sich deutlich von Wechselwirkungen in anderen Märkten, in denen steigende Preissensitivitäten der Kunden den Wettbewerbsdruck auf die Anbieter erhöhen und daher im Preiswettbewerb zu sinkenden Gleichgewichtspreisen führen. Wesentliche Ursachen für diesen Unterschied sind die preisunelastische Nachfrage und der Verlauf der Produktionskosten in Abhängigkeit von der produzierten Menge (vgl. Abbildung 3.2). In beiden Eigenschaften unterscheiden sich Elektrizitätsmärkte deutlich von Märkten für andere Produkte.

Entsprechend dem üblichen Anwendungsbereich spieltheoretischer Modelle betrachtet auch das in diesem Kapitel entwickelte Modell nur einen stark stilisierten, vereinfachten Elektrizitätsmarkt und damit allenfalls Teilaspekte des realen Marktes. Die Anzahl der Akteure ist zwar – anders als in zahlreichen existierenden Arbeiten (vgl. Abschnitt 2.3) – nicht auf wenige Akteure beschränkt, sondern umfasst alle im realen europäischen Markt aktiven Stromerzeuger; es bleibt jedoch offen, wie andere, nicht modellierte Eigenschaften des realen Marktes das Verhalten der Akteure und damit das Marktergebnis beeinflussen.

In Abschnitt 3.3 werden mögliche Modellerweiterungen, die einige der im realen Markt relevanten Restriktionen und Freiheitsgrade erfassen, vorgestellt. Die Analyse dieser Erweiterungen zeigt, dass hierfür unterschiedliche und teilweise gegensätzliche Anpassungen des vorgestellten Modells erforderlich sind. Während einige Erweiterungen die Entwicklung mehrstufiger, dynamischer Spiele erfordern, sind für andere Erweiterungen statische Betrachtungen bei höherem Detailgrad als in dem vorgestellten Modell notwendig. Modelle, die beide Anforderungen gleichzeitig erfüllen, sind jedoch nicht mehr in handhabbarer Rechenzeit anwendbar.

Es ist somit nicht sinnvoll, spieltheoretische Modelle zur Analyse der zukünftigen Entwicklung des realen europäischen Elektrizitätsmarktes zu entwickeln. Im folgenden Kapitel wird daher ein ökonomisch-technisches Modell für diesen Markt unter Berücksichtigung der für die zukünftige Entwicklung des Marktes relevanten Randbedingungen vorgestellt.

4 Ökonomisch-technisches Modell des europäischen Elektrizitätsmarktes

In diesem Kapitel wird ein ökonomisch-technisches Modell, das zur Analyse der zukünftigen Entwicklung des europäischen Elektrizitätsmarktes eingesetzt werden kann, entwickelt. In Abschnitt 4.1 werden zunächst die technischen, ökonomischen und zeitlichen Grenzen des Betrachtungsbereichs festgelegt. Abschnitt 4.2 stellt ein Modell des europäischen Verbundnetzes für diesen Betrachtungsbereich vor. Abschnitt 4.3 erläutert die Präferenzen der Marktteilnehmer innerhalb des Betrachtungsbereichs. In Abschnitt 4.4 wird analysiert, wie unsichere Randbedingungen der Entwicklung des europäischen Elektrizitätsmarktes modelliert werden können. Abschließend wird in Abschnitt 4.5 zwischen einer statischen Anwendung des Modells zur Beschreibung eines diskreten Zustands des Marktes und der Analyse der Marktentwicklung in einer dynamischen Modellanwendung unterschieden.

4.1 Systemgrenzen

Bevor ein Modell für die in dieser Arbeit zu untersuchende Fragestellung entwickelt werden kann, müssen die Grenzen des Betrachtungs- und Anwendungsbereichs dieses Modells festgelegt werden. Da der europäische Elektrizitätsmarkt sowohl von Entwicklungen globaler Märkte – beispielsweise Märkten für Primärenergieträger und Technologien – als auch von Entwicklungen in Märkten, die geografisch an den europäischen Markt für elektrische Energie angrenzen, beeinflusst wird, kann dieser Markt weder geografisch, noch technisch oder ökonomisch eindeutig abgegrenzt werden. Zudem unterscheidet sich das Gebiet der europäischen Mitgliedstaaten von der Ausdehnung des synchron betriebenen, direkt gekoppelten elektrischen Verbundnetzes in Mittel- und Westeuropa¹.

Die vorliegende Arbeit fokussiert entsprechend Abschnitt 2.4 auf einer Analyse der Auswirkungen technischer Restriktionen des europäischen Elektrizitätsmarktes auf die zukünftige Entwicklung dieses Marktes. In Abschnitt 4.1.1 wird daher zunächst

¹vgl. Haubrich (2001a), Kap. 1.

untersucht, welche Abgrenzung des Betrachtungsbereichs aus technischer Sicht notwendig und sinnvoll ist und welche Anforderungen an den geografischen Betrachtungsbereich dieser Arbeit hieraus resultieren. Abschnitt 4.1.2 erläutert anschließend, welche ökonomischen Randbedingungen die Entwicklung des Marktes beeinflussen und daher in dem zu entwickelnden Modell abgebildet werden müssen. In Abschnitt 4.1.3 wird anschließend diskutiert, welche Zeiträume zur Analyse der Entwicklung des europäischen Elektrizitätsmarktes mit diesem Modell untersucht werden müssen.

4.1.1 Technischer und geografischer Betrachtungsbereich

In Abbildung 4.1 sind die Netzebenen der öffentlichen Elektrizitätsversorgung, die in den meisten Mitgliedstaaten der Europäischen Union überwiegen, dargestellt. In der 380(220)-kV-Ebene wird elektrische Energie über weite Strecken transportiert und sichergestellt, dass auch bei Ausfall großer Erzeugungseinheiten, die an diese Netzebene angeschlossen sind, ausreichend Energie zur Versorgung aller Verbraucher bereitgestellt werden kann. In den der Höchstspannungsebene unterlagerten Hoch- und Mittelspannungsnetzen wird elektrische Energie regional und innerhalb von Städten und Gemeinden verteilt. Niederspannungsnetzgebiete umfassen üblicherweise wenige Straßen und Anschlusspunkte und besitzen daher nur eine geringe Ausdehnung.

In einigen europäischen Ländern existieren weitere Spannungsebenen im Übertragungs- und Verteilungsnetzbereich, die Aufgaben der entsprechend Abbildung 4.1 an die jeweilige Spannungsebene angrenzenden Netzebenen übernehmen. In Dänemark erfüllen beispielsweise einige Leitungen, die mit einer Spannung von 150 kV betrieben werden, Aufgaben der Übertragungsnetzebene. Netzgebiete mit einer Nennspannung von 132 kV sind hingegen eher dem Verteilungsnetzbereich zuzuordnen. Weiterhin existieren in Deutschland und anderen europäischen Ländern Mittelspannungsnetze mit Nennspannungen zwischen 6 kV und 30 kV, die jedoch überwiegend lokale Verteilungsfunktionen übernehmen und elektrische Energie nur in wenigen Fällen regional verteilen.

Haushaltskunden und kleine Gewerbebetriebe sind üblicherweise an die Niederspannungsebene angeschlossen. Größere Gewerbebetriebe beziehen elektrische Energie direkt aus der Mittelspannungsebene. Industriebetriebe sind hingegen in Abhängigkeit von der benötigten elektrischen Leistung entweder an die Mittel- oder an die Höchstspannungsebene angeschlossen.

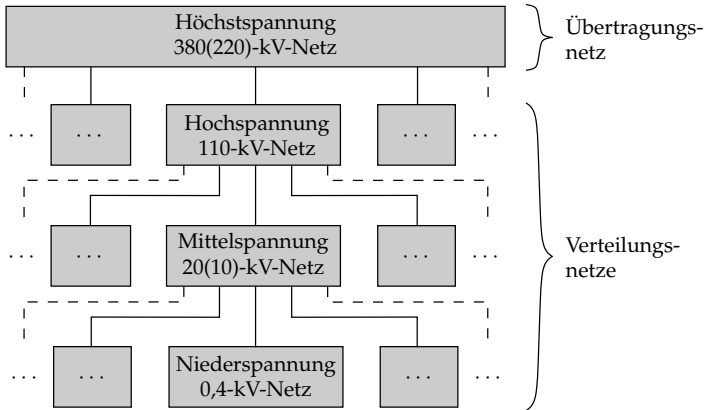


Abbildung 4.1: Netzebenen der europäischen Elektrizitätsversorgung

Die Anschlussebene von Erzeugungseinheiten richtet sich ebenfalls nach der installierten Leistung. Dezentrale Erzeugungsanlagen zur Versorgung einzelner Haushalte sind an die Niederspannungsebene, größere Einheiten an die Mittelspannungsebene angeschlossen. Kraftwerke mit Erzeugungskapazitäten größer 100 MW speisen elektrische Energie üblicherweise in die Hochspannungsebene ein, Kraftwerke mit Erzeugungskapazitäten größer 1.000 MW sind in der Regel an die Höchstspannungsebene angeschlossen.

Bei der Analyse der zukünftigen Entwicklung des europäischen Elektrizitätsmarktes kann auf unterschiedlichen Aspekten fokussiert werden. Wesentliche Fragestellungen, die teilweise unterschiedliche Abgrenzungen des Betrachtungsbereiches erfordern, werden im Folgenden aufgelistet.

- Aus Sicht der Kunden sind die Entwicklung der Preise für den Bezug elektrischer Energie und die Entwicklung der Versorgungsqualität von besonderer Bedeutung. Zur Versorgungsqualität zählen neben physikalischen Eigenschaften der gelieferten elektrischen Energie insbesondere Häufigkeit und Dauer von Versorgungsunterbrechungen.
- Aus Sicht der Stromerzeuger sind die Entwicklung der Übertragungskapazitäten, des Verbrauchs, der Erzeugungskapazitäten von Konkurrenten und Än-

derungen politischer Randbedingungen wichtig für die Bewertung von Investitionen. Der Einfluss des Verhaltens einzelner Haushaltskunden ist hingegen vernachlässigbar.

- Für den bedarfsgerechten Ausbau der Übertragungs- und Verteilungsnetze sind ebenfalls möglichst exakte Prognosen der zukünftigen Erzeugungskapazitäten der Stromerzeuger, der Entwicklung des Verbrauchs und der zukünftigen Übertragungskapazitäten in angrenzenden Netzgebieten bedeutend, da diese die Belastung des Übertragungsnetzes wesentlich beeinflussen. Zusätzlich sind für Netzbetreiber Änderungen des regulatorischen Umfeldes relevant. Das Verhalten einzelner Haushaltskunden ist hingegen lediglich für einzelne Verteilungsnetzbetreiber bedeutsam.
- Politische Akteure prognostizieren die Auswirkungen von Marktregeln und gesetzlichen Vorgaben auf die Entwicklung des europäischen Elektrizitätsmarktes durch Analyse dieses Marktes. Hierbei stehen aggregierte Kenngrößen wie der gesamte Energieverbrauch von Kundengruppen, die je Primärenergie installierte Erzeugungleistung im gesamten Markt oder die Emissionen des Kraftwerksparks im Fokus des Interesses. Änderungen von Markteigenschaften, die lediglich für einzelne Haushalts- und Gewerbekunden relevant sind, besitzen hingegen auch für politische Akteure lediglich untergeordnete Bedeutung.

Insgesamt überwiegen demnach Fragestellungen, die keine Modellierung einzelner Kunden als individuelle Akteure erfordern, da die Entwicklung der für Stromerzeuger, Netzbetreiber und politische Akteure relevanten Markteigenschaften in Abhängigkeit von einem weitgehend aggregierten Verhalten der Kunden analysiert werden kann. Um die aus Sicht der Kunden interessante Entwicklung der Versorgungsqualität zu analysieren, ist es hingegen nicht erforderlich, den gesamten geografischen Bereich des vom europäischen Übertragungsnetz umfassten Elektrizitätsmarktes zu modellieren, da diese Entwicklung wesentlich durch die lokal begrenzten Verteilungsnetze – insbesondere die Netze der Mittelspannungsebene² – beeinflusst wird. Weiterhin beeinflusst das Verhalten einzelner Verteilungsnetzbetreiber die Entwicklung dieses umfassenden Marktes nur unwesentlich. Die von Kunden zu zahlenden Preise sind zwar in einem vollständig funktionierenden europäischen Binnenmarkt für elektrische Energie unter anderem von der Entwicklung aller Netzebenen abhängig; es ist jedoch zu erwarten, dass die Entwicklung der Preise in einem derartigen Markt mit starkem Wettbewerb zwischen Stromerzeugern wesentlich stärker durch technische Restriktionen der Stromerzeugung, die variablen Kosten der Kraftwerke und das Verhalten der Stromerzeuger als durch das Verhalten einzelner Akteure auf Verteilungsnetzebene bestimmt wird.

²vgl. Haubrich (2001a), Kap. 1.

In dieser Arbeit wird auf den für Stromerzeuger, Übertragungsnetzbetreiber und politische Akteure relevanten Fragestellungen fokussiert. Der technische Betrachtungsbereich dieser Arbeit umfasst daher ausschließlich die Übertragungsebene. Der Einfluss aller unterlagerten Netze und der in den Verteilungsnetzen angeschlossenen Verbraucher und Erzeugungseinheiten wird durch aggregierte Einspeisungen und Entnahmen aus dem Übertragungsnetz abgebildet.

Die Übertragungsnetzbetreiber der europäischen Mitgliedstaaten arbeiten eng zusammen, um den bedarfsgerechten Ausbau und einen sicheren Betrieb des Übertragungsnetzes zu gewährleisten. Eine besonders enge Kooperation findet in der *Union for the co-ordination of Transmission of Electricity* (UCTE) statt, in der sich einige der europäischen Übertragungsnetzbetreiber zusammengeschlossen haben und gemeinsame Richtlinien zum Betrieb und Ausbau des Netzes vereinbaren³. Das von diesen Netzbetreibern verantwortete Netzgebiet wird auch als *UCTE-Netz* bezeichnet. Abbildung 4.2 zeigt die Ausdehnung des UCTE-Netzes in Europa mit Ausnahme von Netzgebieten, die ausschließlich als Inselnetze betrieben werden oder nur über einzelne Stichverbindungen mit dem restlichen Netzgebiet verbunden sind.

Zwischen dem UCTE-Netz und den Übertragungsnetzen in anderen europäischen Mitgliedstaaten existieren technische Kopplungen, über die elektrische Energie zwischen den Netzgebieten ausgetauscht wird. Hierdurch können sich Rückwirkungen auf die Entwicklung der gekoppelten Marktgebiete ergeben. Der in dieser Arbeit zu analysierende geografische Betrachtungsbereich kann jedoch nicht beliebig groß gewählt werden. Aus diesem Grund wird das in diesem Kapitel zu entwickelnde ökonomisch-technische Modell für den in Abbildung 4.2 schraffierten Bereich, der im Folgenden als *europäischer Elektrizitätsmarkt* bezeichnet wird, entwickelt. Eigenschaften der angrenzenden Netzgebiete, die sich auf die Entwicklung des zu analysierenden Marktes auswirken können, müssen als Randbedingungen im Modell erfasst werden. Erweiterungen des Modells, die derartige Eigenschaften explizit modellieren, sind zukünftig möglich. Die Übertragungsnetzbetreiber und Mitglieder der UCTE, deren Netzgebiet innerhalb des Betrachtungsbereichs dieser Arbeit liegt, sind in Anhang A.1.2 vollständig aufgelistet.

4.1.2 Ökonomischer Betrachtungsbereich

Um den ökonomischen Betrachtungsbereich dieser Arbeit abzugrenzen, muss untersucht werden, durch welche ökonomischen Einflussfaktoren die Entwicklung des Elektrizitätsmarktes innerhalb des geografischen Betrachtungsbereichs beeinflusst

³vgl. UCTE (2004).

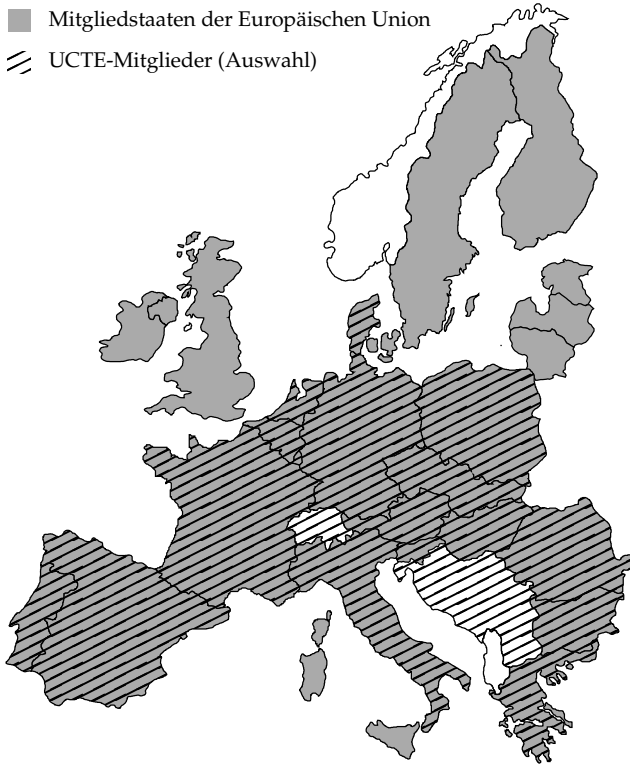


Abbildung 4.2: Europäische Mitgliedstaaten und ausgewählte Mitglieder der UCTE

wird. Ursachen für ökonomische Wechselwirkungen zwischen dem europäischen Elektrizitätsmarkt und anderen Märkten sind insbesondere:

- Austausch von Produkten und Gütern zwischen diesen Märkten (beispielsweise Beschaffung von Primärenergieträgern oder Technologien zur Stromerzeugung auf Weltmärkten) und
- Kapitalverflechtungen zwischen Unternehmen innerhalb und außerhalb des europäischen Elektrizitätsmarktes.

Globale Märkte, die über den geografischen Betrachtungsbereich dieser Arbeit hinausgehen, müssen nur dann explizit modelliert werden, wenn sich durch Entwicklungen des europäischen Elektrizitätsmarktes Rückwirkungen auf diese Märkte ergeben können. Wechselwirkungen zwischen Märkten sind beispielsweise gegeben, wenn die Stromerzeugung auf Basis eines bestimmten Primärenergieträgers im betrachteten Elektrizitätsmarkt derart stark ansteigt, dass dies zu einem Anstieg der Weltmarktpreise für den betroffenen Primärenergieträger führt. Höhere Primärenergiepreise reduzieren wiederum die Anreize für Stromerzeuger, in Erzeugungskapazitäten auf Basis dieses Primärenergieträgers zu investieren, sodass sich die Entwicklungen des europäischen Elektrizitätsmarktes und der Weltmärkte gegenseitig beeinflussen.

Um Weltmärkte innerhalb des in dieser Arbeit zu entwickelnden Modells explizit abzubilden, muss der in Abschnitt 4.1.1 definierte geografische Betrachtungsbereich erheblich erweitert werden. Hierdurch erhöht sich auch die Anzahl der zu modellierenden Akteure und die Komplexität des Modells deutlich. Es ist zu erwarten, dass derart umfangreiche Modelle nicht mehr in handhabbarer Rechenzeit angewendet werden können. Zur Beantwortung von Fragestellungen, die globale Entwicklungen betreffen, sind daher makroökonomische Modelle besser geeignet. In der vorliegenden Arbeit ist es somit nicht sinnvoll, den geografischen Betrachtungsbereich aus Abschnitt 4.1.1 zu erweitern, um Ursachen für ökonomische Entwicklungen, die außerhalb dieses Betrachtungsbereichs liegen, explizit zu erfassen. Entwicklungen von Weltmärkten sind demnach Randbedingungen für das in dieser Arbeit zu entwickelnde Modell und durch den Anwender des Modells zu parametrieren. Wechselwirkungen zwischen globalen Märkten und dem betrachteten Elektrizitätsmarkt können durch iterative Modellanwendung und Anpassung der Randbedingungen an die Ergebnisse der vorangegangenen Modellanwendung analysiert werden.

Kapitalverflechtungen zwischen Unternehmen sind für die Entwicklung des europäischen Elektrizitätsmarktes relevant, wenn sie das Verhalten der Marktteilnehmer wesentlich beeinflussen. In diesem Fall unterscheiden sich die individuellen Präferenzen unabhängiger Marktteilnehmer von denen verflochtener Unternehmen. Kapitalverflechtungen können sich beispielsweise auf das Wettbewerbsverhalten der Akteure auswirken, da verflochtene Unternehmen nur eingeschränkt miteinander konkurrieren. Grundsätzlich müssen derartige Randbedingungen daher bei der Entwicklung des Modells für den zu betrachtenden Markt berücksichtigt werden.

Die öffentlich verfügbaren Daten über Kapitalverflechtungen zwischen Unternehmen im europäischen Elektrizitätsmarkt stellen die tatsächlich existierenden Verflechtungen nur eingeschränkt dar. Eine exakte Modellierung der bestehenden Verflechtungen ist daher nicht möglich. Bei der Entwicklung des Modells müssen somit Annahmen über die Abgrenzung unterschiedlicher Akteure getroffen werden (vgl. Ab-

schnitt 4.3). Generell wird für das in dieser Arbeit zu entwickelnde Modell vorausgesetzt, dass die im Modell definierten Akteure eigenständige Interessen besitzen und nicht an Gewinnen anderer Unternehmen beteiligt sind. Kapitalverflechtungen zwischen den vom Modell erfassten Marktteilnehmern und Unternehmen außerhalb des definierten Betrachtungsbereichs sind nicht zu berücksichtigen, da die aus diesen Verflechtungen folgenden Interessen der Marktteilnehmer durch individuelle Präferenzen modelliert werden können.

4.1.3 Zeitlicher Betrachtungsbereich

Neben der technischen, geografischen und ökonomischen Abgrenzung des Betrachtungsbereichs muss definiert werden, welche Zeitbereiche mit dem zu entwickelnden Modell analysiert werden sollen. Der Umfang der zu betrachtenden Zeitbereiche muss an die jeweilige Fragestellung angepasst werden. Nach Abschnitt 4.1.1 stehen in dieser Arbeit besonders die Entwicklungen der für Investitionsentscheidungen der Stromerzeuger und Netzbetreiber relevanten Markteigenschaften im Fokus des Interesses. Der zeitliche Betrachtungsbereich dieser Arbeit muss daher mindestens einen Zeitraum umfassen, in dem Kraftwerke und Leitungen geplant, errichtet und betrieben werden können.

Die Nutzungsdauer von Kraftwerken und Betriebsmitteln in elektrischen Übertragungsnetzen beträgt üblicherweise mehrere Jahrzehnte.^{4,5} Um einen vollständigen Investitionszyklus zu analysieren, muss daher ein Zeitraum von mindestens rund 40 bis 60 Jahren betrachtet werden. Im europäischen Übertragungsnetz sind jedoch auch in derartigen Zeiträumen keine beliebigen Änderungen der derzeitigen Netzstruktur möglich, da die bestehenden Leitungen nicht gleichzeitig errichtet wurden und somit auch nicht zeitgleich ersetzt werden müssen. Der Verlauf neu errichteter Leitungen, die zur lokalen Verstärkung des existierenden Netzes errichtet werden, muss daher an die bestehende Netzstruktur angepasst werden und ist bei langfristigen Änderungen der Netzbelastungen nicht zwangsläufig optimal.

Grundsätzlich ist es daher sinnvoll, Zeiträume, die mehr als 40 bis 60 Jahre umfassen, zu analysieren. Dem steht jedoch entgegen, dass die reale zukünftige Entwicklung von Randbedingungen des Modells über derart lange Zeiträume nur mit erheblichen Unsicherheiten prognostiziert werden kann. Da die Ergebnisse der Modellanwendung in diesem Fall nur eingeschränkt auf die Realität übertragbar sind und stark von der realen zukünftigen Entwicklung des Elektrizitätsmarktes abweichen können,

⁴vgl. ICF (2002).

⁵vgl. Schneider (1998).

ist die Länge des zeitlichen Betrachtungsbereichs eingeschränkt. Der Fokus dieser Arbeit liegt daher auf Entwicklungen des europäischen Elektrizitätsmarktes in Zeiträumen von rund 40 bis 60 Jahren.

Investitionsentscheidungen, die Stromerzeuger und Netzbetreiber innerhalb des zu analysierenden Zeitraums treffen, werden aufgrund der langen Nutzungsdauer der Betriebsmittel auch von Erwartungen der Akteure über die Entwicklung des Marktes nach Ende des zu untersuchenden Zeitraums beeinflusst. Die Anwendung des Modells erfordert daher Vorgaben des Anwenders über die Entwicklung von Randbedingungen über den zu analysierenden Zeitraum hinaus. Aus diesem Grund wird der zeitliche Betrachtungsbereich dieser Arbeit in einen *Analysezeitraum* und einen *Betrachtungszeitraum* unterteilt. Der Zusammenhang zwischen beiden Zeitbereichen ist in Abbildung 4.3 dargestellt. Damit Akteure innerhalb des Modells alle relevanten zukünftigen Veränderungen des Marktes bei Investitionsentscheidungen zu jedem Zeitpunkt berücksichtigen können, muss der Betrachtungszeitraum mindestens um die Dauer eines vollständigen Investitionszyklus über den Analysezeitraum hinausgehen.

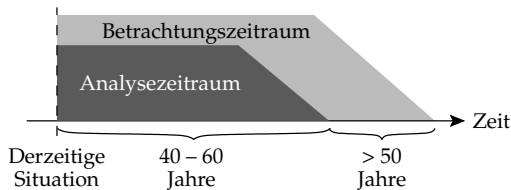


Abbildung 4.3: Analyse- und Betrachtungszeitraum

4.2 Netzmodell

In diesem Abschnitt wird ein Modell des europäischen Verbundnetzes für den in Abschnitt 4.1 definierten Betrachtungsbereich entwickelt. Abschnitt 4.2.1 stellt die Topologie des entwickelten Netzmodells und die Modellierung technischer Eigenschaften des realen Übertragungsnetzes vor. In Abschnitt 4.2.2 wird anschließend analysiert, welche geografischen und topografischen Eigenschaften des Gebietes innerhalb des geografischen Betrachtungsbereichs dieser Arbeit für die Entwicklung des Elektrizitätsmarktes relevant sind. Gleichzeitig wird die Modellierung dieser Eigenschaften vorgestellt. In Abschnitt 4.2.3 wird dargestellt, welche Merkmale der an das europäische Verbundnetz angeschlossenen Netznutzer für die Entwicklung des Marktes re-

levant sind und wie diese Eigenschaften in dem entwickelten Netzmodell abgebildet werden.

4.2.1 Netztopologie und technische Eigenschaften

In elektrischen Übertragungsnetzen werden zahlreiche Betriebsmittel eingesetzt, die unterschiedliche Aufgaben erfüllen. Die wichtigsten Betriebsmittelklassen zur Übertragung elektrischer Energie sind *Leitungen* und *Transformatoren*. Durch die technischen Eigenschaften der Betriebsmittel dieser Klassen wird die Übertragungskapazität des Netzes wesentlich beeinflusst.

- *Leitungen* sind Verbindungen zwischen zwei Knotenpunkten gleicher Spannungsebene des Netzes. Die Übertragungskapazität einer Leitung entspricht der Leistung, die ohne unzulässige Erwärmung der Leitung übertragen werden kann, und wird aus der Strombelastbarkeit und der Betriebsspannung der Leitung berechnet.⁶ Weitere technische Eigenschaften der Leitung sind reelle und imaginäre Widerstandsbeläge, welche die Übertragungsverluste und die Aufteilung der Leistungsflüsse in vermaschten Netzen beeinflussen.⁷
- *Transformatoren* verbinden Knotenpunkte unterschiedlicher Spannungsebenen. Die maximal übertragbare Leistung wird ebenfalls aus den Betriebsspannungen und der Strombelastbarkeit des Betriebsmittels berechnet.⁸ In Abhängigkeit von der Bauart können Transformatoren auch zur Steuerung des Leistungsflusses in elektrischen Netzen eingesetzt werden.

Neben Leitungen und Transformatoren existieren in elektrischen Übertragungsnetzen weitere Betriebsmittelklassen mit teilweise wichtigen Aufgaben für eine sichere und zuverlässige Versorgung mit elektrischer Energie. Hierzu zählen unter anderem *Schaltanlagen*, die wiederum aus mehreren Betriebsmittelklassen wie *Leistungs-* und *Trennschaltern* bestehen, sowie *Kompensationselemente* zur lokalen Anhebung der Betriebsspannung. Die technischen Eigenschaften dieser Betriebsmittel sind grundsätzlich sowohl bei der Planung des Netzes als auch im Netzbetrieb zu beachten und definieren technische Randbedingungen für den Elektrizitätsmarkt wie beispiels-

⁶vgl. Haubrich (2001a), Kap. 6.

⁷vgl. ebd.

⁸vgl. ebd., Kap. 5.

weise minimale und maximale Kurzschlussströme und zulässige Betriebsspannungen.^{9,10}

Bei vollständiger Modellierung aller Betriebsmittel existieren im europäischen Übertragungsnetz mehrere Tausend Knoten unterschiedlicher Spannungsebenen, die überwiegend durch Leitungen und Transformatoren miteinander verbunden sind. Derart aufwändige Modelle des Netzes sind in der Netzplanung und im Netzbetrieb erforderlich, um die exakten Belastungen der Betriebsmittel in Abhängigkeit vom Verhalten der Netznutzer zu ermitteln. Der Fokus der vorliegenden Arbeit liegt hingegen auf der Analyse grundsätzlicher, charakteristischer Eigenschaften des Netzes wie beispielsweise dem Leistungsaustausch zwischen benachbarten Ländern oder der dominierenden Transportrichtung elektrischer Energie im Übertragungsnetz. Um die Entwicklung des europäischen Elektrizitätsmarktes zu bewerten ist es nicht sinnvoll, die zukünftige Belastung einzelner Betriebsmittel zu prognostizieren, da diese überwiegend von lokalen Einflussfaktoren, die in dieser Arbeit nicht betrachtet werden, bestimmt wird. Für diese Arbeit wird daher ein vereinfachtes Netzmodell entwickelt, das wesentliche Eigenschaften des realen Übertragungsnetzes erfasst.

Um ein vereinfachtes Modell des realen Übertragungsnetzes zu entwickeln, wird ein am Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW) der RWTH Aachen¹¹ entwickeltes, detailliertes Modell des UCTE-Netzes¹² analysiert. Dieses Modell umfasst neben der Topologie des realen Übertragungsnetzes alle technischen Kenndaten der Betriebsmittel in diesem Netz, die für die Berechnung der Leistungsflüsse erforderlich sind.

In einem ersten Schritt zur Vereinfachung des exakten Netzmodells wird der geografische Betrachtungsbereich aus Abbildung 4.2 in Regionen unterteilt, die unter Beachtung des in dieser Arbeit erforderlichen Abstraktionsgrades weitgehend homogene Gebiete darstellen. Technische Kriterien zur Abgrenzung unterschiedlicher Regionen sind die auf die Fläche der jeweiligen Region bezogene Gesamtlast der Verbraucher (*Lastdichte*) innerhalb der Region und die auf die Fläche bezogene Übertragungskapazität der Leitungen in der Region. Zusätzlich werden geografische und topografische Eigenschaften der Gebiete bei der Definition näherungsweise homogener Regionen berücksichtigt (vgl. Abschnitt 4.2.2). Weiterhin wird sichergestellt, dass jede Region innerhalb eines Landes liegt und keine Region Gebiete aus unterschiedlichen Ländern umfasst.

⁹vgl. DIN VDE (1990).

¹⁰vgl. VDEW (1992).

¹¹<http://www.iaew.rwth-aachen.de> – Zugriff am 23. November 2008

¹²vgl. Hermes (2008).

In dem vereinfachten Netzmodell wird jede Region durch einen einzelnen Knoten repräsentiert, dessen Position dem Lastschwerpunkt innerhalb des von der Region umschlossenen Gebietes entspricht. Zusätzlich wird auf allen Grenzen zwischen je zwei Regionen ein Knoten definiert, um die Entfernung des Lastschwerpunktes von der Grenze der Region aus den Entfernungen von zwei Knoten berechnen zu können. Das vereinfachte Netzmodell umfasst insgesamt 300 Knoten, deren Positionen in Tabelle A.3 aufgelistet sind (vgl. Anhang A.2.1). Knoten besitzen keine technischen Eigenschaften, dienen jedoch dem Anschluss von Netznutzern und enthalten Angaben über geografische und topografische Eigenschaften der jeweiligen Region (vgl. Abschnitte 4.2.2 und 4.2.3).

In einem zweiten Schritt zur Entwicklung eines vereinfachten Netzmodells werden die einzelnen Knoten durch Kanten miteinander verbunden. Die in den Lastschwerpunkten der Regionen liegenden Knoten können nur mit den auf den Grenzen der jeweiligen Region liegenden Knoten verbunden werden. Jede Kante liegt demnach vollständig innerhalb einer Region. Kanten werden nur zwischen Knoten definiert, deren entsprechende Regionen auch in der Realität durch Leitungen, die nicht durch Gebiete anderer Regionen verlaufen, verbunden sind. Die resultierende Topologie des Netzes zeigt Abbildung 4.4. Zur besseren Übersichtlichkeit sind ausschließlich die in den Lastschwerpunkten der Regionen liegenden Knoten dargestellt.

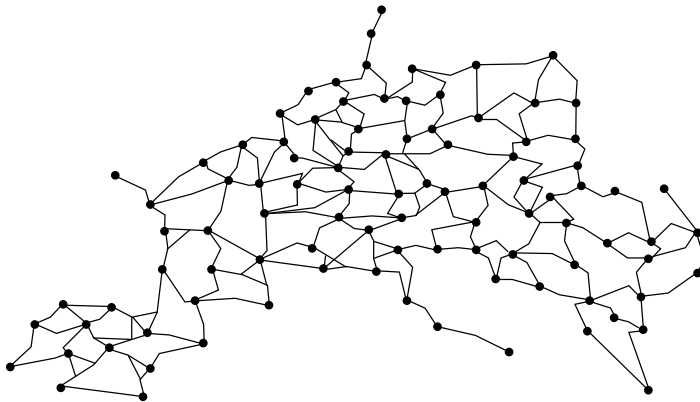


Abbildung 4.4: *Topologie des entwickelten Netzmodells*

Aufgrund der im Vergleich zur Topologie des realen europäischen Übertragungsnetzes stark vereinfachten Struktur des Netzmodells aus Abbildung 4.4 ist es nicht sinnvoll, alle technischen Eigenschaften elektrischer Leitungen auf die Kanten des vereinfachten Netzmodells zu übertragen. In diesem Modell müssen lediglich Eigenschaften, welche die Verteilung der Leistungsflüsse im Netz und die maximale Übertragungskapazität zwischen Netzknoten wesentlich beeinflussen, berücksichtigt werden. Es ist daher ausreichend, für jede Kante die maximale Übertragungskapazität und den Widerstandsbelag zu definieren.

Die maximale Übertragungskapazität der modellierten Kanten entspricht der maximalen Leistung, die im realen Übertragungsnetz über die direkte Verbindung zwischen zwei Knoten ohne Berücksichtigung der Belastungen des restlichen Netzes übertragen werden kann. Als direkte Verbindung werden alle Leitungen unterschiedlicher Spannungsebenen im Übertragungsnetz betrachtet, die ausschließlich durch die Region, die beide Knoten beinhaltet, verlaufen. Da sich die zwischen zwei Knoten übertragene Leistung in elektrischen Netzen jedoch auf alle Leitungen des Netzes – wenn auch mit unterschiedlichen Anteilen – aufteilt, kann die zwischen zwei Knoten übertragbare Leistung auch durch benachbarte Leitungen, die diese Knoten nicht direkt verbinden, begrenzt sein. Die Aufteilung der Leistungsflüsse muss daher auch auf Basis des vereinfachten Netzmodells hinreichend exakt berechnet werden können.

Leistungsflüsse verteilen sich in elektrischen Netzen entsprechend den Impedanzverhältnissen der Leitungen und Transformatoren auf die einzelnen Betriebsmittel.¹³ Für die in dieser Arbeit zu untersuchenden Fragestellungen ist es daher ausreichend, die Verhältnisse der Leitungswiderstände korrekt zu erfassen. Weiterhin werden Blindleistungsflüsse in dieser Arbeit nicht betrachtet, da Blindleistung zur Vermeidung von Netzverlusten überwiegend lokal bereitgestellt wird¹⁴. Grundsätzlich ändern sich zwar die Blindleistungsflüsse im Übertragungsnetz bei Änderungen der Struktur des Erzeugungsparks und der Kraftwerksstandorte und damit in Abhängigkeit von der Entwicklung des Elektrizitätsmarktes. Dem kann jedoch durch Einsatz von Kompensationselementen, die in dieser Arbeit nicht betrachtet werden, entgegen gewirkt werden^{15,16}.

Innerhalb des vereinfachten Netzmodells ist der Widerstandsbelag einer Kante durch einen reellen Wert bestimmt, der lediglich in Relation zu den Widerstandsbelägen der anderen Kanten ausgewertet wird. Vereinfacht wird der Widerstandsbelag der modellierten Kanten daher aus dem Quotienten der Länge und der Übertragungskapazität

¹³vgl. Haubrich (2001b), Kap. 9.

¹⁴vgl. ebd.

¹⁵vgl. ebd., Kap. 9.

¹⁶vgl. Haubrich (2001a), Kap. 5.

zität der jeweiligen Kante berechnet. Die Länge der Kante entspricht in diesem ersten Ansatz der aus den Koordinaten des Anfangs- und Endknotens der Kante berechneten kürzesten Entfernung zwischen diesen Knoten, multipliziert mit einem Faktor zur Umrechnung der in Anhang A.2.1 aufgelisteten Koordinaten in reale Entfernungen.

Grundsätzlich kann der Widerstand einer Verbindung zwischen zwei Knoten in der Realität auch durch lokale Besonderheiten des jeweiligen Netzgebietes beeinflusst werden. Derartige Besonderheiten sind beispielsweise gegeben, wenn aufgrund der Geografie oder der Bebauung des Gebietes überdurchschnittlich lange Leitungen zur Verbindung der Knoten im Verhältnis zur Länge der kürzesten Verbindung zwischen diesen Knoten erforderlich sind. Aufgrund der im Vergleich zur Realität vereinfachten Struktur des Netzmodells aus Abbildung 4.4 bleiben derartige Besonderheiten zunächst unberücksichtigt. In Abschnitt 5.3 wird untersucht, ob die technischen Eigenschaften des Netzmodells zur ausreichend exakten Nachbildung der Realität hinreichend detailliert erfasst sind. Falls Abweichungen zwischen den Ergebnissen von Berechnungen auf Basis des entwickelten Netzmodells und des exakten UCTE-Netzmodells¹⁷ auftreten, können die Längen und die Widerstandsbeläge der modellierten Kanten individuell parametrisiert werden.

4.2.2 Geografische und topografische Eigenschaften

Das innerhalb des geografischen Betrachtungsbereichs dieser Arbeit liegende Gebiet ist geografisch und topografisch sehr inhomogen. Die durch die Topologie des vereinfachten Netzmodells aus Abbildung 4.4 definierten Regionen unterscheiden sich in Merkmalen, die für das Verhalten der Marktteilnehmer und damit für die Entwicklung des Elektrizitätsmarktes relevant sind (vgl. Abschnitt 4.3, Abschnitt 5.5 und Abschnitt 5.6). Die wichtigsten dieser Merkmale sind

- das mittlere Gefälle und die Höhe der Erdoberfläche über Normalhöhennull zur Unterscheidung von Gebirge und Flachland,
- die Beschaffenheit des Erdbodens zur Unterscheidung von Wiesen, Wäldern, Gewässern, Stein und weiteren Ausprägungen und
- Art und Umfang der Besiedelung zur Unterscheidung von versiegelten und unversiegelten Oberflächen sowie Städten und Dörfern.

¹⁷ vgl. Hermes (2008).

Die geografischen und topografischen Gebietsmerkmale wirken sich auf unterschiedliche Aspekte des Elektrizitätsmarktes, die in dieser Arbeit untersucht werden, aus.

- Für Stromerzeuger ist der Einfluss von Gebietskenngrößen auf die Errichtungs- und Betriebskosten von Kraftwerken relevant. Zudem können einige Ausprägungen geografischer und topografischer Merkmale die Errichtung neuer Kraftwerke verhindern. In dieser Arbeit werden daher das *Kraftwerksausbaupotenzial* für Kraftwerke unterschiedlicher Bauart und die *knotenbezogenen Primärenergiekosten* analysiert.
- Für Netzbetreiber sind die Auswirkungen geografischer und topografischer Gebietseigenschaften auf die Kosten von Netzausbaumaßnahmen entscheidend. Weiterhin beeinflussen derartige Kenngrößen auch die erforderliche Genehmigungsdauer für Netzverstärkungen und die Dauer zur Durchführung der notwendigen Baumaßnahmen. Diese Auswirkungen werden in dieser Arbeit durch die *Netzausbaugeschwindigkeit* zusammengefasst.

Die Auswirkungen geografischer und topografischer Kenngrößen auf die Entwicklung des europäischen Elektrizitätsmarktes werden in den folgenden Abschnitten diskutiert. Weiterhin wird dargestellt, welche Merkmale durch die realen Gebietseigenschaften eindeutig festgelegt und daher in dem entwickelten Modell hinterlegt sind und welche zusätzlichen Informationen durch den Anwender des Modells parametrisiert werden können.

4.2.2.1 Kraftwerksausbaupotenzial

Ziel dieser Arbeit ist nach Abschnitt 1.3 und Abschnitt 4.1.1 unter anderem die Bewertung der Investitionsentscheidungen von Stromerzeugern. Hierfür ist erforderlich, die aus unterschiedlichen Investitionen resultierenden Barwerte und Renditen der Investitionen zu berechnen (vgl. Abschnitt 4.3.1 und Abschnitt 5.5.1). Akteure entscheiden sich für die Errichtung eines Kraftwerks, sofern die erwartete Rendite der Investition hinreichend hoch und hinreichend sicher ist. Um das Verhalten der Akteure und die Wechselwirkungen zwischen Stromerzeugung und -transport vollständig zu analysieren, müssen weiterhin Standorte für die Errichtung der als rentabel bewerteten Kraftwerke ausgewählt werden. Die Menge der möglichen Standorte kann durch geografische und topografische Gebietseigenschaften eingeschränkt sein.

Geografische Eigenschaften beschränken die Wahl möglicher Kraftwerksstandorte, wenn die zum Betrieb des Kraftwerks benötigten Primärenergieträger an einigen Standorten nicht verfügbar sind (die eingeschränkte Verfügbarkeit von Primärenergieträgern durch hohe Transportkosten wird in Abschnitt 4.2.2.2 diskutiert). Dies betrifft insbesondere Laufwasser-, Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke, da diese nur an Flüssen und Gewässern errichtet werden können. Die daraus folgenden geografischen Restriktionen sind unter anderem in Deutschland besonders relevant, da die erwarteten Renditen neuer Wasserkraftwerke zwar hoch sind, im gesamten Gebiet der Bundesrepublik Deutschland aber nahezu keine Flächen für die Errichtung neuer Wasserkraftwerke zur Verfügung stehen. Das Ausbaupotenzial für Wasserkraftwerke muss daher in dem entwickelten Netzmodell berücksichtigt werden.

Ist die erwartete Rendite von Investitionen in neue Kraftwerke hinreichend hoch, wird die insgesamt errichtete Erzeugungslleistung lediglich durch das für Investitionen zur Verfügung stehende Kapital, die Dauer der notwendigen Baumaßnahmen und das Kraftwerksausbaupotenzial begrenzt. Dies gilt insbesondere, wenn die Erzeugungskapazität neuer Kraftwerke nicht im Wettbewerb mit anderen Kraftwerken vermarktet wird und daher unabhängig von der insgesamt installierten Erzeugungskapazität aller Kraftwerke ist. Eine derartige Situation wird in Deutschland durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz geschaffen, da elektrische Energie aus regenerativen Quellen vorrangig in das Netz eingespeist und mit festgelegten Entgelten vergütet wird¹⁸. Das Kraftwerksausbaupotenzial muss daher für Erzeugungsanlagen, die auf derartigen Primärenergieträgern basieren, ebenfalls berücksichtigt werden. Da insbesondere in Deutschland die auf dem Festland verfügbaren Flächen für die Errichtung von Windenergieanlagen nahezu vollständig genutzt werden und für die Errichtung von Kraftwerken auf Basis anderer regenerativer Energien mit Ausnahme von Wasser noch zahlreiche Flächen zur Verfügung stehen, wird zunächst das Ausbaupotenzial für Windenergie- und Wasserkraftwerke im Netzmodell erfasst. In Abhängigkeit von den Ergebnissen der Modellanwendung (vgl. Kapitel 6) kann das Netzmodell zukünftig um das Ausbaupotenzial für Kraftwerke auf Basis weiterer Primärenergieträger erweitert werden.

Das Kraftwerksausbaupotenzial wird je Erzeugungstechnologie und Primärenergieträger durch die über einen gegebenen Zeitraum mögliche Steigerung der installierten Erzeugungskapazität der jeweiligen Kraftwerke, bezogen auf die derzeit installierte Leistung entsprechender Kraftwerke, beschrieben. Dadurch wird berücksichtigt, dass zusätzliche Erzeugungsleistung in der Realität nicht nur durch Neubau von Kraftwerken, sondern auch durch Nachrüstung und Modernisierung (*Repowering*) bestehender Erzeugungsanlagen errichtet werden kann. Innerhalb des entwickelten Netzmodells wird Repowering vereinfacht durch zusätzliche Errichtung neuer Erzeugungsanlagen modelliert.

¹⁸vgl. Gesetz zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien.

Das Kraftwerksausbaupotenzial für Windenergieanlagen wird in einem ersten Schritt zunächst an allen Knoten mit Ausnahme der Knoten innerhalb Deutschlands als unbeschränkt angenommen. Hierdurch wird vermieden, dass die Ergebnisse der Modellanwendung von vornherein durch subjektive Einschätzungen beeinflusst werden. Aufbauend auf einer Analyse der Modellergebnisse kann das Netzmodell dann sukzessive weiter parametrisiert und an die Realität angepasst werden. Aufgrund der großen installierten Erzeugungsleistung von Windenergieanlagen in Deutschland wird das Kraftwerksausbaupotenzial für Windenergieanlagen an den innerländlichen Knoten dieses Landes auf 2,5 %/a und an den in Küstennähe liegenden Knoten aufgrund der möglichen Anbindung von Offshoreanlagen auf 10 %/a beschränkt. Das Ausbaupotenzial für Wasserkraftwerke beträgt an allen Knoten im gesamten Netzmodell mit Ausnahme von Deutschland 2,5 %/a und an den Knoten innerhalb Deutschlands 0,5 %/a.

4.2.2.2 Knotenbezogene Primärenergiekosten

Im vorherigen Abschnitt 4.2.2.1 werden die Restriktionen geografischer und topografischer Gebieteigenschaften für die Auswahl der Standorte zur Errichtung von Kraftwerken, die als rentabel bewertet werden, diskutiert. Die Merkmale des Gebietes beeinflussen jedoch auch die monetäre Bewertung von Investitionen in neue Kraftwerke, da sich Gebieteigenschaften auf die Betriebs- und damit die variablen Stromerzeugungskosten von Kraftwerken auswirken können. Hierbei ist besonders der Einfluss von Gebieteigenschaften auf die knotenbezogenen Beschaffungskosten unterschiedlicher Primärenergieträger zu berücksichtigen.

Die Kosten für die Belieferung eines thermischen Kraftwerks an einem gegebenen Standort mit dem benötigten Primärenergieträger setzen sich aus dem Weltmarktpreis und den Transportkosten des Primärenergieträgers zusammen. Erfolgt die Versorgung des Kraftwerks mit Primärenergie nicht leitungsgebunden durch Pipelinesysteme, werden die Transportkosten durch die Eigenschaften des Gebiets und den Anteilen der in Europa üblichen Transportmöglichkeiten Schiff, Bahn und Straße an der gesamten Transportentfernung bestimmt. Sind die relevanten Gebieteigenschaften bekannt, können die knotenbezogenen Primärenergiekosten auf Basis des Beschaffungspreises frei Hafen und den spezifischen Transportkosten der unterschiedlichen Transportmöglichkeiten berechnet werden.

Das entwickelte Netzmodell erhält daher zusätzliche Angaben über die geografischen und topografischen Gebieteigenschaften, die sich auf die verfügbaren Transportmöglichkeiten innerhalb der einzelnen Regionen auswirken. Hierfür wird für jeden Knoten des Netzmodells aus dem Verlauf von Flüssen im Verhältnis zur Be-

siedelung innerhalb der Region, der Erschließung der Region durch Bahnstrecken und dem Verlauf der Hauptverkehrsstraßen eine Kennzahl berechnet, die eine Abschätzung des Anteils der unterschiedlichen Transportmöglichkeiten erlaubt (vgl. Anhang A.2.3). Zusätzlich sind die Positionen der Binnen- und Seehäfen innerhalb des geografischen Betrachtungsbereichs dieser Arbeit im Modell hinterlegt. Sofern Primärenergieträger zur Versorgung eines Kraftwerks über mehrere Regionen transportiert werden müssen, wird der Anteil der unterschiedlichen Transportmöglichkeiten durch Bildung des gewichteten Mittelwertes der Kennzahlen aller betroffenen Regionen ermittelt. Die Kennzahlen der einzelnen Regionen werden dabei mit der Ausdehnung der jeweiligen Region in Transportrichtung gewichtet.

In einem ersten Schritt werden auf Basis der Regionenkennzahlen aus Anhang A.2.3 und der spezifischen Transportkosten aus Tabelle A.6 knotenbezogene Kosten für die Primärenergieversorgung von Kraftwerken auf Basis von Stein- und Braunkohle berechnet. Da innerhalb des geografischen Betrachtungsbereichs dieser Arbeit auch Vorkommen dieser Primärenergieträger existieren, werden die Positionen dieser Vorkommen ebenfalls im Modell hinterlegt (vgl. Tabelle A.5). Die Versorgung eines Kraftwerks erfolgt somit in Abhängigkeit von den jeweiligen Kosten wahlweise über Seehäfen, Binnenhäfen oder Vorkommen innerhalb der Systemgrenzen des Modells. Die Parametrierung der Stein- und Braunkohlepreise frei Hafen sowie der knotenbezogenen Preise für Kernenergiebrennstoffe, Gas und Öl erfolgt durch den Anwender des Modells.

4.2.2.3 Netzausbaugeschwindigkeit

Neben den Auswirkungen geografischer und topografischer Gebietsmerkmale auf das Verhalten der Stromerzeuger beeinflussen diese Kenngrößen auch die Entwicklung des Übertragungsnetzes. Die Belastung des Netzes und die monetäre Bewertung von Investitionen in neue Übertragungskapazitäten werden zwar wesentlich durch das Verhalten der Netznutzer und regulatorische Randbedingungen bestimmt, die Dauer für Genehmigungsverfahren und für die Durchführung von Baumaßnahmen sowie die Kosten zur Errichtung von Übertragungsleitungen variieren hingegen in Abhängigkeit von den Eigenschaften des betroffenen Gebietes. Grundsätzlich ist davon auszugehen, dass starke Besiedelung oder Naturschutzgebiete in der Nähe der zu errichtenden Leitung die Dauer des Genehmigungsverfahrens erhöhen oder die Errichtung der Leitung sogar verhindern. Die Dauer und die Kosten für die Durchführung der Baumaßnahmen werden hingegen stärker von den geografischen Gebietseigenschaften wie der Bodenbeschaffenheit und der Art des Geländes beeinflusst.

Das entwickelte Netzmodell ermöglicht dem Anwender, sowohl die erforderliche Genehmigungsdauer zur Errichtung neuer oder zur Verstärkung vorhandener Übertragungsleitungen als auch die für die Durchführung der Baumaßnahmen benötigte Zeit für jeden Knoten des Netzmodells vorzugeben. Erfolgt keine Vorgabe dieser Werte durch den Anwender, werden an den jeweiligen Knoten Standardwerte, die ebenfalls durch den Anwender parametrisiert werden können, eingesetzt.

- Für die Genehmigungsdauer wird angenommen, dass diese unabhängig von der Länge und der Kapazität der zu errichtenden Leitung ist. Sie stellt somit einen Offset für alle an dem jeweiligen Knoten zu errichtenden Verbindungen dar. Die Angabe der Genehmigungsdauer erfolgt in Jahren.
- Die für die Baumaßnahmen zur Errichtung einer Leitung nach Abschluss des Genehmigungsverfahrens benötigte Zeit steigt sowohl mit der Länge der Verbindung als auch mit deren Kapazität. Da der Verlauf der neu zu errichtenden Verbindungen und die Dimensionierung neuer Übertragungsleitungen modellendogen von den Akteuren ausgewählt werden (vgl. Abschnitt 5.6), müssen die durch den Anwender vorzugebenden Werte normiert werden. Die Angabe der Dauer für die Durchführung von Baumaßnahmen erfolgt daher in Jahren pro Tausend MW und Kilometer ($a/T_{sd} \cdot MW \cdot km$).

4.2.3 Netznutzer

Die an das europäische Übertragungsnetz angeschlossenen Netznutzer werden in *Erzeugungsanlagen*, die elektrische Energie in das Netz einspeisen, und *Lasten*, die elektrische Energie aus dem Netz entnehmen, unterschieden. In den folgenden Abschnitten wird analysiert, welche technischen und ökonomischen Kenndaten der Netznutzer für die Entwicklung des europäischen Elektrizitätsmarktes unter Beachtung der in Abschnitt 4.1 erläuterten Systemgrenzen relevant sind und daher in dem entwickelten Netzmodell abgebildet werden müssen.

4.2.3.1 Erzeugungsanlagen

Die in dieser Arbeit zu modellierenden Erzeugungsanlagen entsprechen aufgrund der Abgrenzung des Betrachtungsbereichs (vgl. Abschnitt 4.1) den an das europäische Übertragungsnetz angeschlossenen Großkraftwerken. Der Einfluss dezentraler

und kleinerer Erzeugungsanlagen, die elektrische Energie in Verteilungsnetze einspeisen, wird lediglich aggregiert betrachtet und daher analog zu Großkraftwerken modelliert. Für Erzeugungsanlagen sind alle technischen und ökonomischen Kenndaten, die das Verhalten der Marktteilnehmer beeinflussen, zu modellieren. Das Verhalten der Marktteilnehmer kann in Entscheidungen, die kurzfristig wirksam sind, und Entscheidungen, die sich überwiegend langfristig auf die Entwicklung des Marktes auswirken, unterteilt werden.

- Kurzfristig wirksame Entscheidungen der Akteure betreffen den Einsatz der bestehenden Kraftwerke zur Stromerzeugung. Für diese Verhaltensentscheidungen sind ausschließlich die variablen Erzeugungskosten der Kraftwerke relevant, da Investitions- und Rückbaukosten sowie jährliche Fixkosten zur Instandhaltung der Kraftwerke zum Zeitpunkt der Entscheidung bereits versunken sind.
- Entscheidungen über Investitionen in neue Erzeugungsanlagen erfordern hingegen eine langfristige Betrachtung unter Berücksichtigung von Fixkosten. Es sind alle Kosten, die über die gesamte Nutzungsdauer eines Kraftwerks für Errichtung, Betrieb und Rückbau entstehen, zu modellieren. Zusätzlich ist bei Investitionsentscheidungen die Dauer vom Planungsbeginn bis zur Inbetriebnahme des Kraftwerks relevant, da sich Randbedingungen des Elektrizitätsmarktes während dieser Zeit ändern und dadurch die Rentabilität der Investition beeinflussen können.

Die variablen Stromerzeugungskosten eines Kraftwerks werden wesentlich durch die Kosten für die Bereitstellung der Primärenergieträger am Standort des Kraftwerks (vgl. Abschnitt 4.2.2.2) und den Wirkungsgrad des Kraftwerks bestimmt. Während die Primärenergiekosten exogene, durch den Kraftwerksbetreiber nicht beeinflussbare Randbedingungen darstellen, ist der Wirkungsgrad von der eingesetzten Erzeugungstechnologie abhängig und damit zumindest bei der Errichtung des Kraftwerks – bei möglichen Nachrüstungen während der Laufzeit auch zu späteren Zeitpunkten – eine Entscheidung des Kraftwerksbetreibers.

Neben der Erzeugungstechnologie entscheidet der Kraftwerksbetreiber bei der Errichtung des Kraftwerks auch über die zu installierende Erzeugungskapazität. Die maximal und minimal mögliche Nennleistung des Kraftwerks kann zwar durch die ausgewählte Technologie eingeschränkt sein, durch die mögliche Errichtung mehrerer Kraftwerksblöcke besitzt der Kraftwerksbetreiber jedoch zumindest die Wahl zwischen mehreren diskreten Größen. Es ist daher sinnvoll, die für Errichtung, Betrieb und Rückbau von Kraftwerken auf Basis unterschiedlicher Erzeugungstechnologien erforderlichen Kosten auf die Nennleistung des Kraftwerks zu normieren.

Technische Eigenschaften, die sich auf den möglichen Einsatz des Kraftwerks zur Stromerzeugung auswirken, sind durch die statischen Betriebsdiagramme von Turbinen und Generatoren sowie die möglichen Änderungsgeschwindigkeiten der Arbeitspunkte gegeben.¹⁹ Wesentliche Kenndaten sind die minimal und maximal erzeugbare elektrische Leistung, die Leistungsänderungsgeschwindigkeit sowie minimale und maximale Betriebs- und Stillstandsauern. Derartige technische Eigenschaften werden in dieser Arbeit aufgrund des Fokus der Arbeit auf ökonomisch-technischen Zusammenhängen nur vereinfacht modelliert. In einem ersten Schritt wird die minimale Einschaltdauer von Kraftwerken berücksichtigt, die der minimalen Anzahl aufeinanderfolgender Betriebsstunden des Kraftwerks entspricht. Hierdurch wird berücksichtigt, dass der Betrieb von Grundlastkraftwerken zur Deckung von Spitzenlast in vielen Fällen weder ökonomisch sinnvoll, noch technisch möglich ist. In Abschnitt 5.3 wird untersucht, ob der Einsatz bestehender Kraftwerke zur Stromerzeugung auf Basis dieser vereinfachten Modellierung hinreichend exakt berechnet werden kann. Weitere technische Kenndaten von Erzeugungsanlagen – beispielsweise die Möglichkeit, Regelenergie bereitzustellen – können zukünftig in das entwickelte Modell integriert werden.

Im derzeitigen europäischen Elektrizitätsmarkt existieren zahlreiche Kraftwerke, die sich in technischen Eigenschaften nur geringfügig unterscheiden. Da zudem nicht für alle an das europäische Übertragungsnetz angeschlossenen Erzeugungsanlagen sämtliche technischen Kenndaten öffentlich verfügbar sind, werden in dieser Arbeit standardisierte *Kraftwerkstypen* definiert, die übliche Werte für technische und ökonomische Kenndaten von Kraftwerken enthalten. Die durch einen Kraftwerkstyp definierten Kenndaten zeigt Tabelle 4.1, die Parametrierung der Daten in dem entwickelten Modell des Elektrizitätsmarktes ist in Anhang A.4 dargestellt.

Technische Kenndaten	Ökonomische Kenndaten
<ul style="list-style-type: none"> • Primärenergieträger • Wirkungsgrad • Nutzungsdauer • minimale Einschaltdauer • Pumpbetrieb möglich? (nur bei Wasserkraftwerken) 	<ul style="list-style-type: none"> • spezifische Investitionskosten • spezifische Instandhaltungskosten • spezifische Rückbaukosten • Abschreibungsdauer • Errichtungsdauer

Tabelle 4.1: *Kenndaten von Kraftwerkstypen*

Das entwickelte Netzmodell enthält die in Tabelle 4.1 dargestellten Daten und die Nennleistung sowie das Errichtungsjahr aller Erzeugungsanlagen, die derzeit an das europäische Übertragungsnetz angeschlossen sind. Zusätzlich werden im Modell Erzeugungsanlagen, die in die unterlagerte Hochspannungsebene einspeisen und

¹⁹vgl. Haubrich (2001a), Kap. 4.

aufgrund ihrer Größe oder lokalen Bedeutung für die Entwicklung des Elektrizitätsmarktes relevant sind, ebenfalls berücksichtigt. Jedes Kraftwerk wird in dem vereinfachten Netzmodell dem Knoten zugeordnet, der im Lastschwerpunkt der Region liegt, in der das reale Kraftwerk an das Übertragungsnetz angeschlossen ist.

4.2.3.2 Lasten

An das europäische Elektrizitätsversorgungsnetz sind zahlreiche Lasten angeschlossen, die unterschiedlichen Kunden (*Verbrauchern*) zugeordnet werden können. Verbraucher unterscheiden sich aus ökonomischer Sicht in ihren individuellen Präferenzen und aus technischer Sicht in der von ihnen aus dem Netz entnommenen elektrischen Energie. Aufgrund der Vielzahl von Kunden im realen Markt, die teilweise nur sehr geringe Mengen elektrischer Energie beziehen, ist es weder sinnvoll noch möglich, jede einzelne Last und jeden einzelnen Verbraucher im realen Markt in dieser Arbeit zu modellieren. Es ist daher erforderlich, analog zu den im vorherigen Abschnitt 4.2.3.1 vorgestellten Kraftwerkstypen *Kundengruppen* zu definieren, in denen technisch und ökonomisch näherungsweise gleichartige Kunden zusammengefasst werden können.

Um die Belastung des Übertragungsnetzes zu berechnen muss – neben den Positionen und charakteristischen Daten von Erzeugungsanlagen – lediglich die an jedem Knoten des vereinfachten Netzmodells insgesamt entnommene Leistung im Modell abgebildet werden. Werden die an das Netz angeschlossenen Verbraucher derart stark aggregiert, ist es jedoch nicht mehr möglich, unterschiedliche Präferenzen einzelner Kunden und deren Auswirkungen auf die Entwicklung des Elektrizitätsmarktes zu berücksichtigen. In dieser Arbeit werden daher entsprechend einer häufig verwendeten Klassifizierung von Verbrauchern²⁰ die Kundengruppen *Haushaltskunden*, *Gewerbekunden* und *Industriekunden* unterschieden.

Die von Kunden der einzelnen Gruppen aus dem Netz entnommene elektrische Energie variiert sowohl saisonal als auch in Abhängigkeit von der Tageszeit. Dieser Zusammenhang wird durch die Definition von *Lastganglinien* erfasst, welche die entnommene Leistung in Abhängigkeit von der Tages- und Jahreszeit angeben. Da die Lastganglinien der einzelnen Kundengruppen üblicherweise erhebliche Unterschiede aufweisen, müssen für jede Kundengruppe individuelle Ganglinien definiert werden.

²⁰ vgl. Cosijns/D'haeseleer (2006).

- Die von Haushaltskunden aus dem Netz entnommene Leistung schwankt üblicherweise im Tagesverlauf erheblich und weist charakteristische Lastspitzen zu ausgeprägten Zeiten, beispielsweise zur Mittagszeit oder abends, auf. Trotz der im Vergleich zu Kunden anderer Gruppen insgesamt geringen Leistung, die von einzelnen Haushaltskunden aus dem Netz entnommen wird, sind die von Haushaltskunden verursachten Lastspitzen aufgrund der großen Anzahl Kunden dieser Gruppe auch in der aggregierten Leistungsentnahme aus dem Übertragungsnetz deutlich erkennbar²¹.
- Lastganglinien von Gewerbekunden unterliegen weniger starken Schwankungen als Lastganglinien von Haushaltskunden. Die aus dem Netz entnommene Leistung variiert jedoch immer noch deutlich zwischen Tag und Nacht sowie zwischen Arbeits- und Feiertagen. Die Anzahl Gewerbekunden ist im europäischen Elektrizitätsmarkt geringer als die Anzahl Haushaltskunden, die von einem einzelnen Gewerbekunden bezogene Leistung ist hingegen größer als die individuelle Last eines Haushaltskunden.
- Industriekunden beziehen je Kunde deutlich mehr elektrische Energie als Gewerbe- und Haushaltskunden. Die Änderungen des Leistungsbezugs über der Tages- und Jahreszeit sind hingegen deutlich geringer. Insbesondere weist die Mehrzahl der Industriekunden keine ausgeprägten Leistungsspitzen auf, die den Einsatz von schnell an- und abfahrbaren Kraftwerken erfordern. Industriekunden tragen damit erheblich zur Grundlast des Elektrizitätsversorgungssystems bei.

In dieser Arbeit werden für jede Kundengruppe in jedem Land innerhalb des Betrachtungsbereichs individuelle Lastganglinien definiert. Da die von Kunden an einem einzelnen Tag bezogene elektrische Energie im Verhältnis zum Energiebezug über einen Zeitraum von einem Jahr für die langfristige Entwicklung des Elektrizitätsmarktes vernachlässigt werden kann, wird der Zeitraum von einem Jahr entsprechend Abbildung 4.5 in acht charakteristische Zeitbereiche unterteilt. Der Zeitbereich *Tag* entspricht der Zeit zwischen 8:00 Uhr und 20:00 Uhr, der Zeitbereich *Nacht* der Zeit zwischen 20:00 Uhr und 8:00 Uhr. Jeder charakteristische Zeitbereich umfasst demnach einen Zeitraum von zwölf Stunden. In Abbildung 4.5 ist weiterhin die Auftrittshäufigkeit jedes Zeitbereichs innerhalb eines Jahres dargestellt.

Für jeden der acht charakteristischen Zeitbereiche wird die individuelle Lastganglinie für Haushalts-, Gewerbe- und Industriekunden jedes Landes in dem Modell hinterlegt. Das Zeitraster der Lastganglinien wird zu einer Stunde gewählt. Jede Lastganglinie enthält daher zwölf Werte, die den Energiebezug eines einzelnen Kunden

²¹<http://www.ucte.org/resources/dataportal/consumption> – Zugriff am 23. November 2008

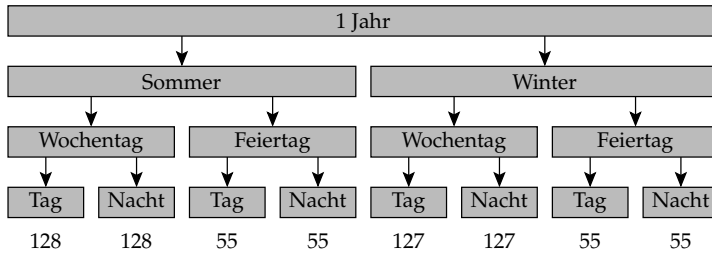


Abbildung 4.5: Aufteilung eines Jahres in charakteristische Zeitbereiche

während der entsprechenden Stunde des jeweiligen charakteristischen Zeitbereiches definieren. Innerhalb einer Stunde wird der Energiebedarf der Kunden als konstant angenommen. Um die insgesamt aus dem Netz entnommene Leistung auf Basis dieser Daten berechnen zu können, enthält das entwickelte Modell weiterhin für jeden Knoten des Netzmodells aus Abbildung 4.4 die Anzahl Haushalts-, Gewerbe- und Industriekunden, die an dem jeweiligen Knoten angeschlossen sind. Analog zur Modellierung der Anschlusspunkte von Kraftwerken werden Kunden nur an Knoten, die in Lastschwerpunkten von Regionen liegen, angeschlossen. Die Parametrierung der Anzahl Kunden je Kundengruppe und Knoten sowie der individuellen Lastganglinien erfolgt soweit möglich auf Basis öffentlich verfügbarer Daten²² und wird durch subjektive Einschätzungen ergänzt (vgl. Abschnitt 6.1.1).

4.3 Marktakteure

In diesem Abschnitt werden die individuellen Präferenzen und Handlungsoptionen der Marktteilnehmer des europäischen Elektrizitätsmarktes analysiert. Es wird untersucht, welche Eigenschaften der Akteure innerhalb des ökonomisch-technischen Modells des Marktes abgebildet werden müssen, um die Auswirkungen der Handlungen von Marktteilnehmern auf die langfristige Entwicklung des Marktes berechnen und quantifizieren zu können. In Abschnitt 4.3.1 werden die Eigenschaften von Stromerzeugern, die elektrische Energie erzeugen und vermarkten, untersucht. Abschnitt 4.3.2 analysiert die Präferenzen und Verhaltensoptionen der Netzbetreiber. In Abschnitt 4.3.3 wird analysiert, welche Möglichkeiten und Präferenzen politische Akteure für Eingriffe in den Markt besitzen. Abschnitt 4.3.4 stellt anschließend den Einfluss der Verbraucher dar.

²²<http://www.ucte.org/resources/dataportal/consumption> – Zugriff am 23. November 2008

4.3.1 Stromerzeuger

Als *Stromerzeuger* werden in dieser Arbeit alle Unternehmen bezeichnet, die Kraftwerke betreiben und elektrische Energie in das Elektrizitätsversorgungsnetz einspeisen. Ziel jedes Stromerzeugers ist, die Differenz aus den Erlösen durch Verkauf und den Kosten durch Erzeugung elektrischer Energie zu maximieren. Entscheidungen, die von Stromerzeugern getroffen werden, umfassen die folgenden Punkte.

- Bestehende Kraftwerke müssen optimal vermarktet werden. Innerhalb des in dieser Arbeit entwickelten Modells muss ermittelt werden, welcher Preis durch Verkauf elektrischer Energie in Abhängigkeit von den technischen und ökonomischen Eigenschaften der Erzeugungskapazitäten aller Stromerzeuger sowie der Nachfrage erzielt werden kann (vgl. Abschnitt 5.3).
- Werden mehrere aufeinanderfolgende Zeitpunkte betrachtet, müssen Stromerzeuger zusätzlich entscheiden, ob die Errichtung neuer Kraftwerke aus ökonomischer Sicht sinnvoll ist. Hierfür ist unter Berücksichtigung von Unsicherheiten zu ermitteln, welche Kosten und Erlöse durch Errichtung, Betrieb und Vermarktung der zusätzlichen Erzeugungskapazität zukünftig erwartet werden. Freiheitsgrade sind durch den Kraftwerkstyp, die Nennleistung, den Errichtungszeitpunkt und den Standort möglicher neuer Kraftwerke gegeben. Die Entscheidung über die Errichtung neuer Kraftwerke erfolgt unter Beachtung der Risikoaversion des jeweiligen Akteurs (vgl. Abschnitt 5.5.1).

Im realen europäischen Elektrizitätsmarkt existieren sowohl bei der Vermarktung bestehender Kraftwerke als auch bei Investitionen in neue Kraftwerke weitere Handlungsoptionen für Stromerzeuger. Bestehende Kraftwerke können beispielsweise an mehreren, unterschiedlichen Märkten – insbesondere den Märkten für Regel- und Ausgleichenergie – vermarktet werden. Hierdurch können sich Wechselwirkungen zwischen Entscheidungsvariablen ergeben, da der mögliche Einsatz eines Kraftwerks zur Stromerzeugung durch die Vermarktung des Kraftwerks an anderen Märkten eingeschränkt sein kann. Weiterhin besteht in der Realität die Möglichkeit, bei Investitionen in neue Kraftwerke mit anderen Akteuren zu kooperieren und beispielsweise nur Anteile an neuen Kraftwerken zu erwerben oder Risiken durch langfristige Verträge zu minimieren. Diese zusätzlichen Freiheitsgrade können die erwarteten, aus einer Investitionsentscheidung folgenden zukünftigen Einnahmen und Ausgaben und dadurch auch das Investitionsverhalten der Stromerzeuger beeinflussen.

Die zusätzlichen Freiheitsgrade für das Verhalten der Stromerzeuger wirken sich grundsätzlich auf die Entwicklung des betrachteten Marktes aus. Der Einfluss die-

ser zusätzlichen Freiheitsgrade kann mit hinreichend detaillierten Modellen in Variantenrechnungen, in denen unterschiedliche Kombinationen dieser Freiheitsgrade berücksichtigt werden, analysiert werden. Da für die Fähigkeit von Kraftwerken, Regelleistung und -energie bereitzustellen, weitere technische Eigenschaften zusätzlich zu den in Abschnitt 4.2.3.1 genannten Kenndaten der Kraftwerkstypen modelliert werden müssen, werden Märkte für Regelernergie in dieser Arbeit nicht betrachtet. Weiterhin wird vorausgesetzt, dass Stromerzeuger nicht mit anderen Akteuren kooperieren und daher ausschließlich individuell Entscheidungen über Investitionen in neue Kraftwerke treffen. Das in dieser Arbeit entwickelte Modell kann zukünftig jedoch um weitere Eigenschaften des realen Elektrizitätsmarktes, die für die Entwicklung dieses Marktes relevant sein können, erweitert werden.

Bei der Entscheidung über die Errichtung neuer Kraftwerke können die Handlungsoptionen der Stromerzeuger durch Ursachen, die in dem in dieser Arbeit entwickelten Modell nicht explizit erfasst werden, eingeschränkt sein. Zu derartigen Ursachen zählen beispielsweise begrenzte Produktions- und Lieferkapazitäten von Hersteller- und Zulieferunternehmen, die an der Errichtung eines Kraftwerks beteiligt sind. Derartige Restriktionen begrenzen die Anzahl der Kraftwerke auf Basis unterschiedlicher Erzeugungstechnologien, die innerhalb eines Landes und des gesamten Marktes in einem gegebenen Zeitraum gleichzeitig errichtet werden können. Weiterhin ist das den einzelnen Akteuren zur Verfügung stehende Kapital für Investitionen in neue Kraftwerke begrenzt. Hierdurch können die Anzahl und die möglichen Typen der Kraftwerke, die durch einen Akteur errichtet werden können, ebenfalls eingeschränkt sein.

Um derartige Restriktionen für das Verhalten der Stromerzeuger zu berücksichtigen, können in dem entwickelten Modell für jedes Land innerhalb des geografischen Betrachtungsbereichs und für jeden Stromerzeuger die maximale Anzahl und die maximale Nennleistung der Kraftwerke, die in diesem Land insgesamt oder durch den entsprechenden Stromerzeuger errichtet werden können, durch den Anwender vorgegeben werden. Die zulässigen Grenzwerte werden separat für Kraftwerke, die innerhalb eines Jahres neu errichtet werden, und Kraftwerke, die sich zeitgleich in der Errichtungsphase befinden, definiert. Die Vorgabe dieser Grenzwerte ist insbesondere für Kraftwerke, deren Rentabilität nicht von der insgesamt installierten Erzeugungskapazität abhängt – beispielsweise durch das EEG²³ geförderte Erzeugungsanlagen – wichtig, da Akteure bei hinreichender Rendite der erforderlichen Investitionen konstante Anreize zur Errichtung derartiger Kraftwerke besitzen.

Die in dem entwickelten Modell abgebildeten Stromerzeuger entsprechen den realen stromerzeugenden Unternehmen im europäischen Elektrizitätsmarkt. Die an das Übertragungsnetz angeschlossenen Erzeugungsanlagen (vgl. Abschnitt 4.2.3.1) wer-

²³ vgl. Gesetz zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien.

den jeweils dem Akteur, der den größten Anteil des realen Kraftwerks besitzt, zugeordnet. Falls mehrere Unternehmen ähnliche Anteile eines realen Kraftwerks besitzen, wird das reale Kraftwerk durch mehrere Erzeugungsanlagen entsprechender Größe modelliert. Hierbei wird berücksichtigt, dass reale Kraftwerke nicht in eine beliebige Anzahl Erzeugungsanlagen, die unabhängig voneinander einsetzbar sind, aufgeteilt werden können.

4.3.2 Netzbetreiber

Netzbetreiber sind in dieser Arbeit alle Akteure, die für Ausbau und Betrieb von Teilen des europäischen Übertragungsnetzes verantwortlich sind. Ziel dieser Akteure ist grundsätzlich, die Differenz aus Entgelten für die Nutzung und Kosten für Ausbau und Betrieb des Netzes zu maximieren. Aufgrund gesetzlicher Vorschriften und der Systemverantwortung der Übertragungsnetzbetreiber muss der Ausbau des Netzes bedarfsgerecht entsprechend der Entwicklung der Netznutzung erfolgen.²⁴ Weiterhin sind eine ausreichende Versorgungssicherheit und -zuverlässigkeit zu gewährleisten.²⁵ Freiheitsgrade für das Verhalten von Netzbetreibern sind durch die folgenden Punkte gegeben.

- Der Betrieb des bestehenden Netzes muss möglichst kostenoptimal erfolgen. Variable und zumindest teilweise beeinflussbare Betriebskosten der Übertragungsnetze sind insbesondere Kosten für die bei der Übertragung elektrischer Energie entstehenden Verluste. Um diese Verluste zu minimieren, werden im realen Übertragungsnetz lastflusssteuernde Betriebsmittel eingesetzt, die durch den jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber flexibel eingestellt werden können.²⁶
- Der Ausbau des Übertragungsnetzes erfolgt durch Errichtung neuer oder Verstärkung bestehender Übertragungsleitungen. Die Betreiber des Übertragungsnetzes müssen daher entscheiden, zwischen welchen Knoten des Netzes neue Übertragungsleitungen errichtet werden sollen, welche Übertragungskapazität erforderlich ist und zu welchem Zeitpunkt die Errichtung der Leitungen erfolgt.

²⁴vgl. Richtlinie 2003/54/EG des Europäischen Parlaments und des Rates.

²⁵vgl. ebd.

²⁶vgl. Haubrich (2001a), S. 216.

Entsprechend der vereinfachten Modellierung des europäischen Übertragungsnetzes (vgl. Abschnitt 4.2) wird angenommen, dass Maßnahmen der Übertragungsnetzbetreiber zur Minimierung der Übertragungsverluste keine Auswirkungen auf die langfristige Entwicklung des Elektrizitätsmarktes besitzen. Entscheidungen der Netzbetreiber, die ausschließlich den Betrieb des bestehenden Netzes betreffen, müssen daher in dieser Arbeit nicht modelliert werden. Es wird somit ausschließlich das Verhalten der Netzbetreiber in Bezug auf den Ausbau des Übertragungsnetzes untersucht.

Sofern ausreichende Übertragungskapazitäten zur Verfügung stehen und keine Engpässe innerhalb des Übertragungsnetzes auftreten, wird die Nutzung des Netzes nicht durch die vorhandenen Übertragungskapazitäten bestimmt. Kosten und Erlöse der Übertragungsnetzbetreiber sind daher – anders als im Bereich der Stromerzeugung – weitgehend entkoppelt. Entscheidungen der Netzbetreiber beeinflussen lediglich die Kosten und nicht die zukünftig erwirtschafteten Erlöse des Netzbetreibers. Dies gilt insbesondere, wenn die Erlöse des Netzbetreibers durch regulatorische Maßnahmen begrenzt oder sogar festgelegt werden. Um das Verhalten der Netzbetreiber zu modellieren ist es daher ausreichend, die aus Entscheidungen der Netzbetreiber resultierenden Kosten zu berücksichtigen.

Die den Ausbau des Netzes betreffenden Entscheidungen der Netzbetreiber werden in allen Ländern innerhalb des Betrachtungsbereichs dieser Arbeit intensiv von den Regulierungsbehörden der einzelnen Länder und europäischen Institutionen beobachtet. Das Verhalten der Übertragungsnetzbetreiber unterliegt daher, sowie aufgrund der restriktiven Richtlinien bei Auftreten von Netzengpässen^{27,28}, engen Vorgaben. Zudem existieren in einigen europäischen Ländern gesetzliche Vorschriften, die explizit Anreize für Investitionen in den Ausbau des Übertragungsnetzes setzen²⁹.

Der Ausbau des europäischen Übertragungsnetzes wird somit wesentlich durch gesetzliche und regulatorische Vorgaben bestimmt. Neben den Entscheidungen über Investitionen in neue Übertragungskapazität beeinflussen derartige Randbedingungen auch die Dauer zur Durchführung von Genehmigungsverfahren und damit die erforderliche Dauer zur Errichtung neuer Übertragungsleitungen. Um die langfristige Entwicklung des europäischen Elektrizitätsmarktes unter Berücksichtigung der Wechselwirkungen zwischen Stromerzeugung und -transport zu analysieren, ist es daher nicht sinnvoll, das Verhalten der Netzbetreiber auf Basis der individuellen Präferenzen dieser Akteure zu modellieren. Vielmehr ist der Einfluss unterschiedlicher

²⁷ vgl. Richtlinie 2003/54/EG des Europäischen Parlaments und des Rates.

²⁸ vgl. Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 des Europäischen Parlaments und des Rates.

²⁹ vgl. Verordnung zum Erlass und zur Änderung von Rechtsvorschriften auf dem Gebiet der Energieregulierung, §23.

Netzausbaugeschwindigkeiten (vgl. Abschnitt 4.2.2.3) auf die Entwicklung des Marktes entscheidend.

Aus diesem Grund wird in dieser Arbeit für das Verhalten der Netzbetreiber angenommen, dass diese stets Anreize zur Errichtung neuer Übertragungsleitungen besitzen und die für die erwartete Entwicklung des Marktes optimalen Ausbauentscheidungen treffen (vgl. Abschnitt 5.6). Die Entwicklung des Netzes erfolgt dann unter den in Abschnitt 4.2.2.3 erläuterten geografischen und topografischen Randbedingungen. Da analog zu Stromerzeugern auch die von Netzbetreibern finanzierbaren und durchführbaren Netzausbaumaßnahmen begrenzt sind, ermöglicht das entwickelte Modell die Vorgabe maximal zulässiger Werte für die Anzahl, die Länge und die Übertragungskapazität der je Jahr und zeitgleich neu errichteten Leitungen.

Die in dem entwickelten Modell abgebildeten Netzbetreiber entsprechen den realen Betreibern der Übertragungsnetze im europäischen Elektrizitätsmarkt. Jede Leitung des vereinfachten Netzmodells ist eindeutig einem verantwortlichen Netzbetreiber zugeordnet. Zudem wird festgelegt, welche Netzbetreiber für den Ausbau des Übertragungsnetzes in den Regionen des Netzmodells zuständig sind. Die zukünftige Entwicklung des Netzes kann daher in Abhängigkeit von den Entscheidungen der Netzbetreiber ermittelt werden (vgl. Abschnitt 5.6).

4.3.3 Politische Akteure

Als *politische Akteure* werden in dieser Arbeit Marktteilnehmer bezeichnet, die Marktregeln definieren und das Verhalten anderer Akteure direkt beeinflussen. Derartige Akteure entsprechen im realen Markt gesetzgebenden Institutionen auf nationaler und europäischer Ebene. Ziele dieser Akteure sind durch Präferenzen für die Entwicklung einzelner Eigenschaften des betrachteten Marktes, wie beispielsweise den minimalen oder maximalen Anteil einzelner Primärenergieträger an der Stromerzeugung, gegeben. Grundsätzlich können die Entwicklungen aller Eigenschaften des Marktes Präferenzen politischer Akteure darstellen.

Sofern politische Akteure Präferenzen für die Entwicklung von Markteigenschaften besitzen, können sie *verbindliche* und *unverbindliche* Zielvorgaben für die Entwicklung des Marktes definieren. Eine verbindliche Zielvorgabe ist beispielsweise der in Deutschland vereinbarte Ausstieg aus der Kernenergie^{30,31}, da die Restlaufzeit be-

³⁰vgl. Bundesregierung/EVU.

³¹vgl. Gesetz zur geordneten Beendigung der Kernenergienutzung.

stehender Kernkraftwerke festgelegt ist und von den Betreibern der Kraftwerke eingehalten werden muss. Die vereinbarten Ziele zum minimalen Anteil erneuerbarer Energien in Europa und einzelnen Ländern sind hingegen unverbindliche Ziele, da sie in Abhängigkeit vom Verhalten der Marktteilnehmer auch übertroffen oder nicht erreicht werden können und zumindest durch die einzelnen Akteure keine Strafen zu zahlen sind, falls die vereinbarten Ziele nicht eingehalten werden. Um Anreize zum Erreichen unverbindlicher Ziele zu setzen, können politische Akteure Marktregeln, wie beispielsweise gesetzliche Einspeisevergütungen für elektrische Energie aus regenerativen Quellen, definieren. Das Verhalten politischer Akteure beeinflusst die zukünftige Entwicklung des betrachteten Marktes somit unmittelbar.

Die individuellen Präferenzen politischer Akteure können sich sowohl in Abhängigkeit von der tatsächlichen Entwicklung des Marktes als auch in Abhängigkeit von Ereignissen, die außerhalb des Betrachtungsbereichs dieser Arbeit auftreten, erheblich ändern. Es ist beispielsweise möglich, dass sich die von politischen Akteuren präferierten Anteile einzelner Primärenergieträger an der Stromerzeugung bei Änderungen der Primärenergiepreise ebenfalls ändern. Auch Änderungen der weltweiten CO₂-Emissionen oder globale Ereignisse können sich auf die Präferenzen politischer Akteure auswirken. Zudem können Regierungswechsel in den betrachteten Ländern zu neuen Zielvorgaben und veränderten Marktregeln führen.

Das Verhalten politischer Akteure ist daher in dem entwickelten Modell vollständig durch den Anwender des Modells parametrierbar. Die Parametrierungsmöglichkeiten umfassen die maximal zulässigen und die minimal gewünschten Anteile jedes Primärenergieträgers an der Stromerzeugung für zukünftige Zeitpunkte. Maximal zulässige Grenzwerte werden als verbindliche Zielvorgaben, minimal gewünschte Anteile hingegen als unverbindliche Vorgaben interpretiert. Um letztere zu erreichen, können durch den Anwender Einspeisevergütungen für Erzeugungsanlagen auf Basis des entsprechenden Primärenergieträgers definiert werden. Die Parametrierungsmöglichkeiten des Modells ermöglichen somit die Modellierung üblicher Vorgaben gesetzgebender Institutionen für die Entwicklung des Kraftwerksparks. Für die Analyse der Auswirkungen weiterer Vorgaben kann das Modell entsprechend erweitert werden.

Es wird vorausgesetzt, dass gesetzgebende Institutionen, zu denen im erweiterten Sinne auch Regulierungsbehörden zählen, national kooperieren und identische Ziele verfolgen. Da es nicht möglich ist, innerhalb eines Landes für einzelne Randbedingungen des Marktes unterschiedliche Auslegungen zu definieren, wird in dem entwickelten Modell für jedes Land genau ein politischer Akteur definiert. Die Vorgaben politischer Akteure an die Entwicklung des Marktes können durch den Anwender für jedes Land innerhalb des Betrachtungsbereichs dieser Arbeit definiert werden. Es

ist somit möglich, die Auswirkungen unterschiedlicher Vorgaben in den einzelnen betrachteten Ländern auf die Entwicklung des gesamten Marktes zu analysieren.

4.3.4 Verbraucher

Als *Verbraucher* werden in dieser Arbeit Akteure bezeichnet, die elektrische Energie aus dem Übertragungsnetz entnehmen und damit zur Nachfrage nach elektrischer Energie beitragen. Ziel dieser Akteure ist, elektrische Energie mit hoher Verfügbarkeit und angemessener Qualität zu möglichst niedrigen Preisen beziehen zu können. Qualität umfasst grundsätzlich sowohl technische Kenngrößen wie Spannungsqualität und Zuverlässigkeit der Stromversorgung als auch andersartige Merkmale der Stromversorgung, wie beispielsweise die Servicequalität, mit der Anfragen der Kunden vom jeweiligen Versorger bearbeitet werden.

Die Modellierung der Servicequalität ist nicht Gegenstand dieser Arbeit, da hierfür eine sehr detaillierte Beschreibung des Marktes erforderlich ist, die über den Detailgrad des in diesem Kapitel entwickelten Modells deutlich hinausgeht. Um die Wechselwirkungen zwischen Kundenverhalten und Service der Netzbetreiber und Stromerzeuger zu analysieren, ist eine engere Abgrenzung des Betrachtungsbereichs unvermeidlich, die wiederum vereinfachende Annahmen über die in einem übergeordneten Bereich existierenden Wirkungsmechanismen erfordert. Aufgrund des Ziels dieser Arbeit (vgl. Abschnitt 1.3 und Abschnitt 4.1.1) ist es nicht sinnvoll, das entwickelte Modell um Eigenschaften, die eine Berücksichtigung der Servicequalität ermöglichen, zu erweitern.

Die Zuverlässigkeit der Stromversorgung (*Versorgungszuverlässigkeit*) wird üblicherweise durch die kunden- oder systembezogene *Unterbrechungshäufigkeit*, die *Unterbrechungsdauer* und die *Nichtverfügbarkeit*, die dem Produkt der Erwartungswerte von Unterbrechungshäufigkeit und -dauer entspricht, beschrieben.³² Da die Versorgungszuverlässigkeit aus Sicht der an die Nieder- und Mittelspannungsebene angeschlossenen Kunden wesentlich durch die Eigenschaften der Verteilungsnetze beeinflusst wird³³, ist es nicht sinnvoll, die Entwicklung der Versorgungszuverlässigkeit mit dem in dieser Arbeit entwickelten Modell des europäischen Verbundnetzes zu bewerten. Dies gilt gleichermaßen für die Spannungsqualität an den Anschlusspunkten der Kunden, da diese ebenfalls nahezu ausschließlich durch Eigenschaften der Verteilungsnetze bestimmt wird.

³²vgl. Haubrich (1996).

³³vgl. Haubrich (2001a).

Die *Versorgungssicherheit* der Elektrizitätsversorgung beschreibt die Fähigkeit des Systems, die Nachfrage nach elektrischer Energie innerhalb des betrachteten Zeitraums zu erfüllen. Sie umfasst daher die durch die Versorgungszuverlässigkeit beschriebenen Systemeigenschaften, berücksichtigt zusätzlich jedoch auch die insgesamt zur Verfügung stehenden Erzeugungs- und Übertragungskapazitäten. Im Gegensatz zur Versorgungszuverlässigkeit ist die Versorgungssicherheit auch dann eingeschränkt, wenn nicht genügend Primärenergieträger zur Erzeugung elektrischer Energie importiert werden können. Die Entwicklung der über die Versorgungszuverlässigkeit hinausgehenden Kenngrößen der Versorgungssicherheit ist sowohl für Kunden als auch für alle anderen Marktteilnehmer von zentraler Bedeutung und kann mit dem entwickelten Modell analysiert werden. Durch entsprechende Modellanwendung kann beispielsweise untersucht werden, ob die Abhängigkeit einzelner Länder oder des gesamten Marktes von Importen einzelner Primärenergieträger zukünftig steigt und ob im Übertragungsnetz hinreichend Übertragungskapazität zur sicheren und volkswirtschaftlich kostenminimalen Versorgung aller Kunden zur Verfügung steht. Im Folgenden werden mit dem Begriff *Versorgungssicherheit* abschließlich Kenngrößen, die über die Versorgungszuverlässigkeit hinausgehen, bezeichnet.

Die Preise für den Bezug elektrischer Energie setzen sich aus Kosten für die Stromerzeugung, Entgelten für die Nutzung der Netze sowie gesetzlich vorgeschriebenen Abgaben und Umlagen wie Steuern und Subventionen zusammen. Die gesetzlich vorgeschriebenen Kosten werden unmittelbar durch das Verhalten politischer Akteure bestimmt und wirken sich – sofern sie ausschließlich die durch Endkunden zu zahlenden Preise beeinflussen – nicht auf das Verhalten der Stromerzeuger und Netzbetreiber aus. Grundsätzlich ist es möglich, dass sich die individuellen Präferenzen der Kunden in Abhängigkeit von der Höhe gesetzlich vorgeschriebener Kosten ändern. Da jedoch sowohl die Vorgaben politischer Akteure als auch die von Verbrauchern bezogene elektrische Energie durch den Anwender des Modells parametrisiert werden (vgl. Abschnitt 4.3.3), können Abhängigkeiten zwischen den Entwicklungen dieser Randbedingungen unmittelbar bei der Parametrisierung des Modells berücksichtigt werden.

Die von Kunden zu zahlenden Netzentgelte werden analog zu den oben diskutierten Qualitätskenngrößen wesentlich durch die Eigenschaften der Verteilungsnetze bestimmt.³⁴ Zudem haben die Kunden auf die Höhe der Netzentgelte keinen direkten Einfluss, da sie ihren lokalen Netzbetreiber nicht wechseln können und die Höhe der Netzentgelte durch Regulierungsbehörden kontrolliert wird. Es ist daher in dieser Arbeit nicht erforderlich, die Entwicklung der Netzentgelte bei der Analyse der zukünftigen Entwicklung des Elektrizitätsmarktes zu berücksichtigen.

³⁴vgl. Haubrich (2001a), Kap. 1.

Von den Preisbestandteilen elektrischer Energie sind demnach lediglich die Angebotspreise der Stromerzeuger für diese Arbeit relevant. Diese Preise sind von besonderer Bedeutung, da sie Marktpreisen für elektrische Energie entsprechen und die von Stromerzeugern erzielbaren Erlöse für die Produktion elektrischer Energie beeinflussen (vgl. Abschnitt 4.3.1). Um die Angebotsstrategien der im Wettbewerb stehenden Stromerzeuger sowie die resultierenden Angebotspreise ermitteln zu können, sind jedoch erheblich detailliertere Modelle als das in dieser Arbeit entwickelte Modell erforderlich. Neben detaillierten Informationen über die Produktionskostenkurven aller Anbieter müssen in entsprechenden Modellen auch Händler elektrischer Energie, die keine eigenen Erzeugungskapazitäten besitzen, das Ergebnis des Wettbewerbs jedoch durch An- und Verkauf beeinflussen können, berücksichtigt werden. Derartige Fragestellungen werden in existierenden spieltheoretischen Arbeiten (vgl. Abschnitt 2.3.1) untersucht und sind daher nicht Gegenstand dieser Arbeit. Für das in der vorliegenden Arbeit entwickelte Elektrizitätsmarktmodell stellen die Preisbildungsmechanismen der Stromerzeuger eine Modellannahme dar (vgl. Abschnitt 5.5.1.4). Die Auswirkungen unterschiedlicher Annahmen können in Variantenrechnungen quantifiziert werden.

Im realen europäischen Elektrizitätsmarkt können Kunden die Entwicklung des Marktes beeinflussen, indem sie Energie von einem anderen als dem bisherigen Stromerzeuger beziehen (*Anbieterwechsel*), und indem sie ihren Verbrauch der Entwicklung des Marktes anpassen und beispielsweise bei steigenden Preisen weniger elektrische Energie verbrauchen. Der Wechsel des Stromerzeugers beeinflusst die Entwicklung des Elektrizitätsmarktes nur indirekt über die Angebotsstrategien der Stromerzeuger. Da diese in der vorliegenden Arbeit eine Modellannahme darstellen, sind Anbieterwechsel in dem entwickelten Modell für die Entwicklung des Marktes nicht relevant und werden daher nicht modelliert. Die Anpassung des Verbrauchs in Abhängigkeit von Entwicklungen der Eigenschaften des Marktes – beispielsweise Änderungen der Angebotspreise oder der CO₂-Emissionen – kann durch den Modellanwender parametrisiert werden. Da Verbrauchsänderungen auch durch Ursachen, die außerhalb des Betrachtungsbereichs dieser Arbeit liegen, hervorgerufen werden können, ist auch die direkte Angabe der Entwicklung des Verbrauchs möglich. Die durch den Anwender vorzugebenden Daten umfassen damit die Entwicklung der individuellen Lasten der in Abschnitt 4.2.3.2 vorgestellten Haushalts-, Gewerbe- und Industriekunden für jedes betrachtete Land sowie die Entwicklung der Anzahl Kunden der jeweiligen Gruppe für jeden Knoten des Netzmodells.

4.4 Modellierung unsicherer Randbedingungen

In diesem Abschnitt werden Randbedingungen für die Entwicklung des europäischen Elektrizitätsmarktes, die nicht durch das Verhalten der modellierten Akteure modellendogen festgelegt werden, analysiert. Es wird insbesondere dargestellt, wie Unsicherheiten über die zukünftige Entwicklung derartiger Randbedingungen modelliert werden. In Abschnitt 4.4.1 werden Unsicherheiten der zukünftigen Entwicklung der Primärenergiepreise vorgestellt. Abschnitt 4.4.2 untersucht Unsicherheiten, die durch den Handel mit Emissionszertifikaten im europäischen Elektrizitätsmarkt entstehen. In Abschnitt 4.4.3 wird die unsichere Entwicklung der Nachfrage nach elektrischer Energie analysiert. Die Entwicklung der Technologien, die zur Stromerzeugung genutzt werden können, wird in Abschnitt 4.4.4 untersucht. Abschließend werden in Abschnitt 4.4.5 Unsicherheiten, die durch das Verhalten politischer Akteure entstehen, diskutiert.

4.4.1 Primärenergiepreise

Wie in Abschnitt 4.2.2.2 erläutert, können in dem entwickelten Modell knotenbezogene Kosten für die Bereitstellung unterschiedlicher Primärenergieträger an dem jeweiligen Knoten durch den Anwender des Modells vorgegeben werden. Hierdurch kann berücksichtigt werden, dass die variablen Stromerzeugungskosten der Kraftwerke vom Standort des Kraftwerks und den Kosten für die Bereitstellung der Primärenergieträger an diesem Standort abhängen. Die Kosten für die Bereitstellung von Primärenergieträgern setzen sich aus dem Importpreis und den Transportkosten zum jeweiligen Standort zusammen (vgl. Abschnitt 4.2.2.2).

Die Entwicklung der Importpreise für Primärenergieträger wird durch zahlreiche Einflussfaktoren, die in dem entwickelten Modell nicht explizit erfasst werden, bestimmt. Hierzu zählen beispielsweise die Erschließung neuer Vorkommen und neue Explorationstechnologien, aber auch Wechselwirkungen zwischen Preisen unterschiedlicher Primärenergieträger, wenn im Importpreis eines Primärenergieträgers Kosten, die von den Preisen anderer Primärenergieträger abhängen, enthalten sind. Derartige Wechselwirkungen existieren beispielsweise zwischen den Importpreisen für Steinkohle, die den Transport der Kohle zum jeweiligen Hafen beinhalten, und dem Weltmarktpreis für Öl.

Die zukünftige Entwicklung der Primärenergiepreise ist aus Sicht der Akteure innerhalb des entwickelten Modells mit erheblichen Unsicherheiten behaftet. Der Ver-

gleich der vor wenigen Jahren in Arbeiten, die von Stromerzeugern und politischen Akteuren als Referenz verwendet werden, prognostizierten Entwicklungen der Öl- und Gaspreise³⁵ mit der tatsächlichen Entwicklung zeigt, dass die ausschließliche Verwendung veröffentlichter Prognosen zu erheblichen Fehleinschätzungen der tatsächlichen Entwicklung führen kann. Bei der Anwendung des entwickelten Modells muss es daher möglich sein, die Erwartungen, die Akteure innerhalb des Modells über die zukünftigen Entwicklungen der Primärenergiepreise besitzen, beliebig zu parametrieren.

Die Unsicherheiten über die zukünftige Entwicklung der Primärenergiepreise steigen mit der Länge des Prognosezeitraums. Um den Aufwand bei der Eingabe der Daten durch den Anwender möglichst gering zu halten, ermöglicht das entwickelte Modell die Vorgabe normalverteilter möglicher Preise für zukünftige Zeitpunkte durch Angabe von Erwartungswert und Standardabweichung der Normalverteilung im jeweiligen Jahr. Zwischen den Zeitpunkten, die durch den Anwender parametriert werden, wird die Entwicklung des Erwartungswertes und die Entwicklung der Standardabweichung der Normalverteilungen linear interpoliert.

Um die Auswirkungen der Unsicherheiten über die Entwicklung von Primärenergiepreisen auf die Entwicklung des Marktes berechnen zu können, müssen die normalverteilten Preise diskretisiert werden (vgl. Abschnitt 5.5.1.1). Die Anzahl der diskretisierten Werte und die relevanten Definitionsbereiche der Normalverteilungen können ebenfalls durch den Anwender des Modells parametriert werden. Üblicherweise ist es sinnvoll, die dreifache Standardabweichung zu beiden Seiten des Erwartungswertes einer Normalverteilung als relevant zu betrachten, da die Fläche unter der Normalverteilung innerhalb dieses Definitionsbereiches nahezu der vollständigen Fläche unter der Normalverteilung im gesamten Definitionsbereich entspricht.

Da die erwarteten zukünftigen Primärenergiepreise nicht notwendigerweise normalverteilt sind, können zusätzlich beliebige, diskrete Entwicklungen durch Angabe von Preis und Eintrittswahrscheinlichkeit durch den Anwender vorgegeben werden. Dies ist beispielsweise sinnvoll, wenn zukünftige Preise eines Primärenergieträgers nur in eine Richtung stark vom erwarteten Preis abweichen können. Voraussetzung für die Angabe diskreter Entwicklungen ist lediglich, dass die Summe der Eintrittswahrscheinlichkeiten aller möglichen Preise in einem Zeitpunkt gleich eins ist. Auch diskrete Entwicklungen werden zwischen den Zeitpunkten, die durch den Anwender parametriert werden, linear interpoliert.

Die Modellierung der Unsicherheiten über die zukünftige Entwicklung der Primärenergiepreise ist in Abbildung 4.6 dargestellt. Der grau hinterlegte Bereich umfasst

³⁵vgl. International Energy Agency (2004), S. 81–128.

die zukünftig möglichen Preise des entsprechenden Primärenergieträgers und wird durch die Parameter der vorgegebenen Normalverteilungen sowie den jeweils relevanten Definitionsbereich dieser Verteilungen aufgespannt. Für die Auswertung der Unsicherheiten muss der mögliche Wertebereich der Primärenergiepreise diskretisiert werden. Alternativ ist die direkte Vorgabe diskreter Entwicklungen möglich.

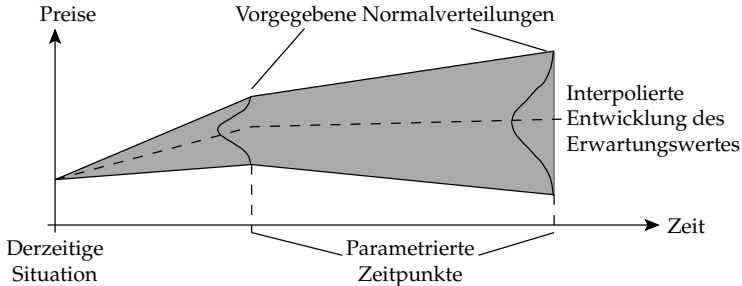


Abbildung 4.6: Modellierung der unsicheren zukünftigen Entwicklung der Primärenergiepreise

Grundsätzlich muss die mögliche Entwicklung der Primärenergiepreise für jeden Primärenergieträger und jeden Knoten des Netzmodells durch den Anwender parametrisiert werden. Da sich die Preise zwischen benachbarten Knoten üblicherweise jedoch nur geringfügig unterscheiden, können Knoten mit gleichartigen möglichen Entwicklungen zu *Knotengruppen* zusammengefasst werden. Der Aufwand für die Parametrisierung des Modells wird dadurch erheblich reduziert. Üblicherweise ist es sinnvoll und ausreichend, alle Knoten eines Landes zu jeweils einer Knotengruppe zusammenzufassen. Bei Bedarf können Knotengruppen jedoch beliebig definiert werden.

4.4.2 Emissionszertifikate

Durch die Einführung des Emissionshandels in der Europäischen Union sind die Betreiber von Kraftwerken zur Erzeugung elektrischer Energie gezwungen, Zertifikate im Umfang der von ihnen verursachten Treibhausgasemissionen zu erwerben.³⁶ Die Zuteilung der Zertifikate ist in den Ländern innerhalb des Betrachtungsbereichs dieser Arbeit nicht einheitlich und erfolgt entweder kostenlos oder durch teilweise oder vollständige Versteigerung der insgesamt verfügbaren Zertifikate.³⁷

³⁶ vgl. Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates.

³⁷ vgl. ebd.

Durch den Handel mit Emissionszertifikaten ergeben sich erhebliche Unsicherheiten für Stromerzeuger innerhalb des in dieser Arbeit betrachteten Marktes. Unsicherheiten entstehen nicht nur durch die unsicheren zukünftigen Preise für den Erwerb von Zertifikaten, sondern auch durch die insgesamt verfügbare Menge und die dadurch maximal zulässigen Treibhausgasemissionen. Es ist grundsätzlich möglich, dass der Einsatz von Kraftwerken zur Stromerzeugung nicht nur aufgrund der entstehenden Emissionen unwirtschaftlich, sondern aufgrund fehlender Emissionsrechte unmöglich wird. Dieser Fall kann in dem entwickelten Modell jedoch durch erheblich steigende Zertifikatspreise nachgebildet werden, die im Grenzfall gegen unendlich streben.

Die Unsicherheiten über die zukünftig möglichen Preise für Emissionszertifikate werden in dem entwickelten Modell analog zu den Unsicherheiten der Primärenergiepreise abgebildet (vgl. Abschnitt 4.4.1). Um die Auswirkungen unterschiedlicher Zuteilungsverfahren in den betrachteten Ländern analysieren zu können, ist die Vorgabe knoten- oder knotengruppenbezogener Entwicklungen analog zur Modellierung der Primärenergiepreise möglich. Die Parametrierung der möglichen Entwicklungen erfolgt ebenfalls analog zur Modellierung der unsicheren Primärenergiepreise durch Angabe von Normalverteilungen oder diskreten Werten sowie Eintrittswahrscheinlichkeiten und lineare Interpolation über alle nicht parametrisierten Zeitpunkte (vgl. Abbildung 4.6).

4.4.3 Entwicklung der Nachfrage

Die zukünftige Entwicklung der Nachfrage nach elektrischer Energie ist für alle Akteure innerhalb des betrachteten Modells ebenfalls unsicher. Da die Nachfrage sowohl die Belastung des Übertragungsnetzes als auch den Einsatz der Kraftwerke beeinflusst, sind diese Unsicherheiten für die Entscheidungen der Stromerzeuger und der Netzbetreiber relevant und müssen daher in dieser Arbeit berücksichtigt werden.

Die derzeitige Nachfrage wird durch die individuellen Lastganglinien der Haushalts-, Gewerbe- und Industriekunden in den einzelnen Ländern und die Anzahl dieser Kunden je Netzknoten beschrieben (vgl. Abschnitt 4.2.3.2). Um die aus Sicht der Akteure innerhalb des Modells möglichen zukünftigen Entwicklungen der Nachfrage zu beschreiben, müssen die möglichen Veränderungen der individuellen Lastganglinien und der Anzahl Kunden je Netzknoten durch den Anwender des Modells vorgegeben werden.

Sofern innerhalb des Übertragungsnetzes keine Engpässe auftreten, ist die knotenbezogene zukünftige Nachfrage nach elektrischer Energie für das Verhalten der Stromerzeuger irrelevant, da in diesem Fall alle Knoten des Netzes zu einem einzelnen Marktgebiet mit einem einheitlichen Marktpreis zusammengefasst werden können. Bei der Parametrierung der aus Sicht der Stromerzeuger zukünftig möglichen Entwicklungen der Nachfrage ist es daher möglich, Knoten, zwischen denen ausreichend Übertragungskapazität zur Verfügung steht, zu einer Knotengruppe zusammenzufassen. Weiterhin ist es für die Modellierung des Verhaltens der Stromerzeuger ausreichend, zukünftig mögliche Änderungen der gesamten Nachfrage innerhalb einer Knotengruppe vorzugeben. Die Angabe möglicher Entwicklungen der individuellen Lastganglinien und der Anzahl Kunden je Netzknoten ist damit nicht erforderlich. Eine derart vereinfachte Parametrierung ist in vielen Fällen auch für die Berechnung des Verhaltens der Netzbetreiber ausreichend, da sich Änderungen individueller Lastganglinien oder der Anzahl Kunden je Netzknoten bei der Berechnung der knotenbezogenen Nachfrage kompensieren können. Der Aufwand zur Parametrierung des Modells kann dadurch erheblich reduziert werden.

Sofern Engpässe im Übertragungsnetz auftreten, unterscheiden sich die Marktpreise für elektrische Energie in unterschiedlichen Marktgebieten im Allgemeinen, da sich die technischen und ökonomischen Kenndaten der Kraftwerke in den einzelnen Marktgebieten üblicherweise ebenfalls unterscheiden. Durch grenzüberschreitenden Stromhandel kommt es in derartigen Fällen zu Im- und Exporten zwischen benachbarten Marktgebieten. Für das Verhalten der Stromerzeuger innerhalb eines Marktgebietes sind in diesen Fällen neben Änderungen der Nachfrage innerhalb des Marktgebietes ausschließlich die zukünftig möglichen Änderungen der über Kuppelleitungen zu angrenzenden Marktgebieten ausgetauschten elektrischen Energie entscheidend. Änderungen individueller Lastganglinien oder der Anzahl Kunden je Netzknoten in angrenzenden Ländern können daher in den zukünftig erwarteten Im- und Exporten aggregiert werden.

Die durch den Anwender vorzugebenden Daten zur Parametrierung möglicher zukünftiger Entwicklungen der Nachfrage umfassen daher für jedes mögliche Szenario die Änderungen der gesamten Nachfrage innerhalb einer Knotengruppe und die Änderungen des Austauschs elektrischer Energie mit angrenzenden Marktgebieten. Diese Daten können für jeden der acht charakteristischen Zeitbereiche (vgl. Abschnitt 4.2.3.2 und Abbildung 4.5) separat angegeben werden. Zusätzlich ist die Angabe der Eintrittswahrscheinlichkeiten der Szenarien, die sich zu eins addieren müssen, erforderlich. Knotengruppen können analog zur Modellierung der Primärenergiepreise (vgl. Abschnitt 4.4.1) beliebig definiert werden.

4.4.4 Verfügbare Erzeugungstechnologien

Die technischen und ökonomischen Eigenschaften der derzeitigen Erzeugungsanlagen im europäischen Elektrizitätsmarkt sind entsprechend Abschnitt 4.2.3.1 in dem entwickelten Modell hinterlegt. Für Investitionsentscheidungen der Stromerzeuger sind jedoch grundsätzlich auch zukünftige Innovationen und Verbesserungen bestehender Technologien sowie Änderungen der technischen und ökonomischen Eigenschaften der derzeit verfügbaren Technologien zu berücksichtigen.

Die Bewertung der Anreize zur Verbesserung existierender Technologien zur Stromerzeugung ist nicht Gegenstand dieser Arbeit, da hierfür auch die Prozesse zur Herstellung dieser Technologien und die individuellen Präferenzen der Produktionsunternehmen modelliert werden müssen. Auch die Ursachen für Veränderungen der ökonomischen Kenndaten bestehender Technologien – beispielsweise steigende Investitionskosten durch steigende Rohstoffpreise – werden in dieser Arbeit nicht betrachtet.

Bei der Anwendung des entwickelten Modells ist es jedoch möglich, die zu unterschiedlichen Zeitpunkten zur Verfügung stehenden Technologien zur Stromerzeugung vorzugeben. Die Angabe erfolgt durch Parametrierung der technischen und ökonomischen Kenndaten unterschiedlicher Kraftwerkstypen (vgl. Tabelle 4.1 und Anhang A.4) und die Zuordnung der Typen zu zukünftigen Zeitpunkten. Die Kenndaten neu errichteter Kraftwerke können sich daher von den Kenndaten bestehender Kraftwerke unterscheiden, sofern zukünftig zur Verfügung stehende Kraftwerkstypen ökonomische Vorteile gegenüber derzeit verfügbaren Technologien besitzen.

Die Auswirkungen von Innovationen und Verbesserungen bestehender Technologien auf die Investitionsentscheidungen der Stromerzeuger und die zukünftige Struktur des europäischen Kraftwerksparks können daher mit dem entwickelten Modell in Variantenrechnungen untersucht werden. Dabei ist zu beachten, dass Anreize zur Verbesserung von Technologien bei Änderungen der technischen und ökonomischen Kenndaten anderer Technologien nicht modellendogen berücksichtigt werden. Variantenrechnungen müssen daher bis zum Erreichen einer ausreichenden Genauigkeit iterativ durch wiederholte Anpassung der Modellvorgaben an die Ergebnisse der jeweils vorhergehenden Variantenrechnung durchgeführt werden.

4.4.5 Restriktionen durch politische Akteure

Unsicherheiten, die für das Verhalten der Stromerzeuger und Netzbetreiber relevant sind, können auch durch die von politischen Akteuren gesetzten Zielvorgaben für die Entwicklung des Marktes entstehen. Nach Abschnitt 4.3.3 werden diese in *verbindliche* und *unverbindliche* Zielvorgaben eingeteilt. Die für Stromerzeuger und Netzbetreiber resultierenden Unsicherheiten hängen neben der Art der Zielvorgabe von weiteren Randbedingungen ab.

- Unverbindliche Zielvorgaben sind in jedem Fall unsicher, da sie nur Richtlinien für die weitere Entwicklung des Marktes darstellen. Es ist weder sichergestellt, dass diese Ziele tatsächlich eingehalten werden, noch, dass politische Akteure zukünftig nicht von diesen Richtlinien abweichen und andere Zielvorgaben definieren. Das bedeutendste reale Beispiel für unverbindliche Zielvorgaben ist der von politischen Akteuren für zukünftige Zeitpunkte gewünschte Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung. In Deutschland wird dieser Anteil mit der Überarbeitung des EEG³⁸ im Jahr 2008 für das Jahr 2020 von 20 % auf 30 % erhöht. Der im Jahr 2020 tatsächlich erreichte Anteil wird jedoch nicht durch diese Vorgabe, sondern durch die gesetzlichen Fördermaßnahmen – beispielsweise vorgeschriebene Einspeisevergütungen – bestimmt. Politische Zielvorgaben müssen daher bei der Planung von Investitionen von Stromerzeugern und Netzbetreibern als unsicher betrachtet werden.
- Verbindliche Vorgaben sind ebenfalls unsicher, da auch diese Zielvorgaben zukünftig von politischen Akteuren revidiert werden können. Ein Beispiel hierfür ist der in Deutschland vereinbarte Ausstieg aus der Kernenergie³⁹. Bei der Bewertung der Rentabilität von Kraftwerken in Deutschland muss berücksichtigt werden, dass diese gesetzliche Vereinbarung zukünftig geändert, die Restlaufzeit bestehender Kernkraftwerke verlängert sowie das Verbot der Neuerrichtung von Kernkraftwerken aufgehoben werden kann.

Die aus verbindlichen und unverbindlichen Vorgaben politischer Akteure resultierenden Unsicherheiten werden in dem entwickelten Modell unterschiedlich abgebildet. Bei unverbindlichen Zielvorgaben ist durch den Anwender des Modells vorzugeben, wie stark sich Stromerzeuger und Netzbetreiber an den politischen Zielvorgaben orientieren und ob diese Akteure mit einer Über- oder Untererfüllung der Ziele rechnen. Für den Fall der Förderung regenerativer Energien erfolgt dies durch Vorgabe von Normalverteilungen, die auf die von politischen Akteuren definierten zukünftigen

³⁸ vgl. Gesetz zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien.

³⁹ vgl. Gesetz zur geordneten Beendigung der Kernenergienutzung.

tigen Anteile erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung normiert sind. Ein Erwartungswert von 100 % bedeutet demnach, dass Stromerzeuger und Netzbetreiber im Erwartungswert mit einer exakten Einhaltung der vorgegebenen Ziele kalkulieren. Die Standardabweichung der Normalverteilung beeinflusst hingegen die Wahrscheinlichkeit, mit der aus Sicht dieser Akteure höhere oder niedrigere Anteile erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung erreicht werden. Analog zur Modellierung unsicherer Primärenergiepreise (vgl. Abschnitt 4.4.1) ist aufgrund des unbeschränkten Definitionsbereichs der Normalverteilung vorzugeben, welcher Bereich als relevant betrachtet wird. Da die vorgegebene Normalverteilung für die Bewertung des Verhaltens von Stromerzeugern und Netzbetreibern diskretisiert werden muss, ist zudem die Anzahl der Diskretisierungsstufen durch den Anwender vorzugeben.

Bei verbindlichen Zielvorgaben ist durch den Anwender des Modells anzugeben, welche Wahrscheinlichkeit Stromerzeuger und Netzbetreiber dem Ereignis, dass die jeweilige politische Zielvorgabe zukünftig revidiert wird, zuordnen. Diese Wahrscheinlichkeit ist auf den letzten Zeitpunkt, zu dem eine Revidierung der Zielvorgabe möglich ist, bezogen. Für das Beispiel des in Deutschland vereinbarten Ausstiegs aus der Kernenergie beschreibt diese Wahrscheinlichkeit somit, mit welcher Wahrscheinlichkeit Stromerzeuger und Netzbetreiber davon ausgehen, dass alle Kernkraftwerke zu dem derzeit gesetzlich vereinbarten Zeitpunkt abgeschaltet werden. Diese Wahrscheinlichkeit ist aus den Eintrittswahrscheinlichkeiten der Einzelereignisse, dass jedes bestehende Kernkraftwerk am derzeit gesetzlich vereinbarten Zeitpunkt abgeschaltet wird, zusammengesetzt. Werden die Eintrittswahrscheinlichkeiten der Einzelereignisse aus der vorgegebenen Gesamtwahrscheinlichkeit berechnet, muss berücksichtigt werden, ob diese individuellen Eintrittswahrscheinlichkeiten ex-ante oder ex-post gleichverteilt oder andersartig verteilt sind (vgl. Abschnitt 5.5.1.1).

Die Wahrscheinlichkeiten, die Stromerzeuger und Netzbetreiber den unterschiedlichen zukünftigen Entwicklungen von Markteigenschaften, bezogen auf die politischen Zielvorgaben, zuordnen, werden im Folgenden als *Vertrauen* der Marktteilnehmer in die Vorgaben politischer Akteure bezeichnet. Das entwickelte Modell enthält für jeden modellierten politischen Akteur Angaben, welches Vertrauen Stromerzeuger und Netzbetreiber innerhalb des Modells in die Vorgaben dieses Akteurs besitzen. Da für jedes Land innerhalb des Betrachtungsbereichs dieser Arbeit genau ein politischer Akteur modelliert wird (vgl. Abschnitt 4.3.3), muss auch das Vertrauen der Stromerzeuger und Netzbetreiber in politische Akteure für jedes Land durch den Anwender vorgegeben werden.

4.5 Statisches und dynamisches Modell

Das in diesem Kapitel entwickelte Modell enthält eine vollständige Beschreibung der derzeitigen Eigenschaften des europäischen Elektrizitätsmarktes. Da auch die Erwartungen der Marktteilnehmer über zukünftige Entwicklungen von Randbedingungen des Marktes in die Modellbeschreibung eingehen, kann das Verhalten von Stromerzeugern und Netzbetreibern, das im Wesentlichen Investitionsentscheidungen umfasst, auf Basis des Modells berechnet werden. Derartige Entscheidungen beeinflussen den Zustand des betrachteten Systems, sodass die Entwicklung des Marktes in einer dynamischen Modellanwendung analysiert werden kann. Abbildung 4.7 zeigt eine Übersicht über die vor Anwendung des Modells bekannten oder angenommenen Eigenschaften des Marktes und die Eigenschaften, die in einer dynamischen Modellanwendung berechnet werden können.

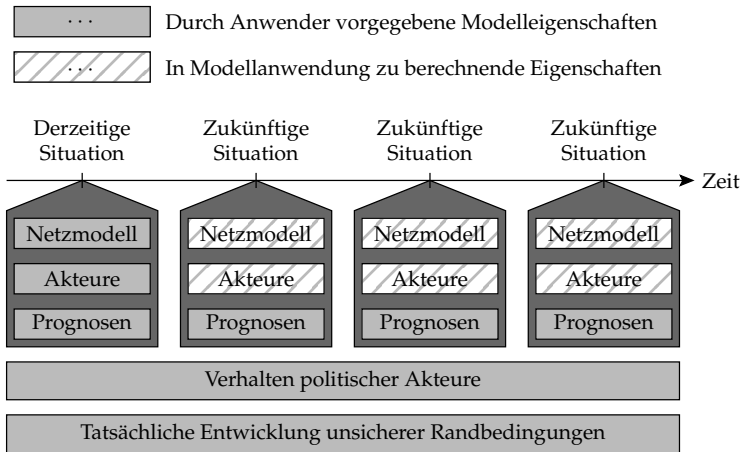


Abbildung 4.7: Statische und dynamische Modelleigenschaften

Die Menge aller Modelleigenschaften, die den Zustand des Marktes zu einem einzelnen Zeitpunkt (*Situation*) vollständig beschreiben, wird als *statisches Modell* bezeichnet. Ein *dynamisches Modell* enthält hingegen statische Modelle für mehrere aufeinanderfolgende Zeitpunkte und beschreibt daher auch die Veränderung des Marktes über der Zeit. Ein statisches Modell des europäischen Elektrizitätsmarktes enthält nach den vorherigen Abschnitten und Abbildung 4.7 die folgenden Kenndaten.

- Das Netzmodell umfasst die Topologie des Netzes, technische, geografische und topografische Eigenschaften und alle charakteristischen Kenndaten der an das Netz angeschlossenen Erzeugungsanlagen und Lasten.
- Die Beschreibung der Akteure umfasst die individuellen Präferenzen der Stromerzeuger, Netzbetreiber und politischen Akteure und die Zuordnung der an das Netz angeschlossenen Erzeugungsanlagen zu Stromerzeugern.
- Prognosen beschreiben die Erwartungen der Akteure über die zukünftige Entwicklung unsicherer Randbedingungen des betrachteten Marktes und werden für die Simulation des Verhaltens der Stromerzeuger und Netzbetreiber benötigt.

Um die statischen Modelle für zukünftige Situationen des europäischen Elektrizitätsmarktes vollständig berechnen zu können, sind neben dem statischen Modell der derzeitigen Situation weitere Vorgaben des Anwenders erforderlich.

- Die tatsächliche Entwicklung unsicherer Randbedingungen beschreibt, wie sich die für die Marktteilnehmer unsicheren Randbedingungen im betrachteten Zeitbereich ändern. Die Akteure innerhalb des Modells besitzen über diese Entwicklungen ex-ante keine Informationen. In Variantenrechnungen kann somit analysiert werden, ob die Auswirkungen bestimmter Entwicklungen – beispielsweise steigender Primärenergiepreise oder Änderungen politischer Zielvorgaben – auf die Entwicklung des Marktes davon abhängen, ob Stromerzeuger und Netzbetreiber diese Entwicklung frühzeitig antizipieren oder in den ihrem Verhalten zugrunde liegenden Prognosen falsch einschätzen.
- Das Verhalten politischer Akteure ist nach Abschnitt 4.3.3 ebenfalls vollständig durch den Anwender des Modells parametrierbar und damit eine Randbedingung, die modellendogen nicht verändert wird. Ist das Verhalten politischer Akteure von der Entwicklung des Marktes abhängig, kann dies in sukzessiven Variantenrechnungen durch Anpassung der Modellvorgaben an die Ergebnisse der vorhergehenden Rechnung abgebildet werden. Da sich die Zielvorgaben politischer Akteure in einer dynamischen Simulation im Zeitverlauf ändern können und diese Änderungen möglicherweise erhebliche Auswirkungen auf die Entwicklung des Elektrizitätsmarktes besitzen (beispielsweise durch Verlängerung der Restlaufzeit von Kernkraftwerken in Deutschland oder generellen Verzicht auf den Ausstieg aus der Kernenergienutzung) ist es nicht ausreichend, die von politischen Akteuren zukünftig gewünschten und angestrebten Marktzustände vorzugeben. Zusätzlich sind Angaben erforderlich, ab wann po-

litische Akteure diese Zustände anstreben und für welchen Zeitraum die von ihnen an andere Akteure kommunizierten Zielvorgaben in einer dynamischen Simulation gültig sind.

- Vor Beginn einer dynamischen Simulation müssen neben den Prognosen der Akteure in der derzeitigen Situation auch alle zukünftig von den Akteuren erstellten Prognosen bekannt sein. Die Vorgaben des Anwenders enthalten somit Informationen, ob oder inwieweit die tatsächliche Entwicklung unsicherer Randbedingungen derzeit und zukünftig von den einzelnen Akteuren korrekt prognostiziert wird.

Die Berechnung der statischen Modelle des europäischen Elektrizitätsmarktes für zukünftige Zeitpunkte in einer dynamischen Modellanwendung erfordert die Angabe, bis zu welchem Zeitpunkt die Entwicklung des Marktes analysiert werden soll. Die von Stromerzeugern und Netzbetreibern im letzten zu betrachtenden Zeitpunkt erstellten Prognosen müssen einen ausreichenden Zeitraum nach diesem Zeitpunkt umfassen, da auch im letzten Zeitpunkt des Analysezeitraums (vgl. Abbildung 4.3) Investitionsentscheidungen über die Errichtung neuer Kraftwerke und Übertragungskapazitäten getroffen werden.

Nach Abschluss der Berechnung aller statischen Modelle für die zu betrachtenden Zeitpunkte sind unter anderem die folgenden Punkte bekannt.

- Der Vergleich der Netzmodelle in den einzelnen statischen Modellen zeigt, wie sich die Standorte der Erzeugungsanlagen und die Übertragungskapazität des Netzes im betrachteten Zeitraum entwickeln. Zusätzlich zeigt dieser Vergleich, ob sich der Anteil einzelner Primärenergieträger an der installierten Leistung aller Erzeugungsanlagen und der Stromerzeugung im betrachteten Zeitraum ändert. Auf Basis dieser Ergebnisse kann weiterhin unter anderem bewertet werden, ob die Abhängigkeit des gesamten Marktes oder einzelner Marktgebiete von Primärenergieimporten steigt oder reduziert wird.
- Der Vergleich der charakteristischen Daten einzelner Akteure in den statischen Modellen zeigt, ob sich die Konzentration des gesamten Marktes oder einzelner Marktgebiete im betrachteten Zeitraum ändert. Hierfür kann untersucht werden, ob sich der einzelnen Unternehmen zugeordnete Anteil der gesamten installierten Leistung aller Erzeugungsanlagen oder der Anteil der Unternehmen an der Grund- und Spitzenlastversorgung im betrachteten Zeitraum ändert. Für derartige Untersuchungen sind jedoch detaillierte Daten über die An-

teile der Stromerzeuger an bestehenden Erzeugungskapazitäten erforderlich, die nur teilweise öffentlich verfügbar sind.

In Variantenrechnungen und Sensitivitätsanalysen können somit die Auswirkungen sämtlicher Markteigenschaften, die als Modellvorgabe abgebildet werden, auf die Entwicklung des Marktes quantifiziert werden. Um die statischen Modelle des europäischen Elektrizitätsmarktes für zukünftige Zeitpunkte vollständig berechnen zu können, ist es erforderlich, Regeln für das Verhalten der einzelnen Akteure innerhalb des dynamischen Modells zu implementieren. Im folgenden Kapitel wird ein Verfahren vorgestellt, das derartige Regeln enthält und daher die dynamische Anwendung des in diesem Kapitel entwickelten Modells ermöglicht.

5 Simulationsverfahren

In diesem Kapitel wird ein Verfahren zur Simulation der langfristigen Entwicklung des europäischen Elektrizitätsmarktes auf Basis des in Kapitel 4 entwickelten Modells vorgestellt. In Abschnitt 5.1 wird zunächst untersucht, ob die aus Abschnitt 4.5 resultierenden Anforderungen an dieses Verfahren eine deterministische oder eine stochastische Simulation erfordern. Anschließend wird das in dieser Arbeit entwickelte Verfahren in Abschnitt 5.2 in einer Übersicht dargestellt.

Abschnitt 5.3 erläutert eine in das Verfahren integrierte Methode zur Berechnung eines realitätsnahen Kraftwerkseinsatzes. Anhand exemplarischer Berechnungen wird untersucht, ob der Detailgrad des entwickelten Modells zur Analyse des realen Marktes hinreichend ist. In Abschnitt 5.4 werden Regeln zur Simulation des Verhaltens politischer Akteure vorgestellt. Abschnitt 5.5 und Abschnitt 5.6 erläutern anschließend Methoden, mit denen das Verhalten der Stromerzeuger und Netzbetreiber simuliert wird. Abschließend wird in Abschnitt 5.7 dargestellt, welche Restriktionen bei der Verketzung mehrerer statischer Modelle in einer dynamischen Modellanwendung zu beachten sind.

5.1 Deterministische und stochastische Verfahrenskomponenten

Im üblichen Sprachgebrauch bezeichnet der Begriff *Simulation* Methoden, mit denen das Verhalten komplexer Systeme auf Basis vollständiger Beschreibungen von Teilsystemen, die sich gegenseitig beeinflussen, analysiert werden kann.^{1,2,3} Bei der Entwicklung eines Simulationsverfahrens wird das zu untersuchende Gesamtsystem demnach in einzelne Teilsysteme zerlegt. Das Verhalten dieser Teilsysteme kann wesentlich einfacher beschrieben werden als die – ohnehin vor der Entwicklung des Verfahrens unbekannte – Reaktion des Gesamtsystems auf Änderungen von Randbedingungen und Einflussfaktoren, sofern nicht alle dieser Randbedingungen für alle

¹vgl. Zeigler/Kim/Praehofer (2000).

²vgl. Widman/Loparo (1989).

³vgl. Cellier (1991).

Teilsysteme relevant sind. Bei der Zerlegung des Gesamtsystems ist es demnach sinnvoll, die Grenzen zwischen den resultierenden Teilsystemen an den Auswirkungen der Randbedingungen des Gesamtsystems zu orientieren.

In zahlreichen praxisüblichen Systemen wächst der Aufwand zur Ermittlung einer analytischen Beschreibung für das Gesamtsystem exponentiell mit der Anzahl der zu berücksichtigenden Randbedingungen und Einflussfaktoren. Bei Verwendung von Simulationsverfahren zur Analyse derartiger Systeme ist eine analytische Beschreibung des Gesamtsystems hingegen nicht erforderlich. In Abhängigkeit von der Struktur des zu untersuchenden Systems wächst der Aufwand für die Entwicklung eines Simulationsverfahrens lediglich linear mit der Anzahl der Teilsysteme, sofern Abhängigkeiten zwischen diesen Systemen durch geeignete Wahl der Teilsystemgrenzen weitgehend vernachlässigt werden können. Simulationsverfahren sind daher für zahlreiche praxisübliche Systeme eine effiziente oder – aufgrund des exponentiell wachsenden Aufwands bei Verwendung anderer Verfahren – sogar die einzige mögliche Methode zur Analyse dieser Systeme.

In der vorliegenden Arbeit entspricht das zu analysierende Gesamtsystem dem europäischen Elektrizitätsmarkt. Die Abgrenzung der Teilsysteme ist durch das in Kapitel 4 entwickelte ökonomisch-technische Modell für diesen Markt weitgehend festgelegt. Neben Teilsystemen, die das Verhalten der unterschiedlichen Marktteilnehmer simulieren, werden weitere Verfahrenskomponenten benötigt, um die Antwort des Marktes auf das Verhalten der explizit modellierten Akteure nachzubilden. Die einzelnen Teilsysteme, deren individuelle Reaktion auf Änderungen von Randbedingungen und Einflussfaktoren bei der Entwicklung des Simulationsverfahrens formal beschrieben werden muss, werden im Folgenden vorgestellt.

- In einem Teilsystem des zu entwickelnden Simulationsverfahrens werden die Investitionsentscheidungen der im europäischen Elektrizitätsmarkt aktiven Stromerzeuger simuliert. Bei der Entwicklung einer formalen Beschreibung für dieses Teilsystem müssen die in Abschnitt 4.3.1 erläuterten Randbedingungen, Freiheitsgrade und Präferenzen der Stromerzeuger berücksichtigt werden. Dieses Teilsystem bildet einen wesentlichen Teil des Verhaltens der Stromerzeuger nach.
- Neben den Investitionsentscheidungen der Stromerzeuger umfassen die Verhaltensentscheidungen dieser Akteure entsprechend Abschnitt 4.3.1 Entscheidungen über den Einsatz bestehender Kraftwerke zur Stromerzeugung. Da für die Simulation dieser Verhaltensentscheidungen andere Randbedingungen als bei der Simulation von Investitionsentscheidungen relevant sind, wird der Einsatz bestehender Kraftwerke in einem separaten Teilsystem des zu entwickelnden

den Verfahrens simuliert. Hierdurch wird die Anzahl der für die Reaktion eines Teilsystems relevanten Randbedingungen und Einflussfaktoren minimiert.

- Das Verhalten der Netzbetreiber innerhalb des betrachteten Elektrizitätsmarktes wird durch ein weiteres Teilsystem nachgebildet. Die formale Beschreibung des Verhaltens dieser Akteure muss den in Abschnitt 4.3.2 erläuterten Anforderungen an die zu beachtenden Randbedingungen, Freiheitsgrade und Präferenzen genügen.
- Ein weiteres Teilsystem wird für die Simulation des Verhaltens politischer Akteure benötigt. Nach Abschnitt 4.3.3 ist das Verhalten dieser Akteure innerhalb des zu entwickelnden Simulationsverfahrens vollständig durch den Anwender des Verfahrens parametrierbar. Die diesem Teilsystem entsprechende Komponente des Simulationsverfahrens muss daher die Vorgaben des Anwenders vollständig umsetzen.

Die Reaktion der einzelnen Teilsysteme auf Änderungen der für das jeweilige Teilsystem relevanten Randbedingungen und Einflussfaktoren kann deterministisch oder stochastisch beschrieben werden.⁴ Beide Ansätze besitzen Vor- und Nachteile, aufgrund derer ihre Anwendung in Abhängigkeit von Eigenschaften des zu untersuchenden Systems, den zur Verfügung stehenden Informationen und den Zielen bei der Entwicklung des Simulationsverfahrens sinnvoll oder erforderlich ist.

- Deterministische Beschreibungen setzen einen eindeutigen Zusammenhang zwischen der Entwicklung von Randbedingungen und Einflussfaktoren und der Reaktion des jeweiligen Teilsystems voraus. Das Ergebnis der Simulation ist ebenfalls eindeutig und in allen Simulationsrechnungen mit gleicher Parametrierung identisch. Aufgrund der eindeutigen Wirkungszusammenhänge muss jede Reaktion eines Teilsystems nur einmal berechnet werden. Dies führt im Vergleich mit anderen Verfahrensansätzen für viele praxisübliche Probleme zu einer geringen Rechenzeit. Die Verwendung deterministischer Simulationen ist hingegen problematisch, wenn nur unsichere Informationen über Wirkungszusammenhänge vorliegen, da die Belastbarkeit der Simulationsergebnisse in derartigen Fällen nur eingeschränkt gewährleistet ist.
- Stochastische Simulationen berücksichtigen Unsicherheiten über die tatsächlichen Wirkungszusammenhänge bei der Ermittlung der Reaktionen von Teilsystemen. Hierfür werden die Systemreaktionen in Abhängigkeit von Änderungen der Randbedingungen und Einflussfaktoren durch Wahrscheinlichkeitsver-

⁴vgl. Zeigler/Kim/Praehofer (2000).

teilungen beschrieben und die Reaktionen innerhalb der Simulation durch Zufallsprozesse ermittelt. Um die Belastbarkeit der Simulationsergebnisse sicherzustellen, muss eine hinreichende Anzahl von Simulationsrechnungen mit unterschiedlichen Zufallsprozessen durchgeführt werden. Die Ergebnisse stochastischer Simulationen zeigen, innerhalb welcher Bandbreite Ergebniskenngrößen in Abhängigkeit von bestehenden Unsicherheiten von den Erwartungswerten oder den in einer deterministischen Simulation ermittelten Ergebniskenngrößen abweichen.

Grundsätzlich ist es möglich, die Reaktionen der Teilsysteme, die dem in den folgenden Abschnitten zu entwickelnden Simulationsverfahren zugrunde liegen, in Abhängigkeit von der Entwicklung der Randbedingungen und Einflussfaktoren des Gesamtsystems eindeutig zu beschreiben. Die Ergebnisse einer derartigen, deterministischen Simulation können jedoch nur dann auf die zukünftige Entwicklung des realen europäischen Elektrizitätsmarktes übertragen werden, wenn alle für diese Entwicklung relevanten Eigenschaften des realen Marktes durch das in Kapitel 4 vorgestellte ökonomisch-technische Modell vollständig erfasst werden.

In dem entwickelten Modell des Elektrizitätsmarktes können die individuellen Präferenzen der Marktteilnehmer detailliert parametrisiert werden. Durch einige Modellparameter können insbesondere Ziele und Randbedingungen, die nicht explizit als Modelleigenschaften abgebildet sind, das Verhalten der Akteure jedoch beeinflussen, berücksichtigt werden (vgl. Abschnitt 4.3.1 und Abschnitt 4.3.2). Dennoch ist es für den Anwender des Modells und des zu entwickelnden Simulationsverfahrens nicht möglich, sämtliche Restriktionen und Präferenzen, die das Verhalten der Marktteilnehmer im realen Elektrizitätsmarkt beeinflussen, zu erfassen. Dies ist durch den Detailgrad des entwickelten Modells, der aufgrund der Größe des geografischen Betrachtungsbereichs dieser Arbeit begrenzt ist (vgl. Abschnitt 4.1) und fehlende Informationen über die Präferenzen der im realen Markt aktiven Unternehmen und Institutionen begründet.

Das in dieser Arbeit zu entwickelnde Simulationsverfahren basiert daher sowohl auf deterministischen als auch auf stochastischen Verfahrenskomponenten. Da das Verhalten politischer Akteure vollständig durch den Anwender des Verfahrens parametrisierbar ist (vgl. Abschnitt 4.3.3), wird das entsprechende Teilsystem deterministisch beschrieben. Der Einsatz der bestehenden Kraftwerke wird ebenfalls deterministisch ermittelt, da dieser unter den bei der Entwicklung des Verfahrens zu treffenden Annahmen eindeutig ist (vgl. Abschnitt 5.3). Die Simulation des Verhaltens der Stromerzeuger und der Netzbetreiber beinhaltet hingegen stochastische Verfahrenskomponenten, da die Annahme vollständiger Information über die Präferenzen aller im realen europäischen Elektrizitätsmarkt aktiven Marktteilnehmer nicht realitätsnah und daher nicht sachgerecht ist (vgl. Abschnitt 5.5 und Abschnitt 5.6). Der Einfluss der

stochastischen Verfahrenskomponenten auf das Ergebnis der Simulation wird in Abschnitt 6.6.2 untersucht.

5.2 Ablauf der Simulation

Um die zukünftige Entwicklung des europäischen Elektrizitätsmarktes und die vor Anwendung des Simulationsverfahrens unbekanntes Eigenschaften der zukünftigen statischen Modelle (vgl. Abschnitt 4.5) berechnen zu können, wird der zu betrachtende Zeitraum in einzelne *Zeitschritte* unterteilt. Die Dauer eines Zeitschrittes wird zu einem Jahr gewählt, da das statische Modell der derzeitigen Situation des europäischen Elektrizitätsmarktes die vollständige Beschreibung der Lastganglinien aller Kunden für ein Jahr enthält (vgl. Abschnitt 4.2.3.2) und sich die Vorgaben zur tatsächlichen und erwarteten zukünftigen Entwicklung unsicherer Randbedingungen ebenfalls auf diesen Zeitraum beziehen (vgl. Abschnitt 4.4). Weiterhin wird vorausgesetzt, dass sich das Verhalten der Akteure innerhalb eines Zeitschrittes nicht auf die Eigenschaften des Marktes auswirkt, da die für diese Arbeit relevanten Verhaltensentscheidungen der Stromerzeuger und Netzbetreiber überwiegend Investitionsbetreffen, die über mehrere Jahre durchgeführt werden (vgl. Abschnitt 4.3.1 und Abschnitt 4.3.2). Mit Ausnahme der stündlich schwankenden Nachfrage nach elektrischer Energie und dem an diese Randbedingung anzupassenden Kraftwerkseinsatz ist der Zustand des betrachteten Marktes innerhalb eines Zeitschrittes demnach konstant.

Der Ablauf des entwickelten Simulationsverfahrens auf Basis der in Abschnitt 5.1 vorgestellten Teilsysteme ist in Abbildung 5.1 in einer Übersicht dargestellt.

Zu Beginn der Simulation wird für den Zeitraum von einem Jahr, in dem die Eigenschaften des Marktes der derzeitigen, durch den Anwender parametrisierten Situation entsprechen, der Kraftwerkseinsatz aller an das Netz angeschlossenen Erzeugungsanlagen berechnet. Nach Abschluss der Berechnung ist der Einsatz aller Kraftwerke in jeder Stunde der in Abschnitt 4.2.3.2 vorgestellten, acht charakteristischen Zeitbereiche bekannt. Ziel dieses Verfahrensschrittes ist, realitätsnahe Ergebnisse für den Anteil der einzelnen Primärenergieträger an der gesamten Stromerzeugung und die Belastung des Übertragungsnetzes zu ermitteln. Auf Basis der Ergebnisse dieses Verfahrensschrittes können weitere Eigenschaften des Marktes, wie beispielsweise die Grenzkosten der Stromerzeugung in einzelnen Marktgebieten, die CO₂-Emissionen der Kraftwerke oder die Anreize zum Ausbau des Übertragungsnetzes, berechnet werden. Die Methode zur Simulation des Kraftwerkseinsatzes wird detailliert in Abschnitt 5.3 erläutert.

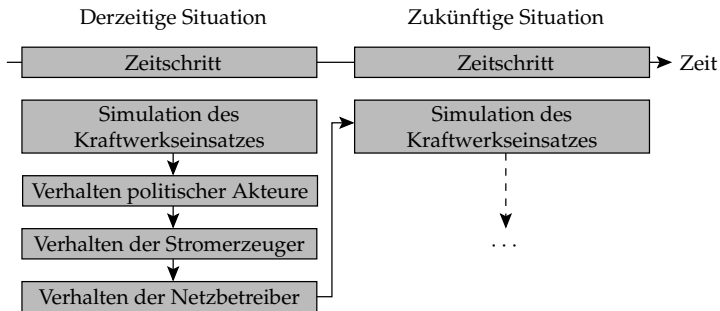


Abbildung 5.1: Ablauf der Simulation

Nach Abschluss der Simulation des Kraftwerkseinsatzes wird das Verhalten der politischen Akteure, der Stromerzeuger und der Netzbetreiber simuliert. Da davon ausgegangen wird, dass sich dieses Verhalten nicht auf die Eigenschaften des Marktes innerhalb eines Zeitschrittes auswirkt, wird vereinfachend angenommen, dass alle Akteure Entscheidungen über ihr Verhalten am Ende eines Jahres treffen. Sofern diese Entscheidungen unmittelbar wirksam werden und keine Verzögerungen – beispielsweise durch die Dauer zur Errichtung von Kraftwerken und Übertragungsleitungen – zu beachten sind, wirken sich die Entscheidungen der Akteure unmittelbar auf den nachfolgenden Zeitschritt aus. Die Methode zur Simulation des Verhaltens politischer Akteure wird in Abschnitt 5.4 vorgestellt. In Abschnitt 5.5 und Abschnitt 5.6 wird detailliert erläutert, welche Methode Stromerzeuger und Netzbetreiber zur Berücksichtigung der Unsicherheiten über die zukünftige Entwicklung von Randbedingungen des Marktes bei der Entscheidungsfindung verwenden.

Im Anschluss an die Simulation des Verhaltens der Marktteilnehmer erfolgt der Übergang in den nächsten Zeitschritt (vgl. Abschnitt 5.7). In diesem Verfahrensschritt werden alle Änderungen von Markteigenschaften, die aus dem Verhalten der Akteure in den vorangegangenen Zeitschritten resultieren, durchgeführt. Dies betrifft beispielsweise den Anschluss neuer Kraftwerke an das Übertragungsnetz, die Errichtung neuer Übertragungskapazität zwischen Netzknoten oder Änderungen gesetzlicher Randbedingungen wie beispielsweise der Einspeisevergütungen für regenerative Energien. Weiterhin wird geprüft, ob Kraftwerke altersbedingt abgeschaltet und daher aus dem Modell entfernt werden müssen. Abschließend werden die Änderungen unsicherer Randbedingungen, die der durch den Anwender vorgegebenen, tatsächlichen Entwicklung dieser Restriktionen entsprechen, realisiert.

Nach Aktualisierung des Systemzustands ist das statische Modell für den nachfolgenden Zeitschritt bekannt. Für diesen wird nun wiederum zunächst der Kraftwerkseinsatz für jede Stunde der acht charakteristischen Zeitbereiche des entsprechenden Jahres berechnet, bevor das Verhalten der Marktteilnehmer am Ende des nun aktuellen Jahres simuliert wird. Diese sukzessive Analyse der einzelnen Zeitschritte wird durchgeführt, bis das statische Modell für den letzten zu betrachtenden Zeitpunkt vollständig bekannt ist.

5.3 Simulation des Kraftwerkseinsatzes

Um realitätsnahe Ergebnisse für den Einsatz der Kraftwerke zur Stromerzeugung zu berechnen, wird davon ausgegangen, dass Stromerzeuger ihre verfügbaren Erzeugungsanlagen entsprechend den variablen Stromerzeugungskosten in aufsteigender Reihenfolge einsetzen. Weiterhin wird angenommen, dass Stromerzeuger untereinander in beliebigem Umfang handeln und ihre gesamten Erzeugungskosten dadurch minimieren können. Unter diesen Annahmen ist nicht relevant, wie sich die von Kunden nachgefragte Energie auf die einzelnen Stromerzeuger verteilt, da Stromerzeuger die über ihre durch Lieferverpflichtungen gebundenen Kraftwerke hinausgehende Erzeugungskapazität an andere Stromerzeuger vermarkten, sofern die Grenzkosten der Stromerzeugung der anderen Erzeuger über den variablen Kosten des letzten zur Stromerzeugung eingesetzten eigenen Kraftwerks mit den höchsten variablen Kosten liegen.

Sofern begrenzte Übertragungskapazitäten zwischen Netzknoten vernachlässigt werden, erfolgt der Einsatz der Kraftwerke unter diesen Annahmen entsprechend der Merit Order des gesamten europäischen Kraftwerksparks. Bei einem derartigen Kraftwerkseinsatz können jedoch erhebliche Überlastungen der in der Realität nicht beliebig belastbaren Leitungen im Übertragungsnetz auftreten, die durch Berechnung der Leistungsflüsse auf den einzelnen Kanten ermittelt werden können. Derart starke Vereinfachungen sind daher bei der Berechnung eines realitätsnahen Kraftwerkseinsatzes nicht zulässig. Die Ermittlung des kostenminimalen Kraftwerkseinsatzes, der bei gegebener Gesamtnachfrage unter der Annahme beliebigen Handels zwischen Stromerzeugern resultiert, ist daher ein Optimierungsproblem, in dem die begrenzten Übertragungskapazitäten des europäischen Verbundnetzes als Nebenbedingungen berücksichtigt werden müssen.

Die durch die an Netzknoten eingespeiste und entnommene Leistung resultierenden Leistungsflüsse auf den Kanten des Netzes können in guter Näherung mit für die Fragestellung der vorliegenden Arbeit ausreichender Genauigkeit durch die Sensi-

tivitätsmatrix \mathbf{S} des Netzes und lineare Gleichungen beschrieben werden.^{5,6} Unter Verwendung der Sensitivitäten $S_{k,i}$, die dem Anteil der an Knoten i eingespeisten Leistung $P_{KW,i}$, der über Leitung k fließt, entsprechen, wird das Optimierungsproblem zur Ermittlung des kostenminimalen Kraftwerkseinsatzes durch die Zielfunktion nach Formel 5.1 und die Nebenbedingungen nach Formel 5.2, Formel 5.3 und Formel 5.4 beschrieben.

$$\text{ZF: } \min \sum_i P_{KW,i} \cdot k_{KW,i} \quad (5.1)$$

$$\text{NB: } \sum_i P_{KW,i} = \sum_j P_{KN,j} \quad (5.2)$$

$$0 \leq P_{KW,i} \leq P_{KW,i,\max} \quad \forall i \quad (5.3)$$

$$|F_k| = \left| \sum_i (S_{k,i} \cdot P_{KW,i}) + \sum_j (S_{k,j} \cdot P_{KN,j}) \right| \leq F_{k,\max} \quad (5.4)$$

Entsprechend der Zielfunktion in Formel 5.1 wird die Summe der variablen Stromerzeugungskosten über alle Kraftwerke minimiert. Hierbei ist nach Formel 5.2 zu beachten, dass die Summe der in das Netz eingespeisten elektrischen Leistung der Summe der Nachfrage über alle Knoten entspricht. Weiterhin darf die von einem Kraftwerk i in das Netz eingespeiste Leistung $P_{KW,i}$ die installierte Erzeugungleistung des Kraftwerks $P_{KW,i,\max}$ nach Formel 5.3 nicht überschreiten. Die Leistungsflüsse auf den Kanten des Netzes berechnen sich durch Addition der Leistungsflüsse, die durch die Einspeisungen und Entnahmen an den einzelnen Knoten des Netzes auf dieser Kante hervorgerufen werden. Der durch die an einem einzelnen Knoten eingespeiste oder entnommene Leistung hervorgerufene Leistungsfluss entspricht dem Produkt aus der eingespeisten oder entnommenen Leistung und der Sensitivität des jeweiligen Knotens und der betrachteten Leitung. Hierbei ist zu beachten, dass Leistungsentnahmen mit negativem Vorzeichen gezählt werden, da die resultierenden Leistungsflüsse vorzeichenrichtig überlagert werden müssen. Die Leistungsflüsse auf den einzelnen Leitungen dürfen die Übertragungskapazitäten der Leitungen nach Formel 5.4 nicht überschreiten. Leistungsflüsse vom Anfangs- in Richtung des Endknotens einer Leitung werden positiv, Flüsse in umgekehrter Richtung negativ gezählt.

Das Optimierungsproblem zur Ermittlung des kostenminimalen Kraftwerkseinsatzes kann für jede Stunde der acht charakteristischen Zeitbereiche eines Jahres (vgl. Abschnitt 4.2.3.2) gelöst werden. Da die Optimierungsvariablen der Leistung entspre-

⁵vgl. Zimmer (2000).

⁶vgl. Schlecht (2004).

chen, welche die einzelnen Erzeugungsanlagen in der betrachteten Stunde in das Übertragungsnetz einspeisen, enthält das Ergebnis der Berechnung des Kraftwerkseinsatzes für ein Jahr die vollständigen Ganglinien aller an das Übertragungsnetz angeschlossenen Kraftwerke für diesen Zeitraum. Bei der Ermittlung des Kraftwerkseinsatzes wird berücksichtigt, dass Pumpspeicherkraftwerke üblicherweise nur zu Spitzenlastzeiten, in denen hohe Strompreise erzielt werden können, eingesetzt werden. Die maximal zulässige Erzeugungsleistung von Pumpspeicherkraftwerken wird daher in Stunden, in denen ein Einsatz nicht sinnvoll ist, auf Null reduziert.

Um einen realitätsnahen Kraftwerkseinsatz zu berechnen, muss berücksichtigt werden, dass nicht alle an das europäische Übertragungsnetz angeschlossenen Erzeugungsanlagen planbar eingesetzt werden können. Anlagen, deren Erzeugungsleistung von der Verfügbarkeit des jeweiligen Primärenergieträgers wesentlich bestimmt wird – beispielsweise Windenergie- oder Solaranlagen – werden im Folgenden als *nicht planbare* Erzeugungsanlagen bezeichnet. Um die Restriktionen für den Einsatz dieser Kraftwerke berücksichtigen zu können, wird das in Kapitel 4 entwickelte Modell um Angaben zur Verfügbarkeit der Primärenergieträger dieser Erzeugungsanlagen für jeden Netzknoten und jede Stunde der acht charakteristischen Zeitbereiche aus Abschnitt 4.2.3.2 erweitert. Auf Basis dieser Daten und der installierten Erzeugungskapazität nicht planbarer Erzeugungsanlagen kann die von diesen Anlagen eingespeiste Leistung für jede betrachtete Stunde berechnet werden. Sofern nicht planbare Erzeugungsanlagen vorrangig in das Übertragungsnetz einspeisen, wird die von planbaren Erzeugungsanlagen bereitzustellende Leistung um die durch nicht planbare Kraftwerke erzeugte Leistung verringert. Formel 5.2 wird hierfür zu Formel 5.5 erweitert.

$$\sum_i P_{KW,i,pb} = \sum_j P_{Kn,j} - \sum_i P_{KW,i,npb} \quad (5.5)$$

Der Einsatz planbarer Erzeugungsanlagen wird in der Realität aufgrund notwendiger An- und Abfahrvorgänge und langfristiger Lieferverträge üblicherweise mit Vorlaufzeiten von einigen Stunden oder Tagen geplant. Zum Zeitpunkt der Planung ist die zukünftige Einspeisung nicht planbarer Erzeugungsanlagen unsicher, sodass die insgesamt bereitzustellende Erzeugungskapazität nicht bekannt ist. Neben Unsicherheiten für Stromerzeuger resultieren aus diesen fehlenden Informationen Unsicherheiten für Netzbetreiber, da die Verteilung der Einspeisungen im Übertragungsnetz nicht bekannt ist. Das entwickelte Verfahren berücksichtigt diese Unsicherheiten, indem die maximale Übertragungskapazität der Kanten des Netzmodells in Formel 5.4 um den maximalen Einfluss der nicht planbaren Erzeugungsanlagen nach Formel 5.6 reduziert wird. Der maximale Einfluss auf eine Kante entspricht dem Produkt der maximalen Einspeisung nicht planbarer Erzeugungsanlagen und den Sensitivitäten

der Anschlussknoten der jeweiligen Erzeugungsanlage für die entsprechende Kante. Steigende installierte Erzeugungskapazitäten nicht planbarer Erzeugungsanlagen verringern somit die betrieblich nutzbare Übertragungskapazität des Netzes. Um die Auswirkungen dieser Unsicherheiten auf den kostenminimalen Kraftwerkseinsatz und die Entwicklung des Marktes berechnen zu können, kann diese Reduktion der nutzbaren Übertragungskapazität durch den Anwender des Modells abgeschaltet werden.

$$F_{k,\text{red}} = F_{k,\text{max}} - \sum_i P_{KW,i,\text{npb}} \cdot S_{k,i} \quad (5.6)$$

Im Optimum der vorliegenden Optimierungsaufgabe sind immer mehrere Nebenbedingungen bindend. Die Forderung nach ausgeglichener Bilanz entsprechend Formel 5.2 und Formel 5.5 ist in jedem Fall bindend, sofern hinreichende Erzeugungskapazität zur Versorgung der gesamten Last zur Verfügung steht. Die Begrenzungen der maximalen Erzeugungsleistungen sind für alle Kraftwerke bindend, die variablen Kosten unterhalb der Grenzkosten der Stromerzeugung aufweisen und durch die von ihnen eingespeiste Leistung keine Engpässe im Übertragungsnetz hervorrufen oder verstärken. Zusätzlich sind aufgrund der begrenzten Übertragungskapazitäten des Netzes üblicherweise einige der Restriktionen nach Formel 5.4 im Optimum der Optimierungsaufgabe bindend.

Gemäß den Gesetzen der Dualität entsprechen die optimalen Werte des zur vorliegenden Optimierungsaufgabe dualen Optimierungsproblems der Änderung des Zielfunktionswertes nach Formel 5.1 bei Relaxierung der jeweiligen Nebenbedingung. Die dualen Variablen der Restriktionen nach Formel 5.4 entsprechen somit der Verringerung der gesamten variablen Stromerzeugungskosten bei Erhöhung der Übertragungskapazität der jeweiligen Leitung. Demnach sind diese Werte für alle Leitungen, die Engpässe im Übertragungsnetz darstellen, ungleich Null. Der Wert der zu den für diese Leitung geltenden Restriktionen dualen Variablen entspricht dem volkswirtschaftlichen Anreiz, die Übertragungskapazität der jeweiligen Kante zu erhöhen.

Aus den dualen Variablen des vorliegenden Optimierungsproblems können grundsätzlich weitere Informationen gewonnen werden. Insbesondere ist es möglich, die Grenzkosten zur Versorgung der Last an den einzelnen Knoten des Netzmodells zu berechnen. Unter der Annahme konstanter Grenzkosten innerhalb eines hinreichenden Bereichs um die Höhe der ursprünglichen Nachfrage entsprechen diese Kosten den Preisen, die Kunden für den Bezug einer weiteren Einheit elektrischer Energie, zusätzlich zu ihrer vorherigen Nachfrage, an ihrem Anschlussknoten bezahlen müssen. Diese Preise werden daher auch als *Schattenpreise* bezeichnet.

Um die den Grenzkosten der Stromversorgung je Knoten entsprechenden dualen Variablen zu erhalten, werden die Lasten der einzelnen Netzknoten als Optimierungsvariablen modelliert und durch zusätzliche Nebenbedingungen entsprechend Formel 5.7 auf den Wert, welcher der Nachfrage an diesen Knoten entspricht, festgelegt. Gleichzeitig wird die rechte Seite der Nebenbedingung nach Formel 5.2 durch die Summe der den Knotenlasten entsprechenden Optimierungsvariablen ersetzt.

$$P_{Kn,i} = P_{Kn,i,soll} \quad \forall i \quad (5.7)$$

Die den Restriktionen nach Formel 5.7 zugeordneten dualen Variablen entsprechen im Optimum des dualen Optimierungsproblems den Schattenpreisen für elektrische Energie an den einzelnen Knoten des Netzmodells, sofern ein kostenminimaler Kraftwerkseinsatz unter Beachtung der Restriktionen des Übertragungsnetzes angenommen wird. Bei der Interpretation dieser Werte ist allerdings zu beachten, dass dieser Zusammenhang nur dann exakt ist, wenn keine Engpässe im Übertragungsnetz auftreten. Andernfalls können die Werte der dualen Variablen von den tatsächlichen Schattenpreisen abweichen, da die Leistungsflüsse im Übertragungsnetz, die nach Änderung der Nachfrage an einzelnen Knoten resultieren, bei der Lösung des dualen Optimierungsproblems nicht berücksichtigt werden und daher nicht notwendigerweise zulässig sind. In dieser Arbeit wird daher eine alternative, exakte Methode zur Berechnung der Schattenpreise verwendet. Hierfür wird die Nachfrage an allen Knoten des Netzmodells in den Nebenbedingungen nach Formel 5.7 jeweils um 1 MW erhöht und anschließend der Wert der Zielfunktion nach Formel 5.1 erneut berechnet. Der Schattenpreis am jeweiligen Knoten entspricht der Differenz des neu ermittelten und des ursprünglichen Zielfunktionswertes.

Bei der Ermittlung des kostenminimalen Kraftwerkseinsatzes sind technische Restriktionen der Stromerzeugung zu beachten. Minimal notwendige Stillstandszeiten, begrenzte Leistungsänderungsgeschwindigkeiten und andere Randbedingungen führen grundsätzlich zu Abhängigkeiten zwischen dem Einsatz eines Kraftwerks in aufeinanderfolgenden Stunden. Die technischen Eigenschaften der Kraftwerkstypen innerhalb des entwickelten Modells enthalten daher Angaben zur minimalen Einschaltdauer unterschiedlicher Kraftwerke (vgl. Abschnitt 4.2.3.2 und Anhang A.4.1).

Die Einhaltung der minimal zulässigen Einschaltdauer der Kraftwerke wird in dem entwickelten Verfahren heuristisch überprüft. Hierfür wird zunächst der kostenminimale Kraftwerkseinsatz für jede Stunde der acht charakteristischen Zeitpunkte ermittelt. Anschließend wird auf Basis der Ganglinien aller Kraftwerke, die minimale Einschaltauern von zwei oder mehr Stunden erfordern, überprüft, ob diese Randbedingungen durch den ermittelten Kraftwerkseinsatz verletzt werden. Ist dies der

Fall, muss das entsprechende Kraftwerk in den Stunden, in denen ein Betrieb nicht zulässig ist, ausgeschaltet werden. Die Erzeugungsleistung des Kraftwerks wird in diesem Fall durch das günstigste Kraftwerk, das ohne Verletzung technischer Restriktionen in den jeweiligen Stunden eingesetzt werden kann, substituiert. Da diese neue Lösung nicht notwendigerweise optimal ist, wird anschließend der kostenminimale Kraftwerkseinsatz erneut ermittelt. Hierbei werden die variablen Stromerzeugungskosten der Kraftwerke, die zuvor technisch unzulässig eingesetzt wurden, durch die variablen Kosten der Kraftwerke, die als Ersatz zur Deckung der Nachfrage verwendet werden, ersetzt. Dies führt beispielsweise dazu, dass Kernkraftwerke, die unzulässig eingesetzt werden, durch Stein- oder Braunkohlekraftwerke ersetzt werden. Dieser Prozess wird iterativ wiederholt, falls das Ergebnis erneut die minimale Einschaltdauer eines oder mehrerer Kraftwerke verletzt. Üblicherweise wird eine zulässige Lösung in maximal drei Iterationen gefunden.

Im Folgenden wird exemplarisch der Kraftwerkseinsatz für ein Jahr und das statische Modell, das der derzeitigen Situation im europäischen Elektrizitätsmarkt entspricht, simuliert. Entsprechend Abschnitt 4.2.3.1 werden bei der Berechnung die derzeit an das Übertragungsnetz angeschlossenen Erzeugungsanlagen mit ihren individuellen technischen und ökonomischen Kenndaten berücksichtigt. Der berechnete Kraftwerkseinsatz wird anschließend mit öffentlich verfügbaren Daten, die dem realen Kraftwerkseinsatz im Jahr 2006 entsprechen, verglichen. Auf Basis dieses Vergleichs kann bewertet werden, ob der Detailgrad des entwickelten Modells und der Methode zur Simulation des Kraftwerkseinsatzes für die weitergehende Analyse der zukünftigen Entwicklung des europäischen Elektrizitätsmarktes hinreichend ist.

Abbildung 5.2 zeigt die innerhalb des betrachteten Jahres insgesamt erzeugte Energie für die einzelnen Länder innerhalb des geografischen Betrachtungsbereichs auf Basis berechneter und realer Daten. Weiterhin sind die Anteile der Kernkraftwerke, der konventionellen thermischen Kraftwerke, der hydraulischen Kraftwerke und der Erzeugungsanlagen auf Basis sonstiger regenerativer Energien dargestellt. Konventionelle thermische Kraftwerke umfassen überwiegend Kraftwerke auf Steinkohle-, Braunkohle-, Gas- und Ölbasis, zur besseren Darstellung und aufgrund des insgesamt geringen Anteils werden jedoch auch sonstige thermische Kraftwerke dieser Kategorie zugeordnet. Die Daten des realen Kraftwerkseinsatzes entsprechen den durch die UCTE veröffentlichten Angaben zur Elektrizitätserzeugung im Jahr 2006⁷.

Die Darstellung in Abbildung 5.2 zeigt, dass die wesentlichen Eigenschaften des realen Kraftwerkseinsatzes von dem entwickelten Modell und der Methode zur Simulation des Kraftwerkseinsatzes korrekt nachgebildet werden. Unterschiede zwischen Berechnungsergebnissen und realen Daten sind durch fehlende Informationen über die ökonomischen und technischen Eigenschaften der bestehenden Kraftwerke so-

⁷<http://www.ucte.org/resources/dataportal/production> – Zugriff am 23. November 2008

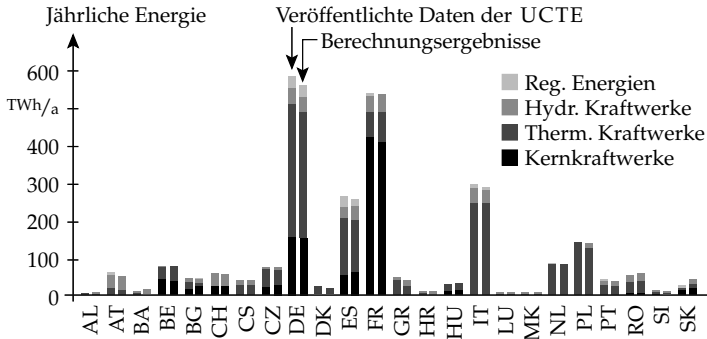


Abbildung 5.2: Vergleich der jährlich erzeugten elektrischen Energie nach Primärenergieträgern (Berechnungsergebnisse und Daten der UCTE)

wie vereinfachende Annahmen über technische Restriktionen des Kraftwerkseinsatzes begründet. Da der reale Kraftwerkseinsatz in zwei aufeinanderfolgenden Jahren in Folge von Kraftwerksausfällen und ungeplanten Instandhaltungsmaßnahmen, die in dieser Arbeit nicht berücksichtigt werden, sowie in Folge von klimatischen Einflüssen ebenfalls unterschiedlich sein kann, ist die Genauigkeit der Berechnungsergebnisse für die in dieser Arbeit zu beantwortenden Fragestellungen hinreichend.

Nach Formel 5.4 werden bei der Simulation des Kraftwerkseinsatzes und der Berechnung der in Abbildung 5.2 dargestellten Ergebnisse die begrenzten Übertragungskapazitäten des vereinfachten Netzmodells berücksichtigt. Die Eignung des entwickelten Netzmodells wird daher durch Vergleich der Ergebnisse nach Abbildung 5.2 implizit ebenfalls bewertet. Auf Basis der bisherigen Ergebnisse kann jedoch nicht bewertet werden, ob auch die Verteilung der Leistungsflüsse innerhalb des entwickelten Netzmodells in hinreichender Näherung mit der Realität übereinstimmt.

Um diese Frage zu untersuchen, werden die Leistungsflüsse der Kuppelleitungen zwischen jeweils zwei Ländern für jede Stunde der acht charakteristischen Zeitpunkte ermittelt und vorzeichenrichtig addiert. Das Ergebnis stellt den Austausch elektrischer Energie innerhalb eines Jahres zwischen diesen Ländern dar. Da die jährlichen Im- und Exporte der Länder innerhalb der UCTE ebenfalls veröffentlicht werden, kann auch dieses Berechnungsergebnis mit realen Daten verglichen werden. Abbildung 5.3 zeigt den Vergleich der berechneten Handelssalden mit den realen Daten für das Jahr 2006⁸.

⁸<http://www.ucte.org/resources/dataportal/exchange> – Zugriff am 23. November 2008

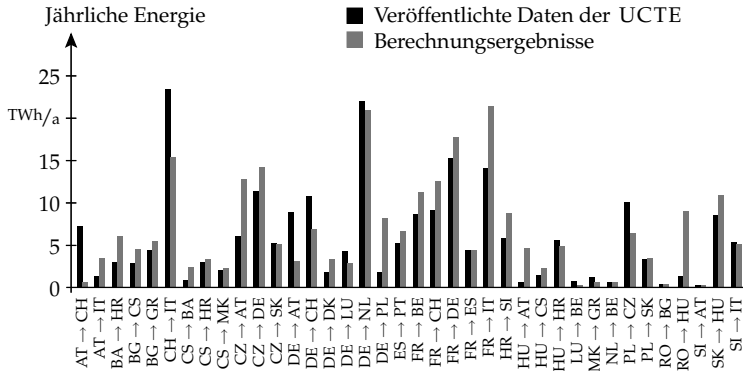


Abbildung 5.3: Vergleich der jährlich über Kuppelleitungen ausgetauschten elektrischen Energie (Berechnungsergebnisse und Daten der UCTE)

Die Richtung der über ein Jahr aggregierten Leistungsflüsse in dem entwickelten Netzmodell entspricht für alle Kuppelleitungen den realen Daten. Unterschiede zwischen den berechneten Ergebnissen und der Realität sind durch die starken Vereinfachungen, die sowohl die Topologie als auch die technischen Eigenschaften des Übertragungsnetzes betreffen, begründet. Eine detaillierte Auswertung der Leistungsflüsse in einzelnen Stunden der acht charakteristischen Zeitpunkte zeigt, dass in einigen Stunden Leistungsflüsse in umgekehrter Richtung im Vergleich zur realen Netzbelastung auftreten. Dies ist ebenfalls auf die dem Netzmodell zugrunde liegenden Vereinfachungen und die Vernachlässigung von Betriebsmitteleigenschaften, die sich auf die Verteilung der Leistungsflüsse innerhalb des Netzes auswirken, zurückzuführen. Da die Bewertung der Leistungsflüsse auf einzelnen Leitungen nach Abschnitt 4.2.1 jedoch nicht im Fokus dieser Arbeit steht, besitzt das entwickelte Netzmodell eine für die zu untersuchenden Fragestellungen hinreichende Genauigkeit.

5.4 Verhalten politischer Akteure

Das Verhalten politischer Akteure ist in dem entwickelten Modell nach Abschnitt 4.3.3 vollständig durch den Modellanwender parametrierbar. Bei der Entwicklung des auf diesem Modell aufbauenden Simulationsverfahrens ist es daher nicht erforderlich, Regeln zu definieren, nach denen politische Akteure selbststän-

dig Verhaltensentscheidungen in Abhängigkeit von der von ihnen beobachteten Marktentwicklung treffen. Durch die Implementierung des Simulationsverfahrens ist hingegen festgelegt, wie die Modellvorgaben des Anwenders interpretiert und in einer dynamischen Simulation (vgl. Abschnitt 4.5) durch politische Akteure umgesetzt werden.

Von den Randbedingungen des Elektrizitätsmarktes, die für das Verhalten der Stromerzeuger und Netzbetreiber relevant sind, betreffen die verbindlichen und unverbindlichen Zielvorgaben politischer Akteure (vgl. Abschnitt 4.3.3)

- die Ankündigungen zukünftig maximal zulässiger Anteile einzelner Primärenergieträger an der Stromerzeugung,
- die Abschaltung von Kraftwerken vor Ende der Nutzungsdauer entsprechend der in vorhergehenden Zeitschritten festgelegten Zielvorgaben und Restlaufzeiten,
- die Definition von Zielvorgaben für politisch gewünschte minimale Anteile einzelner Primärenergieträger an der Stromerzeugung in zukünftigen Zeitpunkten sowie
- die Festlegung von Einspeisevergütungen zur Förderung von Stromerzeugungstechnologien mit dem Ziel, Zielvorgaben bezüglich minimal gewünschter Anteile von Primärenergieträgern an der Stromerzeugung zu erreichen.

Bei der Definition von Zielvorgaben und Randbedingungen für das Verhalten der Stromerzeuger und Netzbetreiber durch politische Akteure muss geprüft werden, ob die vor Beginn der dynamischen Simulation durch den Anwender festgelegten Zielvorgaben und Randbedingungen unter Berücksichtigung der bereits erfolgten Marktentwicklung sinnvoll sind. Es ist beispielsweise nicht sinnvoll, Zielvorgaben für den minimalen Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung in zukünftigen Zeitpunkten zu setzen, wenn dieser Anteil im aktuellen Zeitpunkt bereits über den Zielvorgaben liegt. Um derartige, nicht realitätsnahe Randbedingungen zu vermeiden, prüfen politische Akteure in dem entwickelten Simulationsverfahren zunächst den aktuellen Zustand des Marktes und vergleichen die für ihre Entscheidungen relevanten Markteigenschaften mit den Vorgaben des Anwenders für den aktuellen Zeitschritt. Hierbei wird das Ergebnis der Simulation des Kraftwerkseinsatzes für den aktuellen Zeitschritt verwendet, da dieses Ergebnis zusätzlich zur installierten Erzeugungsleistung je Primärenergieträger auch die Anteile der einzelnen Primärenergieträger an der Stromerzeugung innerhalb des gesamten Jahres und innerhalb jeder Stunde der acht charakteristischen Zeitbereiche enthält (vgl. Abschnitt 5.3). Zusätzlich können weitere Kenngrößen des Kraftwerkseinsatzes – beispielsweise die bei der Stromerzeugung entstehenden CO₂-Emissionen – bei der Entscheidungsfindung berücksichtigt werden.

Da die Richtlinien für das Verhalten politischer Akteure durch den Modellanwender vorgegeben werden, wird angenommen, dass das Verhalten der einzelnen politischen Akteure nicht von Entscheidungen anderer politischer Akteure abhängt. Sofern politische Akteure die gleichen Ziele verfolgen – beispielsweise durch europäische Richtlinien, die für alle Mitgliedstaaten gleichermaßen gelten – ist dies durch den Anwender bei der Definition des Verhaltens vor der Modellanwendung zu berücksichtigen. In dem entwickelten Simulationsverfahren wird das Verhalten politischer Akteure für jeden politischen Akteur einzeln simuliert, wobei jeweils ein Akteur und das zu diesem Akteur gehörende Marktgebiet betrachtet werden (vgl. Abschnitt 4.3.3). Die Simulation erfolgt sequentiell. Da das Verhalten einzelner Akteure von den Entscheidungen der anderen politischen Akteure unabhängig ist, ist grundsätzlich auch eine parallele Simulation möglich und sinnvoll, falls die Rechenzeit des Verfahrens dies erfordert.

Zu Beginn der Simulation des Verhaltens eines politischen Akteurs wird der Anteil der einzelnen Primärenergieträger an der Stromerzeugung im aktuellen Zeitschritt mit den Vorgaben des Anwenders für zukünftig maximal zulässige Anteile verglichen. Zusätzlich wird die aktuell installierte Erzeugungskapazität der Kraftwerke je Primärenergieträger innerhalb des für den politischen Akteur relevanten Marktgebietes mit der zukünftig maximal zulässigen Erzeugungskapazität verglichen. Sofern die Kenngrößen im aktuellen Zeitschritt über den zukünftig maximal zulässigen Werten liegen und die zulässigen Werte verbindlich sind, wird geprüft, ob Kraftwerke durch politische Akteure vor Ende der Nutzungsdauer abgeschaltet werden müssen. Hierfür werden die Restlaufzeit aller betroffenen Kraftwerke aus den Errichtungsjahren der Kraftwerke und der Nutzungsdauer des jeweiligen Kraftwerkstyps ermittelt und die Kraftwerke nach der verbleibenden Nutzungsdauer sortiert.

Auf Basis der Restlaufzeiten der Kraftwerke wird die zu dem zukünftigen Zeitpunkt, für den maximal zulässige Grenzwerte durch den Anwender vorgegeben sind, verbleibende installierte Erzeugungskapazität der bereits existierenden Kraftwerke ermittelt. Der zukünftige Anteil dieser Kraftwerke an der Stromerzeugung kann hingegen nur vereinfacht abgeschätzt werden, indem angenommen wird, dass sich dieser Anteil proportional zum Anteil der entsprechenden Kraftwerke an der gesamten Erzeugungskapazität aller Kraftwerke ändert. Sofern zukünftig zulässige Grenzwerte überschritten werden, müssen Kraftwerke vor Ende der Nutzungsdauer abgeschaltet werden.

Bei der Auswahl vorzeitig abzuschaltender Kraftwerke bestehen erhebliche Freiheitsgrade für politische Akteure. Im realen Markt sind in derartigen Fällen Diskussionen mit den betroffenen Stromerzeugern zu erwarten, die zu einer Einigung zwischen politischen Akteuren und den Verbänden der Stromerzeuger führen⁹. Die er-

⁹vgl. Bundesregierung/EVU.

zielten Kompromisse berücksichtigen den individuellen Zustand der betroffenen Kraftwerke und die volkswirtschaftlichen Auswirkungen der vorzeitigen Abschaltung einzelner Kraftwerke. Aufgrund der vereinfachten Modellierung der technischen und ökonomischen Eigenschaften von Kraftwerken durch Kraftwerkstypen (vgl. Abschnitt 4.2.3.1) kann dieses Vorgehen in dem entwickelten Simulationsverfahren nicht detailliert nachgebildet werden.

In dem entwickelten Simulationsverfahren wird die Restlaufzeit aller betroffenen Kraftwerke proportional verringert. Der Proportionalitätsfaktor wird derart gewählt, dass die minimal notwendige Anzahl Kraftwerke vor Ende der Nutzungsdauer abgeschaltet wird und die maximal zulässigen Grenzwerte eingehalten werden. Kraftwerke, die nicht vorzeitig abgeschaltet werden müssen, da die Summe ihrer Erzeugungskapazitäten geringer als die maximal zulässigen Grenzwerte ist, können bis zum Ende ihrer Nutzungsdauer betrieben werden. Damit die zukünftig zulässige installierte Erzeugungskapazität bis zum Erreichen des entsprechenden Zeitpunktes nicht durch neu errichtete Kraftwerke überschritten wird, verhängen politische Akteure abschließend ein *Bauverbot* für Kraftwerke auf Basis des jeweiligen Primärenergieträgers, das die Errichtung derartiger Kraftwerke verbietet.

Im Anschluss an die Auswertung zukünftig maximal zulässiger Grenzwerte werden die minimal zu erreichenden Zielvorgaben geprüft. Analog zu den bereits erläuterten Entscheidungen politischer Akteure werden hierfür der Anteil einzelner Primärenergieträger an der Stromerzeugung und die installierten Erzeugungskapazitäten der Kraftwerke mit den durch den Anwender vorgegebenen zukünftigen Minimalwerten verglichen. Dies betrifft beispielsweise das im realen europäischen Elektrizitätsmarkt vereinbarte Ziel, den Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung bis zum Jahr 2020 auf 20 % bis 30 % zu erhöhen¹⁰.

Bei der Wahl der optimalen Förderung von Stromerzeugungstechnologien bestehen im realen Markt erhebliche Freiheitsgrade für politische Akteure. Fördermaßnahmen wie die gesetzliche Vereinbarung des Vorrangs der Einspeisung aus entsprechenden Erzeugungsanlagen oder gesetzlich festgelegte Einspeisevergütungen werden innerhalb des Elektrizitätsmarktes definiert. Grundsätzlich sind auch marktkoppelnde Fördermaßnahmen wie Subventionen für Produktionsstandorte oder Ausgaben für Forschung und Entwicklung zur Erhöhung der Wirtschaftlichkeit von Stromerzeugungstechnologien möglich, die aufgrund der Abgrenzung des Betrachtungsbereichs in dieser Arbeit (vgl. Abschnitt 4.1) jedoch nicht explizit betrachtet werden. In dem entwickelten Simulationsverfahren sind die politischen Akteuren zur Verfügung stehenden Fördermaßnahmen auf den Vorrang der Einspeisung aus Erzeugungsanlagen gegebener Typen und die Höhe der Einspeisevergütungen für bestimmte Erzeugungstechnologien beschränkt.

¹⁰vgl. Gesetz zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien.

Die Auswahl der optimalen Fördermaßnahmen ist schwierig, da erhebliche Unsicherheiten über die zukünftige Entwicklung des Elektrizitätsmarktes bestehen. Im realen europäischen Elektrizitätsmarkt sind Entscheidungen politischer Akteure daher von subjektiven Einschätzungen der Entscheidungsträger abhängig. Ziel der vorliegenden Arbeit ist jedoch, die Entwicklung des Marktes unter vorgegebenen Randbedingungen objektiv bewerten zu können, um die Auswirkungen politischer Entscheidungen auf Basis der Modellergebnisse analysieren und quantifizieren zu können (vgl. Abschnitt 1.3). Innerhalb des Simulationsverfahrens bestehende Freiheitsgrade in der Entscheidungsfindung politischer Akteure dürfen die Entwicklung des Marktes daher nicht beeinflussen.

Aus diesem Grund werden Einspeisevergütungen bei der Simulation des Verhaltens politischer Akteure nicht durch den Simulationsalgorithmus, sondern entsprechend den Vorgaben des Anwenders festgelegt. Die Höhe von Einspeisevergütungen und der Vorrang der Einspeisung unterschiedlicher Erzeugungstechnologien sind daher Randbedingungen, deren Auswirkungen auf die Entwicklung des Marktes mit dem entwickelten Simulationsverfahren untersucht werden können. Um die Vorgabe der erforderlichen Daten durch den Anwender zu vereinfachen, kann die Angabe von Einspeisevergütungen sowohl in ct/kWh , bezogen auf die tatsächlich erzeugte Energie, als auch durch direkte Angabe der Rendite von Investitionen in Prozent erfolgen. Sofern die Rendite einer Investition durch politische Akteure festgelegt ist, wird davon ausgegangen, dass die Einspeisevergütungen für die jeweilige Erzeugungstechnologie an die Entwicklung der Kosten der Anlage angepasst werden. Dies verringert die Unsicherheiten für Stromerzeuger (vgl. Abschnitt 5.5), stellt jedoch eine zulässige Vereinfachung dar, da auch die in der Realität definierten Einspeisevergütungen üblicherweise aus der für die jeweilige Erzeugungstechnologie angestrebten Rendite berechnet werden.

Nach Abschluss der Auswertung aller Vorgaben des Anwenders werden die von den politischen Akteuren getroffenen Entscheidungen für alle weiteren Akteure kommuniziert. Das entwickelte Simulationsverfahren enthält hierfür eine Schnittstelle, in der alle Randbedingungen, die für das Verhalten der unterschiedlichen Akteure relevant sind, verwaltet werden. Weder bei der Simulation des Verhaltens der Stromerzeuger (vgl. Abschnitt 5.5) noch bei der Simulation des Verhaltens der Netzbetreiber (vgl. Abschnitt 5.6) sind daher unvollständige Informationen über die Entscheidungen politischer Akteure, die im aktuellen Zeitschritt bereits getroffen wurden, zu berücksichtigen. Unsicherheiten für Stromerzeuger und Netzbetreiber resultieren lediglich aus möglichen Änderungen der durch politische Akteure gesetzten Zielvorgaben und Randbedingungen in zukünftigen Zeitschritten (vgl. Abschnitt 4.4.5).

5.5 Verhalten der Stromerzeuger

In der Simulation des Verhaltens der Stromerzeuger müssen die aus Sicht dieser Akteure optimalen Entscheidungen ermittelt werden. Die in dieser Arbeit zu berücksichtigenden Freiheitsgrade für das Verhalten der Stromerzeuger entsprechen nach Abschnitt 4.3.1 der Auswahl des Kraftwerkstyps, der Nennleistung sowie dem Standort neuer Erzeugungsanlagen. Um die Anzahl der möglichen Entscheidungen und die Rechenzeit des Simulationsverfahrens zu reduzieren, können durch den Anwender die zu berücksichtigenden Kombinationen aus Kraftwerkstypen und Nennleistungen eingeschränkt werden. Die möglichen Kombinationen können dadurch auf wenige, realitätsnahe Kraftwerke begrenzt werden.

Um optimale Investitionsentscheidungen treffen zu können, muss die Rendite jeder möglichen Investition berechnet werden. Diese Rendite ist üblicherweise unsicher, da die zukünftige Entwicklung des Elektrizitätsmarktes zum Zeitpunkt der Investitionsentscheidung nicht bekannt ist. Für jedes mögliche neue Kraftwerk muss daher die Verteilungsfunktion des Barwertes aller mit der Investition verbundenen Einnahmen und Ausgaben berechnet werden. Die erwartete Rendite entspricht dem Quotient aus dem Erwartungswert dieses Barwertes abzüglich des eingesetzten Kapitals und dem eingesetzten Kapital.

Aufgrund von Unsicherheiten über die zukünftige Entwicklung des Elektrizitätsmarktes besitzen die einzelnen Stromerzeuger bei Berücksichtigung von Risikoaversion unterschiedliche Anreize, ein gegebenes Kraftwerk zu errichten, da die bestehenden Erzeugungskapazitäten der Stromerzeuger nicht identisch sind und die Kraftwerksparks der Unternehmen durch mögliche neue Kraftwerke unterschiedlich gut ergänzt werden. Für ein Unternehmen, das überwiegend Kraftwerke auf Kohlebasis besitzt, kann es beispielsweise sinnvoll sein, Kernkraftwerke oder Kraftwerke auf Gasbasis zu errichten, um Unsicherheiten über die Entwicklung der Stein- und Braunkohlepreise zu kompensieren. Da das dem entwickelten Simulationsverfahren zugrunde liegende ökonomisch-technische Modell des Elektrizitätsmarktes eine Zuordnung von Kraftwerken zu Stromerzeugern erfordert, müssen die individuellen Investitionsanreize für die einzelnen Stromerzeuger bei der Simulation des Verhaltens dieser Akteure ermittelt werden.

Die zur Berechnung des unsicheren Barwertes aller mit einer Investition verbundenen Einnahmen und Ausgaben erforderliche Rechenzeit steigt mit der Anzahl Unsicherheiten und fällt mit dem Intervall, das zur Diskretisierung kontinuierlich verteilter Unsicherheiten verwendet wird. Um eine möglichst umfassende Berücksich-

tigung aller in der Realität relevanten Unsicherheiten zu ermöglichen, müssen die Renditen von Investitionen daher möglichst effizient berechnet werden.

Entsprechend Abschnitt 4.4 können die für das Verhalten der Stromerzeuger relevanten Unsicherheiten auf das bei einer Investition betrachtete Marktgebiet begrenzt werden, da die in anderen Marktgebieten bestehenden Unsicherheiten mit Auswirkungen auf den Barwert der Investition aggregiert betrachtet werden können. Die Rendite einer Investition wird daher für jedes Marktgebiet separat berechnet. Um die Rechenzeit des Simulationsverfahrens gering zu halten, werden die Verteilungsfunktionen der Barwerte aller möglichen Investitionen nicht durch jeden Stromerzeuger individuell berechnet, sondern von einer zentralen Instanz innerhalb des Simulationsverfahrens ermittelt. Die individuellen Investitionsanreize für jeden einzelnen Stromerzeuger werden dabei berücksichtigt, mehrfache Berechnungen identischer Werte werden hingegen vermieden.

Im folgenden Abschnitt 5.5.1 wird erläutert, wie die Verteilungsfunktionen der Barwerte aller Einnahmen und Ausgaben für mögliche Investitionen unter Berücksichtigung von Unsicherheiten berechnet werden. Abschnitt 5.5.2 erläutert anschließend die Simulation des Verhaltens der Stromerzeuger, in der neu zu errichtende Kraftwerke und die Standorte dieser Kraftwerke ausgewählt und die Eigentümer neuer Kraftwerke festgelegt werden.

5.5.1 Bewertung von Kraftwerksinvestitionen

Um die Verteilungsfunktion des Barwertes von Investitionen in neue Kraftwerke berechnen zu können, werden in dem entwickelten Simulationsverfahren *Szenarienbäume* generiert, die alle möglichen Entwicklungen der Unsicherheiten repräsentieren. Die Generierung dieser Szenarienbäume auf Basis der durch den Anwender vorgegebenen und aus der Entwicklung des Marktes folgenden Unsicherheiten erläutert Abschnitt 5.5.1.1. In Abschnitt 5.5.1.2 wird eine Methode vorgestellt, mit der die Größe der Szenarienbäume deutlich reduziert und die Rechenzeit zur Bewertung von Kraftwerksinvestitionen erheblich verringert werden kann.

Da die durch Szenarienbäume repräsentierten Randbedingungen des Marktes zur Bewertung von Investitionen nicht ausreichen, müssen Stromerzeuger weitere Eigenschaften zukünftiger Marktzustände prognostizieren. Hierzu zählen unter anderem die zukünftigen Erzeugungskapazitäten der Konkurrenten, die in einer dynamischen Simulation durch Entscheidungen der Stromerzeuger modellendogen berechnet werden. Um Investitionen bei unvollständiger Information bewerten zu kön-

nen, müssen Stromerzeuger Prognosen über zukünftige Marktzustände erstellen. Abschnitt 5.5.1.3 erläutert, welche Methode zur Berechnung der Erwartungen von Stromerzeugern über zukünftig installierte Erzeugungskapazitäten verwendet wird. In Abschnitt 5.5.1.4 wird abschließend erläutert, wie die Verteilungsfunktion des Barwertes aller mit einer Investition verbundenen Einnahmen und Ausgaben auf Basis von Szenarienbäumen berechnet wird.

5.5.1.1 Generierung von Szenarienbäumen

Die bei der Simulation des Verhaltens der Stromerzeuger zu berücksichtigenden unsicheren Randbedingungen, die durch den Anwender des Verfahrens definiert werden müssen, umfassen

- Änderungen der Vorgaben politischer Akteure,
- die Entwicklung der Primärenergiepreise und
- die Entwicklung der Nachfrage.

Um den aus diesen Unsicherheiten resultierenden Barwert von Investitionen berechnen zu können, wird jede mögliche Entwicklung durch ein *Szenario* repräsentiert, das eine eindeutige Eintrittswahrscheinlichkeit besitzt. Es wird angenommen, dass die Entwicklungen der Unsicherheiten stochastisch unabhängig sind. Sofern Wechselwirkungen zwischen den Entwicklungen unsicherer Randbedingungen existieren, muss dies bei der Parametrierung des Modells durch den Anwender berücksichtigt werden. Bei der Generierung von Szenarienbäumen müssen demnach alle aus einer unsicheren Randbedingung folgenden möglichen Entwicklungen mit allen möglichen Entwicklungen der anderen unsicheren Randbedingungen kombiniert werden. Die Anzahl Szenarien steigt daher exponentiell mit der Anzahl möglicher Entwicklungen je unsicherer Randbedingung. Den prinzipiellen Aufbau von Szenarienbäumen zeigt Abbildung 5.4.

Entsprechend Abschnitt 4.4 ändern sich exogene Randbedingungen des betrachteten Marktes innerhalb eines Jahres nicht. Änderungen finden lediglich im Übergang von einem in das darauffolgende Jahr statt. Diese Struktur wird durch Szenarienbäume entsprechend Abbildung 5.4 nachgebildet, da Szenarienabschnitte in dieser Arbeit jeweils Zeiträume von einem Jahr umfassen. Ein Szenarienabschnitt entspricht somit einem Zeitschritt aus Abbildung 5.1. Die Anzahl der Jahre, die ein Szenarienbaum mindestens umfassen muss, entspricht der maximalen Summe der Errichtungs- und

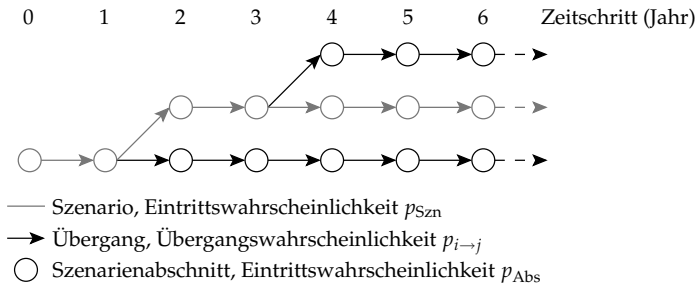


Abbildung 5.4: Aufbau von Szenarienbäumen

der Nutzungsdauer von Kraftwerken, da jede mögliche neue Erzeugungsanlage über den gesamten Nutzungszeitraum bewertet werden muss.

Grundsätzlich ist es möglich, dass Szenarien nach Verzweigungen innerhalb eines Baumes rekombinieren, wenn nach mehreren Jahren wieder identische Werte für alle unsicheren Randbedingungen erreicht werden. Da sich andere Eigenschaften des betrachteten Marktes in der zwischen den identischen Szenarienabschnitten liegenden Zeit jedoch geändert haben können, werden in dieser Arbeit ausschließlich nicht rekombinierende Szenarienbäume betrachtet. Dadurch kann beispielsweise berücksichtigt werden, dass die installierten Erzeugungskapazitäten der Stromerzeuger bei identischen Werten unsicherer Randbedingungen je nach Zeitpunkt, in dem diese Werte erreicht werden, unterschiedlich sein können (vgl. Abschnitt 5.5.1.3).

Die Eintrittswahrscheinlichkeit p_{Szn} eines Szenarios berechnet sich nach Formel 5.8 aus dem Produkt der Eintrittswahrscheinlichkeit des Szenarienabschnittes im ersten Jahr und allen folgenden Übergangswahrscheinlichkeiten innerhalb des Szenarios. Da der Szenarienabschnitt am Beginn des Szenarienbaums den aktuellen Marktzustand repräsentiert, ist er nicht mit Unsicherheiten behaftet und wird auch als *Wurzel* des Szenarienbaums bezeichnet. Für die Eintrittswahrscheinlichkeit dieses Szenarienabschnittes gilt $p_0 = 1$. In vollständigen Szenarienbäumen müssen die Summe aller Eintrittswahrscheinlichkeiten der Szenarienabschnitte innerhalb eines Jahres und die Summe der Wahrscheinlichkeiten aller von einem Szenarienabschnitt ausgehenden Übergänge ebenfalls gleich Eins sein.

$$p_{\text{Szn}} = p_0 \cdot \prod_{i=1}^N p_{i-1 \rightarrow i} \quad (5.8)$$

Zu Beginn der Generierung von Szenarienbäumen wird zunächst ein Basisszenario erstellt, dessen Szenarienabschnitte identische Marktzustände, die dem Zustand des Elektrizitätsmarktes in der aktuellen Situation entsprechen, repräsentieren. Die erste mögliche Entwicklung unsicherer Randbedingungen wird anschließend in dieses Basisszenario eingetragen. Für jede weitere mögliche Entwicklung wird zunächst der vollständige Szenarienbaum ab dem Verzweigungspunkt zwischen der ursprünglichen und der neuen Entwicklung dupliziert und ausgehend vom letzten gemeinsamen Szenarienabschnitt verzweigt. Der ursprüngliche Teil des Baums bleibt unverändert, während in den neu erzeugten Teil des Baums die neue Entwicklung unsicherer Randbedingungen eingetragen wird. Anschließend werden die Übergangswahrscheinlichkeiten am Verzweigungspunkt entsprechend der erwarteten Eintrittswahrscheinlichkeiten der unterschiedlichen Entwicklungen aktualisiert.

Nach Abschnitt 4.4.5 und Abschnitt 5.4 betreffen die aus Zielvorgaben politischer Akteure resultierenden Unsicherheiten die Restlaufzeit bestehender Kraftwerke und den zukünftigen Anteil politisch geförderter Erzeugungstechnologien an der Stromerzeugung. Bezogen auf die unsichere Restlaufzeit bestehender Kraftwerke entspricht das Vertrauen der Stromerzeuger in politische Akteure (vgl. Abschnitt 4.4.5) bei ausschließlicher Betrachtung dieser Unsicherheit der Eintrittswahrscheinlichkeit, die Stromerzeuger dem Szenario, in dem alle Kraftwerke wie durch politische Akteure angekündigt vor Ende der jeweiligen Nutzungsdauer abgeschaltet werden, zuordnen. Die Differenz aus 100 % und dieser Wahrscheinlichkeit entspricht der Summe der Eintrittswahrscheinlichkeiten aller anderen Szenarien.

Um die Unsicherheiten über die Restlaufzeit bestehender Kraftwerke durch Szenarien zu modellieren, wird zunächst die mögliche Entwicklung, in der alle Kraftwerke wie durch politische Akteure angekündigt abgeschaltet werden, in den Szenarienbaum eingetragen. Anschließend wird diese Entwicklung in jedem Jahr, in dem ein Kraftwerk entsprechend den Vorgaben politischer Akteure abgeschaltet werden muss, verzweigt. Die neu in den Baum einzutragende Entwicklung folgt aus dem Ereignis, dass die Ankündigungen politischer Akteure bis zu diesem Jahr revidiert werden und die in diesem Jahr sowie allen zukünftigen Jahren von den Ankündigungen betroffenen Kraftwerke nicht vor Ende der Nutzungsdauer abgeschaltet werden müssen. Weiterhin werden in den generierten Szenarienabschnitten die Bauverbote für die Errichtung einzelner Erzeugungstechnologien entsprechend den durch die Szenarien repräsentierten Entwicklungen eingetragen.

Grundsätzlich können Ankündigungen politischer Akteure auch in Jahren, in denen kein Kraftwerk den Ankündigungen entsprechend abgeschaltet werden muss, revidiert werden. Da die Auswirkungen auf die Restlaufzeiten der bestehenden Kraftwerke in derartigen Fällen jedoch identisch zu einer Revidierung bei der nächsten angekündigten Abschaltung sind, kann auf die Generierung dieser zusätzlichen Szenarien verzichtet werden. Abbildung 5.5 stellt die Modellierung unsicherer Restlaufzeiten bestehender Kraftwerke exemplarisch dar.

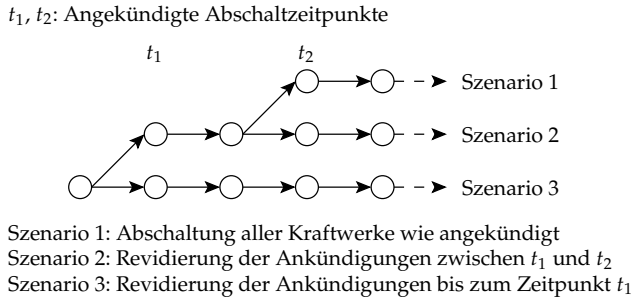


Abbildung 5.5: Modellierung unsicherer Restlaufzeiten von Kraftwerken

Im Anschluss an die Generierung der Szenarien für jede mögliche Entwicklung unsicherer Restlaufzeiten bestehender Kraftwerke müssen die Eintrittswahrscheinlichkeiten dieser Szenarien berechnet und die Übergangswahrscheinlichkeiten zwischen neu erzeugten Szenarien festgelegt werden. Aus den Vorgaben des Anwenders ist lediglich die Eintrittswahrscheinlichkeit des Szenarios, in dem alle Kraftwerke wie angekündigt abgeschaltet werden, bekannt, da diese dem Vertrauen der Stromerzeuger in die Vorgaben politischer Akteure entspricht. Für die Berechnung der Übergangswahrscheinlichkeiten sind daher zusätzliche Informationen erforderlich.

In dieser Arbeit wird angenommen, dass die Wahrscheinlichkeit, mit der Stromerzeuger im Zeitraum von einem Jahr mit einer Revidierung der Ankündigungen politischer Akteure rechnen, für jedes Jahr bis zur letzten angekündigten Abschaltung identisch ist. Für die Berechnung der Übergangswahrscheinlichkeiten ist weiterhin entscheidend, ob diese Wahrscheinlichkeiten ex-ante oder ex-post gleichverteilt berechnet werden. Die aus dieser Annahme resultierenden Unterschiede werden im Folgenden erläutert.

- Falls die von Stromerzeugern angenommenen Revidierungswahrscheinlichkeiten ex-ante gleichverteilt sind, berechnen sich die Übergangswahrscheinlichkeiten

ten aus dem Bayes-Theorem nach Formel 5.9. Hierbei ist $p(\text{Rev } t_i)$ die Wahrscheinlichkeit, dass die angekündigten Abschaltungen bis zum Zeitpunkt t_i revidiert werden.

$$\begin{aligned} p(\text{Rev } t_2 | \overline{\text{Rev } t_1}) &= \frac{p(\overline{\text{Rev } t_1} | \text{Rev } t_2) \cdot p(\text{Rev } t_2)}{1 - p(\text{Rev } t_1)} \\ &= \frac{(1 - p(\text{Rev } t_1 | \text{Rev } t_2)) \cdot p(\text{Rev } t_2)}{1 - p(\text{Rev } t_1)} \end{aligned} \quad (5.9)$$

Für ex-ante gleichverteilte Revidierungswahrscheinlichkeiten steigt die Wahrscheinlichkeit, mit der Stromerzeuger zukünftig mit einer Revidierung politischer Ankündigungen rechnen, mit der Länge des Zeitraums, in dem diese Ankündigungen bisher noch nicht revidiert wurden. Dies ist darauf zurückzuführen, dass durch Anwendung des Bayes-Theorems mit fortschreitender Zeit zusätzliche Informationen für Stromerzeuger zur Verfügung stehen, die zu Beginn des betrachteten Zeitraums noch nicht verfügbar waren. Diese Informationen bestehen in der Kenntnis, dass in den vergangenen Zeitpunkten noch keine Revidierung der Ankündigungen politischer Akteure erfolgte, die erwartete Wahrscheinlichkeit, mit der diese Ankündigungen zu einem beliebigen Zeitpunkt revidiert werden, aber unverändert bleibt.

- Sind die von Stromerzeugern angenommenen Revidierungswahrscheinlichkeiten ex-post gleichverteilt, werden die Übergangswahrscheinlichkeiten an Verzweigungspunkten zwischen Szenarien hingegen von der Länge des Zeitraums zwischen diesem und dem letzten vorhergehenden Verzweigungspunkt bestimmt. Die Wahrscheinlichkeit p_{Rev} für eine Revidierung politischer Ankündigungen innerhalb eines Jahres ist somit für jedes Jahr identisch. Die Übergangswahrscheinlichkeiten an Verzweigungspunkten entsprechen immer ganzzahligen Vielfachen dieser Wahrscheinlichkeit $n \cdot p_{\text{Rev}}$ oder $1 - n \cdot p_{\text{Rev}}$. Der Wert von p_{Rev} kann aus der Eintrittswahrscheinlichkeit des Szenarios, in dem alle Abschaltungen wie angekündigt abgeschaltet werden, berechnet werden, da sich diese Eintrittswahrscheinlichkeit nach Formel 5.8 berechnet und p_{Rev} in dieser Gleichung die einzige unbekannte Größe darstellt. Die Eintrittswahrscheinlichkeit dieses Szenarios entspricht dem durch den Anwender vorgegebenen Vertrauen der Stromerzeuger in politische Akteure.

In dem entwickelten Simulationsverfahren können sowohl ex-ante als auch ex-post gleichverteilte Wahrscheinlichkeiten berechnet werden. Für eine Analyse des realen

europäischen Elektrizitätsmarktes sind jedoch ausschließlich ex-post gleichverteilte Wahrscheinlichkeiten sinnvoll, da das Vertrauen der Stromerzeuger in politische Akteure lediglich für den Zeitpunkt, zu dem Prognosen über zukünftige Entwicklungen unsicherer Randbedingungen erstellt werden, definiert ist. Es ist daher nicht zulässig, dieses Vertrauen als über den gesamten Prognosezeitraum konstant anzunehmen. Ex-post gleichverteilte Revidierungswahrscheinlichkeiten berücksichtigen dies, da sich das Vertrauen der Stromerzeuger in politische Akteure bei fortschreitender Zeit innerhalb des Szenarienbaums ändert.

Im Anschluss an die Generierung der Szenarien für unsichere Restlaufzeiten bestehender Kraftwerke werden die Unsicherheiten über die Entwicklung politisch geförderter Erzeugungstechnologien in den Szenarienbaum eingetragen. Hierfür wird für jede mögliche Entwicklung ein Szenario erzeugt, das die Entwicklung über die gesamte Tiefe des Szenarienbaums beschreibt. Übergänge zwischen diesen Szenarien bestehen ausschließlich in der Wurzel des Szenarienbaums.

Nach Abschnitt 4.4.5 entspricht das Vertrauen der Stromerzeuger in politische Akteure bei Unsicherheiten über die zukünftige Entwicklung politisch geförderter Erzeugungstechnologien dem von Stromerzeugern erwarteten zukünftigen Anteil der geförderten Erzeugungstechnologien an der Stromerzeugung, bezogen auf die von politischen Akteuren definierten Zielvorgaben. Dieses Vertrauen wird durch den Anwender des Modells durch eine Normalverteilung, die durch Erwartungswert und Standardabweichung vollständig beschrieben ist, vorgegeben. Weiterhin enthalten die Vorgaben des Anwenders den zu betrachtenden Definitionsbereich der Normalverteilung und die Anzahl Szenarien, mit der die Normalverteilung diskretisiert wird.

Für die Generierung der Szenarien werden zunächst die Endzustände der Entwicklung für alle durch den Anwender parametrisierten zukünftigen Zeitpunkte auf Basis der vorgegebenen Normalverteilungen ermittelt. Es ist beispielsweise möglich, dass Stromerzeuger für das Jahr 2020 einen Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung zwischen 15 % und 25 % und für das Jahr 2030 einen Anteil zwischen 20 % und 35 % erwarten. Zwischen den durch den Anwender parametrisierten Zeitpunkten wird die erwartete Entwicklung der jeweiligen Erzeugungstechnologie linear interpoliert. Da Übergänge zwischen den Szenarien für diese Unsicherheiten nur in der Wurzel des Szenarienbaums existieren, muss die Anzahl Szenarien für alle aufeinanderfolgenden Zeitpunkte in der Entwicklung einer Erzeugungstechnologie identisch sein. Die Diskretisierung der normalverteilten Prognosen der Stromerzeuger und die Berechnung der Übergangswahrscheinlichkeiten auf Basis der Vorgaben des Anwenders sind in Abbildung 5.6 dargestellt.

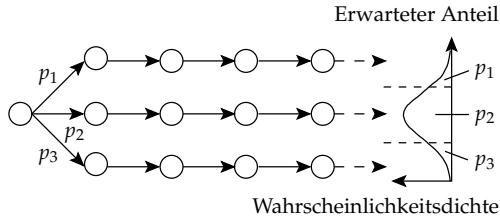


Abbildung 5.6: Modellierung unsicherer Entwicklungen politisch geförderter Erzeugungstechnologien

Die Generierung der Szenarien für die unsichere Entwicklung der Primärenergiepreise erfolgt analog zur Modellierung der Unsicherheiten über die Entwicklung politisch geförderter Erzeugungstechnologien. Entsprechend Abschnitt 4.4.1 werden auch für diese Unsicherheiten die zu einzelnen zukünftigen Zeitpunkten erwarteten Zustände durch Normalverteilungen beschrieben. Zwischen den zukünftigen Zeitpunkten, für die normalverteilte Erwartungen über die Primärenergiepreise bekannt sind, wird die Entwicklung der Erwartungswerte und der Standardabweichungen dieser Normalverteilungen linear interpoliert. Die Struktur der resultierenden Szenarien entspricht daher Abbildung 5.6.

Zusätzlich zur Angabe normalverteilter Prognosen können nach Abschnitt 4.4.1 auch diskrete Entwicklungsszenarien durch den Anwender vorgegeben werden. Für derartige Vorgaben können unmittelbar neue Szenarien im Szenarienbaum generiert werden, da keine weitere Diskretisierung der vorgegebenen Daten erforderlich ist. Auch diskrete Entwicklungen werden zwischen Zeitpunkten, für die keine Daten vorliegen, linear interpoliert.

Die erwarteten Entwicklungen der Primärenergiepreise können durch den Anwender grundsätzlich knotenbezogen angegeben werden. Üblicherweise werden jedoch mehrere Knoten – im Grenzfall alle Knoten eines Marktgebietes oder Landes – aufgrund mangelnder Daten und zur Minimierung des Parametrierungsaufwandes zu Knotengruppen zusammengefasst (vgl. Abschnitt 4.4.1). Sofern das durch einen Szenarienbaum repräsentierte Gebiet mehrere Knotengruppen umfasst, müssen die möglichen Primärenergiepreisentwicklungen der einzelnen Knotengruppen miteinander kombiniert werden. Die Größe des Szenarienbaums und die Rechenzeit des entwickelten Simulationsverfahrens steigen damit erheblich, sodass der maximale Detailgrad des Modells durch die verfügbaren Rechenkapazitäten begrenzt ist.

Die Unsicherheiten über die zukünftige Entwicklung der Nachfrage werden durch den Anwender des Modells in diskreter Form angegeben (vgl. Abschnitt 4.4.3). Für jedes zu berücksichtigende Szenario kann die erwartete Veränderung der internen und der externen Nachfrage im jeweiligen Marktgebiet für jeden der acht charakteristischen Zeitbereiche bis zu einzelnen zukünftigen Zeitpunkten vorgegeben werden. Durch entsprechende Modellierung können daher sowohl Änderungen der Gesamtnachfrage nach elektrischer Energie innerhalb eines Jahres als auch Änderungen der Lastganglinien der Kunden, die einen flexibleren oder stetigeren Einsatz der Kraftwerke erfordern, abgebildet werden.

Auch Unsicherheiten über die zukünftige Entwicklung der Nachfrage werden über Zeiträume, die keine parametrisierten Zeitpunkte beinhalten, linear interpoliert. Die Struktur der resultierenden Szenarien entspricht daher grundsätzlich der in Abbildung 5.6 dargestellten Struktur. Die Endzustände der möglichen Entwicklungen werden hingegen nicht aus normalverteilten Erwartungen berechnet, sondern explizit durch den Anwender des Modells vorgegeben.

Der aus allen Kombinationen der möglichen Entwicklungen unsicherer Randbedingungen bestehende Szenarienbaum erfasst alle durch den Anwender vorgegebenen Unsicherheiten, die für das Verhalten der Stromerzeuger relevant sind. In Variantenrechnungen kann mit dem entwickelten Simulationsverfahren daher unter anderem untersucht werden,

- wie sich das Verhalten der Stromerzeuger ändert, wenn politische Akteure zusätzliche Unsicherheiten generieren,
- ob einzelne Unsicherheiten gegenüber anderen vernachlässigbar sind sowie
- ob und inwieweit die Auswirkungen der Vorgaben politischer Akteure vom Vertrauen der Stromerzeuger in diese Vorgaben abhängen.

5.5.1.2 Reduktion von Szenarienbäumen

Die Größe der in Abschnitt 5.5.1.1 erläuterten Szenarienbäume wächst aufgrund der stochastischen Unabhängigkeit der unsicheren Randbedingungen exponentiell mit der Anzahl zu betrachtender Szenarien je Randbedingung und linear mit der Tiefe des Baumes, die durch Errichtungs- und Nutzungsdauer der Kraftwerke bestimmt wird. Die Anzahl M der Szenarien eines Szenarienbaums berechnet sich bei j stochastisch unabhängigen, unsicheren Randbedingungen, die jeweils durch k_i Szenarien re-

präsentiert werden, nach Formel 5.10. Für die Anzahl N der Szenarienabschnitte gilt bei einer Tiefe des Baums von m Jahren Formel 5.11.

$$M = \prod_{i=1}^j k_i \quad (5.10)$$

$$N = M \cdot m \quad (5.11)$$

Das exponentielle Wachstum der Szenarienbäume verursacht erheblichen Rechenzeit- und Speicherbedarf bei der Auswertung der Szenarienbäume. Beispielsweise resultiert bereits die Modellierung einer unsicheren Entwicklung des Bedarfs mit zwei Szenarien, der Entwicklungen der Steinkohle- und Gaspreise mit jeweils drei Szenarien und der unsicheren Entwicklung politisch geförderter Erzeugungstechnologien mit drei Szenarien bei zusätzlicher Betrachtung des Ausstiegs aus der Kernenergie in Deutschland, dessen Unsicherheiten in Abhängigkeit von der Altersstruktur des Kraftwerksbestandes durch rund zehn Szenarien erfasst werden, in einem Szenarienbaum mit rund 650 Szenarien. Bei üblichen Errichtungs- und Nutzungsdauern der Kraftwerke von rund 60 Jahren umfasst der Szenarienbaum damit bereits rund 38.500 Szenarienabschnitte. Das entwickelte Simulationsverfahren benötigt für die Bewertung von Investitionen in einem derartigen Szenarienbaum (vgl. Abschnitt 5.5.1.4) rund 12 GB Arbeitsspeicher und auf einem 2 GHz-Prozessor rund 30 Minuten Rechenzeit.

Diese Anforderungen an die Rechenkapazitäten sind nicht akzeptabel, da der exemplarische Szenarienbaum nur sehr wenige Szenarien je unsicherer Randbedingung enthält und daher die in der Realität vorhandenen Unsicherheiten sehr grob diskretisiert. Eine weitere Vergrößerung des Szenarienbaums ist jedoch nicht möglich, da ein Szenarienbaum nur die Unsicherheiten in einem Marktgebiet des Betrachtungsbereichs repräsentiert und daher für jedes betrachtete Land oder Marktgebiet ein Szenarienbaum erstellt und ausgewertet werden muss. Das exponentielle Wachstum der Szenarienbäume und die Rechenzeit des Simulationsverfahrens begrenzen somit den Detailgrad des entwickelten Modells.

Um dennoch alle in der Realität bestehenden Unsicherheiten mit praxisüblichen Wertebereichen hinreichend exakt berücksichtigen zu können, müssen die nach Abschnitt 5.5.1.1 vollständig generierten Szenarienbäume reduziert werden. Dabei ist zu beachten, dass die Vernachlässigung einzelner Szenarien des Baums nicht zu Änderungen der für diese Arbeit wesentlichen, charakteristischen Eigenschaften des Baums führen darf. Beispielsweise ist es nicht zulässig, lediglich Szenarien mit sehr

geringen Eintrittswahrscheinlichkeiten zu vernachlässigen, da diese Szenarien extreme Entwicklungen unsicherer Randbedingungen mit erheblichen Auswirkungen auf den Barwert der mit den zu bewertenden Investitionen verbundenen Einnahmen und Ausgaben repräsentieren können. Bei der Auswahl zu vernachlässigender Szenarien sind daher neben der Eintrittswahrscheinlichkeit der Szenarien charakteristische Eigenschaften der Szenarienabschnitte zu berücksichtigen.

Es existieren mehrere Arbeiten, die sich mit der für minimalen Informationsverlust optimalen Reduktion von Szenarienbäumen beschäftigen.^{11,12} Einige dieser Arbeiten betrachten explizit energiewirtschaftliche Optimierungsprobleme und sind daher für die vorliegende Arbeit besonders geeignet.^{13,14} Bei der Entwicklung eines Verfahrens zur Szenarienbaumreduktion können Erkenntnisse dieser Arbeiten genutzt werden. Da die existierenden Modelle jedoch andere Unsicherheiten als die in der vorliegenden Arbeit zu berücksichtigenden unsicheren Randbedingungen betrachten, sind Weiterentwicklungen und Modifikationen der bestehenden Verfahren erforderlich.

Um die Unterschiede in den Ausprägungen zwischen den durch Szenarienabschnitte repräsentierten Werten unsicherer Randbedingungen berechnen zu können, muss ein Abstandsmaß definiert werden, das die unterschiedlichen Wertebereiche der unsicheren Randbedingungen berücksichtigt. Als Basis für die Reduktion von Szenarienbäumen hat sich die *Kantorovič-Distanz* von Szenarienabschnitten als besonders robust erwiesen.¹⁵ Die Kantorovič-Distanz zwischen zwei Szenarien i und k wird im Folgenden als $d_{i,k}$ bezeichnet und üblicherweise gemäß Formel 5.12 definiert. Hierbei bezeichnet j den Index des Zeitabschnittes innerhalb der Szenarien und n den Index der unsicheren Randbedingungen, die durch die Szenarienabschnitte repräsentiert werden.

$$d_{i,k} = \sum_j \sqrt{\sum_n |x_{n,i} - x_{n,k}|^2} \quad (5.12)$$

Nach Formel 5.12 wird zur Berechnung der Kantorovič-Distanz die quadrierte Differenz der Werte unsicherer Randbedingungen in jeweils zwei Szenarienabschnitten der zu vergleichenden Szenarien über alle unsicheren Randbedingungen addiert. Die Summe der quadrierten Differenzen wird anschließend mit dem Faktor $1/2$ potenziert und über alle Szenarienabschnitte summiert.

¹¹ vgl. Dupačová/Consigli/Römisch (2003).

¹² vgl. Gröwe-Kuska/Heitsch/Römisch (2001).

¹³ vgl. Gröwe-Kuska/Heitsch/Römisch (2003).

¹⁴ vgl. Schmöller (2005).

¹⁵ vgl. ebd., S. 57.

Diese allgemeine Definition der Kantorovič-Distanz vernachlässigt die unterschiedlichen Wertebereiche der unsicheren Randbedingungen. Es ist grundsätzlich möglich, dass die absolute Differenz möglicher Entwicklungen einiger Randbedingungen deutlich größer ist als die maximale absolute Differenz möglicher Entwicklungen anderer Randbedingungen. Bei Verwendung der Kantorovič-Distanz nach Formel 5.12 als Basis für die Reduktion des Szenarienbaums kann daher nicht ausgeschlossen werden, dass einige Unsicherheiten durch die Reduktion vollständig vernachlässigt werden.

Um dies zu vermeiden, wird die Definition des Abstandsmaßes nach Formel 5.13 erweitert. Hierbei bezeichnen $x_{n,\max}$ und $x_{n,\min}$ den maximalen und den minimalen Wert, den die unsichere Randbedingung mit dem Index n im gesamten Szenarienbaum annimmt.

$$d_{i,k} = \sum_j \sqrt{\sum_n \left| \frac{x_{n,i} - x_{n,k}}{x_{n,\max} - x_{n,\min}} \right|^2} \quad (5.13)$$

Der Algorithmus zur Reduktion von Szenarienbäumen unter Verwendung der Kantorovič-Distanz nach Formel 5.13 ist in Abbildung 5.7 dargestellt. Die Anzahl M der Szenarien im reduzierten Baum wird nach jeder Reduktion eines Szenarios aktualisiert. Der Abbruch der iterativen Szenarienreduktion erfolgt, sobald die Anzahl Szenarien im reduzierten Baum kleiner oder gleich einer durch den Anwender vorgegebenen, maximal zulässigen Szenarienzahl ist.

Nach Abschluss der Szenarienbaumreduktion müssen die Übergangswahrscheinlichkeiten zwischen den Szenarienabschnitten innerhalb des Baums aus den Eintrittswahrscheinlichkeiten der Szenarien berechnet werden, da der Algorithmus zur Szenarienbaumreduktion ausschließlich die Eintrittswahrscheinlichkeiten der Szenarien betrachtet. Die Werte der aktualisierten Übergangswahrscheinlichkeiten sind eindeutig bestimmt, da bei jeder Reduktion eines Szenarios die Übergangswahrscheinlichkeiten am Verzweigungspunkt zwischen diesem Szenario j und dem ähnlichsten Szenario π (vgl. Abbildung 5.7) entsprechend den Eintrittswahrscheinlichkeiten p_j und p_π geändert werden. Sofern innerhalb der Szenarien weitere Übergangswahrscheinlichkeiten mit $p \neq 1$ auftreten, werden diese derart modifiziert, dass die gesamte Eintrittswahrscheinlichkeit des jeweiligen Szenarios nach Formel 5.8 dem gewünschten Wert p'_j oder p'_π entspricht.

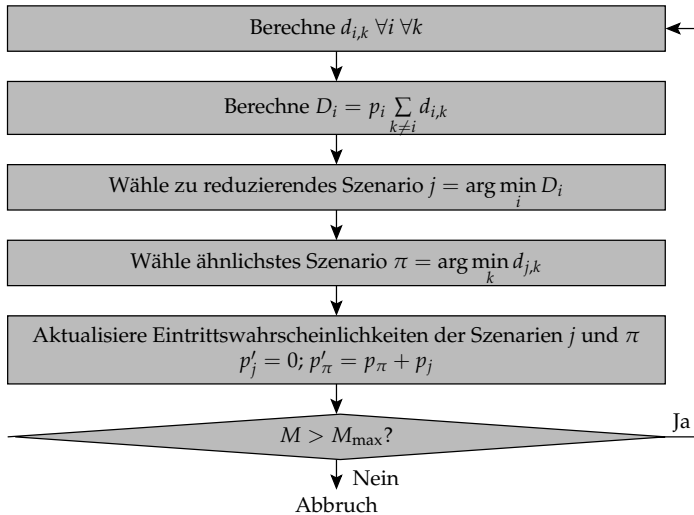


Abbildung 5.7: Algorithmus zur Reduktion von Szenarienbäumen

Die Reduktion der Szenarien nach dem Algorithmus in Abbildung 5.7 stellt sicher, dass die für das Verhalten der Stromerzeuger relevanten Eigenschaften des Szenarienbaums bei der Reduktion erhalten bleiben, da sowohl die Differenzen der Ausprägungen unterschiedlicher Entwicklungen unsicherer Randbedingungen als auch die Eintrittswahrscheinlichkeiten der Szenarien bei der Reduktion berücksichtigt werden. Durch die quadratische Berücksichtigung der Abstände unterschiedlicher Entwicklungen unsicherer Randbedingungen bleiben zudem Extremszenarien mit Entwicklungen, die besonders große Auswirkungen auf das Verhalten der Stromerzeuger haben können, auch bei geringen Eintrittswahrscheinlichkeiten dieser Szenarien im reduzierten Baum erhalten. Ob und inwieweit das Ergebnis der Bewertung von Investitionen durch die Reduktion der Szenarienbäume beeinträchtigt wird und in welchem Umfang Szenarienbäume für praxisübliche Fragestellungen ohne signifikanten Informationsverlust reduziert werden können, wird in Abschnitt 6.1.3 für ein exemplarisches Modellsystem untersucht.

5.5.1.3 Prognose zukünftiger Kraftwerksparks

Die entsprechend Abschnitt 5.5.1.1 und Abschnitt 5.5.1.2 generierten Szenarienbäume repräsentieren alle möglichen Entwicklungen der modellexogenen unsicheren Randbedingungen, die bei der Bewertung von Investitionen zur Simulation des Verhaltens der Stromerzeuger zu berücksichtigen sind. Die mit einer Investition verbundenen zukünftigen Einnahmen und Ausgaben werden zusätzlich jedoch auch durch die Entwicklung modellendogener Eigenschaften des Elektrizitätsmarktes entscheidend beeinflusst. Um die Verteilungsfunktion des Barwertes einer Investition berechnen zu können, müssen Stromerzeuger daher Erwartungen über die Entwicklung dieser Eigenschaften bilden.

Der Wert einer Investition in neue Erzeugungskapazitäten wird wesentlich durch die Preise, die über die Nutzungsdauer eines Kraftwerks für den Verkauf elektrischer Energie erzielt werden können, bestimmt. Diese Preise werden durch das Wettbewerbsverhalten und die Angebotsstrategien der Stromerzeuger beeinflusst. Da die Analyse von Angebotsstrategien im Fokus spieltheoretischer Arbeiten steht (vgl. Abschnitt 2.3.1 und Abschnitt 4.3.4) und nicht Ziel dieser Arbeit ist, stellen die Preisbildungsmechanismen im Elektrizitätsmarkt eine Modellannahme für die vorliegende Arbeit dar (vgl. Abschnitt 5.5.1.4). Dennoch ist es für die Bewertung von Investitionen erforderlich, die Struktur des europäischen Kraftwerksparks für alle zukünftigen Zeitschritte, in denen das zu errichtende Kraftwerk zur Produktion elektrischer Energie eingesetzt werden kann, zu prognostizieren. Da die Entwicklung des europäischen Kraftwerksparks in Abhängigkeit von der Entwicklung unsicherer Randbedingungen erfolgt, muss die Struktur dieses Kraftwerksparks für jeden Szenarienabschnitt der generierten Szenarienbäume prognostiziert werden.

Bei der Prognose zukünftiger Kraftwerksparks ergibt sich die Schwierigkeit, dass zukünftige Investitionen in neue Erzeugungskapazitäten vom Verhalten der Stromerzeuger in zukünftigen Zeitpunkten abhängen, die in diesen Zeitpunkten bei der Entscheidungsfindung wiederum Erwartungen über das Verhalten der Akteure in noch weiter in der Zukunft liegenden Zeitpunkten bilden. Die exakte Berechnung der zukünftigen Kraftwerksparks durch Rückwärtsinduktion ist jedoch nicht möglich, da weder ein Endzustand bekannt noch eine Beschränkung des Betrachtungszeitraums möglich ist.

In dem entwickelten Simulationsverfahren erfolgt die modellendogene Prognose zukünftiger Kraftwerksparks daher durch eine Zeitpunkt Betrachtung des jeweiligen Szenarienabschnittes. Es ist somit eine Methode erforderlich, die ausschließlich auf Basis der durch den Szenarienabschnitt vorgegebenen Randbedingungen die Prognose der Struktur des Kraftwerksparks, der bis zu dem durch den Szenarienabschnitt

repräsentierten Jahr voraussichtlich erreicht wird, ermöglicht und Ergebnisse mit hinreichender Genauigkeit liefert. Da die Erwartungen der Stromerzeuger über die zukünftige Entwicklung des europäischen Kraftwerksparks die Rendite möglicher Investitionen erheblich beeinflussen können und die Methode zur Prognose zukünftiger Kraftwerksparks daher kritisch für die Ergebnisse des gesamten Simulationsverfahrens ist, darf diese Methode nicht auf Annahmen basieren, die im Widerspruch zu den durch den Szenarienabschnitt vorgegebenen Entwicklungen unsicherer Randbedingungen stehen können. Aus diesem Grund ist die Vorgehensweise mehrerer existierender Arbeiten, Annahmen über den zukünftigen Anteil einzelner Primärenergieträger an der Stromerzeugung bei der Prognose zukünftiger Kraftwerksparks vorauszusetzen (vgl. Abschnitt 2.2), nicht zulässig, da widersprüchliche Modellannahmen nicht zu realitätsnahen Ergebnissen führen können.

Die durch Szenarienabschnitte vorgegebenen Randbedingungen umfassen neben der Nachfrage in jedem der acht charakteristischen Zeitbereiche (vgl. Abschnitt 4.2.3.2) die im jeweiligen Zeitschritt noch aktiven, in der Wurzel des Szenarienbaums bestehenden Kraftwerke, den erwarteten Anteil politisch geförderter Erzeugungstechnologien an der Stromerzeugung und die Preise für unterschiedliche Primärenergieträger. Um die im Zeitschritt eines Szenarienabschnittes erwartete Struktur des Kraftwerksparks zu prognostizieren ist es daher erforderlich, die aus noch aktiven und politisch geförderten Kraftwerken bestehenden Erzeugungskapazitäten um weitere Kraftwerke, die zur Versorgung der erwarteten Last erforderlich sind, zu ergänzen.

Grundsätzlich ist es möglich, für alle Szenarienabschnitte den kostenminimalen Kraftwerkspark zu ermitteln, der die gesamte Nachfrage mit minimalen Stromerzeugungskosten versorgt. Freiheitsgrad bei der Ermittlung dieses Kraftwerksparks ist die Verteilung der zusätzlich zu den bereits bekannten Kraftwerken benötigten Erzeugungskapazität auf unterschiedliche Kraftwerkstypen. Bei der Berechnung der Stromerzeugungskosten können sowohl Investitions- und jährliche Fixkosten für Instandhaltung als auch variable Stromerzeugungskosten der Kraftwerke berücksichtigt werden. Hierfür werden die spezifischen Stromerzeugungskosten für alle Kraftwerke in ct/kWh oder €/MWh in Abhängigkeit von der Volllaststundenzahl \bar{T}_m des jeweiligen Kraftwerks berechnet. Die Volllaststundenzahl entspricht dem Quotient der innerhalb eines Zeitraums erzeugten elektrischen Energie und der installierten Erzeugungsleistung des Kraftwerks. In Abbildung 5.8 sind die spezifischen Stromerzeugungskosten exemplarisch für Grund- und Spitzenlastkraftwerke dargestellt.

Werden die zu unterschiedlichen Zeitpunkten kostenminimalen Kraftwerksparks als Referenz für die Bewertung von Investitionen in neue Erzeugungskapazitäten verwendet, können Bewertungsergebnisse resultieren, die stark von dem tatsächlichen Wert der zu untersuchenden Investition abweichen. Die wesentlichen Ursachen hierfür werden im Folgenden zusammengefasst.

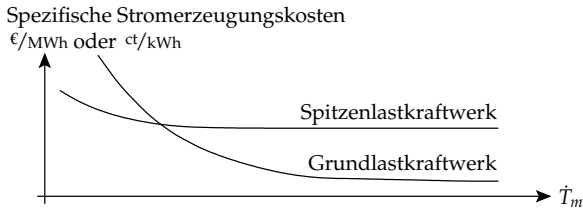


Abbildung 5.8: Spezifische Stromerzeugungskosten von Grund- und Spitzenlastkraftwerken

- Es ist generell nicht zu erwarten, dass zu einem beliebigen zukünftigen Zeitpunkt tatsächlich der kostenminimale Kraftwerkspark realisiert wird. Dies ist auf die bestehenden Unsicherheiten über die zukünftige Entwicklung des Marktes und die unterschiedlichen Investitionsanreize der Stromerzeuger zurückzuführen. Für die Bewertung von Investitionen in neue Erzeugungskapazitäten stellt die Verwendung des kostenminimalen Kraftwerksparks zwar eine Worst Case-Abschätzung dar, aufgrund der unrealistischen Strukturen kostenminimaler Kraftwerksparks führt dies jedoch zu einer erheblichen Unterschätzung der tatsächlichen Rendite von Investitionen.
- Spitzenlastkraftwerke besitzen nur bei hinreichend niedrigen Volllaststunden ökonomische Vorteile gegenüber Grundlastkraftwerken (vgl. Abbildung 5.8). In Abhängigkeit von dem gewählten Zeitraster wird der Anteil von Spitzenlastkraftwerken in zukünftigen Kraftwerksparks daher systematisch unterschätzt. In dieser Arbeit wird zwar grundsätzlich ein Stundenraster als Diskretisierungsintervall verwendet, aufgrund der Definition von acht charakteristischen Zeitbereichen zur Modellierung der Lastganglinien ist der für diese vereinfachten Anforderungen kostenminimale Kraftwerkspark technisch jedoch nicht notwendigerweise zur Versorgung aller in der Realität auftretenden Lastspitzen geeignet.
- Der für einen Zeitpunkt kostenminimale Kraftwerkspark enthält üblicherweise nur wenige Kraftwerkstypen, die unter den gegebenen Randbedingungen gegenüber allen anderen Kraftwerkstypen ökonomische Vorteile aufweisen. Der Anteil aller anderen Kraftwerkstypen ist im kostenminimalen Kraftwerkspark definitionsgemäß gleich Null, sofern nicht Kraftwerke dieser Typen bereits bestehen und zu dem betrachteten Zeitpunkt noch aktiv oder politisch gefördert sind. Dies ist ebenfalls ein unrealistisches Ergebnis, da der europäische Kraftwerkspark in der Realität aufgrund der unterschiedlichen Präferenzen der ein-

zelen Akteure zu jedem Zeitpunkt deutlich heterogener als der theoretische, kostenminimale Kraftwerkspark strukturiert ist.

In dem entwickelten Simulationsverfahren wird daher ein anderer Ansatz zur Prognose zukünftiger Kraftwerksparks verwendet, der realitätsnähere Ergebnisse als die Prognose des kostenminimalen Kraftwerksparks liefert. Dieser Ansatz basiert auf der Annahme, dass sich die Anteile der unterschiedlichen Erzeugungstechnologien an der Stromerzeugung bei Betrachtung langfristiger Zeiträume mit unveränderten Randbedingungen umgekehrt proportional zu den spezifischen Stromerzeugungskosten der einzelnen Erzeugungstechnologien aufteilen. Demnach besitzen auch Erzeugungstechnologien mit hohen spezifischen Erzeugungskosten einen – wenn auch geringen – nicht vernachlässigbaren Anteil an der insgesamt installierten Erzeugungskapazität. Diese Annahme berücksichtigt implizit, dass das dem entwickelten Simulationsverfahren zugrunde liegende Modell des europäischen Elektrizitätsmarktes aus Kapitel 4 nicht alle Präferenzen und Randbedingungen, die für Entscheidungen der Marktteilnehmer in der Realität relevant sind, berücksichtigen kann (vgl. Abschnitt 4.1).

Um die Struktur zukünftiger Kraftwerksparks zu prognostizieren, werden in einem ersten Schritt repräsentative Kraftwerke für alle Erzeugungstechnologien, die zukünftig in dem zu prognostizierenden Kraftwerkspark erwartet werden, ausgewählt. Die insgesamt zu prognostizierende Erzeugungsleistung wird anschließend entsprechend den Verhältnissen der spezifischen Stromerzeugungskosten auf die ausgewählten Erzeugungstechnologien verteilt. Hierbei werden die spezifischen Stromerzeugungskosten in unterschiedlichen Arbeitspunkten, die durch die Nachfrage und die Dauer der acht charakteristischen Zeitbereichen des Modells definiert sind, ausgewertet. Die Methodik zur Aufteilung der zu prognostizierenden Erzeugungsleistung ist in Abbildung 5.9 exemplarisch für einen einzelnen charakteristischen Zeitbereich dargestellt.

Die Prognose der Erzeugungsleistung je ausgewählter Technologie erfolgt stufenweise für jeden der acht charakteristischen Zeitbereiche in aufsteigender Reihenfolge der Nachfrage in diesen Zeitbereichen. In der ersten Stufe wird demnach die Erzeugungsleistung, die unter Berücksichtigung der bereits bekannten Erzeugungsanlagen – bestehend aus den zum jeweiligen Zeitpunkt noch aktiven oder politisch geförderten Kraftwerken – zur Versorgung der minimalen Nachfrage innerhalb eines Jahres zusätzlich erforderlich ist, auf die unterschiedlichen Erzeugungstechnologien verteilt. In jeder weiteren Stufe wird lediglich die Leistung, die zusätzlich zu der bereits prognostizierten Leistung zur Versorgung der Nachfrage in der jeweiligen Stufe erforderlich ist, betrachtet.

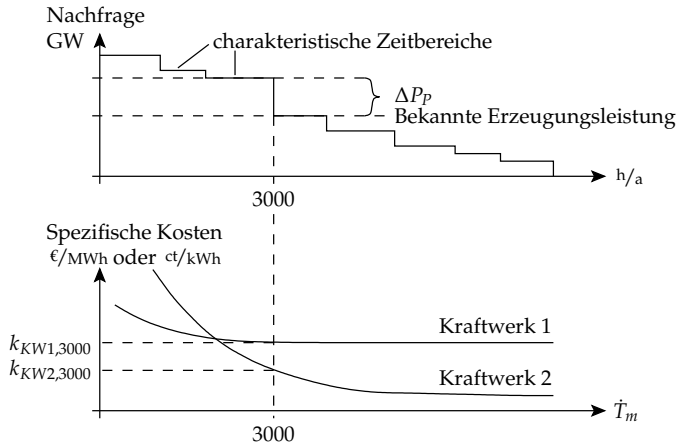


Abbildung 5.9: Prognose der zukünftigen Erzeugungskapazität unterschiedlicher Erzeugungstechnologien

Für das Beispiel aus Abbildung 5.9 wird angenommen, dass die Erzeugungsleistung zur Versorgung der Last, die an 3000 h/a innerhalb des betrachteten Jahres überschritten wird, bekannt ist. Die in der nächsten Stufe zu prognostizierende Leistung wird mit ΔP_P bezeichnet. Falls lediglich zwei Erzeugungstechnologien betrachtet werden, gilt für die in dieser Stufe resultierenden Erzeugungskapazitäten ΔP_{KW1} und ΔP_{KW2} die Restriktion $\Delta P_{KW1} + \Delta P_{KW2} = \Delta P_P$. Weiterhin wird gefordert, dass sich die Erzeugungsleistungen der einzelnen Technologien nach Formel 5.14 umgekehrt proportional zu den spezifischen Stromerzeugungskosten im durch diese Stufe definierten Arbeitspunkt aufteilen.

$$\frac{\Delta P_{KW1}}{\Delta P_{KW2}} = \frac{k_{KW2,3000}}{k_{KW1,3000}} \quad (5.14)$$

Die Leistungen ΔP_{KW1} und ΔP_{KW2} der einzelnen Erzeugungstechnologien können aus diesen Randbedingungen entsprechend Formel 5.15 und Formel 5.16 berechnet werden. Die Berechnung der jeweiligen Erzeugungsleistung für den Fall, dass mehr als zwei Erzeugungstechnologien betrachtet werden, erfolgt analog.

$$\Delta P_{KW1} = \Delta P_p \cdot \frac{k_{KW2,3000}}{k_{KW1,3000} + k_{KW2,3000}} \quad (5.15)$$

$$\Delta P_{KW2} = \Delta P_p \cdot \frac{k_{KW1,3000}}{k_{KW1,3000} + k_{KW2,3000}} \quad (5.16)$$

Anders als die Methode zur Berechnung des kostenminimalen Kraftwerksparks ermöglicht die in dem entwickelten Simulationsverfahren implementierte Methode die Berechnung heterogener Kraftwerksparks, in denen alle zukünftig erwarteten Erzeugungstechnologien enthalten sind. Bei der Auswahl repräsentativer Kraftwerke für die erwarteten Technologien muss jedoch beachtet werden, dass jeder Technologie ein Anteil entsprechend den Quotienten der spezifischen Stromerzeugungskosten zugeordnet wird. Dies bedeutet, dass die ausgewählten repräsentativen Kraftwerkstypen keine Erzeugungstechnologien mehrfach berücksichtigen dürfen, da der Anteil dieser Technologien in den zukünftigen Kraftwerksparks in derartigen Fällen durch die vorgestellte Methode systematisch überschätzt wird. Für die meisten praxisüblichen Fragestellungen ist es daher sinnvoll, für jeden Primärenergieträger lediglich eine repräsentative Erzeugungstechnologie auszuwählen. Sofern die Struktur zukünftiger Kraftwerksparks detaillierter prognostiziert werden soll, muss die Anzahl repräsentativer Kraftwerkstypen für alle Erzeugungstechnologien gleichmäßig erhöht werden.

Die vorgestellte Methode zur Prognose zukünftiger Kraftwerksparks berücksichtigt die Einflüsse aller unsicheren Randbedingungen, die in dem Modell aus Kapitel 4 abgebildet werden, auf die Entwicklung des Kraftwerksparks. Durch die stufenweise Prognose der Anteile unterschiedlicher Erzeugungstechnologien werden auch Einflüsse von Änderungen der Nachfrage innerhalb eines Jahres, die den vermehrten Einsatz von Spitzen- oder Grundlastkraftwerken erfordern, berücksichtigt. Gleichzeitig ist die Vorgabe subjektiver Modellannahmen, die im Widerspruch zu anderen Modellvorgaben stehen können, nicht erforderlich. Ob und inwieweit die entwickelte Methode realitätsnahe Ergebnisse liefert und mit der tatsächlichen Entwicklung des Kraftwerksparks, die in einer dynamischen Simulation berechnet werden kann, übereinstimmt, wird in Abschnitt 6.1.4 untersucht.

5.5.1.4 Berechnung des Barwertes von Kraftwerksinvestitionen

Um die Verteilungsfunktion des Barwertes aller mit einer Investition in zusätzliche Erzeugungskapazität verbundenen Einnahmen und Ausgaben berechnen zu können,

muss der Wert der Investition für jede mögliche Entwicklung unsicherer Randbedingungen und damit für jedes Szenario der entsprechend Abschnitt 5.5.1.1 und Abschnitt 5.5.1.2 generierten Szenarienbäume berechnet werden. Der Wert der Investition innerhalb eines Szenarios wird neben den Kosten für Errichtung, Betrieb und Abbau des Kraftwerks von den Erlösen, die durch Verkauf elektrischer Energie innerhalb der einzelnen Szenarienabschnitte erzielt werden können, bestimmt. Um den auf einen Bezugszeitpunkt diskontierten Barwert aller Einnahmen und Ausgaben berechnen zu können, müssen daher die in den einzelnen Szenarienabschnitten erzielbaren Strompreise prognostiziert werden.

Da die detaillierte Modellierung der Angebotsstrategien von Stromerzeugern nicht Ziel dieser Arbeit ist (vgl. Abschnitt 4.3.4), sind für die Prognose zukünftiger Strompreise Annahmen über Preisbildungsmechanismen erforderlich. Diese Annahmen müssen das aggregierte Verhalten aller Stromerzeuger hinreichend umfassend beschreiben, um zumindest die Berechnung der durchschnittlichen Angebotspreise hinreichend exakt zu ermöglichen. Die zu entwickelnde Methodik muss beispielsweise verlässliche Hinweise liefern, ob die Vollkosten unterschiedlicher Kraftwerke langfristig gedeckt werden oder nicht. Die exakte Berechnung zukünftiger Strompreise ist hingegen von untergeordneter Bedeutung.

Aufgrund der bestehenden Unsicherheiten über die Entwicklung der Nachfrage ist es nicht sinnvoll, den Strompreis über einen Zeitraum von mehreren Jahrzehnten für jede Stunde der acht charakteristischen Zeitbereiche (vgl. Abbildung 4.5) zu prognostizieren. Zur Verringerung der Rechenzeit des Simulationsverfahrens werden daher in dieser Arbeit die mittleren Strompreise für jeden charakteristischen Zeitbereich, die bei der für den jeweiligen Zeitbereich durchschnittlichen Nachfrage erzielt werden, berechnet. Daraus resultierende Ungenauigkeiten, die auf die Nichtlinearität und die Sprungstellen der Merit Order des Kraftwerksparks zurückzuführen sind, werden vernachlässigt, da Prognosen über die Entwicklung der stündlichen Nachfrage innerhalb eines charakteristischen Zeitbereichs ohnehin mit erheblichen Unsicherheiten behaftet sind.

Die Dauerlinie der derart vereinfachten Nachfrage innerhalb eines Jahres besitzt den in Abbildung 5.10 dargestellten, exemplarischen Verlauf. Die Werte der Zeitpunkte t_i sind durch die Auftrittshäufigkeiten der einzelnen charakteristischen Zeitbereiche innerhalb eines Jahres (vgl. Abbildung 4.5), multipliziert mit der Dauer der Zeitbereiche, die einheitlich 12 Stunden beträgt, definiert. Die Nachfrage innerhalb jedes Zeitbereichs entspricht dem geometrischen Mittel der Nachfrage in den einzelnen Stunden des jeweiligen Zeitbereichs.

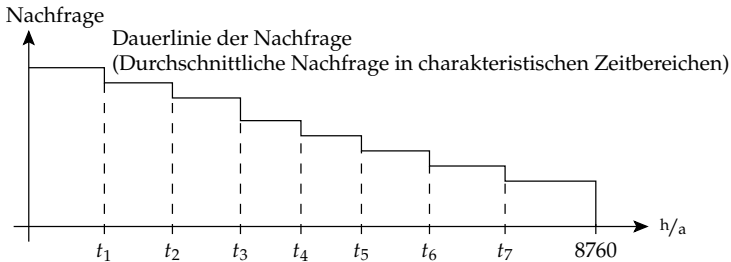


Abbildung 5.10: Exemplarische Dauerlinie der Nachfrage innerhalb eines Jahres zur Prognose der Strompreise

Investitionen in zusätzliche Erzeugungskapazitäten sind nur sinnvoll, wenn die Fixkosten der Investition vollständig gedeckt werden und bei Betrachtung aller Kosten hinreichende Gewinne erwirtschaftet werden können. Hierfür müssen die zukünftig erwarteten Preise für elektrische Energie über einem Minimalwert über den variablen Stromerzeugungskosten der Kraftwerke liegen.¹⁶

Kurzfristig ist es möglich, dass die an realen Märkten für elektrische Energie erzielbaren Erlöse nicht zur Deckung der Vollkosten ausreichen oder – aufgrund technischer Restriktionen der Stromerzeugung – sogar Preise unterhalb der variablen Erzeugungskosten von Stromerzeugern akzeptiert werden. Eine derartige Situation konnte beispielsweise in Deutschland, wenige Jahre nach der Liberalisierung des Elektrizitätsmarktes, durch den Markteintritt zahlreicher neuer Unternehmen beobachtet werden. Langfristig sind solche Situationen jedoch nicht stabil, da derart niedrige Preise Investitionen in neue Erzeugungskapazitäten verhindern und somit nach altersbedingten Abschaltungen von Kraftwerken nicht mehr ausreichend Erzeugungskapazität zur Versorgung der Last zur Verfügung steht.

In dieser Arbeit wird aufgrund des langfristigen Analyse- und Betrachtungszeitraums (vgl. Abschnitt 4.1.3) davon ausgegangen, dass die Fixkosten der zur Erzeugung elektrischer Energie tatsächlich eingesetzten Kraftwerke vollständig gedeckt werden. Kraftwerke, deren Erzeugungskapazität über die mindestens zur Versorgung der Last erforderliche Kapazität hinausgeht, und die aufgrund hoher variabler Stromerzeugungskosten nicht zur Deckung der Nachfrage eingesetzt werden, sind hingegen nicht rentabel. Um realitätsnahe Ergebnisse zu erzielen, muss zusätzlich berücksichtigt werden, dass Kraftwerke in der Realität wartungs-, instandhaltungs- und störungsbedingt nicht verfügbar sein können und die zur Versorgung der Last

¹⁶ vgl. Stoft (2002).

erforderliche, installierte Erzeugungskapazität daher über die Nachfrage hinausgehen muss^{17,18}.

Für die Berechnung der Strompreise in den einzelnen charakteristischen Zeitbereichen jedes Szenarienabschnittes müssen aufgrund dieser Annahmen die Vollkosten des letzten zur Stromerzeugung eingesetzten Kraftwerks berechnet werden. Der Einsatz der nach Abschnitt 5.5.1.3 prognostizierten Kraftwerke für den jeweiligen Szenarienabschnitt erfolgt entsprechend der Merit Order der variablen Stromerzeugungskosten (vgl. Abbildung 3.2). Begrenzte Übertragungskapazitäten werden bei der Prognose der Strompreise vernachlässigt, da weder die Standorte zukünftiger Kraftwerke, noch die zum betrachteten Zeitpunkt verfügbaren Übertragungskapazitäten bekannt sind. Da für jedes Marktgebiet zudem ein eigener Szenarienbaum erstellt und die Wechselwirkungen mit angrenzenden Marktgebieten durch die Entwicklung der Im- und Exporte berücksichtigt werden (vgl. Abschnitt 5.5.1.1), werden die derzeit im europäischen Übertragungsnetz besonders dominanten Engpässe auf Kuppelleitungen zwischen benachbarten Ländern bei der Prognose zukünftiger Strompreise implizit berücksichtigt.

Die Prognose der Strompreise erfolgt stufenweise entsprechend Abbildung 5.10 für alle charakteristischen Zeitbereiche in aufsteigender Reihenfolge der in den einzelnen Zeitbereichen durchschnittlichen Nachfrage. Es wird davon ausgegangen, dass das im Zeitbereich i mit der Dauer t_i letzte eingesetzte Kraftwerk mit den höchsten variablen Erzeugungskosten in allen Zeitbereichen mit höherer Nachfrage mit seiner gesamten Erzeugungskapazität zur Versorgung der Last eingesetzt wird. Die Volllaststundenzahl des Kraftwerks KWi , dessen variable Erzeugungskosten im Zeitbereich i den Grenzkosten der Stromerzeugung entsprechen, berechnet sich somit nach Formel 5.17. Hierbei bezeichnet $P_{\text{Erz},KWi}$ die von Kraftwerk KWi in Abschnitt i zur Versorgung der Last eingesetzte Erzeugungskapazität und $P_{\text{Erz},KWi,\text{max}}$ die gesamte installierte Erzeugungleistung dieses Kraftwerks.

$$\hat{T}_{m,KWi} = \left\{ \begin{array}{ll} t_i & , P_{\text{Erz},KWi} = P_{\text{Erz},KWi,\text{max}} \\ t_{i-1} + (t_i - t_{i-1}) \cdot \frac{P_{\text{Erz},KWi}}{P_{\text{Erz},KWi,\text{max}}} & , P_{\text{Erz},KWi} < P_{\text{Erz},KWi,\text{max}} \end{array} \right\} \quad (5.17)$$

Da bei der Prognose zukünftiger Kraftwerksparks ausschließlich charakteristische, repräsentative Kraftwerkstypen betrachtet werden, ist es möglich, dass die Grenzkosten der Stromerzeugung den variablen Stromerzeugungskosten mehrerer Kraft-

¹⁷vgl. ETSO (2008).

¹⁸vgl. UCTE (2008).

werke exakt entsprechen. In diesem Fall muss berücksichtigt werden, dass Kraftwerke mit identischen Erzeugungskosten nur mit einer *Einschaltwahrscheinlichkeit* entsprechend dem Anteil der installierten Erzeugungskapazität dieser Kraftwerke, der zur Versorgung der Last benötigt wird, tatsächlich zur Erzeugung elektrischer Energie eingesetzt werden. Die Volllaststundenzahl der Kraftwerke wird daher in dem entwickelten Verfahren in derartigen Fällen entsprechend korrigiert, sodass die Forderung nach Deckung der Fixkosten aller zur Stromerzeugung eingesetzten Kraftwerke erfüllt wird. Es wird vereinfachend angenommen, dass diese Einschaltwahrscheinlichkeit für alle Kraftwerke mit identischen variablen Kosten gleich hoch ist. Die Berechnung der Einschaltwahrscheinlichkeit zeigt Abbildung 5.11.

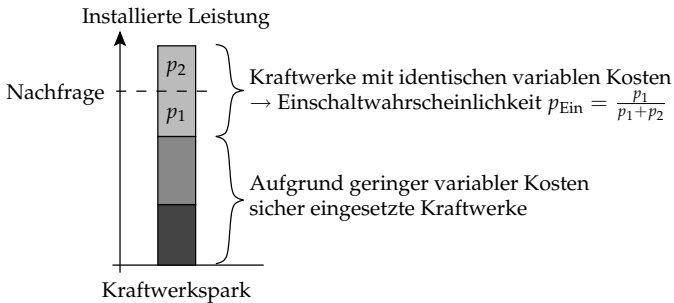


Abbildung 5.11: Berechnung der Einschaltwahrscheinlichkeit bei Existenz mehrerer Kraftwerke mit identischen variablen Kosten

Im realen europäischen Elektrizitätsmarkt wird der Strompreis aufgrund des Wettbewerbsverhaltens der Stromerzeuger neben den spezifischen Kosten der Kraftwerke durch weitere Eigenschaften des Marktes beeinflusst. Derartige Eigenschaften umfassen beispielsweise die Konzentration des Marktes, die durch die Verteilung der Marktanteile auf einzelne Marktteilnehmer definiert wird, und das Verhältnis der insgesamt installierten Erzeugungskapazität zur gesamten Nachfrage. Diese Markteigenschaften werden grundsätzlich durch das in Kapitel 4 vorgestellte und dem in dieser Arbeit entwickelten Simulationsverfahren zugrunde liegende Modell erfasst und können daher bei der Prognose zukünftiger Strompreise berücksichtigt werden. Da die Wirkungsmechanismen zwischen Markteigenschaften und den resultierenden Strompreisen jedoch in dieser Arbeit nicht vollständig modelliert werden, können diese Zusammenhänge nur auf Basis heuristischer Regeln, die gegebenenfalls auf Basis empirischer Studien erklärt werden können, berücksichtigt werden.

Exemplarisch wird im Folgenden erläutert, wie der Zusammenhang zwischen der Erzeugungskapazität des gesamten Kraftwerksparks innerhalb eines Marktgebietes,

der Nachfrage nach elektrischer Energie und den Angebotspreisen der Stromerzeuger in dem entwickelten Simulationsverfahren modelliert wird. Hierfür wird ein *Erlöskorrekturfaktor* $k_E \geq 0$ definiert, mit dem die über die variablen Kosten des in einem charakteristischen Zeitbereich letzten zur Stromerzeugung eingesetzten Kraftwerks hinausgehenden Vollkosten multipliziert werden. Der prognostizierte Strompreis entspricht der Summe aus variablen Erzeugungskosten und dem mit dem Erlöskorrekturfaktor korrigierten Kostenanteil. Auf die Korrektur des durch die variablen Kosten definierten Kostenanteils wird verzichtet, da Angebotspreise unterhalb der variablen Kosten – zumindest bei Vernachlässigung technischer Restriktionen der Stromerzeugung – nicht sinnvoll sind. Die Anwendung des Erlöskorrekturfaktors ist exemplarisch in Abbildung 5.12 dargestellt.

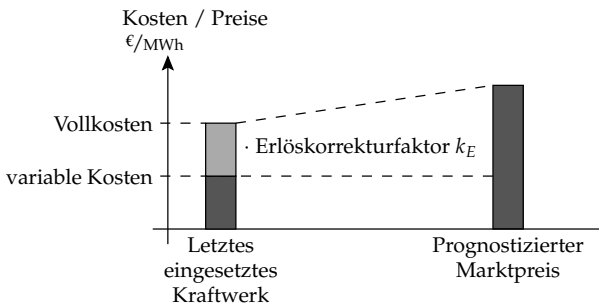


Abbildung 5.12: Anwendung von Erlöskorrekturfaktoren bei der Prognose zukünftiger Strompreise

Das Wettbewerbsverhalten der Stromerzeuger wird in der Realität nicht nur durch die eigenen und die innerhalb des jeweiligen Marktgebietes installierte Erzeugungskapazität der Konkurrenten, sondern auch durch die aus angrenzenden Marktgebieten importierbare Leistung beeinflusst. Um dies zu berücksichtigen, wird bei der Anwendung des Erlöskorrekturfaktors nach Abbildung 5.12 die *relative theoretische Erzeugungskapazität* $P_{\text{Erz,theo,rel}}$ definiert, die dem Verhältnis der Summe der verfügbaren Übertragungskapazität und der installierten Erzeugungskapazität zur gesamten Nachfrage entspricht. Für den Erlöskorrekturfaktor k_E wird anschließend die Funktion nach Abbildung 5.13 und Formel 5.18, deren Stützpunkte $k_{E,\text{max}}$ und $x(k_E = 0)$ durch den Anwender des Simulationsverfahrens parametrisiert werden können, angenommen.

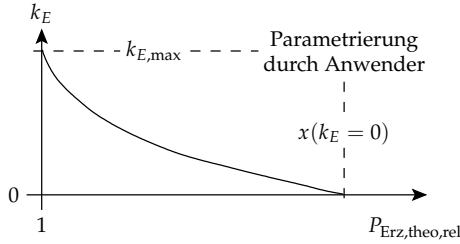


Abbildung 5.13: Parametrierung des Erlöskorrekturfaktors k_E

$$k_E = \left\{ \begin{array}{ll} k_{E,\max} & , \quad P_{\text{Erz,theo,rel}} < 1 \\ k_{E,\max} \cdot \left(1 - \frac{\log(P_{\text{Erz,theo,rel}})}{\log(x(k_E=0))}\right) & , \quad 1 \leq P_{\text{Erz,theo,rel}} \leq x(k_E = 0) \\ 0 & , \quad P_{\text{Erz,theo,rel}} > x(k_E = 0) \end{array} \right\} \quad (5.18)$$

Der in dem entwickelten Simulationsverfahren implementierte Zusammenhang zwischen der relativen, theoretischen Erzeugungskapazität und dem resultierenden Erlöskorrekturfaktor nach Formel 5.18 ist lediglich exemplarisch, da der tatsächliche, reale Zusammenhang zwischen $P_{\text{Erz,theo,rel}}$ und den Angebotspreisen der Stromerzeuger nicht bekannt ist und auf Basis der derzeit öffentlich verfügbaren Daten nicht ermittelt werden kann. Durch Variantenrechnungen und Sensitivitätsanalysen kann jedoch untersucht werden, wie sich Angebotspreise in unterschiedlicher Höhe ober- oder unterhalb der Vollkosten der letzten zur Stromerzeugung eingesetzten Kraftwerke auf die Entwicklung des betrachteten Marktes auswirken. Hierfür ist weiterhin möglich, zukünftig andere Funktionen anstelle der in Formel 5.18 dargestellten Funktion für k_E in das Simulationsverfahren zu implementieren. Die Auswirkungen unterschiedlicher Parametrierungen für den Erlöskorrekturfaktor k_E nach Formel 5.18 werden exemplarisch in Abschnitt 6.6 untersucht.

Die Konzentration oder andere charakteristische Eigenschaften des Elektrizitätsmarktes können grundsätzlich ebenfalls durch Erlöskorrekturfaktoren berücksichtigt werden. Hierfür ist es möglich, die Konzentration des Marktes durch praxisübliche Kenngrößen – beispielsweise den *Herfindahl-Hirschmann-Index* – zu messen und den Wert des Erlöskorrekturfaktors in Abhängigkeit von diesen Kenngrößen zu beschreiben. Auch in diesem Fall gilt jedoch, dass der tatsächliche Zusammenhang zwischen Angebotspreisen und Kenngrößen des Elektrizitätsmarktes nicht bekannt ist und auf

Basis der derzeit öffentlich verfügbaren Daten allenfalls mit erheblichen Unsicherheiten geschätzt werden kann.

Sofern der für einen Szenarienabschnitt prognostizierte Kraftwerkspark nicht planbar einsetzbare Erzeugungsanlagen – beispielsweise Windenergieanlagen – enthält, unterliegen die von einzelnen Kraftwerken erzielten Erlöse zusätzlichen Unsicherheiten, da die tatsächliche zukünftige Einspeisung aus nicht planbar einsetzbaren Erzeugungsanlagen nur unter Unsicherheiten prognostiziert werden kann. Derartige Unsicherheiten werden in dem entwickelten Simulationsverfahren durch *Einspeisesituationen* berücksichtigt, deren Anzahl durch den Anwender des Verfahrens parametrisiert werden kann. Speisen nicht planbar einsetzbare Erzeugungsanlagen in dem betrachteten Marktgebiet vorrangig in das Netz ein, reduziert sich die von planbar einsetzbaren Kraftwerken zu versorgende Nachfrage um die bereits von nicht planbaren Erzeugungsanlagen eingespeiste Leistung (vgl. Abschnitt 5.3). Um die Einspeisleistung nicht planbar einsetzbarer Kraftwerke auf Basis der installierten Erzeugungsleistung dieser Kraftwerke berechnen zu können, enthält das entwickelte Simulationsverfahren Daten über die durchschnittliche, auf die installierte Leistung bezogene Einspeisung derartiger Anlagen in den acht charakteristischen Zeitbereichen. Dadurch wird unter anderem berücksichtigt, dass die Einspeisleistung von Windenergieanlagen an repräsentativen Sommer- und Wintertagen unterschiedlich sein kann. Das Vorgehen zur Prognose der Preise für elektrische Energie liefert anschließend unterschiedliche Preise für elektrische Energie in den einzelnen Einspeisesituationen.

Abschließend sind bei der Prognose der Strompreise einige Einschränkungen zu beachten, um konsistente und realitätsnahe Berechnungsergebnisse zu erhalten.

- Der auf Basis der Vollkosten des letzten zur Stromerzeugung eingesetzten Kraftwerks berechnete Preis darf nicht höher sein als die Vollkosten der nicht mehr eingesetzten Kraftwerke mit höheren variablen Stromerzeugungskosten. In derartigen Fällen würden Kraftwerke nicht mehr in aufsteigender Reihenfolge der Merit Order der variablen Erzeugungskosten, sondern in aufsteigender Reihenfolge entsprechend ihren Vollkosten bei der jeweiligen Volllaststundenzahl zur Versorgung der Last eingesetzt. Da dies jedoch im Widerspruch zu üblichen Modellen für Elektrizitätsmärkte und theoretischen Erkenntnissen steht¹⁹, müssen derartige Preise ausgeschlossen werden.
- Der für einen Zeitbereich i in Abbildung 5.10 prognostizierte Preis muss mindestens die Vollkosten des in Abschnitt $i + 1$ letzten zur Stromerzeugung eingesetzten Kraftwerks decken, da dies eine Voraussetzung bei der Prognose der Preise in Zeitbereich $i + 1$ ist. Gleichzeitig stellt diese Forderung sicher, dass

¹⁹vgl. Stoff (2002).

bei steigender Nachfrage auch die prognostizierten Preise steigen. Geringere Vollkosten bei höherer Nachfrage können andernfalls auftreten, wenn bei steigender Nachfrage Kraftwerke mit höheren variablen Kosten aber deutlich niedrigeren Fixkosten eingesetzt werden.

Sobald die erwarteten, durchschnittlichen Strompreise für alle charakteristischen Zeitbereiche und Einspeisesituationen bekannt sind, können die Erlöse durch Verkauf elektrischer Energie berechnet und den einzelnen Kraftwerken, die zur Versorgung der Last eingesetzt werden, zugeordnet werden. Dadurch können sowohl die Erlöse durch neue, in der Wurzel des betrachteten Szenarienbaums noch nicht existierende Kraftwerke, als auch die durch bestehende Kraftwerke der einzelnen Akteure erzielten Erlöse in den charakteristischen Zeitbereichen vollständig berechnet werden. Das Vorgehen zur Berechnung der Verteilungsfunktion des Barwertes aller Einnahmen und Ausgaben zeigt Abbildung 5.14.

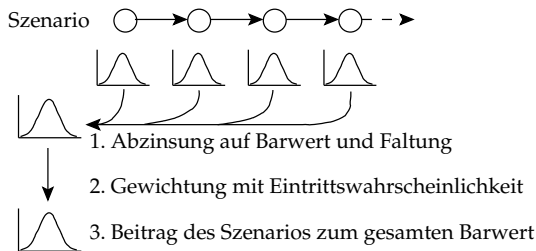


Abbildung 5.14: Berechnung des unsicheren Barwertes von Investitionen

Zunächst werden die Deckungsbeiträge jedes Kraftwerks in allen Szenarienabschnitten des Szenarienbaums aus der Differenz der erzielten Erlöse und der Kosten für Instandhaltung und Betrieb einschließlich der Stromerzeugungskosten des Kraftwerks berechnet. Unsicherheiten resultieren aus der unsicheren Einspeisung nicht planbar einsetzbarer Erzeugungsanlagen. Die Deckungsbeiträge aus den einzelnen Szenarienabschnitten werden anschließend mit einem durch den Anwender des Verfahrens vorgegebenen Zinssatz auf einen Bezugszeitpunkt, der dem Zeitpunkt der Investitionsentscheidung entspricht, diskontiert. Es wird angenommen, dass die Verteilungen der Deckungsbeiträge in den einzelnen Szenarienabschnitten unkorreliert sind, sodass sich der Barwert aller Einnahmen und Ausgaben innerhalb eines Szenarios durch Faltung der einzelnen Verteilungsfunktionen berechnet. Dieser Barwert wird anschließend mit der Eintrittswahrscheinlichkeit des Szenarios gewichtet. Der Barwert aller Einnahmen und Ausgaben für Investitionen und bestehende Kraftwerke unter Unsicherheit folgt anschließend durch Addition der mit den Eintrittswahrscheinlichkeiten gewichteten Verteilungsfunktionen der einzelnen Szenarien.

Der Wert von Investitionen in zusätzliche Erzeugungskapazitäten ist durch die Ergebnisse dieser Berechnungen bekannt. Weiterhin können die unterschiedlichen Investitionsanreize für alle Stromerzeuger quantifiziert werden, da auch die Verteilungsfunktionen der Barwerte für alle Einnahmen aus bestehenden Kraftwerken sowie die Verteilungsfunktionen der Barwerte für Einnahmen und Ausgaben eines aus bereits existierenden und zusätzlichen Erzeugungskapazitäten bestehenden Kraftwerksparks berechnet werden können. Die Fixkosten der bereits bestehenden Kraftwerke können für die Simulation des Verhaltens der Stromerzeuger vernachlässigt werden, da diese bereits versunken und für die Entscheidungsfindung irrelevant sind.

5.5.2 Auswahl von Kraftwerksinvestitionen

Auf Basis der in Abschnitt 5.5.1 vorgestellten Methodik zur Bewertung von Kraftwerksinvestitionen unter Berücksichtigung von Unsicherheiten kann das Verhalten der Stromerzeuger simuliert werden. Hierfür ist erforderlich, dass alle modellierten Akteure Kraftwerke zur Errichtung auswählen, sofern die jeweilige Investition den Nutzen des Akteurs unter Beachtung seiner individuellen Präferenzen maximiert.

Die Entscheidungen der Stromerzeuger verändern den Barwert der Einnahmen und Ausgaben jeder weiteren Investition, da Ankündigungen von Stromerzeugern, Kraftwerke mit gegebenen Kraftwerkstypen zu errichten, die zukünftig erwarteten Strukturen des Kraftwerksparks beeinflussen. Das Verhalten der Stromerzeuger ist daher bei sukzessiver Simulation des Verhaltens jedes einzelnen Akteurs von der Reihenfolge, in der die einzelnen Akteure mit unterschiedlichen individuellen Präferenzen in der Simulation betrachtet werden, abhängig.

Grundsätzlich existiert diese Abhängigkeit zwischen der Reihenfolge von Entscheidungen und dem resultierenden Verhalten aller Stromerzeuger auch in der Realität, da auch die Marktteilnehmer des realen europäischen Elektrizitätsmarktes bereits getroffene und kommunizierte Entscheidungen der Konkurrenten in ihrem Verhalten berücksichtigen. Aufgrund der Diskretisierung des Analysezeitraums in dieser Arbeit und der Länge des Diskretisierungsintervalls (vgl. Abschnitt 5.2) kann die Reihenfolge der Entscheidungen durch das entwickelte Simulationsverfahren jedoch nur stochastisch bestimmt werden.

Um stochastische Schwankungen der Simulationsergebnisse zu vermeiden, wird das Verhalten der Stromerzeuger in dem entwickelten Simulationsverfahren nicht für jeden Akteur individuell berechnet. Anstelle einer individuellen Verhaltenssimulation wird in einer übergeordneten Funktion zunächst ermittelt, welche Kraft-

werke aufgrund hinreichender Rendite zur Errichtung ausgewählt werden (vgl. Abschnitt 5.5.2.1). Anschließend wird unter Beachtung der individuellen Präferenzen der Akteure derjenige Stromerzeuger, der die höchsten Präferenzen für die Errichtung des ausgewählten Kraftwerkstyps besitzt, stochastisch bestimmt (vgl. Abschnitt 5.5.2.2). Weiterhin wird der Standort für die Errichtung des ausgewählten Kraftwerks ermittelt (vgl. Abschnitt 5.5.2.3). Die Barwerte der mit einer Investition verbundenen Einnahmen und Ausgaben werden anschließend für alle möglichen Investitionen unter Berücksichtigung der bereits getroffenen Entscheidungen aktualisiert. Die Auswahl von Kombinationen aus Kraftwerken, Stromerzeugern und Standorten endet, sobald kein Akteur mehr einen Anreiz für die Errichtung eines Kraftwerks besitzt oder die Errichtung neuer Kraftwerke durch andere Restriktionen – beispielsweise geografische Randbedingungen des Netzmodells (vgl. Abschnitt 4.2.2) – nicht mehr möglich ist.

5.5.2.1 Auswahl zu errichtender Kraftwerke

Für die Auswahl eines durch Stromerzeuger zu errichtenden Kraftwerks werden zunächst alle möglichen Investitionen ermittelt und bewertet. Hierfür wird der Barwert der Einnahmen und Ausgaben für alle Kraftwerke auf Basis der innerhalb des aktuellen Zeitschrittes verfügbaren Erzeugungstechnologien und mit diskreten, durch den Anwender vorgegebenen Nennleistungen (vgl. Abschnitt 4.2.3.1), entsprechend Abschnitt 5.5.1 ermittelt. Restriktionen, welche die Errichtung eines Kraftwerks unabhängig von der Rendite der entsprechenden Investition verhindern können, sind

- durch politische Akteure definierte Verbote für die Errichtung vorgegebener Kraftwerkstypen (vgl. Abschnitt 5.4),
- geografische und topografische Eigenschaften des Marktgebietes, die das Ausbaupotenzial für Kraftwerke unterschiedlicher Kraftwerkstypen begrenzen (vgl. Abschnitt 4.2.2.1) und
- sonstige Restriktionen, deren Ursache außerhalb des Betrachtungsbereichs dieser Arbeit liegt, wie beispielsweise begrenzte Produktions- und Lieferkapazitäten von Herstellerfirmen (vgl. Abschnitt 4.3.1).

Für alle Kraftwerke, die unter Beachtung derartiger Restriktionen innerhalb des betrachteten Marktgebietes errichtet werden können, wird die Rendite der erforderlichen Investition bestimmt. Hierfür wird der nach Abschnitt 5.5.1 berechnete unsichere Barwert aller mit der Investition verbundenen Einnahmen und Ausgaben ausgewertet. Die erwartete Rendite wird aus dem Erwartungswert dieser Verteilungsfunktion und dem eingesetzten Kapital berechnet. Weiterhin wird die Standardabweichung

chung der Verteilungsfunktion bestimmt, um die Risikoaversion der Stromerzeuger bei der Simulation des Verhaltens dieser Akteure berücksichtigen zu können. Auf die Berücksichtigung weiterer Kenngrößen des mit einer Investition verbundenen Risikos – beispielsweise *Value at Risk* oder *Conditional Value at Risk*²⁰ – wird verzichtet, da die Risikoaversion der realen Marktteilnehmer nicht bekannt ist und daher nur vereinfacht modelliert werden kann.

In dieser Arbeit wird angenommen, dass das in Kapitel 4 entwickelte und dem Simulationsverfahren zugrunde liegende Modell des europäischen Elektrizitätsmarktes nicht sämtliche, in der Realität vorhandenen und für die Entscheidungsfindung der realen Akteure relevanten Randbedingungen und Präferenzen abbilden kann. Daraus folgt, dass auf Basis der Bewertung unterschiedlicher Investitionen entsprechend Abschnitt 5.5.1 nicht sicher festgestellt werden kann, welches Kraftwerk die Teilnehmer des realen Elektrizitätsmarktes zur Errichtung auswählen. Um diese Unsicherheiten bei der Simulation des Verhaltens der Stromerzeuger berücksichtigen zu können, wird das zu errichtende Kraftwerk in dem entwickelten Simulationsverfahren unter Berücksichtigung der erwarteten Renditen unterschiedlicher Investitionen stochastisch ausgewählt.

Hierfür werden die möglichen Investitionen entsprechend der erwarteten Rendite sortiert. Weiterhin werden ausschließlich Investitionen berücksichtigt, deren erwartete Rendite größer ist als eine durch den Anwender des Verfahrens vorgegebene, minimale Rendite. Anschließend wird jeder Investition ein eindeutiger Bereich innerhalb des Wertebereichs $[0, 1]$ zugewiesen und eine Zufallszahl z mit $0 \leq z \leq 1$ gezogen. Die Größen der Wertebereiche sind zu den Renditen der Investitionen proportional. Das zu errichtende Kraftwerk ist anschließend durch den Wertebereich, in dem der Wert der ermittelten Zufallszahl liegt, und die diesem Bereich zugeordnete Investition definiert.

Sofern im aktuellen Zeitschritt und nach der Bewertung von Investitionen nach Abschnitt 5.5.1 bereits Entscheidungen von Stromerzeugern getroffen wurden, muss berücksichtigt werden, dass sich der Barwert aller Einnahmen und Ausgaben möglicher Investitionen durch diese Entscheidungen geändert haben kann. Um dies zu berücksichtigen, wird der unsichere Barwert der mit einer möglichen Investition verbundenen Einnahmen und Ausgaben vor der Berechnung der erwarteten Rendite korrigiert. Hierfür wird für alle Szenarienabschnitte des betrachteten Szenarienbaums geprüft, ob die Anteile unterschiedlicher Kraftwerkstypen im prognostizierten Kraftwerkspark (vgl. Abschnitt 5.5.1.3) unter Berücksichtigung der bereits getroffenen und kommunizierten Zubauentscheidungen überschritten werden. In derartigen Fällen verringern sich die in diesen Szenarienabschnitten erzielbaren Erlöse für alle Kraftwerke mit variablen Stromerzeugungskosten größer oder gleich der variablen Erzeu-

²⁰vgl. Bamberg/Coenberg (2002).

gungskosten der Kraftwerkstypen, deren Anteile unterschätzt wurden. Der Barwert der betroffenen Investitionen wird daher um die auf den Bezugszeitpunkt diskontierte Differenz zwischen den bei der Bewertung der Investition prognostizierten und den unter Berücksichtigung der bereits bekannten Entscheidungen zu erwartenden Erlöse verringert. Auf die erneute Prognose der Strompreise nach Abschnitt 5.5.1.4 wird verzichtet, da dies die Rechenzeit des Simulationsverfahrens deutlich reduziert und die erneute Prognose des Strompreises nach jeder Entscheidung von Stromerzeugern aufgrund der bestehenden, unvermeidbaren Unsicherheiten und Vereinfachungen nur zu einer vernachlässigbaren Verbesserung der Simulationsergebnisse führt.

5.5.2.2 Wahl des Stromerzeugers

Im Anschluss an die Auswahl des zu errichtenden Kraftwerks wird geprüft, ob ein oder mehrere Stromerzeuger hinreichende Anreize für die Errichtung des ausgewählten Kraftwerks besitzen. Hierfür werden zunächst die Restriktionen nach Abschnitt 4.3.1, welche die durch einzelne Akteure maximal errichtbaren Kraftwerke begrenzen können, ausgewertet und alle bei der Entscheidungsfindung zu berücksichtigenden Akteure bestimmt. Die Errichtung des ausgewählten Kraftwerks durch einen Stromerzeuger ist nicht möglich, wenn diesem Akteur unter Berücksichtigung der innerhalb des aktuellen Zeitschritts getroffenen Entscheidungen und der Kraftwerke, die in vorhergehenden Zeitschritten durch diesen Akteur ausgewählt wurden und aufgrund ihrer Bauzeit noch nicht vollständig fertiggestellt sind, aufgrund der Restriktionen nach Abschnitt 4.3.1 keine weiteren Kraftwerke mehr zugeordnet werden dürfen.

Für alle bei der Wahl des Stromerzeugers zur Errichtung des ausgewählten Kraftwerks zu berücksichtigenden Akteure wird anschließend der individuelle Anreiz für die Durchführung der erforderlichen Investition ermittelt. Hierfür werden die Verteilungsfunktionen der Barwerte aller Einnahmen und Ausgaben des jeweiligen Akteurs, die nach Errichtung des ausgewählten Kraftwerks und nach Verzicht auf diese Investition und ausschließlichen Betrieb der bereits bestehenden Kraftwerke resultieren, verglichen. Um den individuellen Anreiz für die Errichtung des Kraftwerks zu ermitteln, wird sowohl die Differenz der Erwartungswerte als auch die Differenz der Standardabweichungen dieser Verteilungsfunktionen berechnet. Der Anreiz für die Errichtung eines Kraftwerks wird anschließend durch gewichtete Addition der Differenz der Erwartungswerte (Faktor α) und der Differenz der Standardabweichungen (Faktor $1 - \alpha$) ermittelt. Der Gewichtungsfaktor α ist durch den Anwender des Verfahrens parametrierbar.

Die Auswahl des Stromerzeugers, der das entsprechend Abschnitt 5.5.2.1 ausgewählte Kraftwerk errichtet, erfolgt analog zur Auswahl dieses Kraftwerks stochastisch, jedoch unter Berücksichtigung der individuellen Investitionsanreize. Die Wahrscheinlichkeit für die Auswahl eines Stromerzeugers steigt mit der Differenz der Erwartungswerte $\mu_{\text{nach}} - \mu_{\text{vor}}$ und mit der Differenz der Standardabweichungen $\sigma_{\text{vor}} - \sigma_{\text{nach}}$ des unsicheren Barwertes aller Einnahmen und Ausgaben des bestehenden Kraftwerksparks ($\mu_{\text{vor}}, \sigma_{\text{vor}}$) und des unsicheren Barwertes aller Einnahmen und Ausgaben des gesamten Kraftwerksparks des Akteurs nach Errichtung des ausgewählten Kraftwerks ($\mu_{\text{nach}}, \sigma_{\text{nach}}$), da sowohl eine Erhöhung des Erwartungswertes als auch eine Verringerung der Standardabweichung und damit des ökonomischen Risikos durch Diversifizierung des Kraftwerksparks für Stromerzeuger sinnvoll ist.

5.5.2.3 Standortwahl

Zur vollständigen Simulation des Verhaltens der Stromerzeuger muss abschließend der Standort neu zu errichtender Kraftwerke, an denen der Netzanschluss dieser Kraftwerke erfolgt, ermittelt werden. Hierbei werden alle Knoten, die in den Lastschwerpunkten der einzelnen Regionen des betrachteten Marktgebietes liegen, berücksichtigt. Die Auswahl des Anschlussknotens erfolgt in Abhängigkeit von der Primärenergie des ausgewählten Kraftwerkstyps unter Beachtung der in Tabelle 5.1 dargestellten Kriterien, die im Folgenden erläutert werden.

Kriterium	Wind, Wasser	Braunkohle, Steinkohle	Kernenergie, Gas, Öl
Ausbaupotenzial am Standort	✓		
Netzanbindung des Standortes	✓		✓
Knotenbezogene Primärenergiekosten		✓	

Tabelle 5.1: Kriterien zur Auswahl des Standortes neuer Kraftwerke

- Das *Ausbaupotenzial am Standort* wird durch die geografischen und topografischen Eigenschaften des betrachteten Gebietes bestimmt und entspricht dem in Abschnitt 4.2.2.1 erläuterten, knotenbezogenen Kraftwerksausbaupotenzial. In dem aktuellen Stand des entwickelten Simulationsverfahrens wird diese Eigenschaft der einzelnen Netzknoten ausschließlich für Wind- und Wasserkraftwerke berücksichtigt, da der zukünftige Anteil dieser Erzeugungstechnologien an der Stromerzeugung durch geografische und topografische Restriktionen besonders stark beeinflusst wird.

- Die *Netzanbindung des Standortes* wird durch die Summe der Übertragungskapazitäten aller Leitungen, die am entsprechenden Knoten des Netzmodells beginnen oder enden, definiert. Da die Übertragungskapazität des Netzes an möglichen Standorten für die Errichtung neuer Kraftwerke im realen Elektrizitätsmarkt ein relevantes Entscheidungskriterium für Stromerzeuger darstellt, wird diese Eigenschaft der Netzknoten bei der Wahl des Standortes für alle Kraftwerke auf Basis der in Tabelle 5.1 genannten Primärenergieträger berücksichtigt.
- *Knotenbezogene Primärenergiekosten* werden entsprechend Abschnitt 4.2.2 berechnet und beeinflussen die Rentabilität von Investitionen in neue Erzeugungskapazität. Bei der Bewertung von Investitionen unter Berücksichtigung möglicher Entwicklungen unsicherer Randbedingungen nach Abschnitt 5.5.1 werden die durchschnittlichen Primärenergiekosten über alle Knoten des jeweiligen Marktgebietes betrachtet, da der zukünftige Standort neuer Erzeugungsanlagen nicht bekannt ist. Bei der Wahl dieses Standortes durch Stromerzeuger folgen aus unterschiedlichen Kosten jedoch Anreize für oder gegen die Errichtung des Kraftwerks an einzelnen Standorten.

Die in Tabelle 5.1 dargestellten Kriterien werden in dem entwickelten Simulationsverfahren bei der Wahl des Standortes neuer Kraftwerke mit gleicher Gewichtung berücksichtigt. Dies bedeutet, dass eine überdurchschnittliche Netzanbindung des Standortes die gleichen Anreize für die Errichtung des Kraftwerks an einem Standort verursachen kann wie knotenbezogene Primärenergiekosten unterhalb der durchschnittlichen Kosten im betrachteten Marktgebiet. Grundsätzlich ist jedoch auch für diese Kriterien eine Gewichtung durch den Anwender des Verfahrens möglich.

Die für die einzelnen Standorte ermittelten Anreize werden analog zur Auswahl des Kraftwerks (vgl. Abschnitt 5.5.2.1) und des Stromerzeugers (vgl. Abschnitt 5.5.2.2) mit proportionalen Anteilen auf einen normierten Wertebereich abgebildet. Anschließend wird der Standort für die Errichtung des ausgewählten Kraftwerks ebenfalls analog zu dem in Abschnitt 5.5.2.1 und Abschnitt 5.5.2.2 erläuterten Vorgehen durch Ziehen einer Zufallszahl innerhalb des normierten Wertebereichs stochastisch gewählt. Für Kraftwerke auf Basis von Primärenergieträgern, die nicht in Tabelle 5.1 dargestellt sind, wird eine gleichverteilte Auswahlwahrscheinlichkeit für alle Knoten angenommen.

5.6 Verhalten der Netzbetreiber

Das Verhalten der Netzbetreiber wird in dem entwickelten Simulationsverfahren im Anschluss an die Berechnung des Verhaltens der Stromerzeuger simuliert. Netzbetreiber können daher bei ihrer Entscheidungsfindung die von Stromerzeugern getroffenen und kommunizierten Entscheidungen, welche die Errichtung neuer Erzeugungskapazitäten und damit auch die zukünftig möglichen Netzbelastungen betreffen, berücksichtigen.

Nach Abschnitt 4.3.2 werden die Anreize zum Ausbau des Übertragungsnetzes wesentlich durch regulatorische und gesetzliche Randbedingungen beeinflusst. Es wird daher angenommen, dass Übertragungsnetzbetreiber derartige Anreize grundsätzlich besitzen, die Geschwindigkeit des Netzausbaus jedoch begrenzt ist (vgl. Abschnitt 4.3.2). Somit kann in Variantenrechnungen analysiert werden, ob die gesamten Stromerzeugungs- und -übertragungskosten innerhalb eines gegebenen Zeitraums durch beschleunigten Netzausbau reduziert werden können.

Um das Verhalten der Netzbetreiber zu simulieren, ist dennoch eine technisch-wirtschaftliche Bewertung möglicher Netzausbaumaßnahmen erforderlich. Hierbei steht jedoch nicht die Berechnung der Rendite möglicher Investitionen, sondern die Analyse der Auswirkungen von Netzausbaumaßnahmen auf Leistungsflüsse und die Belastung des Übertragungsnetzes im Vordergrund. Entsprechend der derzeit geltenden gesetzlichen Randbedingungen streben alle Netzbetreiber in dem entwickelten Simulationsverfahren einen möglichst bedarfsgerechten Ausbau des Übertragungsnetzes an.

In Abschnitt 5.6.1 wird die Methode zur Bewertung der Auswirkungen von Netzausbaumaßnahmen erläutert. Abschnitt 5.6.2 erläutert anschließend das Vorgehen zur Auswahl der von Netzbetreibern durchgeführten Netzausbaumaßnahmen und damit die Methode zur Simulation des Verhaltens dieser Akteure.

5.6.1 Bewertung von Netzausbaumaßnahmen

Die Auswirkungen möglicher Netzausbaumaßnahmen werden auf Basis von Netzberechnungen, in denen die Belastungen der einzelnen Kanten des in Abschnitt 4.2 entwickelten, vereinfachten Netzmodells des europäischen Übertragungsnetzes ermittelt werden, bewertet. Hierfür ist erforderlich, dass Netzbetreiber Prognosen über

die Entwicklung wesentlicher Eigenschaften des Marktes bilden. Die für die Berechnung möglicher, zukünftiger Belastungssituationen wesentlichen Eigenschaften sind insbesondere

- die Struktur zukünftiger Kraftwerksparks,
- die zukünftigen Standorte derzeit noch nicht existierender Kraftwerke sowie
- die Nachfrage nach elektrischer Energie an den Knoten des Netzmodells zu unterschiedlichen Zeitpunkten.

Im realen europäischen Elektrizitätsmarkt erfolgt ein intensiver Austausch zwischen Netzbetreibern und Stromerzeugern, in dem gemeinsame Prognosen über die Entwicklung des Elektrizitätsmarktes erstellt werden (vgl. Abschnitt 2.1.2.1 und Abschnitt 2.1.2.2). Es wird daher angenommen, dass keine wesentlichen Unterschiede zwischen den durch Stromerzeuger und den durch Netzbetreiber erstellten Prognosen über die Entwicklung von Eigenschaften des Elektrizitätsmarktes und insbesondere unsicheren Randbedingungen existieren. Differenzen sind lediglich auf die unterschiedlichen Informationen, die einzelnen Marktteilnehmern zur Verfügung stehen, zurückzuführen.

Um die Rechenzeit des entwickelten Simulationsverfahrens zu reduzieren, verwenden Netzbetreiber bei der Entscheidungsfindung daher die bereits zur Simulation des Verhaltens der Stromerzeuger erstellten Szenarienbäume (vgl. Abschnitt 5.5.1.1). Diese beinhalten nach Abschnitt 5.5.1.3 Prognosen über die erwarteten Strukturen des europäischen Kraftwerksparks in allen Zeitpunkten, die für die Simulation des Verhaltens der Akteure relevant sind. Weiterhin ist die Nachfrage an den einzelnen Knoten des durch den jeweiligen Szenarienbaum repräsentierten Marktgebietes durch die Szenarienabschnitte dieses Baums vorgegeben.

Grundsätzlich können Netzbetreiber die Auswirkungen von Netzausbaumaßnahmen für alle Entwicklungen der durch Szenarienbäume erfassten Unsicherheiten bewerten. Hierfür müssen jedoch für jeden Szenarienabschnitt des Szenarienbaums Netzberechnungen durchgeführt werden, um die Belastung des Übertragungsnetzes zu ermitteln. Im derzeitigen Stand des entwickelten Simulationsverfahrens werden lediglich die Szenarienabschnitte innerhalb des Szenarios mit der höchsten Eintrittswahrscheinlichkeit bei der Bewertung der Auswirkungen von Netzausbaumaßnahmen berücksichtigt. Sofern sich die Prognosen der zukünftigen Struktur des Kraftwerksparks oder die Entwicklungen der Nachfrage in einzelnen Szenarien erheblich unterscheiden, ist die Berechnung der Netzbelastungen in zusätzlichen Szenarien optional möglich.

Die zukünftigen Standorte derzeit noch nicht errichteter Kraftwerke sind durch die nach Abschnitt 5.5.1.1 generierten Szenarienbäume nicht festgelegt, da diese Standorte erst bei der Auswahl von Kraftwerksinvestitionen durch Stromerzeuger bestimmt werden (vgl. Abschnitt 5.5.2.3). Für die Belastungen des Übertragungsnetzes sind die Standorte von Kraftwerken jedoch besonders relevant, sodass diese Unsicherheiten bei der Bewertung der Auswirkungen von Netzausbaumaßnahmen nicht vernachlässigt werden können. In dem entwickelten Simulationsverfahren werden daher mehrere *Standortvarianten* betrachtet, deren Anzahl durch den Anwender des Verfahrens vorgegeben werden kann. In jeder Standortvariante werden für alle prognostizierten, derzeit noch nicht existierenden Kraftwerke Standorte entsprechend der in Abschnitt 5.5.2.3 erläuterten Methodik stochastisch gewählt. Der erwartete Nutzen von Netzausbaumaßnahmen entspricht dem durchschnittlichen Nutzen der jeweiligen Maßnahme über alle Standortvarianten.

Um den Nutzen von Netzausbaumaßnahmen in den einzelnen Standortvarianten innerhalb jedes betrachteten Szenarienabschnittes zu berechnen, wird der kostenminimale Kraftwerkseinsatz des gesamten europäischen Kraftwerksparks ohne Betrachtung der durch begrenzte Übertragungskapazitäten definierten Restriktionen für jeden charakteristischen Zeitbereich ermittelt. Der kostenminimale Kraftwerkseinsatz entspricht dem Einsatz aller Kraftwerke nach der Merit Order des gesamten Kraftwerksparks und damit dem Kraftwerkseinsatz, der sich bei unbeschränktem Handel und bei vernachlässigbaren Auswirkungen technischer Restriktionen der Stromerzeugung einstellt. Auf Basis dieses Kraftwerkseinsatzes werden die Leistungsflüsse im Übertragungsnetz und die Belastungen der Kanten des Netzmodells in jedem charakteristischen Zeitpunkt ermittelt.

Als mögliche Netzausbaumaßnahmen werden diskrete Erhöhungen der Übertragungskapazität von Leitungen und mögliche neue Verbindungen zwischen Knoten des Netzmodells betrachtet. Sowohl diskrete Ausbaustufen für bestehende Leitungen als auch mögliche neue Verbindungen müssen durch den Anwender des Verfahrens vorgegeben werden. Der Nutzen einer Netzausbaumaßnahme entspricht dem technischen Nutzen durch Verringerung der Belastung überlasteter Leitungen, die durch Realisierung der jeweiligen Netzausbaumaßnahme erzielt wird. Hierbei wird die Dauer zur Durchführung von Netzausbaumaßnahmen, die entsprechend Abschnitt 4.2.2.3 definiert ist, berücksichtigt. Die aus Netzausbaumaßnahmen resultierende, zusätzliche Übertragungskapazität steht in Abhängigkeit von dieser Dauer erst in zukünftigen Zeitpunkten zur Verfügung.

Der durch eine Netzausbaumaßnahme innerhalb eines Szenarienabschnittes insgesamt erzielte technische Nutzen wird anschließend auf einen Bezugszeitpunkt durch Multiplikation mit einem Faktor β^{-t} diskontiert. Da dieser Diskontierungsfaktor von der Länge des Zeitraums t zwischen der Wurzel des Szenarienbaums und dem je-

weiligen Szenarienabschnitt abhängt, wird später erzielter Nutzen geringer gewichtet. Hierdurch wird berücksichtigt, dass die Unsicherheiten über die tatsächliche Entwicklung des Elektrizitätsmarktes mit zunehmendem Prognosezeitraum steigen. Der Wert von β ist durch den Anwender des Verfahrens parametrierbar.

5.6.2 Auswahl von Netzausbaumaßnahmen

Zwischen dem Verhalten unterschiedlicher Netzbetreiber bestehen Wechselwirkungen aufgrund der engen technischen Kopplung der einzelnen Netzbereiche. Dies betrifft insbesondere die Entscheidungen zum Netzausbau von Übertragungsnetzbetreibern, die für den Ausbau des Netzes in unmittelbar benachbarten Netzgebieten verantwortlich sind, da sich Änderungen der Leistungsflüsse innerhalb eines Netzgebietes auch auf Leistungsflüsse in angrenzenden Netzgebieten auswirken. Netzbetreiber müssen daher den Zustand des europäischen Übertragungsnetzes in Netzgebieten, die über das durch den jeweiligen Netzbetreiber bewirtschaftete Gebiet hinausgehen, bei ihrer Entscheidungsfindung beachten. Die in Abschnitt 5.6.1 erläuterte Methode erfüllt diese Anforderung, da der Nutzen von Netzausbaumaßnahmen durch Netzberechnungen, die alle Kanten und Knoten des Netzmodells aus Abschnitt 4.2 berücksichtigen, bewertet wird. Bei der Auswahl durchzuführender Netzausbaumaßnahmen müssen diese Wechselwirkungen ebenfalls berücksichtigt werden, da es beispielsweise nicht sinnvoll ist, Kuppelleitungen zwischen benachbarten Netzgebieten nur auf einer Seite der Grenze zwischen diesen Gebieten zu errichten oder zu verstärken.

Aufgrund dieser Wechselwirkungen, die auf technische Randbedingungen des Elektrizitätsmarktes zurückzuführen sind, ist das Verhalten der Netzbetreiber analog zu der in Abschnitt 5.5.2 erläuterten Problematik von der Reihenfolge, in der Netzbetreiber Entscheidungen treffen, abhängig. Dieses Problem besteht grundsätzlich auch im realen Elektrizitätsmarkt, kann in der Realität jedoch durch enge Zusammenarbeit zwischen Netzbetreibern und koordinierten Netzausbau vermieden werden. Um realitätsnahe Simulationsergebnisse berechnen zu können, wird das Verhalten der Netzbetreiber analog zum Verhalten der Stromerzeuger (vgl. Abschnitt 5.5.2) in einer übergeordneten Funktion und nicht durch individuelle Berechnung des Verhaltens der Akteure ermittelt.

Die Auswahl der durchzuführenden Netzausbaumaßnahmen erfolgt ausschließlich auf Basis des entsprechend Abschnitt 5.6.1 berechneten, erwarteten Nutzens der unterschiedlichen Maßnahmen. Analog zur Simulation des Verhaltens der Stromerzeuger (vgl. Abschnitt 5.5) wird auch für Netzbetreiber angenommen, dass das in Kapitel 4 entwickelte Modell nicht sämtliche, für die Entscheidungen dieser Akteure in

der Realität relevanten Randbedingungen und Präferenzen abbilden kann. Der für die möglichen Netzausbaumaßnahmen ermittelte Nutzen wird daher auf einen normierten Wertebereich abgebildet, wobei die Größen der den einzelnen Maßnahmen zugeordneten Wertebereiche proportional zu den ermittelten Nutzenwerten sind. Anschließend werden die durchzuführenden Netzausbaumaßnahmen durch Ziehen von Zufallszahlen iterativ bestimmt. Die Auswahl von Maßnahmen endet, sobald keine sinnvollen Netzausbaumaßnahmen mehr existieren oder kein Akteur aufgrund individueller (vgl. Abschnitt 4.3.2) oder gebietsbezogener (vgl. Abschnitt 4.2.2.3) Restriktionen mehr in der Lage ist, weitere Übertragungsleitungen zu errichten.

5.7 Übergang in den nächsten Zeitschritt

Die Simulation eines Zeitschrittes ist nach Abbildung 5.1 im Anschluss an die Berechnung des Kraftwerkseinsatzes (vgl. Abschnitt 5.3), des Verhaltens der Stromerzeuger (vgl. Abschnitt 5.5) und der Netzbetreiber (vgl. Abschnitt 5.6) abgeschlossen. Sofern sich Verhaltensentscheidungen der Marktteilnehmer unverzüglich auf Eigenschaften des Elektrizitätsmarktes auswirken, wird das dem Simulationsverfahren zugrunde liegende Marktmodell unmittelbar aktualisiert. Einige Entscheidungen der Akteure können jedoch auch verzögerte Änderungen des Marktzustands bewirken. Zu derartigen Entscheidungen zählen

- Ankündigungen politischer Akteure, Kraftwerke vor Ende der Nutzungsdauer abzuschalten,
- Entscheidungen der Stromerzeuger zur Errichtung neuer Kraftwerke und
- Entscheidungen der Netzbetreiber zur Errichtung neuer Übertragungsleitungen.

Entscheidungen, die sich zeitverzögert auf den Zustand des Marktes auswirken, werden bei der Simulation des Verhaltens der Akteure zunächst vorgemerkt. Vor Beginn der Simulation eines Zeitschrittes wird geprüft, ob zeitverzögerte Änderungen des Marktes im nächsten Zeitschritt wirksam sind und das Modell des Elektrizitätsmarktes aktualisiert werden muss. Entscheiden beispielsweise Stromerzeuger, neue Kraftwerke zu errichten, stehen diese Kraftwerke erst nach einer durch die Errichtungsdauer des Kraftwerkstyps definierten Zeit zur Verfügung. Der Anschluss der Kraftwerke an das Modell des Übertragungsnetzes und die Aufnahme in den Kraftwerkspark des jeweiligen Stromerzeugers erfolgen somit erst mit einer Verzögerung von üblicherweise mehreren Zeitschritten. Die zeitliche Verzögerung zwischen den Entscheidungen der Akteure und den Änderungen des Marktes ist in Abbildung 5.15 exemplarisch dargestellt. Die Durchführungsdauer von Maßnahmen entspricht der

Summe der Genehmigungs- und der Errichtungsdauer von Kraftwerken und Übertragungsleitungen oder der von politischen Akteuren angekündigten Dauer bis zur Abschaltung eines Kraftwerks.

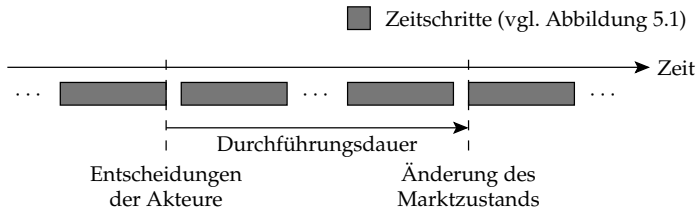


Abbildung 5.15: *Verzögerte Auswirkungen des Verhaltens der Akteure*

Zusätzlich zu den Auswirkungen des Verhaltens der Marktteilnehmer ändern sich einige Eigenschaften des Marktes auch unabhängig vom Verhalten der Akteure. Derartige Änderungen sind unter anderem durch die tatsächliche Entwicklung unsicherer Randbedingungen, die durch den Anwender des Verfahrens parametrisiert wird, gegeben (vgl. Abschnitt 4.5). Während des Übergangs in den nächsten Zeitschritt müssen daher Randbedingungen des Marktes entsprechend den Vorgaben des Anwenders aktualisiert werden. Diese Randbedingungen umfassen

- die knotenbezogenen Preise für Primärenergieträger und Emissionszertifikate sowie
- die Anzahl Kunden je Netzknoten und die individuelle Nachfrage der Kundentypen.

Abschließend wird das im Zeitverlauf zunehmende Alter der bestehenden Kraftwerke beim Übergang in den nächsten Zeitschritt überprüft. Falls die Anzahl der Jahre seit Inbetriebnahme eines Kraftwerks größer als die Nutzungsdauer des entsprechenden Kraftwerkstyps ist, wird das Kraftwerk altersbedingt vom Netz genommen und aus dem Modell des Elektrizitätsmarktes entfernt. Die Ergebnisse der Simulationsrechnungen zeigen demnach, ob das Investitionsverhalten der Stromerzeuger ausreicht, altersbedingt entfallende Erzeugungskapazität rechtzeitig und bedarfsgerecht zu ersetzen.

Nach Auswertung der beim Übergang in den nächsten Zeitschritt zu beachtenden Kriterien steht ein aktualisiertes Modell des Elektrizitätsmarktes zur Verfügung. Auf Basis dieses aktualisierten Modells werden der nachfolgende Zeitschritt simuliert und die aktuellen Ergebnisse der Simulation für den Anwender ausgegeben. Die Si-

mulation endet, sobald das letzte Jahr innerhalb des Analysezeitraums (vgl. Abbildung 4.3), der durch den Anwender parametrisiert werden kann, vollständig berechnet wurde.

6 Exemplarische Simulationsergebnisse

In diesem Kapitel werden exemplarische Simulationsergebnisse des in Kapitel 5 entwickelten Verfahrens auf Basis des in Kapitel 4 erläuterten ökonomisch-technischen Modells des europäischen Elektrizitätsmarktes vorgestellt. Ziel der exemplarischen Modellanwendung ist nicht die Berechnung der tatsächlichen zukünftigen Entwicklung dieses Marktes, da derartige Ergebnisse mit erheblichen Unsicherheiten behaftet sind. Die Simulationsergebnisse zeigen jedoch die Funktionalität und die Leistungsfähigkeit des entwickelten Verfahrens und verdeutlichen, wie die Auswirkungen politischer Randbedingungen auf die Entwicklung des europäischen Elektrizitätsmarktes in Variantenrechnungen analysiert werden können.

Neben politischen Vorgaben werden in exemplarischen Variantenrechnungen, deren Ergebnisse in diesem Kapitel vorgestellt werden, weitere Randbedingungen für die Entwicklung des europäischen Elektrizitätsmarktes variiert. In Abschnitt 6.1 wird zunächst eine *Basisvariante*, welche die Referenz für weitere Untersuchungen unter veränderten Randbedingungen darstellt, erläutert. Weiterhin werden die Auswirkungen der Reduktion von Szenarienbäumen (vgl. Abschnitt 5.5.1.2) und die Ergebnisse der internen Kraftwerksparkprognose (vgl. Abschnitt 5.5.1.3) für diese Basisvariante dargestellt.

In Abschnitt 6.2 wird der Einfluss der Primärenergiepreise auf die Marktentwicklung analysiert. Abschnitt 6.3 untersucht, welche Änderungen der Marktentwicklung aus veränderten Laufzeiten von Kernkraftwerken resultieren. In Abschnitt 6.4 werden die Auswirkungen steigender und sinkender Nachfrage unter Beachtung der Wechselwirkungen mit den durch Stromerzeuger und Netzbetreiber erstellten Prognosen diskutiert. Die Auswirkungen beschleunigten oder verzögerten Ausbaus des Übertragungsnetzes untersucht Abschnitt 6.5. Abschließend werden in Abschnitt 6.6 die Auswirkungen von Modellannahmen auf die Ergebnisse der Simulation diskutiert. Abschnitt 6.7 fasst die Ergebnisse und Erkenntnisse der Untersuchungen zusammen.

6.1 Basisvariante

In diesem Abschnitt wird die Entwicklung des europäischen Elektrizitätsmarktes für ein Modellsystem, das – innerhalb unvermeidbarer Ungenauigkeiten aufgrund fehlender oder unsicherer Informationen – näherungsweise dem realen europäischen Elektrizitätsmarkt entspricht, simuliert. Da hierfür öffentlich verfügbare und belastbare Informationen durch Annahmen, die zwangsläufig subjektiv sind, ergänzt werden müssen, zeigen die Ergebnisse der Simulation nur eine mögliche Entwicklung des betrachteten Marktes, die aus den getroffenen Annahmen und den der Simulation zugrunde liegenden Wechselwirkungen zwischen dem Verhalten unterschiedlicher Akteure folgt (vgl. Kapitel 4 und Kapitel 5). Die tatsächliche zukünftige Entwicklung des europäischen Elektrizitätsmarktes weicht daher mit hoher Wahrscheinlichkeit von der berechneten Entwicklung ab.

In Abschnitt 6.1.1 wird zunächst das betrachtete Modellsystem und die Parametrierung des Simulationsverfahrens vorgestellt. Abschnitt 6.1.2 erläutert die Ergebnisse der Simulationsrechnungen. In Abschnitt 6.1.3 wird untersucht, ob und inwieweit sich die Reduktion der Szenarienbäume, die dem Verhalten der Stromerzeuger und Netzbetreiber zugrunde liegen (vgl. Abschnitt 5.5 und Abschnitt 5.6), auf die Simulationsergebnisse auswirkt. In Abschnitt 6.1.4 werden abschließend die Ergebnisse der modellendogenen Prognose zukünftiger Kraftwerksparks, die Stromerzeuger und Netzbetreiber zur Bewertung von Investitionsentscheidungen verwenden (vgl. Abschnitt 5.5.1.3), mit der tatsächlichen Entwicklung der Struktur des europäischen Kraftwerksparks, die durch das Simulationsverfahren berechnet wird, verglichen.

6.1.1 Modellsystem

Nach Abbildung 4.7 umfassen die zur Durchführung von Simulationsrechnungen erforderlichen Daten eine jeweils vollständige Beschreibung

- des Modells des Übertragungsnetzes,
- der individuellen Präferenzen und Handlungsoptionen der Akteure,
- der aus Sicht der Marktteilnehmer möglichen Entwicklungen unsicherer Randbedingungen sowie
- der tatsächlichen Entwicklung unsicherer Randbedingungen innerhalb des Analysezeitraums.

Das der Basisvariante zugrunde liegende Modell des europäischen Übertragungsnetzes entspricht dem in Abschnitt 4.2 entwickelten, vereinfachten Netzmodell und beinhaltet alle von diesem Modell erfassten technischen, geografischen und topografischen Eigenschaften des realen Übertragungsnetzes. Weiterhin sind alle derzeit an das reale europäische Übertragungsnetz angeschlossenen Erzeugungsanlagen sowie Kraftwerke, die in unterlagerte Verteilungsnetze einspeisen, aufgrund ihrer Größe oder lokalen Bedeutung für die Versorgung mit elektrischer Energie jedoch für die Entwicklung des Marktes relevant sind, in dem Modell hinterlegt. Zudem ist die Nachfrage nach elektrischer Energie durch die Anzahl und die individuellen Lastganglinien unterschiedlicher Kundentypen je Netzknoten auf Basis öffentlicher Daten bekannt¹. Die Topologie des Netzmodells ist in Anhang A.2 dargestellt.

Die betrachteten Akteure entsprechen den in Abschnitt 4.3 modellierten Marktteilnehmern des realen europäischen Elektrizitätsmarktes: Stromerzeuger entsprechen den am realen Markt aktiven Unternehmen mit deren individuellen Erzeugungskapazitäten, jede Kante des vereinfachten Netzmodells liegt im Verantwortungsbereich genau eines Netzbetreibers und für jedes Land innerhalb des geografischen Betrachtungsbereichs dieser Arbeit wird genau ein politischer Akteur modelliert. Die individuellen Präferenzen und Handlungsoptionen der Stromerzeuger und Netzbetreiber sind durch die Implementierung der Methoden zur Simulation des Verhaltens dieser Akteure festgelegt (vgl. Abschnitt 5.5 und Abschnitt 5.6). Für das Verhalten politischer Akteure, das nach Abschnitt 4.3.3 vollständig durch den Anwender des Verfahrens parametrierbar ist, gelten die Annahmen aus Anhang B.1.1. Es wird angenommen, dass alle politischen Akteure identische Zielvorgaben für den Ausbau erneuerbarer Energien setzen. Zusätzlich wird der in Deutschland vereinbarte Ausstieg aus der Kernenergie berücksichtigt.

Unsichere Randbedingungen für die Entwicklung des Elektrizitätsmarktes umfassen

- die Entwicklung der knotenbezogenen Primärenergiepreise,
- die Entwicklung der Nachfrage je Netzknoten sowie
- das Vertrauen der Stromerzeuger und Netzbetreiber in die Ankündigungen politischer Akteure.

Für die Parametrierung der Basisvariante werden alle Knoten eines Landes zu einer Knotengruppe zusammengefasst (vgl. Abschnitt 4.4.1). Innerhalb jedes Marktgebietes ist die Entwicklung der Preise für Primärenergieträger und Emissionszertifikate sowie die Entwicklung der Nachfrage unsicher. Für Primärenergieträger und Emissionszertifikate wird angenommen, dass sowohl der Erwartungswert der prognosti-

¹<http://www.ucte.org/resources/dataportal/consumption> – Zugriff am 23. November 2008

zierten Preise als auch die Standardabweichung aufgrund zunehmender Unsicherheiten über den Prognosezeitraum steigt. Die Nachfrage innerhalb des jeweiligen Marktgebietes kann hingegen sowohl steigen als auch sinken. Die tatsächliche Entwicklung der Preise für Primärenergieträger und Emissionszertifikate sowie der Nachfrage je Netzknoten entspricht in der Basisvariante dem Erwartungswert der von Stromerzeugern und Netzbetreibern erstellten Prognosen. Die Parametrierungen der aus Sicht der Akteure möglichen und der tatsächlichen Entwicklungen unsicherer Randbedingungen sind in Anhang B.1.2 und Anhang B.1.3 vollständig dargestellt.

Um die Änderungen der Übertragungskapazitäten des Netzmodells im simulierten Zeitraum realitätsnah modellieren zu können, wird die maximale Netzausbau-geschwindigkeit (vgl. Abschnitt 4.2.2.3) in der Basisvariante begrenzt. Es wird angenommen, dass neue Übertragungskapazitäten mit einer maximalen Geschwindigkeit von 60 Tsd. MW·km/a errichtet werden können. Gleichzeitig wird die Genehmigungsdauer für die Errichtung von Übertragungsleitungen in der Basisvariante vernachlässigt. Die Auswirkungen geänderter Annahmen hinsichtlich der maximalen Netzausbau-geschwindigkeit und der Genehmigungsdauer werden in einer Variantenrechnung analysiert (vgl. Abschnitt 6.5).

Der in Abschnitt 5.5.1.4 vorgestellte Erlöskorrekturfaktor zur heuristischen Berücksichtigung des Wettbewerbsverhaltens der Stromerzeuger bei der Bewertung von Investitionen wird zunächst nicht betrachtet. Die prognostizierten, zukünftigen Preise für elektrische Energie werden demnach ausschließlich auf Basis der spezifischen Stromerzeugungskosten des letzten zur Stromerzeugung eingesetzten Kraftwerks berechnet und weder unter Beachtung der insgesamt installierten Leistung im Verhältnis zur gesamten Nachfrage, noch unter Beachtung der Marktkonzentration modifiziert. Die Auswirkungen durch zusätzliche Berücksichtigung des Erlöskorrekturfaktors werden in Variantenrechnungen, deren Ergebnisse in Abschnitt 6.6 diskutiert werden, untersucht.

6.1.2 Simulationsergebnisse

Im Folgenden werden die Ergebnisse der Simulationsrechnungen für die im vorherigen Abschnitt erläuterte Parametrierung des Modells und des Simulationsverfahrens vorgestellt. Der Analysezeitraum der Untersuchungen (vgl. Abbildung 4.3) endet mit dem Jahr 2050, da erhebliche Unsicherheiten über die tatsächliche langfristige Entwicklung von Randbedingungen des realen europäischen Elektrizitätsmarktes bestehen und die Ergebnisse der Analyse daher bei zunehmender Länge des Analysezeitraums mit steigender Wahrscheinlichkeit von der tatsächlichen Entwicklung des realen Elektrizitätsmarktes abweichen. Der Betrachtungszeitraum der Untersuchun-

gen ist von der Nutzungsdauer der gegen Ende des Analysezeitraums verfügbaren Erzeugungstechnologien abhängig und reicht über den Analysezeitraum hinaus, so dass auch Investitionsentscheidungen der Erzeuger im letzten Jahr des Analysezeitraums entsprechend der in Abschnitt 5.5.1 erläuterten Methodik vollständig bewertet werden können.

Auf Basis des in Kapitel 4 entwickelten, ökonomisch-technischen Modells des europäischen Elektrizitätsmarktes kann detailliert analysiert werden, ob und inwieweit sich Eigenschaften des Marktes an einzelnen Netzknoten oder in Marktgebieten im Analysezeitraum ändern. Aufgrund des Umfangs der von dem Modell erfassten Daten und dem Ziel der exemplarischen Modellanwendung, grundsätzliche Anwendungsmöglichkeiten aufzuzeigen, werden in diesem Abschnitt jedoch nicht sämtliche Änderungen von Markteigenschaften detailliert diskutiert. Der Fokus der Ergebnisdarstellung liegt auf wesentlichen Markteigenschaften, beispielsweise der Struktur des Kraftwerksparks und der installierten Erzeugungskapazität je Primärenergieträger. Um Wechselwirkungen zwischen Stromerzeugung und -übertragung zu untersuchen, werden zudem Änderungen der Übertragungskapazitäten dargestellt und diskutiert. Weiterhin liegt ein besonderer Fokus der Ergebnisdarstellung auf Veränderungen von Eigenschaften des Marktes innerhalb Deutschlands, da mit dem in diesem Land vereinbarten Ausstieg aus der Kernenergie auch im Vergleich zu anderen Ländern abweichende Randbedingungen für die Entwicklung des Elektrizitätsmarktes betrachtet werden (vgl. Abschnitt 6.3).

Das Ergebnis der Simulationsrechnungen ist nach Abschnitt 5.5.2 und Abschnitt 5.6.2 von stochastischen Einflussfaktoren abhängig, da nicht alle für das Verhalten der Stromerzeuger und Netzbetreiber in der Realität relevanten Randbedingungen von dem entwickelten ökonomisch-technischen Modell des Elektrizitätsmarktes erfasst werden können. Grundsätzlich ist es daher möglich, dass sich die Ergebnisse mehrerer Simulationsrechnungen bei identischen Parametrierungen des Modells und des Simulationsverfahrens unterscheiden. Wie stark sich stochastische Einflüsse auf die Ergebnisse der Simulationsrechnungen auswirken, wird in Abschnitt 6.6 detailliert untersucht. Da die aus mehreren Simulationen folgende Bandbreite für zukünftige Werte der Markteigenschaften üblicherweise gering ist, werden in diesem Kapitel die für die jeweiligen Modell- und Verfahreneingangsdaten typischen Ergebnisse, die näherungsweise dem Durchschnitt über hinreichend viele Simulationen unter identischen Eingangsdaten entsprechen, vorgestellt.

Abbildung 6.2 zeigt die Entwicklung der installierten Erzeugungskapazitäten in Deutschland auf Basis der Simulationsergebnisse. Da das ökonomisch-technische Modell des europäischen Elektrizitätsmarktes derzeit keine Daten über die Verfügbarkeit von Kraftwerken beinhaltet, ist die Unterscheidung in Brutto- und Nettokapazität nicht möglich. Die Darstellung der installierten Erzeugungskapazität erfolgt daher

auf die zu Beginn des Analysezeitraums installierte Kapazität normiert. Die in Abbildung 6.2 nicht weiter unterteilte gesamte Erzeugungskapazität auf Basis sonstiger Primärenergieträger umfasst unter anderem kleine Erzeugungsanlagen auf Basis von Öl oder Müll, aber auch Erzeugungsanlagen auf Basis regenerativer Energien wie Solar- oder Biomasseanlagen.

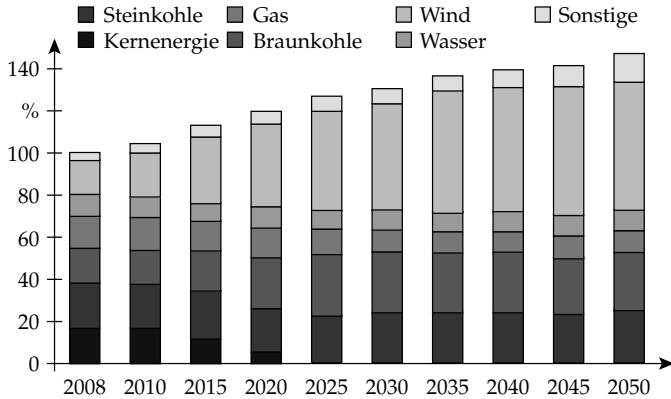


Abbildung 6.1: Entwicklung der Erzeugungskapazitäten in Deutschland nach Primärenergieträgern (Basisvariante)

Entsprechend den Vorgaben politischer Akteure (vgl. Anhang B.1.1) wird die Nutzung von Kernkraftwerken zur Erzeugung elektrischer Energie in der Basisvariante bis zum Jahr 2022 beendet und weiterhin angenommen, dass innerhalb des gesamten Betrachtungszeitraums in Deutschland keine neuen Kernkraftwerke errichtet werden dürfen. Ab dem Jahr 2022 sind daher keine Erzeugungskapazitäten auf Basis von Kernenergie in Deutschland vorhanden.

Die Entwicklung der Erzeugungskapazität auf Basis konventioneller thermischer Technologien – insbesondere Steinkohle-, Braunkohle- und Gaskraftwerke – wird wesentlich durch die Erwartungen der Stromerzeuger über die zukünftige Entwicklung der Preise für die unterschiedlichen Primärenergieträger beeinflusst (vgl. Anhang B.1.2). Aufgrund des erwarteten starken Anstiegs der Gaspreise und des vergleichsweise moderaten prognostizierten Preisanstiegs der Preise für Stein- und Braunkohle werden einige Gaskraftwerke durch Stein- und Braunkohlekraftwerke substituiert. Weiterhin ändert sich die gesamte Erzeugungskapazität konventioneller thermischer Kraftwerke innerhalb des Analysezeitraums, da Stromerzeuger bei Investitionsentscheidungen die erwartete zukünftige Entwicklung der sonstigen Erzeugungstechnologien berücksichtigen. Der aus Sicht der Stromerzeuger unsichere, aber

mögliche Ausstieg aus der Kernenergie führt zu einem Anstieg der installierten Erzeugungskapazität konventioneller thermischer Kraftwerke in Deutschland, da die Erzeugungskapazität der zu Beginn des Analysezeitraums in Deutschland vorhandenen Kernkraftwerke in diesem Fall ersetzt werden muss. Trotz der Vorgaben politischer Akteure zur Förderung regenerativer Energien, die grundsätzlich zu einem Rückgang der installierten Erzeugungskapazität konventioneller thermischer Kraftwerke führen können, nimmt die Erzeugungskapazität derartiger Kraftwerke innerhalb des Analysezeitraums daher zu.

Die installierte Erzeugungskapazität auf Basis regenerativer Energien steigt innerhalb des Analysezeitraums deutlich. Entsprechend Anhang B.1.1 umfassen die in der Basisvariante angenommenen Vorgaben politischer Akteure gesetzlich definierte Einspeisevergütungen für die auf Basis regenerativer Energien erzeugte elektrische Energie, die sich an den Kosten der Erzeugungstechnologien orientieren und eine für positive Investitionsanreize hinreichende Rendite garantieren. Die Entwicklung der Erzeugungskapazität auf Basis regenerativer Energien wird demnach wesentlich durch die geografischen Eigenschaften des Marktgebietes und das Ausbaupotenzial für entsprechende Kraftwerke (vgl. Abschnitt 4.2.2.1) bestimmt. Dies ist in Deutschland insbesondere für Wasserkraftwerke relevant, da die für die Errichtung derartiger Kraftwerke geeigneten Standorte bereits zu Beginn des Analysezeitraums nahezu vollständig genutzt werden.

Bei der Interpretation der Simulationsergebnisse ist grundsätzlich zu beachten, dass das der Simulation zugrunde liegende Modell des europäischen Elektrizitätsmarktes nicht sämtliche Randbedingungen und Eigenschaften des realen Marktes vollständig abbildet. Vereinfachungen und Abstraktionen sind bei jeder Modellentwicklung unvermeidlich und in Abhängigkeit von den zu analysierenden Fragestellungen sinnvoll und sachgerecht. Derartige Modellannahmen können dazu führen, dass die Ergebnisse der Modellanwendung von der realen Entwicklung des betrachteten Marktes abweichen. Bei der Interpretation der in Abbildung 6.1 dargestellten Ergebnisse ist insbesondere zu beachten, dass die in dieser Arbeit nicht modellierten Vermarktungsmöglichkeiten für Kraftwerke – beispielsweise an Märkten für Regel- und Reserveenergie – die Entwicklung der Erzeugungskapazitäten auf Basis unterschiedlicher Primärenergieträger ebenfalls beeinflussen können. Die Analyse der Auswirkungen derartiger Eigenschaften des realen Elektrizitätsmarktes ist jedoch nicht Gegenstand der vorliegenden Arbeit, sondern Weiterentwicklungen des in Kapitel 4 vorgestellten ökonomisch-technischen Modells des Elektrizitätsmarktes vorbehalten.

Abbildung 6.2 zeigt die Entwicklung der Erzeugungskapazität nach Primärenergieträgern im gesamten europäischen Elektrizitätsmarkt. Analog zu Abbildung 6.1 erfolgt die Darstellung der verfügbaren Kapazität normiert und bezogen auf die zu Beginn des Analysezeitraums installierte Kapazität. Der Einfluss eingeschränkter Ver-

fügarkeit von Kraftwerken wird implizit berücksichtigt, da die insgesamt modellier- te Erzeugungskapazität der Kraftwerke der gesamten Nettokapazität der Kraftwerke im realen Markt entspricht (vgl. Abschnitt 4.2.3.1).

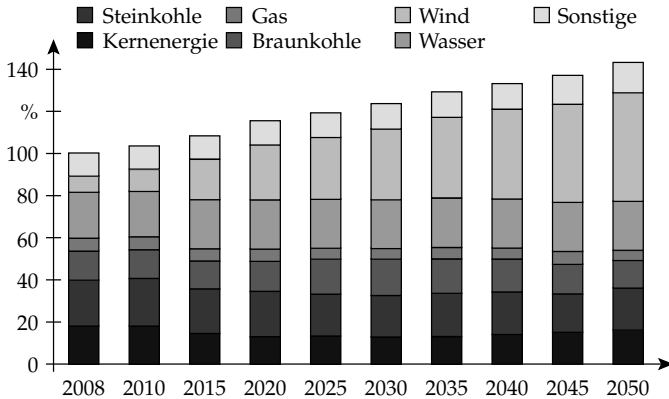


Abbildung 6.2: Entwicklung der Erzeugungskapazitäten in Europa nach Primärenergie-trägern (Basisvariante)

Die gesamte Erzeugungskapazität der an das Übertragungsnetz angeschlossenen Kernkraftwerke nimmt im Analysezeitraum leicht ab. Dies ist insbesondere auf den Ausstieg aus der Kernenergie in Deutschland zurückzuführen, da sich die gesamte Erzeugungskapazität der Kernkraftwerke in den verbleibenden Ländern nur geringfügig ändert. Der Rückgang der auf Basis von Kernenergie installierten Erzeugungskapazität zu Beginn des Analysezeitraums bis zum Jahr 2015 ist weiterhin darauf zurückzuführen, dass Daten über den Status der im realen Markt zu Beginn des Analysezeitraums begonnenen und geplanten Neuerrichtungen von Kernkraftwerken nur eingeschränkt öffentlich verfügbar sind. Es kann daher nicht sichergestellt werden, dass alle in der Realität tatsächlich in Planung oder Genehmigung befindlichen Kernkraftwerke in den durchgeführten Simulationen vollständig berücksichtigt werden. Aufgrund der angenommenen Errichtungsdauer der Kernkraftwerke von 10 Jahren (vgl. Anhang A.4.2) sind innerhalb der Simulation nach Investitionsentscheidungen der Stromerzeuger neu errichtete Kernkraftwerke erst mit einer entsprechenden Zeitverzögerung zur Erzeugung elektrischer Energie verfügbar.

Analog zu der in Abbildung 6.1 dargestellten Entwicklung der Erzeugungskapazitäten in Deutschland steigt auch die Erzeugungskapazität auf Basis regenerativer Energien im gesamten europäischen Elektrizitätsmarkt innerhalb des Analysezeitraums deutlich. Für diese Entwicklung gelten die gleichen Restriktionen wie für die Ent-

wicklung der entsprechenden Erzeugungskapazität in Deutschland, die durch die geografischen Gebieteigenschaften und das Ausbaupotenzial für Kraftwerke mit unterschiedlichen Erzeugungstechnologien definiert sind (vgl. Abschnitt 4.2.2.1). Sofern geografische Gebieteigenschaften die Zunahme der Erzeugungskapazität auf Basis einer gegebenen Technologie begrenzen, ist die in der Realität zukünftig tatsächlich installierte Leistung entsprechender Erzeugungsanlagen weiterhin von der technischen Entwicklung der jeweiligen Technologie abhängig. Derartige Entwicklungen sind für das in dieser Arbeit entwickelte Modell jedoch durch den Anwender vorgegebene Annahmen (vgl. Abschnitt 4.4.4) und können daher durch die Simulationsergebnisse nicht erklärt werden.

Die gesamte Erzeugungskapazität der Steinkohle-, Braunkohle und Gaskraftwerke im europäischen Elektrizitätsmarkt nimmt innerhalb des Analysezeitraums ab, da Stromerzeuger in ihren Investitionsentscheidungen die zukünftig erwartete Zunahme der Erzeugungskapazität auf Basis regenerativer Energien antizipieren. Anders als bei der Entwicklung der Erzeugungskapazität konventioneller thermischer Kraftwerke in Deutschland (vgl. Abbildung 6.1) wird dieser Einfluss bei Betrachtung des gesamten europäischen Elektrizitätsmarktes nicht durch den notwendigen Ersatz von Kernkraftwerken kompensiert. Da jedoch insbesondere Windenergieanlagen nicht planbar eingesetzt werden können und die Deckung der Nachfrage auch in windschwachen Zeitpunkten sichergestellt sein muss, ist nicht die gesamte zugebaute Erzeugungsleistung von Windenergieanlagen zur Substitution von konventionellen thermischen Kraftwerken geeignet. Innerhalb des entwickelten Simulationsverfahrens muss dies nicht als vorgegebene Randbedingung betrachtet werden, da der von Stromerzeugern prognostizierte Strompreis bei Rückgang der planbar einsetzbaren Erzeugungskapazität in Abhängigkeit vom Anteil windschwacher Zeitpunkte an allen in der Prognose betrachteten Zeitpunkten steigt und modellendogen zu neuen Investitionsanreizen für konventionelle Kraftwerke führt (vgl. Abschnitt 5.5.1.4). Ob die zukünftig installierte Erzeugungskapazität zur Deckung der Nachfrage auch in windschwachen Zeitpunkten hinreichend ist, stellt demnach ein Simulationsergebnis und keine Vorgabe an das Verfahren dar.

Auch bei Betrachtung des gesamten europäischen Kraftwerksparks werden einige Gaskraftwerke innerhalb des Analysezeitraums durch Kraftwerke auf Basis von Stein- und Braunkohle substituiert. Analog zu der Entwicklung in Deutschland ist dies auf die prognostizierte Entwicklung der Gaspreise, die in der Basisvariante im Vergleich zu den Preisen für Stein- und Braunkohle deutlich steigen, zurückzuführen. Ökonomische Vorteile von Gaskraftwerken – beispielsweise die aus geringeren Blockgrößen, kleineren Flächen für die Errichtung der Kraftwerke und kürzeren Genehmigungsverfahren resultierende Flexibilität – können bei der Simulation des Verhaltens der Stromerzeuger lediglich näherungsweise berücksichtigt werden (vgl. Abschnitt 5.5.2). Für die Analyse der Auswirkungen derartiger ökonomischer Vorteile auf die Investitionsentscheidungen der Stromerzeuger sind detailliertere Modelle

mit kleinerem Betrachtungsbereich als das in dieser Arbeit entwickelte ökonomisch-technische Modell des europäischen Elektrizitätsmarktes besser geeignet (vgl. Abschnitt 2.4 und Abschnitt 4.1).

Neben der Entwicklung der installierten Erzeugungskapazitäten ist der tatsächliche Einsatz der Kraftwerke zur Stromerzeugung eine relevante Eigenschaft des europäischen Elektrizitätsmarktes. Dieser Kraftwerkseinsatz wird neben den verfügbaren Erzeugungskapazitäten auf Basis unterschiedlicher Primärenergieträger, den spezifischen Stromerzeugungskosten der jeweiligen Erzeugungstechnologien (vgl. Abschnitt 5.3) und der Nachfrage an den einzelnen Netzknoten wesentlich durch die verfügbaren Übertragungskapazitäten des Netzes beeinflusst. Abbildung 6.3 zeigt die Entwicklung der durch den gesamten europäischen Kraftwerkspark jährlich erzeugten Energie nach Primärenergieträgern innerhalb des Analysezeitraums, bezogen auf die insgesamt innerhalb des ersten Jahres im Analysezeitraum erzeugte Energie. Da die gesamte jährliche Nachfrage nach elektrischer Energie entsprechend den der Basisvariante zugrunde liegenden Annahmen innerhalb des Analysezeitraums stagniert (vgl. Anhang B.1.3), bleibt auch die insgesamt jährlich erzeugte elektrische Energie in diesem Zeitraum konstant.

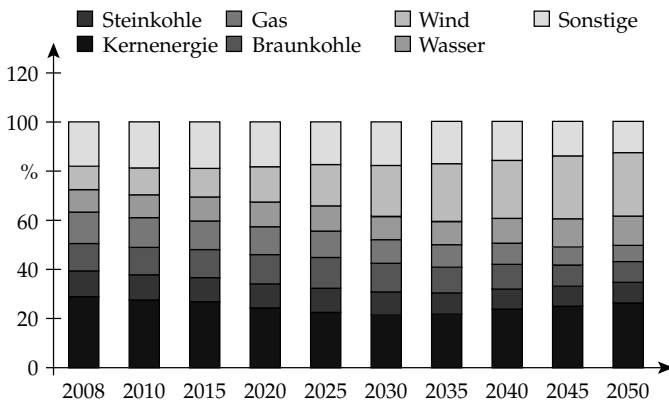


Abbildung 6.3: Entwicklung der jährlich erzeugten elektrischen Energie in Europa nach Primärenergieträgern (Basisvariante)

Die Entwicklung der auf Basis unterschiedlicher Primärenergieträger jährlich erzeugten Energie folgt überwiegend der Entwicklung der Erzeugungskapazitäten (vgl. Abbildung 6.2). Der Ausbau des Übertragungsnetzes durch Errichtung neuer oder Verstärkung vorhandener Übertragungsleitungen ermöglicht grundsätzlich einen im Hinblick auf minimale Erzeugungskosten effizienteren Einsatz der verfügbaren Kraft-

werke. Durch zunehmende installierte Erzeugungskapazität nicht planbar einsetzbarer Erzeugungsanlagen – beispielsweise Windenergieanlagen – und die aus dieser fehlenden Planbarkeit resultierenden Unsicherheiten über die Belastung des Übertragungsnetzes bei gegebener Nachfrage ist es jedoch möglich, dass die nutzbare Übertragungskapazität des Netzes trotz Errichtung oder Verstärkung von Übertragungsleitungen im Zeitverlauf abnimmt. Dieser Effekt wird bei der Simulation des Kraftwerkseinsatzes beachtet (vgl. Abschnitt 5.3) und ist daher auch in den in Abbildung 6.3 dargestellten Ergebnissen berücksichtigt.

Der Anteil der auf Basis konventioneller thermischer Kraftwerke jährlich erzeugten elektrischen Energie nimmt innerhalb des Analysezeitraums stärker ab als der Anteil dieser Kraftwerke an der insgesamt installierten Erzeugungskapazität (vgl. Abbildung 6.2). Dies ist darauf zurückzuführen, dass Erzeugungsanlagen auf Basis regenerativer Energien, deren gesamte Erzeugungskapazität im Analysezeitraum deutlich zunimmt, geringere variable Stromerzeugungskosten als konventionelle Kraftwerke besitzen oder sogar vorrangig in das Netz einspeisen (vgl. Anhang B.1.1). Konventionelle thermische Kraftwerke werden demnach mit zunehmender Simulationszeit überwiegend in windschwachen Zeitpunkten eingesetzt. Da jedoch der Strompreis in derartigen Zeitpunkten bei abnehmender planbar einsetzbarer Erzeugungskapazität steigt, ist die Rentabilität konventioneller thermischer Kraftwerke durch diesen Effekt nicht grundsätzlich gefährdet.

Auch bei der Interpretation der in Abbildung 6.3 dargestellten Ergebnisse sind die Grenzen des Betrachtungsbereichs des in dieser Arbeit entwickelten ökonomisch-technischen Modells des europäischen Elektrizitätsmarktes und des entwickelten Simulationsverfahrens zu beachten. Die Simulation des Kraftwerkseinsatzes und damit die Berechnung der jährlich auf Basis unterschiedlicher Primärenergieträger erzeugten elektrischen Energie erfolgt grundsätzlich unter der Annahme eines systemweit kostenminimalen Kraftwerkseinsatzes (vgl. Abschnitt 5.3). Durch organisatorische Restriktionen wie beispielsweise mehrere Marktplätze, fehlende Informationen und Koordinationsschwierigkeiten für die Teilnehmer des realen europäischen Elektrizitätsmarktes ist diese Voraussetzung in der Realität nur eingeschränkt erfüllt. Die Ergebnisse der Simulation nach Abbildung 6.3 zeigen, ob und in welche Richtung sich der Anteil einzelner Primärenergieträger an der Stromerzeugung unter den jeweiligen Modellvorgaben zukünftig ändert. Die absolute Höhe des Anteils einzelner Primärenergieträger an der Stromerzeugung ist hingegen nur eingeschränkt auf den realen Elektrizitätsmarkt übertragbar.

Der Anteil unterschiedlicher Primärenergieträger an der insgesamt erzeugten elektrischen Energie und die zur Stromerzeugung eingesetzten Technologien beeinflussen weitere, für die Entwicklung des Elektrizitätsmarktes relevante Markteigenschaften. Hierzu zählen unter anderem die Grenzkosten der Stromerzeugung, die weiterhin

von der Entwicklung der Primärenergiepreise beeinflusst werden, und die bei der Erzeugung elektrischer Energie entstehenden Emissionen. Abbildung 6.4 zeigt zunächst die Entwicklung der CO₂-Emissionen im gesamten europäischen Elektrizitätsmarkt innerhalb des Analysezeitraums. Die für die größten Anteile an den gesamten Emissionen verantwortlichen Länder sind einzeln, die CO₂-Emissionen der innerhalb des Betrachtungsbereichs dieser Arbeit verbleibenden Länder hingegen aggregiert dargestellt. Für die Berechnung der spezifischen Emissionen nach Primärenergieträgern gelten die Angaben aus Anhang A.3.2, die gesamten CO₂-Emissionen zu Beginn des Analysezeitraums betragen rd. 900 Mio. t.

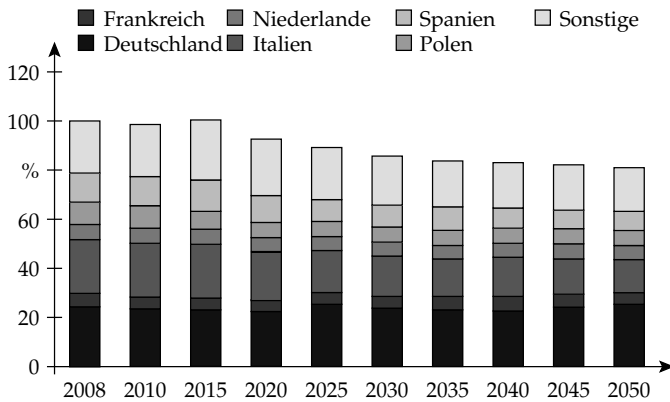


Abbildung 6.4: Entwicklung der CO₂-Emissionen durch Stromerzeugung in Europa (Basisvariante)

Unter den der Simulation zugrunde liegenden Annahmen können die bei der Stromerzeugung entstehenden CO₂-Emissionen innerhalb des Analysezeitraums deutlich, aber nicht beliebig reduziert werden. Der gegen Ende des Analysezeitraums abnehmende Absolutwert des Gradienten der Entwicklung ist ein Indiz, dass die Entwicklung konvergiert und weitere Verringerungen der CO₂-Emissionen nur durch verbesserte und effizientere Erzeugungstechnologien, deren zukünftige Entwicklung in der Basisvariante nicht betrachtet wird, erreicht werden können.

Nach Abbildung 6.4 ändern sich die gesamten Emissionen der in Deutschland eingesetzten Kraftwerke innerhalb des Analysezeitraums nur geringfügig. Dies ist darauf zurückzuführen, dass sich die zunehmende Einspeisung regenerativer Energien und der in der Basisvariante notwendige Ersatz der Kernkraftwerke im Hinblick auf die CO₂-Bilanz der Stromerzeugung in diesem Marktgebiet nahezu vollständig kompensieren. Die Menge der CO₂-Emissionen in Frankreich ändert sich innerhalb des Analy-

sezeitraums unter den der Simulation zugrunde liegenden Annahmen ebenfalls nur geringfügig, da die Erzeugung elektrischer Energie in diesem Marktgebiet zu einem erheblichen Anteil auf Kernenergie basiert. Die durch Erzeugungsanlagen auf Basis regenerativer Energien substituierte Erzeugungskapazität der für die gesamten CO₂-Emissionen überwiegend verantwortlichen konventionellen thermischen Kraftwerke ist daher in Frankreich im Vergleich zu anderen Marktgebieten gering.

In den verbleibenden, in Abbildung 6.4 explizit dargestellten Ländern werden die bei der Erzeugung elektrischer Energie entstehenden CO₂-Emissionen teilweise deutlich reduziert. Dies ist keine Randbedingung für das Simulationsverfahren, sondern ein aus den ökonomischen und technischen Eigenschaften der Kraftwerke und den sonstigen Randbedingungen an die Entwicklung des Elektrizitätsmarktes folgendes Ergebnis der Simulation. Aufgrund der durch Stromerzeuger prognostizierten Entwicklung der zukünftigen Preise für Emissionszertifikate existiert ein grundsätzlicher Anreiz für Investitionen in effiziente Erzeugungstechnologien, die nur geringe CO₂-Emissionen verursachen. Ein Grenzwert für die insgesamt zulässigen Emissionen, der in der Realität durch die begrenzte Menge der ausgegebenen Emissionszertifikate definiert ist, wird in der Basisvariante nicht berücksichtigt (vgl. Anhang B.1).

Die Reduzierung der CO₂-Emissionen in den einzelnen Ländern folgt demnach durch Ersatz von Kraftwerken, die aufgrund ihrer Erzeugungstechnologie und der eingesetzten Primärenergieträger erhebliche CO₂-Emissionen verursachen, durch Kraftwerke mit geringeren Emissionen. In Italien kann die Menge der CO₂-Emissionen beispielsweise bereits durch ein einzelnes Kernkraftwerk signifikant reduziert werden, da die Stromerzeugung in diesem Land derzeit überwiegend auf Kohle und Öl basiert. Dies entspricht der Strategie der italienischen Regierung im realen Elektrizitätsmarkt, die nach der Abschaltung der italienischen Kernkraftwerke zu Beginn der 1990er Jahre derzeit eine Wiedereinführung der Kernenergie zur Stromerzeugung bis zum Jahr 2013 anstrebt. Das in Abbildung 6.4 dargestellte Ergebnis ist daher – unter Beachtung der in der Basisvariante getroffenen Modellannahmen – auf die Realität übertragbar.

Ähnliche Potenziale zur Verringerung der CO₂-Emissionen existieren auch in den verbleibenden, in Abbildung 6.4 explizit dargestellten Ländern. In Spanien besitzt beispielsweise Wasserkraft zur Erzeugung elektrischer Energie bereits derzeit einen hohen Stellenwert, der jedoch nach Prognosen des spanischen Institute for Diversification and Saving of Energy (IDAE) zukünftig noch ausgebaut werden kann². Auch ohne die in der Basisvariante nicht betrachteten Effizienzsteigerungspotenziale für Technologien zur Erzeugung elektrischer Energie existieren demnach Möglichkeiten zur signifikanten Reduzierung der bei der Stromerzeugung entstehenden CO₂-Emissionen. Voraussetzung für die Erschließung dieser Potenziale ist jedoch, dass

²<http://www.idae.es> – Zugriff am 23. November 2008

durch die Randbedingungen des Elektrizitätsmarktes die richtigen Investitionsanreize für Stromerzeuger definiert werden. Da die Potenziale zur Verringerung der bei der Stromerzeugung entstehenden Emissionen und damit auch die Kosten zur Vermeidung von Emissionen in den europäischen Mitgliedstaaten unterschiedlich sind, muss bei der Definition von Marktregeln der gesamte europäische Elektrizitätsmarkt betrachtet werden.

Im Folgenden wird anhand der Simulationsergebnisse der Basisvariante exemplarisch gezeigt, wie das in dem in Kapitel 4 entwickelten Modell des Elektrizitätsmarktes enthaltene Modell des europäischen Übertragungsnetzes (vgl. Abbildung 4.4) zur detaillierteren Analyse der Entwicklung des Elektrizitätsmarktes verwendet werden kann. Markteigenschaften, die nur unter Verwendung von Knotenmodellen des Elektrizitätsmarktes betrachtet werden können, umfassen beispielsweise derzeitige und zukünftige Standorte von Kraftwerken, Übertragungskapazitäten innerhalb des Netzes, die Belastung des Übertragungsnetzes oder Unterschiede zwischen den Marktpreisen in unterschiedlichen Gebieten.

Die in der Basisvariante resultierende Entwicklung der Erzeugungskapazitäten an den einzelnen Knoten des in Abschnitt 4.2 entwickelten Netzmodells und die Entwicklung der Übertragungskapazitäten zwischen diesen Knoten sind in Abbildung 6.5 dargestellt. Da sich diese Eigenschaften in unmittelbar aufeinanderfolgenden Zeitschritten der Simulation aufgrund der Errichtungsdauer von Kraftwerken und Übertragungsleitungen üblicherweise nur geringfügig unterscheiden, sind lediglich die Zustände am Beginn, am Ende und näherungsweise in der Mitte des Analysezeitraums dargestellt.

Abbildung 6.5 zeigt, dass insbesondere in Deutschland erhebliche Erzeugungskapazitäten im Verlauf des Analysezeitraums von im Inland liegenden Knoten an die Küste verlagert werden. Wesentliche Ursache für diese Entwicklung sind offshore errichtete Windenergieanlagen, die entsprechend ihren Anschlussknoten auf dem Festland den in Küstenregionen liegenden Knoten des Netzmodells zugeordnet werden. Weiterhin existieren für Stromerzeuger Anreize, Steinkohlekraftwerke in Küstennähe zu errichten, um Transportkosten zur Bereitstellung der Primärenergieträger an Standorten im Inland zu vermeiden.

Die derzeit und damit zu Beginn des Analysezeitraums existierenden Erzeugungsanlagen wurden in der Vergangenheit überwiegend in der Nähe der Lastzentren und damit bedarfsnah errichtet. Da die Nachfrage nach elektrischer Energie in der simulierten Basisvariante unverändert bleibt (vgl. Anhang B.1.3), verschieben sich die Erzeugungskapazitäten im Analysezeitraum von den Lastzentren in Richtung erzeugungs-

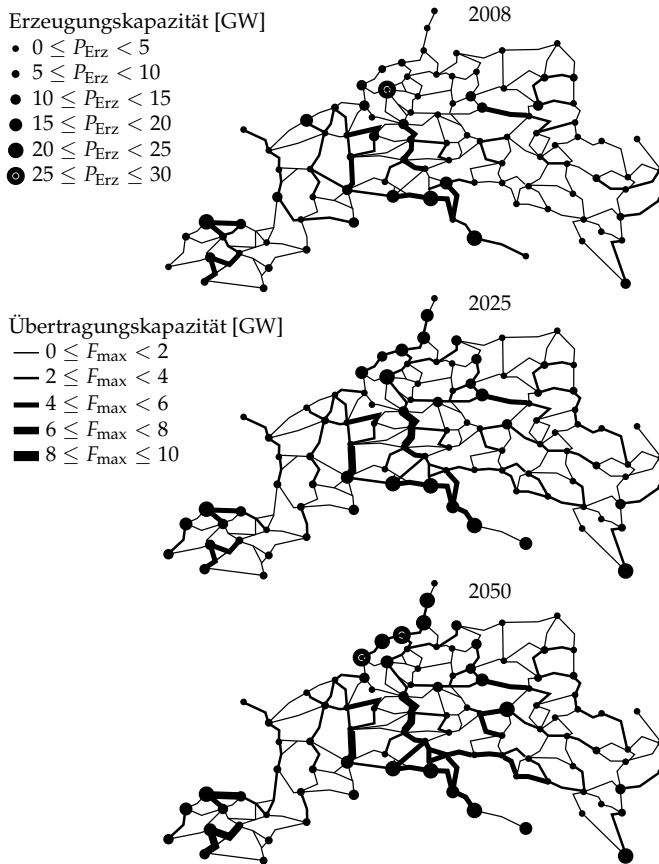


Abbildung 6.5: Entwicklung der Kraftwerksstandorte und der Übertragungskapazitäten in Europa (Basisvariante)

kostenminimaler Standorte. Grundsätzlich ist daher zu erwarten, dass die Belastung des Übertragungsnetzes innerhalb des Analysezeitraums signifikant ansteigt.

Nach Abbildung 6.5 nimmt die Übertragungskapazität des Netzes im Analysezeitraum insgesamt zu. Entsprechend den für die Basisvariante geltenden Annahmen wird bei der Simulation des Verhaltens der Netzbetreiber (vgl. Abschnitt 5.6) ausschließlich die mögliche Verstärkung bereits zu Beginn des Analysezeitraums bestehender Übertragungsleitungen betrachtet. Die in der Realität mögliche Errichtung von Verbindungen zwischen Netzknoten, die zu Beginn des Analysezeitraums nicht durch eine Kante verbunden sind, bleibt unberücksichtigt.

Durch Investitionsentscheidungen der Netzbetreiber werden einige Kanten, die bereits zu Beginn des Analysezeitraums überdurchschnittlich hohe Übertragungskapazitäten besitzen, weiter ausgebaut. Dies betrifft beispielsweise Kanten im Süden Deutschlands, in Spanien, Frankreich und Italien. Weiterhin werden jedoch auch Kanten, deren Übertragungskapazität zu Beginn des Analysezeitraums im Vergleich zur Übertragungskapazität anderer Kanten gering ist, entsprechend den Entscheidungen der Netzbetreiber verstärkt. Besonders auffallend ist beispielsweise die Erweiterung der Übertragungskapazitäten zwischen Italien, Slowenien und Kroatien.

Ob und inwieweit der Ausbau des Übertragungsnetzes bedarfsgerecht und effizient erfolgt, kann durch Analyse der Belastung des Übertragungsnetzes bewertet werden. Hierbei ist zu beachten, dass die Belastung der einzelnen Kanten des Netzmodells in jeder Stunde der in dem ökonomisch-technischen Modell des Elektrizitätsmarktes abgebildeten acht charakteristischen Zeitbereiche unterschiedlich sein kann. Die detaillierte Analyse der individuellen Belastungen einzelner Kanten in Abhängigkeit von der Nachfrage und der Einspeisesituation ist grundsätzlich möglich. Exemplarisch zeigt Abbildung 6.6 die Belastung des Netzes zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast in den der Darstellung aus Abbildung 6.5 entsprechenden Zeitschritten.

Die Darstellung in Abbildung 6.6 zeigt die Absolutwerte der Leistungsflüsse auf den Kanten des Netzmodells und die relative Belastung der einzelnen Kanten. Für die Berechnung der prozentualen Belastung F_{rel} wird der Absolutwert des Leistungsflusses auf einer Kante auf die maximale Übertragungskapazität dieser Kante bezogen. Die bei der Simulation des Kraftwerkseinsatzes entsprechend der in Abschnitt 5.3 vorgestellten Methodik berücksichtigten Unsicherheiten über die Einspeiseleistung nicht planbarer Erzeugungsanlagen werden nicht betrachtet. Der mögliche Ausfall von Übertragungsleitungen wird hingegen berücksichtigt, da auch bei vollständig bekanntem Kraftwerkseinsatz ausreichende Reserve für Störungen beim Betrieb des Übertragungsnetzes vorzuhalten ist. Die maximale Übertragungskapazität der Kanten entspricht bei der Berechnung der in Abbildung 6.6 dargestellten prozentualen Belastung demnach der insgesamt installierten Übertragungskapazität der Kanten, abzüglich der für kurzfristige Ausfälle im Übertragungsnetz vorzuhaltenden Redundanz.

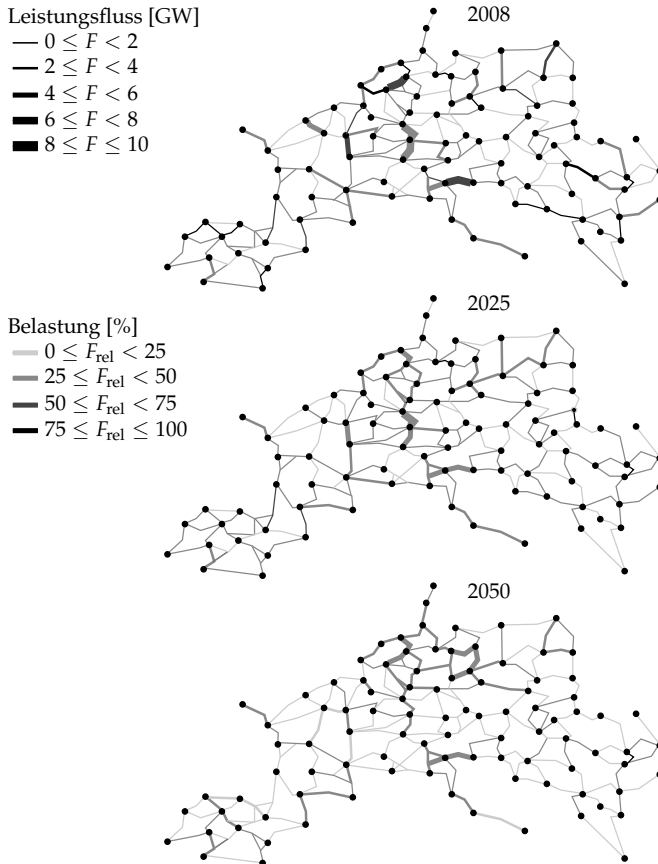


Abbildung 6.6: Entwicklung der Belastung des Übertragungsnetzes zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast (Basisvariante)

Abbildung 6.6 zeigt, dass sich die Belastung des Übertragungsnetzes zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast innerhalb des Analysezeitraums deutlich ändert. Entsprechend den Änderungen der Kraftwerksstandorte (vgl. Abbildung 6.5) nimmt die von Küstenregionen in Deutschland nach Süden transportierte Leistung im Analysezeitraum zu. Bei der Bewertung der hieraus resultierenden Belastung des Übertragungsnetzes

muss berücksichtigt werden, dass die gegen Ende des Analysezeitraums in diesen Küstenregionen überwiegend installierten, nicht planbaren Windenergieanlagen üblicherweise nicht zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast ihre maximale Einspeiseleistung erreichen. Die innerhalb eines Jahres auftretende maximale Belastung der von diesen Erzeugungsanlagen wesentlich beeinflussten Übertragungsleitungen in Küstennähe kann daher wesentlich höher sein als die Belastung zu einem einzelnen Zeitpunkt.

Der Vergleich der in Abbildung 6.6 dargestellten Netzbelastung mit der Entwicklung der Übertragungskapazitäten aus Abbildung 6.5 zeigt, dass das Übertragungsnetz durch Investitionsentscheidungen der Netzbetreiber grundsätzlich bedarfsgerecht ausgebaut wird. Unter anderem erfolgt ein Ausbau der nach Abbildung 6.6 zu Beginn des Analysezeitraums stark belasteten Kuppelleitungen zwischen Frankreich und Spanien, Spanien und Portugal sowie Italien und Slowenien. Da der Absolutwert der Leistungsflüsse in einigen Fällen mit dem Ausbau des Übertragungsnetzes steigt – beispielsweise auf den Kuppelleitungen zwischen Frankreich und Spanien – ist der einmalige Ausbau des Netzes unter Umständen nicht zur dauerhaften Beseitigung von Engpässen ausreichend. Die Auswirkungen der Geschwindigkeit des Netzausbaus werden daher in der in Abschnitt 6.5 vorgestellten Variantenrechnung detailliert analysiert.

Die Investitionsentscheidungen der Netzbetreiber basieren auf einer Auswertung der Netzbelastung zu mehreren Zeitpunkten und einer Prognose der zukünftigen Marktentwicklung (vgl. Abschnitt 5.6). Exemplarisch wird im Folgenden dargestellt, welche Anreize zum Netzausbau für den Zeitpunkt der Jahreshöchstlast aus der in Abbildung 6.6 dargestellten Belastungssituation resultieren. Hierzu zeigt Abbildung 6.7 die Werte der dualen Variablen der aus begrenzten Übertragungskapazitäten folgenden Restriktionen für die Simulation des Kraftwerkseinsatzes (vgl. Abschnitt 5.3). Die Werte dieser Variablen entsprechen der Veränderung der summierten kurzfristigen Stromerzeugungskosten für den gesamten europäischen Kraftwerkspark bei Verstärkung der jeweiligen Übertragungsleitung und werden daher auch als *Schattenpreise* bezeichnet. Weiterhin sind in Abbildung 6.7 die Schattenpreise der Knoten, die den Grenzkosten der Versorgung mit elektrischer Energie an den jeweiligen Knoten entsprechen, dargestellt. Es ist zu beachten, dass die Grenzkosten der Stromversorgung nicht mit den Marktpreisen für elektrische Energie im realen Markt identisch sind, da das Wettbewerbsverhalten der Stromerzeuger bei der Ermittlung des kostenminimalen Kraftwerkseinsatzes nicht berücksichtigt wird (vgl. Abschnitt 5.3).

Auf Basis der in Abschnitt 5.3 erläuterten Methode zur Simulation des Kraftwerkseinsatzes resultieren innerhalb des Netzmodells Gebiete, in denen die Grenzkosten der Versorgung mit elektrischer Energie an den Netzknoten identisch sind. Dies gilt für alle Knoten, zwischen denen keine Engpässe durch begrenzte Übertragungskapazitäten auftreten. Die Aufteilung des gesamten Netzgebietes in derartige Gebiete muss

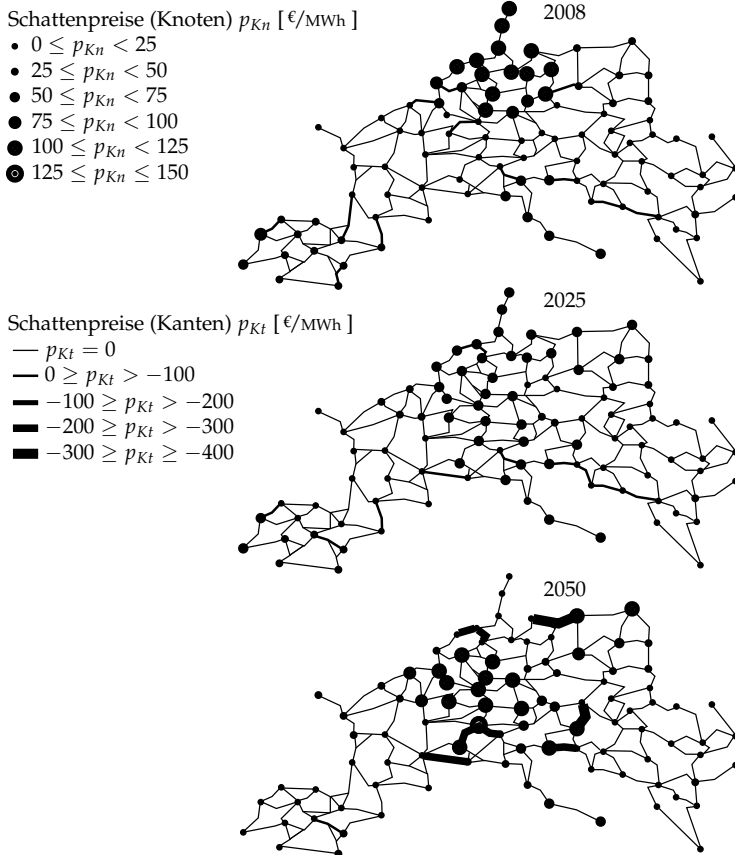


Abbildung 6.7: Entwicklung der Grenzkosten der Stromversorgung an Netzknoten und der Anreize für Netzausbau (Basisvariante)

nicht zwangsläufig mit der Aufteilung des realen europäischen Elektrizitätsmarktes in einzelne Marktgebiete identisch sein, da die real existierenden Marktgebiete an Ländergrenzen orientiert sind. Zudem entspricht der Kraftwerkseinsatz im realen Elektrizitätsmarkt nur näherungsweise dem in dieser Arbeit berechneten kostenminimalen Kraftwerkseinsatz, da die vereinfachte Betrachtung technischer Randbedin-

gungen der Stromerzeugung (vgl. Abschnitt 4.2.3.1) sowie die im realen Markt bestehenden Koordinierungsprobleme bei Existenz mehrerer Marktgebiete Abweichungen zwischen den Simulationsergebnissen und der Realität verursachen können.

Trotz dieser unvermeidbaren Abweichungen ist in Abbildung 6.7 zu erkennen, dass einzelne Gebiete mit zu Beginn des Analysezeitraums identischen Schattenpreisen an Netzknoten den in der Realität existierenden Marktgebieten weitgehend entsprechen. Beispielsweise sind die innerhalb Frankreichs resultierenden Grenzkosten der Stromversorgung innerhalb dieses Landes nahezu identisch und geringer als in angrenzenden Ländern, da Engpässe auf den Kuppelleitungen nach Frankreich bestehen. Entsprechend sind die Werte der dualen Variablen der Kanten bei der Berechnung des kostenminimalen Kraftwerkseinsatzes für diese Kuppelleitungen ungleich Null, da eine Erhöhung der Übertragungskapazität auf diesen Kanten zu einer Verringerung des Zielfunktionswertes bei der Bestimmung des kostenminimalen Kraftwerkseinsatzes führt.

Innerhalb des Analysezeitraums ändern sich vor allem die Grenzkosten der Versorgung mit elektrischer Energie an den in Deutschland liegenden Netzknoten deutlich. Durch die Verlagerung der Kraftwerksstandorte an die Küste werden die Schattenpreise an den in diesen Regionen liegenden Knoten reduziert, während die Grenzkosten der Stromversorgung im Süden des Landes steigen. Grundsätzlich besteht im Süden Deutschlands die Möglichkeit, elektrische Energie von den in Österreich und der Schweiz vorhandenen Wasser- und Kernkraftwerken zu importieren. Da die von diesen Kraftwerken erzeugte elektrische Energie in den in Abbildung 6.7 dargestellten, der Jahreshöchstlast entsprechenden Zeitpunkten jedoch auch in andere Länder exportiert wird, werden die Grenzkosten der Stromversorgung im Süden Deutschlands auch durch die begrenzten Übertragungskapazitäten innerhalb des Landes beeinflusst.

Bei Engpässen im Übertragungsnetz ist es möglich, dass die Einspeiseleistung der gegen Ende des Analysezeitraums in den Küstenregionen Deutschlands installierten Windenergieanlagen reduziert werden muss. Diese auch als *Einspeisemanagement* bezeichnete Maßnahme führt zu einem Anstieg der Stromerzeugungskosten, da die nicht nutzbare Einspeiseleistung der Windenergieanlagen von anderen Erzeugungsanlagen, die im Vergleich zu Windenergieanlagen höhere variable Erzeugungskosten besitzen, bereitgestellt werden muss. Falls der Betreiber der Windenergieanlage für die Folgen des Einspeisemanagements, das zu geringeren Erlösen für den Anlagenbetreiber führt, entschädigt werden muss, resultieren weitere Kosten, die den Stromerzeugungskosten des Systems zugerechnet werden müssen. In derartigen Fällen ist es grundsätzlich möglich, dass die Grenzkosten der Stromversorgung an den in der Nähe der vom Einspeisemanagement betroffenen Windenergieanlagen liegenden Netzknoten negativ werden, falls die für Einspeisemanagement zu zahlende Ent-

schädigung hinreichend groß ist. In den der Darstellung aus Abbildung 6.7 zugrunde liegenden Berechnungen werden Entschädigungen für Einspeisemanagement jedoch nicht betrachtet.

Die in Abbildung 6.7 dargestellten Grenzkosten der Versorgung mit elektrischer Energie entsprechen nicht den innerhalb eines Jahres durchschnittlichen Grenzkosten der Stromversorgung an den einzelnen Netzknoten. Weiterhin sind die Knoten des Netzes mit den zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast höchsten Grenzkosten nicht zwangsläufig mit den Knoten, die bei Betrachtung der jährlichen Durchschnittswerte die maximalen Grenzkosten aufweisen, identisch, da die Einflussfaktoren für die Berechnung der Grenzkosten – beispielsweise Standorte der Kraftwerke und die Merit Order des Kraftwerksparks – nichtlinear und diskret sind. Die Darstellung nach Abbildung 6.7 gibt dennoch Hinweise auf Änderungen der Grenzkosten der Stromversorgung an den Knoten des Netzmodells und in charakteristischen Belastungssituationen innerhalb des Analysezeitraums.

Die Werte der in Abbildung 6.7 dargestellten dualen Variablen der Kanten des Netzmodells zeigen, in welchen Gebieten des Netzes eine Erhöhung der Übertragungskapazitäten zu einem besonders deutlichen Rückgang der gesamten Stromerzeugungskosten führt. Dabei ist zu beachten, dass diese Werte nur für die aktuelle Belastungssituation gelten. Nach Erhöhung der Übertragungskapazität auf einer einzelnen Kante ist es möglich, dass Engpässe auf benachbarten Kanten auftreten und die insgesamt verfügbare Übertragungskapazität zwischen Netzknoten im Vergleich zur vorherigen Situation nur geringfügig größer ist. Bei der Simulation des Verhaltens der Netzbetreiber werden daher bei der Auswahl von Netzausbaumaßnahmen grundsätzlich zusammenhängende Netzgebiete mit mehreren Knoten und Kanten betrachtet, um Fehlinvestitionen zu vermeiden. Dies erklärt beispielsweise den Ausbau der Übertragungsleitungen zwischen Italien, Slowenien und Kroatien (vgl. Abbildung 6.5), da entsprechend Abbildung 6.7 sowohl zwischen Italien und Slowenien als auch innerhalb Kroatiens Anreize zum Netzausbau existieren.

6.1.3 Auswirkungen der Szenarienreduktion

Im Folgenden wird untersucht, wie sich die Reduktion des von Stromerzeugern und Netzbetreibern erstellten Szenarienbaums entsprechend der in Abschnitt 5.5.1.2 erläuterten Methodik auf das Verhalten dieser Akteure auswirkt. Hierfür wird der Barwert der aus Investitionen in neue Erzeugungskapazitäten folgenden Einnahmen und Ausgaben unter Berücksichtigung unsicherer Randbedingungen für unterschiedlich stark reduzierte Szenarienbäume berechnet.

Exemplarisch wird die mögliche Errichtung eines Gaskraftwerks mit einer Erzeugungskapazität von 500 MW, eines Steinkohlekraftwerks mit einer Erzeugungskapazität von 800 MW und eines Kernkraftwerks mit einer Erzeugungskapazität von 1.000 MW betrachtet. Die technischen und ökonomischen Kenndaten der Kraftwerke entsprechen den in Anhang A.4 dargestellten Werten.

Es wird lediglich ein Marktgebiet unter Beachtung der für dieses Marktgebiet relevanten Randbedingungen betrachtet. Unsicherheiten bestehen hinsichtlich der zukünftigen Entwicklung der Nachfrage, der Primärenergiepreise für Gas, Steinkohle und Kernbrennstoffe, der Entwicklung politisch geförderter Erzeugungstechnologien und der Durchführung eines vereinbarten Ausstiegs aus der Kernenergie. Es werden exemplarische Unsicherheiten betrachtet, die nicht mit den in Anhang B dargestellten und den Ergebnissen der in Abschnitt 6.1.2 zugrunde liegenden Annahmen identisch sind. Der entsprechend Abschnitt 5.5.1.1 generierte, vollständige Szenarienbaum unter Berücksichtigung aller möglichen Entwicklungen unsicherer Randbedingungen umfasst 648 Szenarien. Der Barwert der aus der Errichtung eines Kraftwerks folgenden Einnahmen und Ausgaben wird entsprechend der in Abschnitt 5.5.1.4 erläuterten Methodik berechnet.

Abbildung 6.8 zeigt die Wahrscheinlichkeitsdichte der Verteilungsfunktion des Barwertes aller Einnahmen und Ausgaben durch Errichtung des exemplarischen Gaskraftwerkes für unterschiedlich stark reduzierte Szenarienbäume. Die Zahl oberhalb der Diagramme entspricht der Anzahl Szenarien, die im reduzierten Szenarienbaum enthalten sind. Die unter Beachtung aller 648 Szenarien des vollständigen Szenarienbaums berechnete Wahrscheinlichkeitsdichte entspricht der exakten Bewertung der Investition ohne Reduktion des Szenarienbaums und stellt die Referenz für die Bewertungen auf Basis reduzierter Szenarienbäume dar.

Da der relevante Definitionsbereich der dargestellten Wahrscheinlichkeitsdichtefunktionen mit der Anzahl vernachlässigter Szenarien abnimmt, steigt die Wahrscheinlichkeitsdichte der verbleibenden Werte. In einigen der in Abbildung 6.8 dargestellten Diagramme wird daher der maximale dargestellte Wert der Ordinate überschritten. Zur besseren Vergleichbarkeit der einzelnen Diagramme wird auf eine Anpassung der Skalierung in derartigen Fällen verzichtet.

Der Wertebereich des unsicheren Barwertes aller Einnahmen und Ausgaben ist für die in diesem Abschnitt durchgeführten Untersuchungen nicht entscheidend, da lediglich die Änderungen der Wahrscheinlichkeitsdichte in Abhängigkeit von der Anzahl reduzierter Szenarien bewertet werden. Die qualitative Analyse der aus der Betrachtung aller 648 Szenarien folgenden, exakten Wahrscheinlichkeitsdichte in Abbildung 6.8 zeigt, dass die Rendite der betrachteten Investition erheblich von der tatsäch-

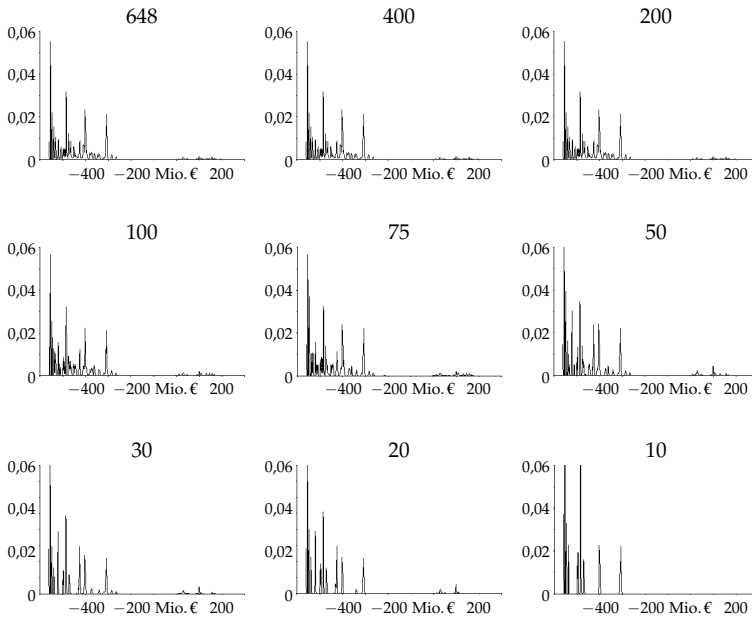


Abbildung 6.8: Änderung des Barwerts von Kraftwerksinvestitionen durch Szenarienreduktion – Exemplarisches Gaskraftwerk

lichen Entwicklung unsicherer Randbedingungen beeinflusst wird. In Abhängigkeit von dieser Entwicklung ist der Barwert aller mit dieser Investition verbundenen Einnahmen und Ausgaben kleiner oder größer Null. Die Investition ist daher mit erheblichen Risiken behaftet. Da zudem der Erwartungswert des unsicheren Barwertes negativ ist, sind die Anreize, das entsprechende Gaskraftwerke zu errichten, gering.

Die in der Mehrzahl der in Abbildung 6.8 dargestellten Diagramme erkennbare Aufteilung der Wahrscheinlichkeitsdichte in zwei separate Wertebereiche, zwischen denen die Wahrscheinlichkeitsdichte den Wert Null annimmt, entsteht durch die Nichtlinearitäten der Merit Order und die angenommenen, möglichen Entwicklungen der Preise für Primärenergieträger. Über- oder unterschreiten die variablen Stromerzeugungskosten von Kraftwerken aufgrund von Änderungen der knotenbezogenen Primärenergiepreise kritische Werte, wird das jeweilige Kraftwerk an eine andere Position innerhalb der Merit Order des gesamten Kraftwerksparcs (vgl. Abbildung 3.2) ver-

schohen. Hieraus folgt eine sprunghafte Änderung des Einsatzes dieses Kraftwerks zur Stromerzeugung in den charakteristischen Zeitbereichen innerhalb eines Jahres und folglich eine ebenfalls sprunghafte Änderung der erzielten Erlöse.

Mit zunehmender Anzahl reduzierter Szenarien sinkt erwartungsgemäß die Genauigkeit der Investitionsbewertung. Abbildung 6.8 zeigt jedoch, dass der Genauigkeitsverlust in weiten Bereichen der Anzahl reduzierter Szenarien für das betrachtete Beispiel vernachlässigt werden kann. Die Aufteilung der Wahrscheinlichkeitsdichte des unsicheren Barwertes in zwei separate Wertebereiche bleibt bis zu einer Anzahl von 20 Szenarien im reduzierten Baum und damit bis zu einer Reduktion von über 95 % der Szenarien erhalten. Eine Reduktion auf 100 Szenarien und damit um rund 85 % ist ohne kritischen Informationsverlust möglich.

Die Wahrscheinlichkeitsdichte des Barwertes bei Errichtung des exemplarischen Steinkohlekraftwerks ist in Abbildung 6.9 analog zu Abbildung 6.8 für unterschiedlich stark reduzierte Szenarienbäume dargestellt. Auch in dieser Abbildung wird bei abnehmender Anzahl Szenarien im reduzierten Baum in einigen Diagrammen die Skalierung der Ordinate überschritten.

Die Aufteilung des Wertebereichs des unsicheren Barwertes in mehrere, separate Bereiche ist auch für das betrachtete Steinkohlekraftwerk relevant. Kritisch für die Investitionsbewertung ist vor allem der zusammenhängende Wertebereich negativer Barwerte der aus der Errichtung des Steinkohlekraftwerks folgenden Einnahmen und Ausgaben. Eine detaillierte Analyse der Ursachen für diesen Wertebereich zeigt, dass die diesem Bereich zugrunde liegenden Szenarien mit den Szenarien, die in Abbildung 6.8 zu besonders hohen Werten für den aus der Errichtung des Gaskraftwerkes folgenden Barwert führen, identisch sind. In diesen Szenarien wird das bei der Investitionsbewertung betrachtete Steinkohlekraftwerk aufgrund extremer Entwicklungen der Primärenergiepreise für Steinkohle und Gas in der Merit Order durch Gaskraftwerke substituiert.

Mit abnehmender Anzahl Szenarien im reduzierten Szenarienbaum nimmt auch die Genauigkeit der Investitionsbewertung für das exemplarische Steinkohlekraftwerk ab. Im Gegensatz zu den in Abbildung 6.8 dargestellten Änderungen des aus der Bewertung des Gaskraftwerks folgenden Barwertes wird die Rentabilität der mit der Errichtung des Steinkohlekraftwerks verbundenen Investition mit zunehmender Anzahl vernachlässigter Szenarien systematisch überschätzt. Eine generelle Aussage, ob die Rendite von Investitionen bei stärker reduzierten Szenarienbäumen grundsätzlich über- oder unterschätzt wird, ist demnach nicht möglich. Auffallend ist jedoch, dass sowohl bei der Bewertung des Gaskraftwerks als auch bei der Bewertung des Steinkohlekraftwerks Wertebereiche der unsicheren Barwerte mit ohnehin geringen

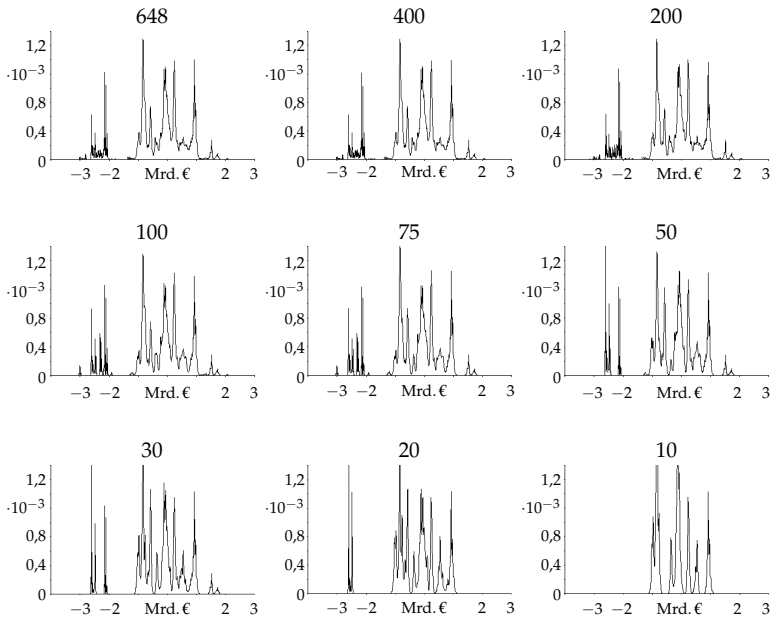


Abbildung 6.9: Änderung des Barwerts von Kraftwerksinvestitionen durch Szenariennektion – Exemplarisches Steinkohlekraftwerk

Wahrscheinlichkeiten bei abnehmender Anzahl Szenarien im reduzierten Baum zu erst vernachlässigt werden. Aufgrund der bis zum Erreichen kritischen Informationsverlustes bereits erreichten Reduktion von über 80% der Anzahl Szenarien ist dieses jedoch vertretbar.

Die Position der Steinkohle- und Gaskraftwerke innerhalb der Merit Order hängt unter den in diesem Abschnitt betrachteten Unsicherheiten von der tatsächlichen Entwicklung der Randbedingungen ab. Das ebenfalls betrachtete, exemplarische Kernkraftwerk wird hingegen in allen Szenarien zur Deckung der Grundlast und damit konstant eingesetzt. Grundsätzlich ist daher zu erwarten, dass der Barwert der aus der Errichtung des Kernkraftwerks folgenden Einnahmen und Ausgaben im Vergleich zu den Barwerten des Steinkohle- und des Gaskraftwerks geringeren Unsicherheiten unterliegt. Die auf Basis unterschiedlich stark reduzierter Szenarienbäume ermittelten Wahrscheinlichkeitsdichten der Barwerte für dieses Kraftwerk sind in

Abbildung 6.10 dargestellt. Auch in dieser Abbildung wird der maximale Wert der Ordinate in einigen Diagrammen bei zunehmender Szenarienreduktion überschritten.

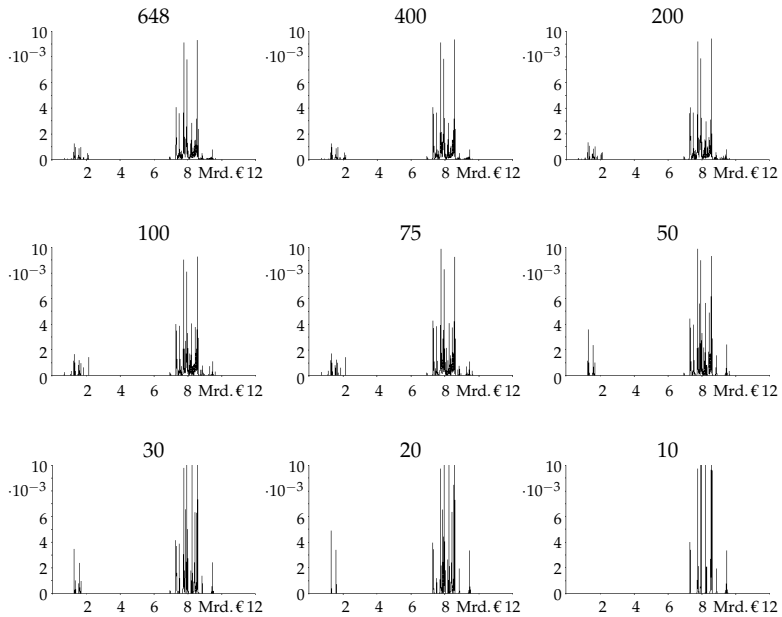


Abbildung 6.10: Änderung des Barwerts von Kraftwerksinvestitionen durch Szenarienreduktion – Exemplarisches Kernkraftwerk

Auch in den in Abbildung 6.10 dargestellten Diagrammen sind mehrere Wertebereiche, zwischen denen die Wahrscheinlichkeitsdichte den Wert Null annimmt, zu erkennen. Der zusammenhängende Wertebereich, in dem besonders niedrige Barwerte nach Errichtung des exemplarischen Kernkraftwerks auftreten, resultiert jedoch überwiegend aus den bestehenden Unsicherheiten über die zukünftig zulässige Nutzungsdauer von Kernkraftwerken. Die möglichen Entwicklungen der Primärenergiepreise für Steinkohle und Gas beeinflussen die Rentabilität des betrachteten Kernkraftwerkes im Vergleich zu den exemplarischen Steinkohle- und Gaskraftwerken hingegen erwartungsgemäß geringer.

Auch für den unsicheren Barwert der mit der Errichtung des Kernkraftwerks verbundenen Einnahmen und Ausgaben gilt, dass Wertebereiche mit ohnehin geringer Wahrscheinlichkeit bei zunehmender Szenarienreduktion zuerst vernachlässigt werden. Bis zum Eintritt kritischen Informationsverlustes kann jedoch auch in diesem Fall die Anzahl Szenarien um über 85 % reduziert werden, da 100 Szenarien nach Abbildung 6.10 zur Bewertung der Investition in guter Näherung hinreichend sind.

Die mathematisch exakte Berechnung des aus der Reduktion von Szenarienbäumen resultierenden Informationsverlustes ist nicht Gegenstand dieser Arbeit. Die exemplarische Berechnung der Wahrscheinlichkeitsdichten nach Abbildung 6.8, Abbildung 6.9 und Abbildung 6.10 für unterschiedliche Kraftwerkstypen, die sich unter anderem in ihrer Position innerhalb der Merit Order des Kraftwerksparks unterscheiden, gibt jedoch Hinweise auf grundsätzliche und allgemeingültige Zusammenhänge, da eine Reduktion der Anzahl Szenarien in allen betrachteten Fällen um 80 % ohne kritischen Informationsverlust möglich ist.

Weiterhin ist zu beachten, dass bei zunehmender Anzahl Szenarien im vollständigen Szenarienbaum zur detaillierteren Berücksichtigung unsicherer Randbedingungen und zur Vermeidung von Diskretisierungsverlusten (vgl. Abschnitt 5.5.1.1) üblicherweise lediglich zusätzliche Informationen über die Werte der Wahrscheinlichkeitsdichte innerhalb der bereits vorher bekannten Wertebereiche der Barwerte möglicher Investitionen gewonnen werden, nicht jedoch zusätzliche Informationen über Extremwerte. Hieraus folgt, dass der prozentuale Anteil der Szenarien, die bis zum Eintritt kritischen Informationsverlustes reduziert werden können, mit der Anzahl Szenarien im vollständigen, nicht reduzierten Szenarienbaum steigt. Die in dieser Arbeit dargestellten Untersuchungsergebnisse basieren daher grundsätzlich auf reduzierten Szenarienbäumen, die maximal 100 Szenarien umfassen.

6.1.4 Ergebnisse der internen Kraftwerksparkprognose

In diesem Abschnitt werden exemplarische Ergebnisse der modellendogenen Kraftwerksparkprognose (vgl. Abschnitt 5.5.1.3), die der Simulation des Verhaltens der Stromerzeuger und Netzbetreiber zugrunde liegt, vorgestellt. Es wird untersucht, ob und inwieweit sich die von den Akteuren für zukünftige Zeitpunkte prognostizierten Erzeugungskapazitäten nach Erzeugungstechnologien und Primärenergieträgern von den tatsächlichen Erzeugungskapazitäten, die auf Basis einer vollständigen Simulation für alle Zeitpunkte innerhalb des Analysezeitraums ermittelt werden, unterscheiden. Auf Basis dieser Analyse wird bewertet, ob die in Abschnitt 5.5.1.3 entwickelte Methodik zur Prognose zukünftiger Kraftwerksparks als Grundlage für die Simulation des Verhaltens der Marktteilnehmer geeignet ist. Die Untersuchung er-

folgt für die in der Basisvariante geltenden Annahmen und Modellvorgaben (vgl. Anhang B.1).

Abbildung 6.11 zeigt die Entwicklung der Erzeugungskapazitäten in Deutschland innerhalb des Analysezeitraums entsprechend den Simulationsergebnissen in der Basisvariante sowie die von Stromerzeugern und Netzbetreibern im ersten Zeitschritt der Simulation prognostizierte Entwicklung. Es ist zu beachten, dass die tatsächliche Entwicklung unsicherer Randbedingungen dem Erwartungswert der aus Sicht der Stromerzeuger und Netzbetreiber möglichen Entwicklung der jeweiligen Randbedingung entspricht (vgl. Anhang B.1.3). Da die Prognose zukünftiger Kraftwerksparks unter unsicheren Randbedingungen erfolgt, sind die für zukünftige Zeitpunkte prognostizierten Erzeugungskapazitäten nicht eindeutig. Die in Abbildung 6.11 dargestellten Prognosen entsprechen den Erwartungswerten über alle Szenarienabschnitte, die dem jeweiligen Zeitpunkt zugeordnet sind. Da der Ausgangszustand zu Beginn des Analysezeitraums bekannt ist und bei der Prognose im ersten Zeitschritt der Simulation die Wurzel des von den Akteuren generierten Szenarienbaums bildet (vgl. Abschnitt 5.5.1.1), ist für diesen Zeitpunkt keine Prognose erforderlich. Die in Abbildung 6.11 dargestellte tatsächliche Entwicklung der Erzeugungskapazitäten ist mit der in Abbildung 6.1 dargestellten Entwicklung identisch.

Der Vergleich der von Stromerzeugern und Netzbetreibern für zukünftige Zeitpunkte prognostizierten Struktur des Kraftwerksparks in Deutschland mit den Erzeugungskapazitäten, die innerhalb der Simulation zu den entsprechenden Zeitpunkten tatsächlich zur Verfügung stehen, zeigt, dass wesentliche Merkmale der Entwicklung in der Prognose korrekt berücksichtigt werden.

- Entscheidend für die Entwicklung der Erzeugungskapazitäten in Deutschland ist unter anderem der in der Basisvariante angenommene Ausstieg aus der Kernenergie bis zum Jahr 2022. Dieser wird von den Teilnehmern des Marktes berücksichtigt, ist allerdings aufgrund des eingeschränkten Vertrauens der Stromerzeuger und Netzbetreiber in die Vorgaben politischer Akteure mit Unsicherheiten behaftet. Die in Abbildung 6.11 dargestellten Erwartungswerte der zukünftig installierten, auf Kernenergie basierenden Erzeugungskapazitäten sind daher größer als Null, jedoch geringer als bei kontinuierlicher Nutzung der Kernenergie.
- Die in Abschnitt 6.1.2 erläuterte Substitution von Gaskraftwerken durch Stein- und Braunkohlekraftwerke wird in den Prognosen der Marktteilnehmer geringfügig überschätzt. Dies ist darauf zurückzuführen, dass nicht sämtliche Randbedingungen des Elektrizitätsmarktes, die für die Investitionsentscheidungen der Stromerzeuger relevant sind, bei der Prognose zukünftiger Kraft-

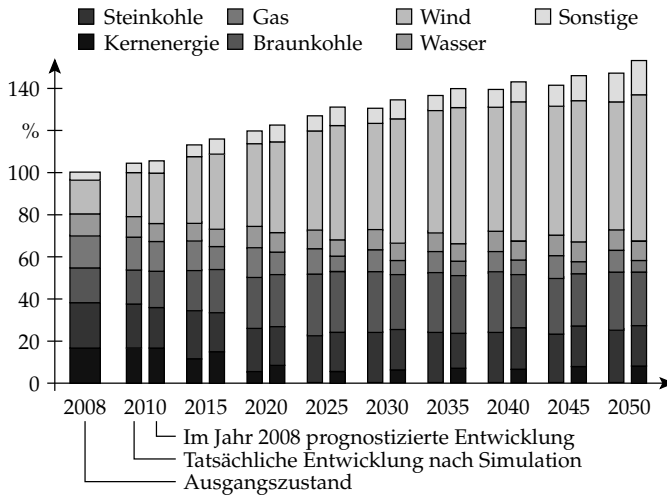


Abbildung 6.11: Vergleich der von Stromerzeugern prognostizierten Entwicklung der Erzeugungskapazitäten in Deutschland mit tatsächlicher Entwicklung nach Simulation

werksparke berücksichtigt werden. Insbesondere werden die individuellen Präferenzen der einzelnen Akteure – beispielsweise die Risikoaversion der Stromerzeuger – ausschließlich bei der Simulation des Verhaltens dieser Akteure und nicht bei der Prognose zukünftiger Kraftwerksparke berücksichtigt. Die prognostizierten Erzeugungskapazitäten sind daher stärker von Randbedingungen, die sich unmittelbar auf die spezifischen Stromerzeugungskosten unterschiedlicher Erzeugungstechnologien auswirken, abhängig, als das Ergebnis der dynamischen Simulation.

- Die Zunahme der auf regenerativen Energien – insbesondere Windenergie – basierenden Erzeugungskapazitäten wird in den Prognosen der Stromerzeuger und Netzbetreiber ebenfalls überschätzt. Auch dies ist durch die unvollständige Berücksichtigung der individuellen Präferenzen von Stromerzeugern begründet. Das Ergebnis der Prognose der zukünftig installierten und auf regenerativen Energien basierenden Erzeugungskapazitäten wird stärker als die Ergebnisse der Simulation durch die Zielvorgaben politischer Akteure und das Ausbaupotenzial (vgl. Abschnitt 4.2.2.1) der jeweiligen Erzeugungstechnologie im betrachteten Marktgebiet bestimmt. Die Übereinstimmung zwischen der

prognostizierten und der tatsächlichen Entwicklung in Abbildung 6.11 ist für die auf Wasserkraft basierende Erzeugungskapazität höher als für die Erzeugungskapazität auf Basis von Windenergie, da das Ausbaupotenzial für Wasserkraftwerke in Deutschland in der Basisvariante entsprechend den realen Bedingungen sehr niedrig ist. Die Auswirkungen der individuellen Präferenzen der Stromerzeuger auf die Entwicklung der Erzeugungskapazitäten sind daher für Wasserkraftwerke ebenfalls geringer als für Windenergieanlagen.

Die von Stromerzeugern und Netzbetreibern prognostizierten zukünftigen Erzeugungskapazitäten sind für die Investitionsentscheidungen der Akteure nur indirekt relevant, da sie lediglich die Grundlage für die Prognose der zukünftigen Marktpreise und der durch Verkauf elektrischer Energie erzielbaren Erlöse bilden (vgl. Abschnitt 5.5.1.4). Entscheidender als die Übereinstimmung zwischen der prognostizierten und der tatsächlichen Entwicklung der Erzeugungskapazitäten ist demnach, ob die Prognose zukünftiger Kraftwerksparks hinreichend exakte Ergebnisse für die Abschätzung der Rentabilität von Investitionen in neue Erzeugungskapazität liefert. Dies ist beispielsweise nicht der Fall, wenn die prognostizierte und die tatsächliche Entwicklung der Erzeugungskapazitäten entsprechend Abbildung 6.11 zwar näherungsweise identisch sind, die Grenzkosten der Stromerzeugung in den charakteristischen Zeitbereichen des Marktmodells jedoch systematisch unter- oder überschätzt werden.

In dem in dieser Arbeit entwickelten Simulationsverfahren werden die für elektrische Energie zu zahlenden Marktpreise nicht als Ergebnis der Simulation berechnet, da die Bewertung des Wettbewerbsverhaltens der Stromerzeuger nicht im Fokus der Arbeit steht (vgl. Abschnitt 2.3.1 und Abschnitt 4.1). Die unter Berücksichtigung des Wettbewerbsverhaltens der Stromerzeuger resultierenden, realitätsnahen Marktpreise für elektrische Energie werden lediglich innerhalb der Simulation des Verhaltens der Marktteilnehmer ermittelt, um die Rentabilität von Investitionen in Erzeugungskapazitäten bewerten zu können. Als Ergebnis der Simulation werden hingegen die Grenzkosten der Stromversorgung für die einzelnen Knoten des Netzmodells berechnet (vgl. Abbildung 6.7), da diese eine objektive Kenngröße zur Bewertung von Markteigenschaften darstellen. Innerhalb des Analysezeitraums steigende oder sinkende Grenzkosten der Stromversorgung sind ein Indiz, dass auch die unter Berücksichtigung des Wettbewerbsverhaltens der Stromerzeuger in der Realität zu zahlenden Marktpreise innerhalb des simulierten Zeitraums steigen oder sinken.

Im Folgenden werden die durchschnittlichen Grenzkosten der Stromversorgung in den acht charakteristischen Zeitbereichen eines Jahres für einen exemplarischen Netzknoten sowohl auf Basis der Simulationsergebnisse als auch auf Basis der von Stromerzeugern prognostizierten Kraftwerksparks berechnet. Abbildung 6.12 zeigt

diese durchschnittlichen Grenzkosten absteigend sortiert über der kumulierten Dauer der Zeitbereiche. Der exemplarische Knoten liegt in der Mitte Deutschlands.

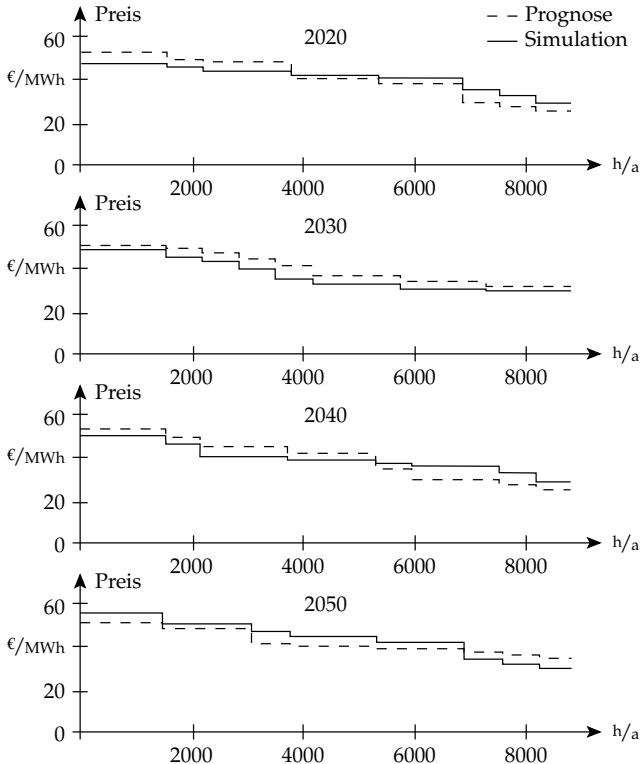


Abbildung 6.12: Vergleich der Grenzkosten der Stromerzeugung auf Basis der von Stromerzeugern prognostizierten Kraftwerksparks und der tatsächlichen Erzeugungskapazitäten nach Simulation für exemplarischen Netzknoten

Der in Abbildung 6.12 dargestellte Vergleich der Grenzkosten zeigt, dass die tatsächlichen Grenzkosten der Stromerzeugung in den von Stromerzeugern und Netzbetreibern erstellten Prognosen nicht systematisch über- oder unterschätzt werden. Die in Abschnitt 5.5.1.3 erläuterte Methodik zur Prognose zukünftiger Kraftwerksparks ist demnach als Basis für die Bewertung von Investitionsentscheidungen durch Stromer-

zeuger geeignet. Abweichungen zwischen den auf Basis der Prognosen und den auf Basis der Simulationsergebnisse ermittelten Grenzkosten sind unvermeidlich, da die Standorte zukünftiger Kraftwerke bei der Simulation des Verhaltens der Akteure nicht prognostiziert werden und die zukünftig erwarteten Grenzkosten der Stromversorgung daher generell mit Unsicherheiten behaftet sind.

Die Übereinstimmung zwischen den prognostizierten und den tatsächlichen Entwicklungen von Markteigenschaften in Abbildung 6.11 und Abbildung 6.12 kann grundsätzlich darin begründet sein, dass Stromerzeuger ihre Erwartungen über die Entwicklungen von Markteigenschaften durch die von ihnen getroffenen Investitionsentscheidungen selbst erfüllen. Die dynamische Simulation der Entwicklung des Elektrizitätsmarktes würde in derartigen Fällen keine zusätzlichen Erkenntnisse liefern, die über die Ergebnisse der modellendogenen Prognose zukünftiger Kraftwerksparks hinausgehen.

In dem entwickelten Simulationsverfahren sind derartige Zusammenhänge zwischen den Prognosen und dem Verhalten der Stromerzeuger ausgeschlossen, da die Investitionsentscheidungen der Stromerzeuger ausschließlich auf der erwarteten Rendite möglicher Investitionen in Erzeugungskapazitäten basieren. Das Verhalten dieser Akteure wird daher durch die Prognosen über die Entwicklung unsicherer Randbedingungen beeinflusst, aber nicht vollständig bestimmt. Durch individuelle Präferenzen der Akteure hinsichtlich der erwarteten Rendite und des mit einer Investition verbundenen Risikos, sowie durch individuelle Randbedingungen der Akteure wie beispielsweise das für Investitionen zur Verfügung stehende Kapital, können sich Abweichungen zwischen dem prognostizierten und dem tatsächlichen Verhalten der Akteure ergeben. Das entwickelte Simulationsverfahren berücksichtigt demnach implizit, dass Stromerzeuger nur unvollständige Informationen über die Präferenzen der anderen Marktteilnehmer besitzen.

6.2 Variante 1 – Anstieg der Primärenergiepreise

In diesem Abschnitt wird untersucht, wie sich Änderungen der Primärenergiepreise innerhalb des Analysezeitraums auf die Entwicklung des europäischen Elektrizitätsmarktes auswirken. Bei dieser Untersuchung ist zu unterscheiden, ob sich lediglich die von Stromerzeugern und Netzbetreibern prognostizierten Entwicklungen der Primärenergiepreise im Vergleich zu den in der Basisvariante angenommenen Prognosen ändern, oder ob sich gleichzeitig oder ausschließlich die tatsächliche Entwicklung der Primärenergiepreise im Vergleich zur Basisvariante ändert.

- Für die Investitionsentscheidungen der Stromerzeuger in einem einzelnen Zeitschritt sind ausschließlich die von diesen Akteuren erstellten Prognosen und damit die Erwartungen der Marktteilnehmer über die zukünftige Entwicklung unsicherer Randbedingungen relevant (vgl. Abschnitt 5.5.1). Da die zukünftige, tatsächliche Entwicklung der Primärenergiepreise zum Zeitpunkt der Investitionsentscheidung nicht bekannt ist, wird sie bei der Simulation des Verhaltens der Stromerzeuger nicht berücksichtigt. Grundsätzlich können Korrelationen zwischen den von Teilnehmern des europäischen Elektrizitätsmarktes erstellten Prognosen über die zukünftige Entwicklung der Primärenergiepreise und die tatsächliche Entwicklung dieser Randbedingungen in der Vergangenheit existieren. Derartige Wechselwirkungen müssen jedoch bei der Parametrierung des Verfahrens und des Modells durch den Anwender beachtet werden und sind demnach modellendogen nicht zu berücksichtigen.
- Die Entwicklung der aus Sicht der Netzkunden relevanten Markteigenschaften – insbesondere der Preise für elektrische Energie – wird sowohl durch die Erwartungen der Stromerzeuger und Netzbetreiber über die Entwicklung unsicherer Randbedingungen als auch durch die tatsächlich eintretende Entwicklung bestimmt. Die in einem beliebigen Zeitpunkt zur Verfügung stehenden Erzeugungskapazitäten resultieren zwar aus den Investitionsentscheidungen der Stromerzeuger in der Vergangenheit und werden demnach lediglich durch die in der Vergangenheit erstellten Prognosen sowie die tatsächliche Entwicklung bis zum Zeitpunkt der Investitionsentscheidung beeinflusst, die variablen Erzeugungskosten der Kraftwerke sind hingegen von der tatsächlichen Entwicklung unsicherer Randbedingungen, beispielsweise der Primärenergiepreise, bis zu dem betrachteten Zeitpunkt abhängig.

Um die unterschiedlichen Auswirkungen der prognostizierten und der tatsächlichen Entwicklung der Primärenergiepreise zu untersuchen, wird Variante 1 in die Varianten 1a und 1b unterteilt. In Variante 1a werden im Vergleich zur Basisvariante ausschließlich die von Stromerzeugern erwarteten zukünftigen Entwicklungen der Primärenergiepreise verändert, in Variante 1b wird zusätzlich die tatsächliche Entwicklung der Primärenergiepreise innerhalb des Analysezeitraums modifiziert.

Exemplarisch werden in diesem Abschnitt Änderungen der prognostizierten und der tatsächlichen Entwicklung der Steinkohle-, Öl- und Gaspreise betrachtet, da die in Abschnitt 6.1.2 vorgestellten Simulationsergebnisse der Basisvariante zeigen, dass in Abhängigkeit von der Entwicklung dieser Primärenergiepreise einige auf Gas basierende Erzeugungskapazitäten durch Steinkohlekraftwerke ersetzt werden. Die Parametrierung der aus Sicht der Marktteilnehmer möglichen und der tatsächlichen Entwicklung der Primärenergiepreise ist detailliert in Anhang B.2 dargestellt. Alle wei-

teren Randbedingungen für die Entwicklung des betrachteten Marktes sind mit der Parametrierung der Basisvariante identisch.

- In Variante 1a wird angenommen, dass Stromerzeuger und Netzbetreiber den in der Basisvariante vorausgesetzten starken Anstieg der Gaspreise innerhalb des Analyse- und des Betrachtungszeitraums erheblich unterschätzen. Gleichzeitig wird der in der Basisvariante angenommene moderate Anstieg der Steinkohlepreise deutlich überschätzt. Die tatsächliche Entwicklung der Primärenergiepreise ist hingegen im Vergleich zur Basisvariante unverändert.
- In Variante 1b prognostizieren Stromerzeuger und Netzbetreiber zu Beginn des Analysezeitraums die gleichen Entwicklungen der Primärenergiepreise wie in Variante 1a. Im Gegensatz zu Variante 1a wird jedoch angenommen, dass die in zukünftigen Zeitpunkten erreichten Preise den von den Akteuren zu Beginn des Analysezeitraums erwarteten Primärenergiepreisen für den jeweiligen Zeitpunkt entsprechen. Im Vergleich zur Basisvariante steigen die Preise für Steinkohle demnach in Variante 1b deutlich stärker, während ein geringerer Anstieg der Gaspreise unterstellt wird.

Im Folgenden wird die Entwicklung der Erzeugungskapazitäten nach Primärenergieträgern in Abhängigkeit von den Prognosen der Marktteilnehmer und der tatsächlichen Entwicklung unsicherer Randbedingungen untersucht. Hierzu zeigt Abbildung 6.13 die Struktur des europäischen Kraftwerksparks in unterschiedlichen Zeitpunkten innerhalb des Analysezeitraums in Variante 1a und Variante 1b.

Im Vergleich zu der in Abbildung 6.2 dargestellten Entwicklung der Erzeugungskapazitäten in der Basisvariante werden sowohl in Variante 1a als auch in Variante 1b deutlich weniger Gaskraftwerke durch andere Erzeugungstechnologien substituiert. Dies ist auf die im Vergleich zur Basisvariante entsprechend der erwarteten Entwicklung der Primärenergiepreise geringeren spezifischen Stromerzeugungskosten der Gaskraftwerke zurückzuführen, die den Investitionsentscheidungen der Stromerzeuger zugrunde liegen (vgl. Abschnitt 5.5.1 und Abschnitt 5.5.2). Da die tatsächlichen Primärenergiepreise für Gas in Variante 1a stärker steigen als in Variante 1b, ist der Anteil der Gaskraftwerke an der insgesamt installierten Erzeugungskapazität in Variante 1b größer als in Variante 1a.

Die Entwicklung der auf sonstigen Primärenergieträgern basierenden Erzeugungskapazitäten ändert sich im Vergleich zu der Entwicklung in der Basisvariante nur geringfügig. Insbesondere bleibt die in den einzelnen Zeitschritten insgesamt installierte Erzeugungskapazität im Vergleich zur Basisvariante nahezu unverändert. Die

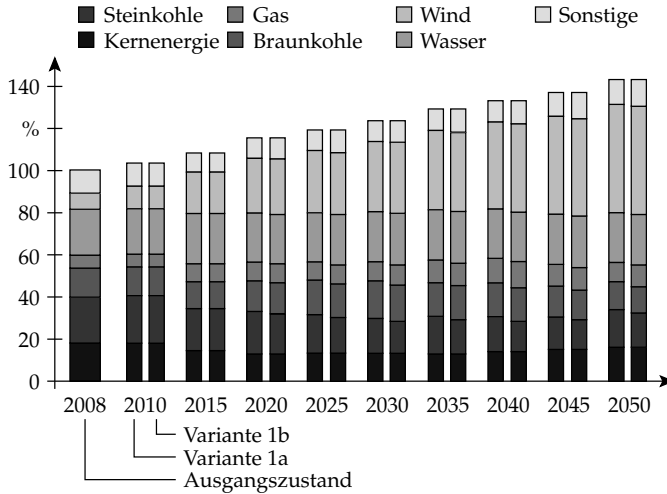


Abbildung 6.13: Entwicklung der Erzeugungskapazitäten in Europa nach Primärenergieträgern (Variante 1)

in Variante 1a und Variante 1b zusätzlich zur Verfügung stehende Erzeugungskapazität der Gaskraftwerke wird demnach nicht ergänzend, sondern anstelle einiger der in der Basisvariante gebauten Kraftwerke errichtet. Dies wirkt sich überwiegend auf die gesamte Erzeugungskapazität konventioneller thermischer Kraftwerke aus, da die auf regenerativen Energien basierenden Erzeugungsanlagen politisch gefördert werden und daher eine von der Kapazität sonstiger Erzeugungsanlagen weitgehend – zumindest bei Vernachlässigung technischer Restriktionen des Übertragungsnetzes – unabhängige Rendite besitzen.

Neben der Entwicklung der Erzeugungskapazitäten sind die Auswirkungen der prognostizierten und der tatsächlichen Entwicklung der Primärenergiepreise auf die Grenzkosten der Versorgung mit elektrischer Energie für die Entwicklung des betrachteten Elektrizitätsmarktes relevant. Diese Grenzkosten werden jedoch neben den Primärenergiepreisen entscheidend durch andere Einflussfaktoren wie beispielsweise die ökonomischen und technischen Eigenschaften der Erzeugungstechnologien, die Standorte von Kraftwerken und die Entwicklung der Übertragungskapazitäten beeinflusst. Es ist daher möglich, dass der Einfluss der Primärenergiepreise auf die Grenzkosten der Stromversorgung von anderen Einflussfaktoren dominiert und überlagert wird.

Um die Auswirkungen überwiegend lokal wirksamer Einflussfaktoren bei der Analyse der Grenzkostenentwicklung zu minimieren, werden im Folgenden die durchschnittlichen Grenzkosten über alle innerhalb Deutschlands liegenden Netzknoten und alle Stunden eines Jahres untersucht. Die Entwicklung dieser jährlich durchschnittlichen Grenzkosten ist in Abbildung 6.14 dargestellt.

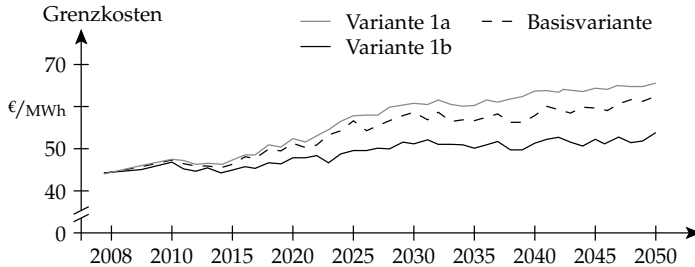


Abbildung 6.14: Entwicklung der durchschnittlichen Grenzkosten der Stromversorgung in Deutschland (Basisvariante und Variante 1)

Die Entwicklung der durchschnittlichen Grenzkosten in Deutschland folgt langfristig einem Trend, der wesentlich durch die Entwicklung der Primärenergiepreise bestimmt wird. Aufgrund der begrenzten Übertragungskapazitäten im europäischen Verbundnetz entsprechen die Grenzkosten der Stromerzeugung nicht zwangsläufig den variablen Kosten des anhand der Merit Order systemweit letzten zur Stromerzeugung eingesetzten Kraftwerks. Dennoch beeinflussen die variablen Kosten dieses Kraftwerks in vielen Fällen die durchschnittlichen Grenzkosten an Netzknoten wesentlich. Da Gaskraftwerke aufgrund ihrer technischen und ökonomischen Eigenschaften üblicherweise hohe variable Kosten besitzen, ist die Entwicklung der Gaspreise für die Entwicklung der durchschnittlichen Grenzkosten besonders relevant.

In der Basisvariante steigen die Primärenergiepreise für Gas innerhalb der ersten 20 Jahre deutlich und in den darauffolgenden Jahren moderat an (vgl. Anhang B.1). Diese langfristige Entwicklung ist auch im Verlauf der durchschnittlichen Grenzkosten in der Basisvariante in Abbildung 6.14 erkennbar. Zudem wird die langfristige Entwicklung der Grenzkosten durch Schwankungen in kurzfristigen Zeiträumen von wenigen Jahren, die durch Änderungen der Übertragungskapazitäten und Änderungen der Erzeugungskapazitäten durch neu errichtete und altersbedingt abgeschaltete Kraftwerke verursacht werden, überlagert.

In Variante 1a steigen die durchschnittlichen Grenzkosten der Stromversorgung stärker als in der Basisvariante, da aufgrund der für Investitionsentscheidungen relevan-

ten Prognosen der Stromerzeuger mehr auf Gas basierende Erzeugungskapazitäten als in der Basisvariante errichtet werden (vgl. Abbildung 6.2 und Abbildung 6.13). Die tatsächliche Entwicklung der Primärenergiepreise ist zwar zur Entwicklung in der Basisvariante identisch, Gaskraftwerke besitzen aufgrund ihres in Variante 1a höheren Anteils an der gesamten Erzeugungskapazität jedoch einen stärkeren Einfluss auf die durchschnittlichen Grenzkosten der Stromversorgung als in der Basisvariante. In Kombination mit dem im Vergleich zur Basisvariante unverändert angenommenen, starken Anstieg der Gaspreise im Analyse- und Betrachtungszeitraum führt dieser stärkere Einfluss zu zusätzlich steigenden durchschnittlichen Grenzkosten der Stromversorgung.

In Variante 1b entspricht die tatsächliche Entwicklung der Primärenergiepreise den Erwartungswerten der von Stromerzeugern und Netzbetreibern erstellten Prognosen. Innerhalb des Betrachtungszeitraums steigen die Gaspreise demnach deutlich geringer als in der Basisvariante. Entsprechend Abbildung 6.13 führt dies zu einem im Vergleich zu Variante 1a weiteren Anstieg der auf Gas basierenden Erzeugungsanlagen an der insgesamt verfügbaren Erzeugungskapazität. Auch in Variante 1b wird die Entwicklung der durchschnittlichen Grenzkosten der Stromversorgung demnach überwiegend durch die Entwicklung der variablen Erzeugungskosten von Gaskraftwerken beeinflusst. Hieraus folgt insgesamt die in Abbildung 6.14 dargestellte Entwicklung der Grenzkosten, die innerhalb des Analysezeitraums in Variante 1b deutlich geringer steigen als in Variante 1a und in der Basisvariante.

6.3 Variante 2 – Einfluss der Kernkraftwerke

In dieser Variante wird untersucht, wie sich der in der Realität in Deutschland vereinbarte Ausstieg aus der Kernenergie auf die Entwicklung des europäischen Elektrizitätsmarktes auswirkt. Da die den realen Randbedingungen des Elektrizitätsmarktes in Deutschland entsprechenden Vorgaben zum Ausstieg aus der Kernenergie bereits in der Basisvariante berücksichtigt werden (vgl. Abschnitt 6.1), werden diese Restriktionen in Variante 2 nicht berücksichtigt. Alle weiteren Parameter der Simulation bleiben im Vergleich zur Basisvariante unverändert (vgl. Anhang B.3). Durch Vergleich der Simulationsergebnisse für die Basisvariante und Variante 2 können demnach die Auswirkungen des ausschließlich in der Basisvariante betrachteten Ausstiegs aus der Kernenergie in Deutschland quantifiziert werden.

Abbildung 6.15 zeigt die Entwicklung der Erzeugungskapazitäten in Deutschland innerhalb des Analysezeitraums in Variante 2. Die Auswirkungen des Ausstiegs aus der Kernenergie auf die Entwicklung dieser Erzeugungskapazitäten werden durch

Vergleich dieser Darstellung mit Abbildung 6.1, in der die Entwicklung der Erzeugungskapazitäten in Deutschland in der Basisvariante gezeigt ist, deutlich.

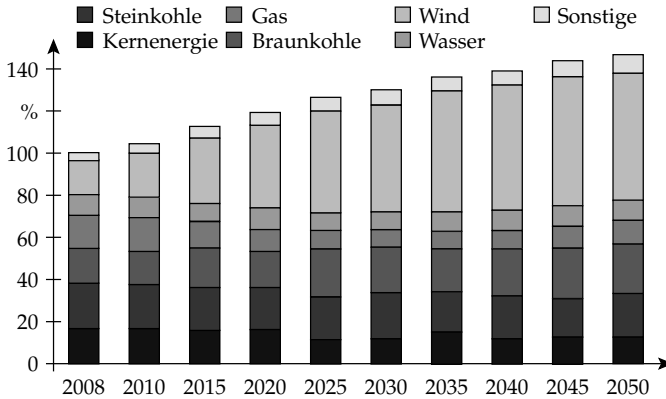


Abbildung 6.15: Entwicklung der Erzeugungskapazitäten in Deutschland nach Primärenergieträgern (Variante 2)

Im Gegensatz zu der Entwicklung der Erzeugungskapazitäten in der Basisvariante ist die Nutzung der Kernenergie zur Stromerzeugung in Variante 2 innerhalb des gesamten Analysezeitraums möglich. Da Kernkraftwerke unter den angenommenen ökonomischen und technischen Eigenschaften (vgl. Anhang A.4) sowie unter den von Stromerzeugern prognostizierten Entwicklungen der Erzeugungskapazitäten rentabel sind, werden innerhalb des Analysezeitraums neue Kernkraftwerke in Deutschland durch Marktteilnehmer errichtet.

Die gesamte Erzeugungskapazität der auf Kernenergie basierenden Erzeugungsanlagen nimmt innerhalb des Analysezeitraums analog zu der gesamten Erzeugungskapazität konventioneller thermischer Kraftwerke geringfügig ab, da die auf regenerativen Energien – insbesondere auf Windenergie – basierenden Erzeugungsanlagen politisch gefördert werden und einen zunehmenden Anteil der insgesamt erzeugten elektrischen Energie übernehmen. Da Stromerzeuger in ihren Investitionsentscheidungen auch windschwache Zeitpunkte, in denen die Nachfrage nach elektrischer Energie ebenfalls gedeckt werden muss, berücksichtigen, steht jedoch innerhalb des gesamten Analysezeitraums hinreichende Erzeugungskapazität zur Deckung der Nachfrage in derartigen Zeitpunkten zur Verfügung.

Da die insgesamt benötigte Erzeugungskapazität durch die Entwicklung der Nachfrage und damit im Vergleich zur Basisvariante unverändert ist, ersetzen die in Variante 2 zusätzlich zur Verfügung stehenden Kernkraftwerke einige konventionelle thermische Erzeugungsanlagen. Die gesamte installierte Erzeugungsleistung derartiger Kraftwerke nimmt daher im Vergleich zur Basisvariante ab. Dies betrifft insbesondere Stein- und Braunkohlekraftwerke, da diese Kraftwerke analog zu Kernkraftwerken sinnvoll zur Deckung der Grundlast eingesetzt werden können. Die gesamte Erzeugungskapazität der am Ende des Analysezeitraums zur Verfügung stehenden, auf Gas basierenden Kraftwerke ist in Variante 2 hingegen nur unwesentlich geringer als in der Basisvariante, da derartige Kraftwerke überwiegend zur Deckung der Spitzenlast eingesetzt werden.

Die Entwicklung der im gesamten europäischen Elektrizitätsmarkt installierten Erzeugungskapazitäten bei Vernachlässigung des Ausstiegs aus der Kernenergie in Deutschland zeigt Abbildung 6.16. Die Auswirkungen des Kernenergieausstiegs in Deutschland auf den gesamten europäischen Kraftwerkspark können durch Vergleich dieser Darstellung mit Abbildung 6.2 untersucht werden.

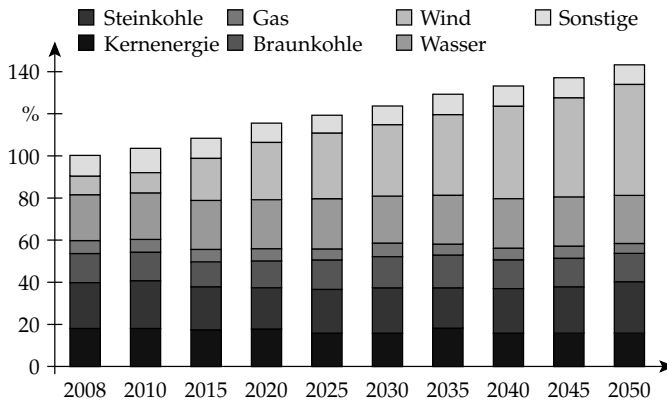


Abbildung 6.16: Entwicklung der Erzeugungskapazitäten in Europa nach Primärenergieträgern (Variante 2)

Analog zu der Entwicklung der Erzeugungskapazitäten in Deutschland stehen am Ende des Analysezeitraums auch im europäischen Kraftwerkspark mehr auf Kernenergie basierende Erzeugungsanlagen für die Erzeugung elektrischer Energie als in der Basisvariante zur Verfügung. Die in Variante 2 zusätzlich verfügbaren Kernkraftwerke entsprechen den in Deutschland neu errichteten oder im Vergleich zur Basisvariante länger genutzten Erzeugungsanlagen.

Auch im europäischen Kraftwerkspark wird die gesamte Erzeugungskapazität konventioneller thermischer Kraftwerke im Vergleich zur Basisvariante durch die in Variante 2 zusätzlich verfügbaren Kernkraftwerke reduziert. Da in der Basisvariante ausschließlich der Ausstieg aus der Kernenergie in Deutschland und damit lediglich in einem einzelnen Land innerhalb des Betrachtungsbereichs dieser Arbeit untersucht wird, ist die relative Änderung der Erzeugungskapazität konventioneller thermischer Kraftwerke im europäischen Kraftwerkspark deutlich geringer als bei ausschließlicher Betrachtung der in Deutschland installierten Erzeugungsanlagen. Weiterhin gilt analog zur Entwicklung der Erzeugungskapazität konventioneller thermischer Kraftwerke in Deutschland, dass durch die in Variante 2 zusätzlich zur Verfügung stehenden Kernkraftwerke überwiegend Stein- und Braunkohlekraftwerke substituiert werden.

Vor dem Hintergrund der derzeit in Europa kontrovers diskutierten Auswirkungen des Handels mit Emissionszertifikaten ist entscheidend, ob und inwieweit die von den europäischen Mitgliedstaaten vereinbarten Ziele zur Reduktion von Treibhausgasen durch Nutzung von Kernkraftwerken anstelle konventioneller thermischer Kraftwerke zur Stromerzeugung schneller oder überhaupt erreicht werden können. Um die Auswirkungen der in Variante 2 im Vergleich zur Basisvariante zusätzlich verfügbaren Kernkraftwerke auf die CO₂-Emissionen des Kraftwerksparks quantifizieren zu können, zeigt Abbildung 6.17 die Entwicklung der bei der Erzeugung elektrischer Energie im Zeitraum von einem Jahr im gesamten europäischen Kraftwerkspark entstehenden CO₂-Emissionen.

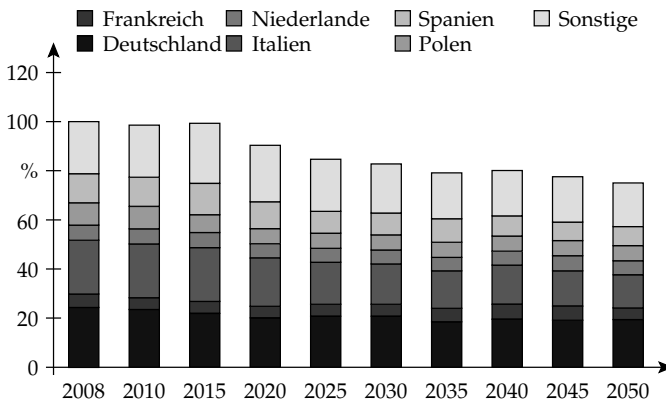


Abbildung 6.17: Entwicklung der CO₂-Emissionen durch Stromerzeugung in Europa (Variante 2)

Im Vergleich zu der in Abbildung 6.4 dargestellten Entwicklung der Emissionen in der Basisvariante ändern sich in Variante 2 vor allem die von Kraftwerken in Deutschland verursachten Emissionen deutlich. Dies ist auf den Einsatz der innerhalb des Analysezeitraums in Deutschland neu errichteten oder im Vergleich zur Basisvariante länger genutzten Kernkraftwerke zur Stromerzeugung zurückzuführen. Die CO₂-Emissionen der sonstigen Länder entsprechen den in der Basisvariante ermittelten Emissionen weitgehend. Abweichungen entstehen lediglich durch Änderungen des Austauschs elektrischer Energie zwischen benachbarten Ländern, die wiederum auf die Unterschiede zwischen dem deutschen Kraftwerkspark in der Basisvariante und Variante 2 zurückzuführen sind.

Die am Ende des Analysezeitraums erreichte und auf die Emissionen im ersten Zeitschritt der Simulation bezogene Reduktion der CO₂-Emissionen ist in Variante 2 rund sechs Prozentpunkte höher als in der Basisvariante. Dies verdeutlicht die Bedeutung der Kernkraftwerke für die Entwicklung der bei der Stromerzeugung entstehenden CO₂-Emissionen in Europa.

Auf Basis der Ergebnisse des in dieser Arbeit entwickelten Simulationsverfahrens kann weiterhin untersucht werden, welche volkswirtschaftlichen Kosten durch die Vermeidung von CO₂-Emissionen entstehen, da die Kosten für Emissionszertifikate eine durch den Anwender des Simulationsverfahrens parametrierbare Randbedingung an die Entwicklung des Elektrizitätsmarktes darstellen und bei der Simulation des Verhaltens der Stromerzeuger berücksichtigt werden (vgl. Abschnitt 5.5.1). Die für eine Volkswirtschaft entstehenden Kosten können sachgerecht jedoch nur bei gleichzeitiger Bewertung des durch die Vermeidung von CO₂-Emissionen erzielten Nutzens bewertet werden. Dieser Nutzen entspricht externen Kosten der Stromerzeugung³ – beispielsweise durch Beeinflussung der Lebensqualität und Gesundheitsschädigungen durch Emissionen – und kann nur in einem Betrachtungsbereich, der deutlich über die in Abschnitt 4.1 erläuterten Systemgrenzen der vorliegenden Arbeit hinausgeht, quantifiziert werden. Die Bewertung der Kosten durch Vermeidung von CO₂-Emissionen ist daher nicht Gegenstand dieser Arbeit.

6.4 Variante 3 – Änderungen der Nachfrage

In Variante 3 wird die Entwicklung der Nachfrage nach elektrischer Energie innerhalb des Betrachtungszeitraums im Vergleich zur Basisvariante variiert. Durch Vergleich der Simulationsergebnisse für Variante 3 und die Basisvariante wird deutlich,

³vgl. Feess (2004), Kap. 19.

wie sich Änderungen der Nachfrage auf die Entwicklung des europäischen Elektrizitätsmarktes auswirken.

Analog zu den in Variante 1 dargestellten Untersuchungen für Änderungen der Primärenergiepreise (vgl. Abschnitt 6.2) muss in Variante 3 zwischen Änderungen der Nachfrage, die lediglich von Stromerzeugern und Netzbetreibern erwartet werden, und Änderungen der tatsächlichen Entwicklung dieser Randbedingung innerhalb des Analysezeitraums unterschieden werden.

- Änderungen der von Marktteilnehmern prognostizierten, zukünftigen Entwicklung der Nachfrage sind unmittelbar für Investitionsentscheidungen der Stromerzeuger und Netzbetreiber relevant. Aufgrund der üblicherweise nicht vernachlässigbaren Errichtungsdauer von Erzeugungsanlagen (vgl. Anhang A.4.2) und Übertragungsleitungen sind sowohl Stromerzeuger als auch Netzbetreiber gezwungen, den bestehenden Kraftwerkspark und das Übertragungsnetz vorausschauend zu planen und auszubauen. Gleichzeitig nimmt die Bedeutung von zukünftig erwarteten Nachfragesituationen mit zunehmendem Prognosezeitpunkt ab, da Investitionen, die nicht zwingend erforderlich sind und deren Rentabilität mit Unsicherheiten behaftet ist, auf zukünftige Zeitpunkte verschoben werden können und sollten.
- Die tatsächliche Entwicklung der Nachfrage beeinflusst sowohl die Investitionsentscheidungen der Stromerzeuger und Netzbetreiber als auch die Auslastung der in einem beliebigen Zeitpunkt zur Stromerzeugung verfügbaren Erzeugungsanlagen. Bei steigender Nachfrage nach elektrischer Energie werden sowohl bestehende als auch kurzfristig neu errichtete Kraftwerke in unmittelbarer bevorstehenden Zeitpunkten besser ausgelastet und erwirtschaften daher höhere Erlöse. Gleichzeitig steigt der Marktpreis für elektrische Energie mit der Nachfrage, wenn zusätzliche Erzeugungskapazitäten zur Versorgung der höheren Nachfrage nur zeitverzögert errichtet werden können.

Um die unterschiedlichen Auswirkungen der von Marktteilnehmern prognostizierten und der tatsächlichen Entwicklung der Nachfrage auf die Entwicklung des Elektrizitätsmarktes beurteilen zu können, wird Variante 3 analog zu Variante 1 in Variante 3a und Variante 3b unterteilt. Die Parametrierung dieser Varianten ist detailliert in Anhang B.4 erläutert.

- In Variante 3a wird angenommen, dass Stromerzeuger und Netzbetreiber die Steigerung der Nachfrage innerhalb des Analysezeitraums erheblich überschätzen. Die tatsächliche Entwicklung der Nachfrage entspricht der in der Basisvari-

ante angenommenen Entwicklung und stagniert demnach innerhalb des gesamten Analysezeitraums. Um die Auswirkungen einer Überschätzung der Nachfragesteigerung zu verdeutlichen, wird weiterhin angenommen, dass Stromerzeuger und Netzbetreiber die prognostizierte Laststeigerung sicher erwarten und keine Unsicherheiten dieser Entwicklung betrachten.

- In Variante 3b entsprechen die Prognosen der Marktteilnehmer der von Stromerzeugern und Netzbetreibern in Variante 3a erwarteten Entwicklung der Nachfrage. Anders als in Variante 3a wird jedoch angenommen, dass die tatsächliche Nachfrage nach elektrischer Energie innerhalb des Analysezeitraums signifikant steigt. Die tatsächliche Entwicklung der Nachfrage wird durch die Prognosen der Marktteilnehmer auch in Variante 3b überschätzt, die Differenz zwischen der zu Beginn des Analysezeitraums erwarteten und der tatsächlichen Entwicklung ist jedoch geringer als in Variante 3a.

Die aus diesen Annahmen in Variante 3a und Variante 3b folgende Entwicklung der Erzeugungskapazitäten nach Primärenergieträgern in Europa ist in Abbildung 6.18 dargestellt.

In Variante 3a steigt die insgesamt installierte Erzeugungskapazität im europäischen Kraftwerkspark innerhalb des Analysezeitraums im Vergleich zur Basisvariante nur geringfügig (vgl. Abbildung 6.2). Bei der Bewertung von Investitionsentscheidungen unterstellen Stromerzeuger zwar einen deutlichen Anstieg der Nachfrage nach elektrischer Energie, der jedoch überwiegend langfristig wirksam ist. Aufgrund der bei der Berechnung des Barwertes von Investitionen erforderlichen Diskontierung zukünftiger Erlöse (vgl. Abschnitt 5.5.1.4) ist der Einfluss der langfristig erhöhten Nachfrage auf die Rendite unmittelbar bevorstehender Investitionen gering. Kurzfristig ist hingegen nur die Errichtung weniger zusätzlicher Erzeugungskapazitäten sinnvoll, da die tatsächliche Entwicklung der Nachfrage stagniert und daher ausschließlich altersbedingt abzuschaltende Kraftwerke ersetzt werden müssen.

In Variante 3b steigt die insgesamt installierte Erzeugungskapazität deutlich, da die zu Beginn des Analysezeitraums verfügbaren Erzeugungsanlagen nicht zur Deckung der über den betrachteten Zeitraum deutlich gestiegenen Nachfrage ausreichen. Durch den kontinuierlichen Anstieg der Nachfrage innerhalb des Analysezeitraums erwirtschaften auch Kraftwerke, die zusätzlich zu den bereits bestehenden Erzeugungsanlagen errichtet werden, für positive Investitionsanreize hinreichende Erlöse. Da die Nachfrage nach elektrischer Energie an allen Knoten und innerhalb der charakteristischen Zeitbereiche (vgl. Abbildung 4.5) proportional skaliert wird, werden sowohl überwiegend zur Deckung der Grundlast eingesetzte Kraftwerke als auch Spitzenlastkraftwerke neu errichtet. Der Anteil der unterschiedlichen konven-

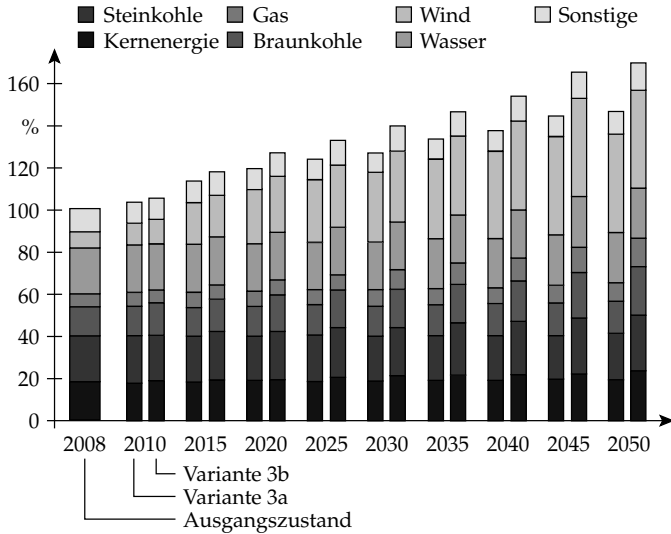


Abbildung 6.18: Entwicklung der Erzeugungskapazitäten in Europa nach Primärenergieträgern (Variante 3)

tionellen thermischen Kraftwerke an der gesamten installierten Erzeugungskapazität ändert sich daher innerhalb des Analysezeitraums auch in Variante 3b nur geringfügig.

Analog zu den in Abschnitt 6.2 erläuterten Ergebnissen für Variante 1 wird weiterhin untersucht, wie sich die Grenzkosten der Stromversorgung in Abhängigkeit von den Prognosen der Marktteilnehmer und der tatsächlichen Entwicklung der Nachfrage nach elektrischer Energie innerhalb des Analysezeitraums ändern. Um die Auswirkungen der in Abschnitt 6.2 dargestellten, kurzfristigen und überwiegend lokal wirksamen Einflussfaktoren auf die Entwicklung dieser Grenzkosten zu minimieren, werden auch im Folgenden die durchschnittlichen Grenzkosten der Stromversorgung über alle Stunden eines Jahres und alle Netzknoten innerhalb Deutschlands betrachtet. Abbildung 6.19 zeigt die Entwicklung dieser Grenzkosten für die Basisvariante und Variante 3 innerhalb des Analysezeitraums.

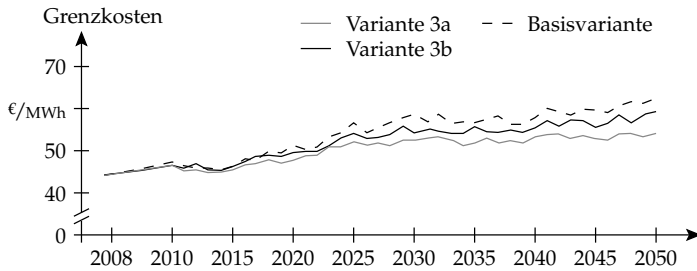


Abbildung 6.19: Entwicklung der durchschnittlichen Grenzkosten der Stromversorgung in Deutschland (Basisvariante und Variante 3)

Sowohl in Variante 3a als auch in Variante 3b sind die durchschnittlichen Grenzkosten der Stromversorgung in Deutschland am Ende des Analysezeitraums geringer als in der Basisvariante. Dies ist darauf zurückzuführen, dass Stromerzeuger und Netzbetreiber den tatsächlichen Anstieg der Nachfrage in beiden Varianten – anders als in der Basisvariante – überschätzen. Im Vergleich zu dem in der Basisvariante am Ende des Analysezeitraums erreichten Systemzustand stehen daher sowohl mehr Erzeugungskapazitäten zur Deckung der Nachfrage als auch mehr Übertragungskapazitäten zur Verfügung. Beide Effekte führen zu einer Verringerung der durchschnittlichen Grenzkosten der Stromversorgung, da einerseits die für die Grenzkosten relevanten variablen Kosten der zur Deckung der Nachfrage tatsächlich benötigten Erzeugungsanlagen geringer sind und diese Erzeugungsanlagen aufgrund der größeren Übertragungskapazität zudem effizienter eingesetzt werden können.

In Variante 3b wird der tatsächliche Anstieg der Nachfrage weniger überschätzt als in Variante 3a. Die über die tatsächlich zur Deckung der Nachfrage eingesetzten Kraftwerke hinausgehende Erzeugungskapazität ist daher in nahezu allen Zeitpunkten geringer als in der zuvor betrachteten Variante. Da gleichzeitig die für die Grenzkosten der Stromversorgung relevanten variablen Kosten der verfügbaren Erzeugungsanlagen höher sind als in Variante 3a, resultieren insgesamt die in Abbildung 6.19 dargestellten, im Vergleich zu Variante 3a höheren Grenzkosten der Stromversorgung.

Der Vergleich der Simulationsergebnisse für Variante 3a und Variante 3b mit den Ergebnissen der Basisvariante zeigt, dass die absolute Höhe der Nachfrage nach elektrischer Energie für die Grenzkosten der Stromversorgung nicht entscheidend ist. Ausschlaggebend für die Höhe der Grenzkosten ist hingegen, ob Stromerzeuger und Netzbetreiber die tatsächliche Entwicklung in ihren Investitionsentscheidungen korrekt antizipieren. Überschätzungen der tatsächlichen Entwicklung führen zu sinken-

den Grenzkosten der Stromversorgung, während unzureichende Erzeugungskapazitäten aufgrund von Unterschätzungen der tatsächlichen Entwicklung zu steigenden Grenzkosten führen. Das Ergebnis der Simulation zeigt weiterhin, in welchen Gebieten des betrachteten Elektrizitätsmarktes und an welchen Netzknoten sich die Grenzkosten der Stromversorgung innerhalb des Analysezeitraums und in Abhängigkeit von sonstigen Randbedingungen für die Entwicklung des Elektrizitätsmarktes besonders deutlich ändern.

6.5 Variante 4 – Bedeutung des Netzausbaus

Der Fokus der in diesem Abschnitt vorgestellten Variantenrechnung liegt auf der Analyse der Wechselwirkungen zwischen Stromerzeugung und -übertragung und den hieraus folgenden Restriktionen für das Verhalten der Stromerzeuger und Netzbetreiber. Innerhalb des in Kapitel 5 entwickelten Simulationsverfahrens werden die Wechselwirkungen zwischen den Investitionsentscheidungen der Stromerzeuger und der Netzbetreiber bei der Simulation des Verhaltens dieser Akteure wechselseitig berücksichtigt.

- Stromerzeuger beachten bei der Wahl des Standortes für neu zu errichtende Erzeugungsanlagen den für den Zeitpunkt der Inbetriebnahme des Kraftwerks erwarteten Zustand des Übertragungsnetzes an den zur Verfügung stehenden Standorten (vgl. Tabelle 5.1). Standorte, die über Leitungen mit überdurchschnittlich hohen Übertragungskapazitäten mit benachbarten Knoten verbunden sind, besitzen bei der Wahl des Standorts für zukünftige Erzeugungsanlagen größere Auswahlwahrscheinlichkeiten (vgl. Abschnitt 5.5.2.3). Bei der Berechnung des erwarteten Zustands des Übertragungsnetzes berücksichtigen Stromerzeuger die Genehmigungsdauer und die maximale Netzausbaugeschwindigkeit.
- Netzbetreiber berücksichtigen bei ihren Investitionsentscheidungen sowohl die bestehenden, die durch Stromerzeuger angekündigten und die zukünftig erwarteten Erzeugungsanlagen als auch die aus Sicht der Stromerzeuger für neu zu errichtende Kraftwerke präferierten Standorte. Zudem wird bei der Auswahl optimaler Netzausbaumaßnahmen die Genehmigungsdauer und die Dauer zur Durchführung dieser Maßnahmen berücksichtigt (vgl. Abschnitt 5.6). Ziel der Netzbetreiber ist, das Übertragungsnetz vorausschauend und entsprechend den Prognosen über die zukünftige Entwicklung des Elektrizitätsmarktes bedarfsgerecht auszubauen.

Die Genehmigungsdauer und die maximale Netzausbaugeschwindigkeit (vgl. Abschnitt 4.2.2) besitzen demnach zentrale Bedeutung für die Entwicklung des Elektrizitätsmarktes. Weiterhin sind diese Eigenschaften des Marktes auch für die zukünftige Entwicklung der aus Sicht der Kunden besonders relevanten Markteigenschaften bedeutend, da hinreichende Übertragungskapazitäten im europäischen Verbundnetz einen effizienten Einsatz der verfügbaren Kraftwerke und damit niedrige Grenzkosten der Stromversorgung ermöglichen.

Um die Bedeutung eines bedarfsgerechten Netzausbaus für die Entwicklung des Elektrizitätsmarktes zu analysieren, wird in der in diesem Abschnitt erläuterten Variantenrechnung die maximale Netzausbaugeschwindigkeit im Vergleich zur Basisvariante deutlich und ohne Beachtung praxisüblicher Werte für die maximale Netzausbaugeschwindigkeit im realen europäischen Elektrizitätsmarkt erhöht. Es wird angenommen, dass die Errichtung neuer Übertragungskapazitäten mit der zehnfachen der in der Basisvariante vorgegebenen Geschwindigkeit erfolgen kann. Die maximale Netzausbaugeschwindigkeit beträgt demnach in dieser Variante 600 Tsd. MW·km/a. Da die bei der Errichtung neuer Übertragungsleitungen grundsätzlich zu beachtende Genehmigungsdauer bereits in der Basisvariante vernachlässigt wird (vgl. Abschnitt 6.1.1) und der Netzausbau in Variante 4 mit höherer Geschwindigkeit erfolgen soll, wird die Genehmigungsdauer auch in dieser Variante nicht betrachtet. Weiterhin existieren keine Restriktionen hinsichtlich der durch einen einzelnen Netzbetreiber zeitgleich maximal durchführbaren Netzausbauprojekte, sodass Netzbetreiber keine Priorisierung von Ausbaumaßnahmen vornehmen müssen.

Abbildung 6.20 zeigt die Entwicklung der Kraftwerksstandorte und der Übertragungskapazitäten innerhalb des Analysezeitraums für drei exemplarische Zeitschritte. Die Darstellung erfolgt analog zu der in Abbildung 6.5 gewählten Darstellung der Simulationsergebnisse in der Basisvariante.

Im Vergleich zu der in der Basisvariante resultierenden Entwicklung der Erzeugungskapazitäten innerhalb des Analysezeitraums werden in Variante 4 mehr Kraftwerke in der Nähe von See- und Binnenhäfen errichtet. Die Ursache hierfür ist, dass die Investitionsentscheidungen der Stromerzeuger aufgrund der hohen maximalen Netzausbaugeschwindigkeit auf einem raschen Ausbau des Übertragungsnetzes basieren. Der Einfluss der unterschiedlichen Übertragungskapazitäten auf die Auswahlwahrscheinlichkeit von Standorten für neu zu errichtende Kraftwerke wird demnach geringer, sodass diese Auswahlwahrscheinlichkeiten überwiegend durch die unterschiedlichen Kosten zur Bereitstellung der jeweiligen Primärenergieträger an möglichen Standorten beeinflusst werden.

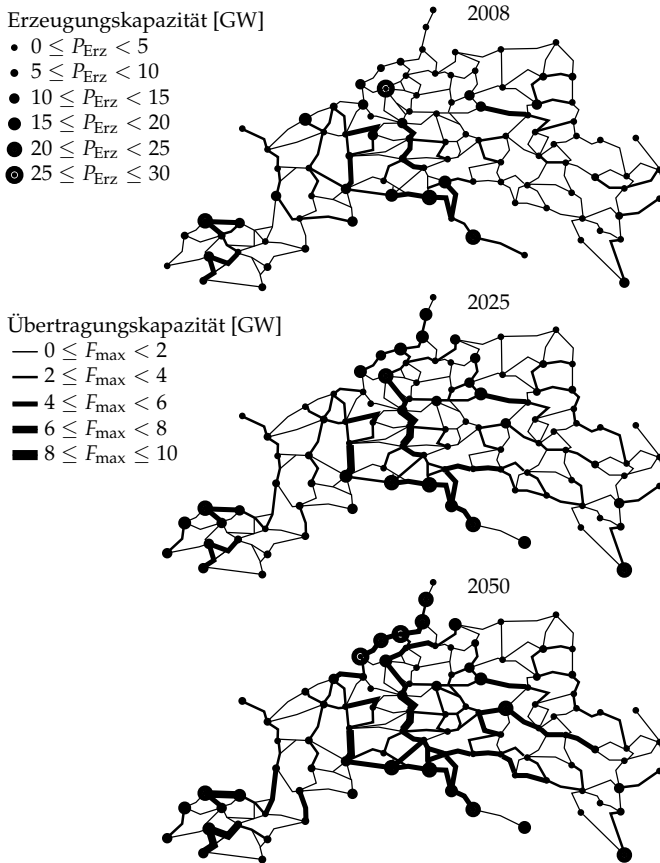


Abbildung 6.20: Entwicklung der Kraftwerksstandorte und der Übertragungskapazitäten in Europa (Variante 4)

Die Übertragungskapazitäten des Netzes steigen in Variante 4 im Vergleich zu dem in der Basisvariante am Ende des Analysezeitraums erreichten Netzzustand deutlich. Die bereits in der Basisvariante innerhalb des Analysezeitraums deutlich verstärkten Übertragungsleitungen werden in Variante 4 zusätzlich erweitert (vgl. Abbildung 6.5). Die auf die Übertragungskapazität bezogene, relative Belastung dieser

Leitungen wird dadurch jedoch nicht zwangsläufig geringer, da die Entwicklung der Erzeugungskapazitäten am Netzausbau orientiert ist und demnach auch die Absolutwerte der Leistungsflüsse auf den zusätzlich ausgebauten Übertragungsleitungen steigen.

In einer volkswirtschaftlichen Betrachtung ist entscheidend, ob durch beschleunigten Ausbau des Übertragungsnetzes die Gesamtkosten des Systems aus Stromerzeugung und -übertragung bei vollständiger Deckung der Nachfrage nach elektrischer Energie reduziert werden können. Hierfür müssen grundsätzlich auch die Kosten, die durch den Ausbau des Übertragungsnetzes entstehen, berücksichtigt werden, da bei beschleunigtem Netzausbau höhere Kosten und insbesondere Fehlinvestitionen, die durch Abweichungen zwischen der von Netzbetreibern prognostizierten und der tatsächlichen Entwicklung des Elektrizitätsmarktes verursacht werden, auftreten können.

Entsprechend den in Abschnitt 4.1 erläuterten Systemgrenzen und der in Abschnitt 5.6 entwickelten Methodik zur Simulation des Verhaltens der Netzbetreiber liegen die Kosten für Errichtung und Betrieb der Übertragungsleitungen außerhalb des Betrachtungsbereichs dieser Arbeit. Vereinfacht wird daher in diesem Abschnitt ausschließlich die Entwicklung der Grenzkosten der Stromversorgung betrachtet. Die Grenzkosten zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast in den bereits in Abbildung 6.20 betrachteten Zeitschritten sind in Abbildung 6.21 dargestellt.

Die Grenzkosten der Stromversorgung sind in Variante 4 am Ende des Analysezeitraums insbesondere an den in Deutschland liegenden Netzknoten deutlich geringer als in der Basisvariante (vgl. Abbildung 6.7). Der Ausbau des Übertragungsnetzes und die zur Verfügung stehenden Übertragungskapazitäten besitzen demnach für die an diesen Knoten angeschlossenen Netzkunden besondere Bedeutung. In anderen Gebieten des Netzes ändern sich die Grenzkosten der Stromversorgung im Vergleich zur Basisvariante hingegen nur geringfügig. Dies gilt insbesondere für Knoten, die bereits bei dem in der Basisvariante möglichen Ausbau des Übertragungsnetzes geringe Grenzkosten der Stromversorgung aufweisen, da diese aufgrund der vorgegebenen Entwicklung der Primärenergiepreise und der zur Verfügung stehenden Erzeugungstechnologien nicht beliebig reduziert werden können.

Grundsätzlich ist es möglich, dass die Grenzkosten der Stromversorgung an einzelnen Netzknoten bei beschleunigtem Ausbau des Übertragungsnetzes steigen. Dies ist auf die bei beschleunigtem Netzausbau veränderten Präferenzen der Stromerzeuger bei der Auswahl von Standorten für neu zu errichtende Kraftwerke zurückzuführen. Im Vergleich zu der in der Basisvariante resultierenden Entwicklung der Grenzkosten steigen beispielsweise die Grenzkosten an den innerhalb Frankreichs in großer Entfer-

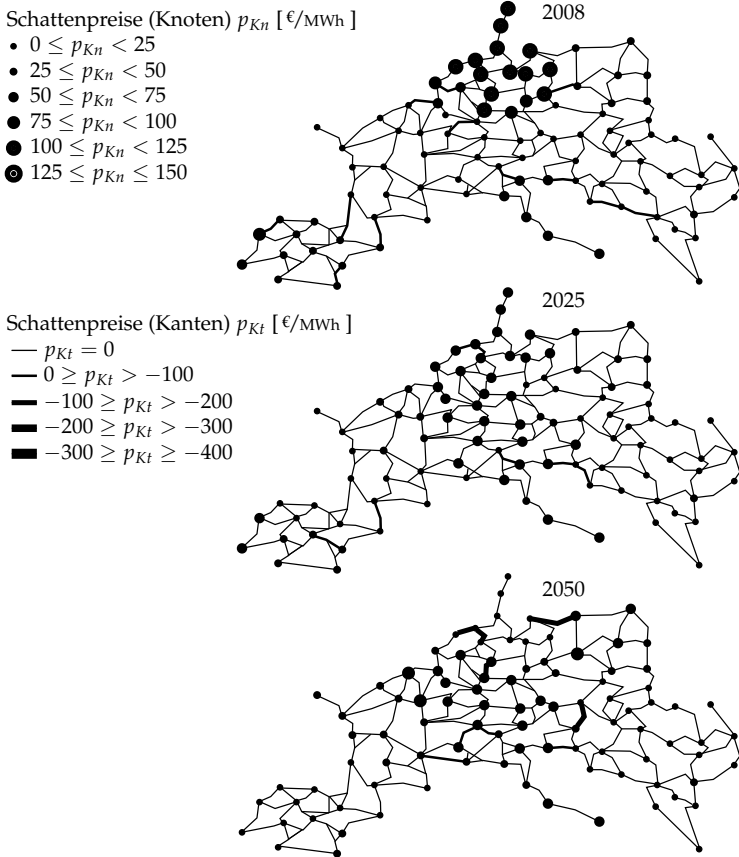


Abbildung 6.21: Entwicklung der Grenzkosten der Stromversorgung an Netzknoten und der Anreize für Netzausbau (Variante 4)

nung von der Küste liegenden Netzknoten geringfügig, da neue Kohlekraftwerke in diesem Land überwiegend in der Nähe französischer Seehäfen errichtet werden.

Die Anreize für einen weiteren Ausbau des Übertragungsnetzes sind in Variante 4 am Ende des Analysezeitraums geringer als in der Basisvariante. Abbildung 6.21 zeigt neben den Grenzkosten der Versorgung mit elektrischer Energie an den Knoten des Netzes die Werte der dualen Variablen für die aus der begrenzten Übertragungskapazität der Kanten des Netzmodells folgenden Restriktionen bei der Ermittlung des kostenminimalen Kraftwerkseinsatzes (vgl. Abschnitt 5.3). Positive Werte resultieren ausschließlich für Kanten, die bei der Minimierung der gesamten variablen Erzeugungskosten im Optimum der Optimierungsaufgabe vollständig ausgelastet sind, und entsprechen unmittelbaren Anreizen für den Ausbau des Übertragungsnetzes.

Die in Abschnitt 5.6 erläuterte Methodik zur Simulation des Verhaltens der Netzbetreiber führt demnach auch dann nicht zu einem unbeschränkten Ausbau der Übertragungskapazitäten, wenn die für den Netzausbau relevanten Restriktionen wie beispielsweise die Genehmigungsdauer und die maximale Netzausbaugeschwindigkeit, aber auch die zeitgleich durch Netzbetreiber maximal durchführbaren Netzausbauprojekte, in der Simulation vernachlässigt werden. Auf Basis der Ergebnisse des in dieser Arbeit entwickelten Simulationsverfahrens kann demnach analysiert werden, ob und inwieweit die Entwicklung des europäischen Elektrizitätsmarktes durch derartige Restriktionen beeinflusst wird.

6.6 Variante 5 – Auswirkungen von Modellannahmen

Abschließend wird in diesem Abschnitt untersucht, wie die Ergebnisse des in Kapitel 5 vorgestellten Simulationsverfahrens durch Annahmen, die bei der Entwicklung des Verfahrens getroffen wurden, beeinflusst werden. Derartige Annahmen sind unvermeidlich, da nach dem derzeitigen Stand der Forschungsarbeiten, die sich mit der Entwicklung von Elektrizitätsmärkten beschäftigen, nicht alle in Märkten für elektrische Energie relevanten Wirkungszusammenhänge vollständig bekannt sind. Einige Wechselwirkungen zwischen dem Verhalten der unterschiedlichen Marktteilnehmer werden daher nach dem derzeitigen Stand der Forschung nur vermutet und können allenfalls empirisch oder unter erheblichen Unsicherheiten belegt werden (vgl. Kapitel 2).

Um die Auswirkungen der bei der Verfahrensentwicklung getroffenen Annahmen zu quantifizieren, werden zusätzliche Variantenrechnungen durchgeführt. Abschnitt 6.6.1 stellt die Ergebnisse einer Variante 5a, in der die Auswirkungen des in Abschnitt 5.5.1.4 definierten Erlöskorrekturfaktors analysiert werden, vor. Abschnitt 6.6.2 untersucht anschließend in Variante 5b, wie sich die Ergebnisse mehrerer Simulationsrechnungen bei identischen Parametrierungen des Verfahrens und

des der Simulation zugrunde liegenden Modells aufgrund stochastischer Simulationseigenschaften unterscheiden.

6.6.1 Einfluss des Erlöskorrekturfaktors

Durch den in Abschnitt 5.5.1 vorgestellten Erlöskorrekturfaktor k_E werden die Auswirkungen des Wettbewerbsverhaltens der Stromerzeuger auf die Marktpreise für elektrische Energie unter vereinfachenden Annahmen exemplarisch modelliert. Hierdurch können Annahmen der Stromerzeuger über zukünftige Marktpreise bei der Bewertung von Investitionsentscheidungen detaillierter und – bei geeigneter Parametrierung des Faktors k_E – realitätsnäher berücksichtigt werden.

Über den formalen Zusammenhang zwischen der Summe der Erzeugungs- und Übertragungskapazitäten, der Nachfrage und den Marktpreisen im realen europäischen Elektrizitätsmarkt gibt es in den derzeit existierenden Arbeiten, die sich mit der Analyse dieses Marktes beschäftigen, keine belastbaren Aussagen (vgl. Kapitel 2). Die in dieser Arbeit vorgeschlagene formale Definition des Erlöskorrekturfaktors k_E nach Formel 5.18 entspricht daher einem exemplarischen Funktionsverlauf, der bei im Verhältnis zur Nachfrage steigender installierter Erzeugungs- und Übertragungskapazität fallende Marktpreise voraussetzt und damit qualitativ dem in der Mehrzahl der existierenden Arbeiten vermuteten Zusammenhang entspricht.

Da der im realen europäischen Elektrizitätsmarkt existierende Zusammenhang zwischen den verfügbaren Erzeugungs- und Übertragungskapazitäten, der Nachfrage und den Marktpreisen für elektrische Energie nicht bekannt ist, können die unmittelbaren Auswirkungen steigender oder sinkender Erzeugungskapazitäten auf die Investitionsentscheidungen der Stromerzeuger in dieser Arbeit nicht bewertet werden. Die Ergebnisse der Simulationsrechnungen mit dem in dieser Arbeit entwickelten Verfahren zeigen hingegen, wie sich die Erwartungen der Stromerzeuger über zukünftige Marktpreise auf das Verhalten dieser Akteure auswirken. Der Erlöskorrekturfaktor k_E ermöglicht die modellendogene Berechnung dieser Erwartungen und vermeidet dadurch die Vorgabe subjektiver Annahmen durch den Anwender, die im Widerspruch zu anderen Annahmen stehen können.

Um die Auswirkungen des Erlöskorrekturfaktors auf die Ergebnisse der Simulationsrechnungen zu analysieren, werden Variantenrechnungen mit unterschiedlichen Parametrierungen für k_E durchgeführt. Im Gegensatz zur Parametrierung der Basisvariante, in der $k_E = 1$ unabhängig von den installierten Erzeugungs- und Übertragungskapazitäten gilt, wird der Wert für k_E in diesen Variantenrechnungen bei der

Simulation des Verhaltens der Stromerzeuger für jeden Zeitpunkt, der bei der Prognose zukünftiger Marktpreise betrachtet wird, modellendogen berechnet. Die bei der Bewertung von Investitionsentscheidungen für zukünftige Zeitpunkte erwarteten Marktpreise steigen, falls die Summe aus Import- und Erzeugungskapazitäten je Marktgebiet im Verhältnis zur erwarteten Nachfrage nach elektrischer Energie sinkt. Die formale Definition des Erlöskorrekturfaktors k_E in diesen Variantenrechnungen ist in Anhang B.6 erläutert.

Im Folgenden wird die Entwicklung des betrachteten Elektrizitätsmarktes für Variantenrechnungen, in denen jeweils $k_{E,max} = 3$ oder $k_{E,max} = 5$ gilt, untersucht. Abbildung 6.22 zeigt die Entwicklung der Erzeugungskapazitäten in Europa innerhalb des Analysezeitraums nach Primärenergieträgern für diese Variantenrechnungen.

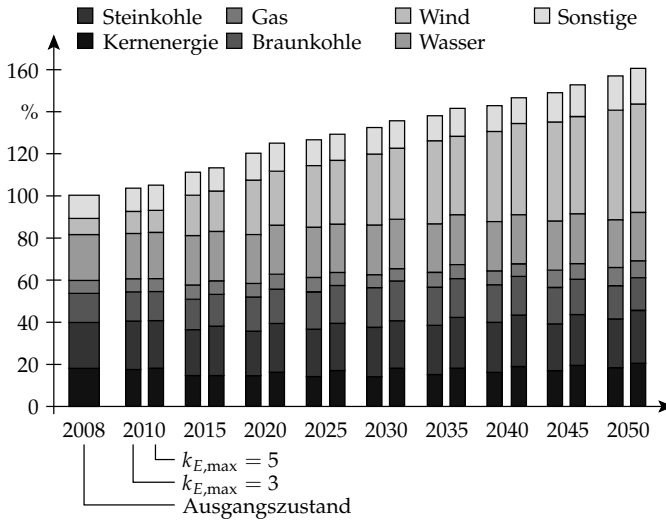


Abbildung 6.22: Entwicklung der Erzeugungskapazitäten in Europa nach Primärenergieträgern (Variante 5a)

Im Vergleich zu der in der Basisvariante resultierenden Entwicklung der Erzeugungskapazitäten in Europa stehen in den hier betrachteten Variantenrechnungen in jedem Zeitschritt der Simulation – mit Ausnahme des ersten Jahres – mehr Erzeugungskapazitäten für die Deckung der Nachfrage zur Verfügung. Weiterhin ist die insgesamt installierte Erzeugungskapazität bei Begrenzung des Erlöskorrekturfaktors auf $k_{E,max} = 3$ geringer als in der Variantenrechnung für $k_{E,max} = 5$. Die Ursache für diese

Unterschiede ist, dass Stromerzeuger bei der Bewertung von Investitionsentscheidungen mit steigenden Werten für $k_{E,\max}$ höhere Marktpreise für elektrische Energie in zukünftigen Zeitpunkten erwarten. Dies ist wiederum darauf zurückzuführen, dass die gesamte Erzeugungskapazität der entsprechend der in Abschnitt 5.5.1.3 erläuterten Methodik prognostizierten zukünftigen Kraftwerkspark an der Höhe der Nachfrage orientiert ist und demnach in fern liegenden Zeitpunkten, in denen der Kraftwerkspark überwiegend durch neu errichtete und nicht durch zum Zeitpunkt der Prognose bereits bestehende Kraftwerke dominiert wird, nur geringfügig über die Nachfrage nach elektrischer Energie hinausgeht. Da die Rendite von Investitionen in neue Erzeugungskapazitäten mit den zukünftig erwarteten Marktpreisen steigt, sofern das zu bewertende Kraftwerk in den betrachteten Zeitpunkten zur Stromerzeugung eingesetzt wird, werden in den Abbildung 6.22 zugrunde liegenden Variantenrechnungen mehr Kraftwerke durch Stromerzeuger errichtet als in der Basisvariante.

Um die Rendite von Investitionen in neue Kraftwerke zu berechnen, werden die innerhalb der Nutzungsdauer des jeweiligen Kraftwerks erzielten Erlöse und die mit der Investition verbundenen Ausgaben auf einen Bezugszeitpunkt diskontiert (vgl. Abschnitt 5.5.1). Der Einfluss von Zahlungen auf den Barwert aller Einnahmen und Ausgaben nimmt mit der Länge des Zeitraums zwischen dem Zeitpunkt, in dem die Zahlung eintritt, und dem Bezugszeitpunkt ab. Daraus folgt, dass Zahlungsströme, die in den unmittelbar auf den Errichtungszeitpunkt eines Kraftwerks folgenden Zeitschritten auftreten, die Rendite der Investition wesentlich beeinflussen. Weiterhin ist es möglich, dass neue Kraftwerke in den ersten Jahren nach der Errichtung nicht oder nur teilweise zur Stromerzeugung eingesetzt werden, falls die zum Zeitpunkt der Investitionsentscheidung bestehenden Erzeugungskapazitäten bereits deutlich über die Nachfrage nach elektrischer Energie hinausgehen. Die innerhalb des Analysezeitraums insgesamt installierte Erzeugungsleistung nimmt daher mit $k_{E,\max}$ nicht beliebig zu, da auch sehr hohe Werte für k_E die durch diesen Effekt möglichen Verluste nur eingeschränkt durch zusätzliche Erlöse in zukünftigen Zeitpunkten kompensieren können.

Die Erzeugungskapazität der Kraftwerke, die innerhalb eines gegebenen Zeitraums neu errichtet werden können, ist weiterhin durch die in Abschnitt 4.2.2.1 erläuterten geografischen Restriktionen des betrachteten Gebietes und die in Abschnitt 4.3.1 vorgestellten Restriktionen für das Verhalten der Stromerzeuger begrenzt. Abbildung 6.22 zeigt, dass sowohl die Erzeugungskapazität konventioneller thermischer Kraftwerke als auch die Erzeugungskapazität der auf regenerativen Energien basierenden Erzeugungsanlagen innerhalb des Analysezeitraums steigt. Demnach sind auch die in den Zeitschritten gegen Ende des Analysezeitraums errichteten Kraftwerke auf Basis der von Stromerzeugern erstellten Prognosen unter Berücksichtigung der Erzeugungskapazität der in diesen Zeitschritten bereits bestehenden Kraftwerke rentabel. Entsprechend der Parametrierung der Variantenrechnungen bleibt die Nach-

frage nach elektrischer Energie analog zur Basisvariante innerhalb des gesamten Betrachtungszeitraums hingegen konstant. Daraus folgt, dass einige der geografischen und sonstigen Restriktionen für das Verhalten der Stromerzeuger bei der Simulation des Verhaltens dieser Akteure in den Variantenrechnungen für Abbildung 6.22 bindend sind.

Entsprechend der in Abschnitt 5.5 entwickelten Methodik zur Simulation des Verhaltens der Stromerzeuger wird der Einfluss des Erlöskorrekturfaktors k_E auf die Entwicklung des Elektrizitätsmarktes ausschließlich bei der Prognose zukünftiger Marktpreise und nicht bei der Prognose zukünftiger Kraftwerksparks berücksichtigt. Die von Stromerzeugern erstellten Prognosen über die Entwicklung der Erzeugungskapazitäten unterscheiden sich daher zwangsläufig von der tatsächlichen Entwicklung des Kraftwerksparks in den betrachteten Marktgebieten. Unterschiede zwischen der von Marktteilnehmern erwarteten und der tatsächlichen Entwicklung des Marktes bestehen jedoch auch im realen europäischen Elektrizitätsmarkt, da die Teilnehmer dieses Marktes nur über unvollständige und unsichere Informationen verfügen. Durch die Berücksichtigung des Erlöskorrekturfaktors innerhalb des entwickelten Simulationsverfahrens kann daher grundsätzlich analysiert werden, wie Erwartungen der Stromerzeuger über das zukünftige Wettbewerbsverhalten dieser Akteure die Entwicklung des europäischen Elektrizitätsmarktes über die Investitionsentscheidungen der Stromerzeuger hinaus beeinflussen.

6.6.2 Bandbreite der Simulationsergebnisse

Das in dieser Arbeit entwickelte Simulationsverfahren basiert sowohl auf deterministischen als auch auf stochastischen Verfahrenskomponenten (vgl. Abschnitt 5.1). Aufgrund der stochastischen Simulationseigenschaften sind die Ergebnisse des Verfahrens nicht eindeutig, sondern von den innerhalb der Simulation verwendeten Zufallsprozessen abhängig. Mehrere Simulationsrechnungen liefern daher üblicherweise unterschiedliche Ergebnisse, wenn das Verfahren und das ökonomisch-technische Modell des Elektrizitätsmarktes zwar identisch parametrisiert sind, die Zufallsprozesse in der Simulation hingegen unterschiedlich initialisiert werden.

In dem entwickelten Verfahren werden Zufallsprozesse bei der Simulation des Verhaltens der Stromerzeuger und der Netzbetreiber eingesetzt (vgl. Abschnitt 5.5 und Abschnitt 5.6), da nicht alle Präferenzen der im realen europäischen Elektrizitätsmarkt aktiven Marktteilnehmer bekannt sind und somit unvermeidbare Unsicherheiten bei der Simulation der Entwicklung dieses Marktes bestehen. Die aus den stochastischen Verfahrenskomponenten folgenden Unsicherheiten bei der Interpretation der Simulationsergebnisse sind daher grundsätzlich sachgerecht und erwünscht. Problematisch

ist hingegen, wenn die Streuung der Simulationsergebnisse derart groß ist, dass keine belastbaren Aussagen über die Entwicklung von Eigenschaften des betrachteten Elektrizitätsmarktes möglich sind.

Im Folgenden wird untersucht, wie das Ergebnis der Simulation durch Zufallsprozesse beeinflusst wird. Die Analyse basiert auf 25 Simulationen. Die Parametrierung dieser Simulationen entspricht der in Anhang B.1 erläuterten Parametrierung der Basisvariante, die Zufallsprozesse innerhalb des Simulationsverfahrens werden hingegen auf Basis eines externen Zufallszahlengenerators unterschiedlich initialisiert.

Abbildung 6.23 zeigt die Bandbreite der Erzeugungskapazitäten in Europa nach Primärenergieträgern innerhalb des Analysezeitraums, die aus diesen Simulationen folgt. Dargestellt ist die in der Reihenfolge der Darstellung von Kernenergie bis zu sonstigen Primärenergieträgern kumulierte Erzeugungskapazität der im jeweiligen Zeitschritt verfügbaren Erzeugungsanlagen. Der ebenfalls dargestellte Mittelwert dieser Erzeugungskapazität entspricht der in Abbildung 6.2 gezeigten Entwicklung der Erzeugungskapazitäten in Europa im jeweiligen Zeitpunkt.

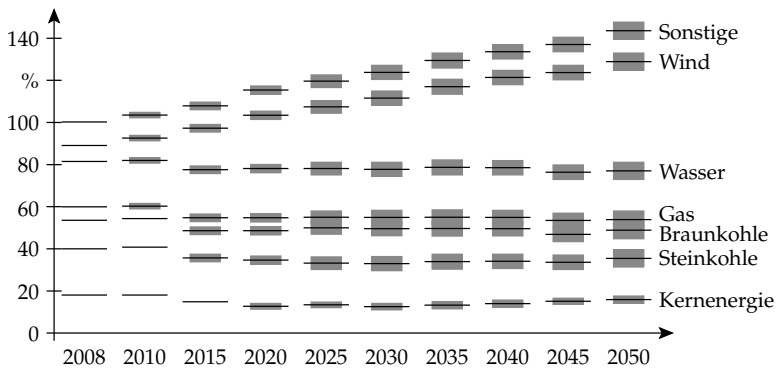


Abbildung 6.23: Bandbreite der Erzeugungskapazitäten in Europa nach Primärenergieträgern durch stochastische Simulationseigenschaften

Zu Beginn des Analysezeitraums ist die Erzeugungskapazität für alle Erzeugungsanlagen eindeutig, da dieser Zeitschritt dem Ausgangszustand der Simulation entspricht und dieser durch den Anwender des Verfahrens vorzugeben ist (vgl. Abbildung 4.7). Weiterhin ist die Erzeugungskapazität für einige Kraftwerke auch in den ersten Zeitschritten des Analysezeitraums eindeutig, falls die durch den jeweiligen Kraftwerkstyp definierte Errichtungsdauer der Erzeugungsanlage über die seit Be-

ginn des Analysezeitraums vergangene Zeit hinausgeht. Unter den für die Basisvariante und damit auch die in diesem Abschnitt betrachteten Simulationen geltenden Annahmen betrifft dies die Entwicklung der Kernkraftwerke sowie der Stein- und Braunkohlekraftwerke, da derartige Erzeugungsanlagen mehrjährige Errichtungsdauern besitzen (vgl. Anhang A.4.2).

Die Bandbreite der Erzeugungskapazitäten der auf Kernenergie basierenden Kraftwerke ist in jedem Zeitschritt innerhalb des Analysezeitraums gering, da die Rentabilität dieser Erzeugungsanlagen in der Mehrzahl der Marktgebiete eindeutig ist und die Entwicklung dieser Erzeugungskapazitäten demnach wesentlich durch die für das Verhalten der Stromerzeuger geltenden Restriktionen – beispielsweise die innerhalb eines gegebenen Zeitraums maximal errichtbare Erzeugungskapazität – bestimmt wird (vgl. Abschnitt 4.3.1 und Abschnitt 5.5).

Die Bandbreite der Erzeugungskapazität konventioneller thermischer Kraftwerke ist hingegen deutlich größer. Dabei ist zu beachten, dass Abbildung 6.23 die kumulierten Erzeugungskapazitäten zeigt. Die Bandbreite der auf Steinkohle basierenden Erzeugungskapazität beinhaltet demnach die Bandbreite der Erzeugungskapazität der Kernkraftwerke, sodass die ausschließlich durch Streuung der auf Steinkohle basierenden Erzeugungskapazität verursachten Unsicherheiten geringer sind als die Bandbreite, die diesem Primärenergieträger in Abbildung 6.23 zugeordnet ist.

Die Streuung der Erzeugungskapazitäten nimmt über die konventionellen thermischen Stein-, Braunkohle- und Gaskraftwerke nur geringfügig zu. Werden die Erzeugungskapazitäten derartiger Kraftwerke aggregiert betrachtet, sind die Unsicherheiten hinsichtlich der insgesamt installierten Erzeugungskapazität demnach deutlich geringer als bei ausschließlicher Betrachtung eines einzelnen Primärenergieträgers. In Abhängigkeit von der Initialisierung der Zufallsprozesse werden daher in einigen Simulationsrechnungen einige konventionelle thermische Kraftwerke durch gleichartige, jedoch auf anderen Primärenergieträgern basierende Erzeugungsanlagen substituiert. Dies entspricht dem Ziel der Methode zur Simulation des Verhaltens der Stromerzeuger, da die Verteilungsfunktion der Rendite von Investitionen in neue Erzeugungskapazitäten unter den durch Stromerzeuger erstellten Prognosen vollständig berechnet werden kann, einzelne Präferenzen dieser Akteure im realen europäischen Elektrizitätsmarkt wie beispielsweise die Risikoaversion und damit die aus der Verteilungsfunktion der Rendite folgenden Investitionsanreize hingegen nur unvollständig bekannt sind.

Die Bandbreite der Erzeugungskapazität der auf Wasserkraft und Windenergie basierenden Erzeugungsanlagen ist im Vergleich zu der Streuung der Erzeugungskapazität der konventionellen thermischen Kraftwerke gering. Analog zu der Entwicklung

der Kernkraftwerke sind für die Entwicklung derartiger Erzeugungsanlagen die Restriktionen für das Verhalten der Stromerzeuger und insbesondere geografische Eigenschaften des Netzmodells entscheidend (vgl. Abschnitt 4.2.2.1). Aufgrund der für Investitionsanreize hinreichenden Rendite der Wasserkraftwerke und Windenergieanlagen begrenzen die aus geografischen Gebietseigenschaften folgenden Restriktionen in den hier betrachteten Simulationen die Entwicklung derartiger Erzeugungsanlagen wesentlich. Die bei der Simulation des Verhaltens der Stromerzeuger verwendeten Zufallsprozesse sind demnach für diese Entwicklung nur von untergeordneter Bedeutung.

Die Simulation des Verhaltens der Netzbetreiber basiert ebenfalls auf stochastischen Verfahrenskomponenten. Im Folgenden wird untersucht, ob und inwieweit die Kombination der bei der Simulation des Verhaltens der Stromerzeuger und der bei der Simulation des Verhaltens der Netzbetreiber verwendeten Zufallsprozesse die Ergebnisse des Verfahrens beeinflusst. Hierfür werden analog zu den in Abschnitt 6.2 und Abschnitt 6.4 dargestellten Ergebnissen von Variantenrechnungen die durchschnittlichen Grenzkosten der Stromversorgung in Deutschland betrachtet, da diese sowohl durch Investitionsentscheidungen der Stromerzeuger als auch durch das Verhalten der Netzbetreiber beeinflusst werden. Abbildung 6.24 zeigt die aus den stochastischen Simulationseigenschaften folgende Bandbreite dieser Grenzkosten innerhalb des Analysezeitraums. Der ebenfalls dargestellte Mittelwert der Grenzkosten entspricht der in Abbildung 6.14 und Abbildung 6.19 gezeigten Entwicklung in der Basisvariante.

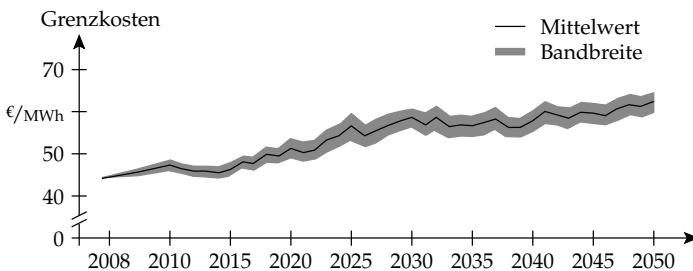


Abbildung 6.24: Bandbreite der durchschnittlichen Grenzkosten der Stromversorgung in Deutschland durch stochastische Simulationseigenschaften

Unterschiede zwischen den in mehreren Simulationsrechnungen ermittelten durchschnittlichen Grenzkosten der Stromversorgung sind auf unterschiedliche Investitionsentscheidungen und abweichende Standortentscheidungen der Stromerzeuger sowie verschiedenartige Netzausbaumaßnahmen der Netzbetreiber zurückzuführen. Die Bandbreite der durchschnittlichen Grenzkosten der Stromversorgung steigt in-

nerhalb der ersten Zeitschritte zu Beginn des Analysezeitraums deutlich, innerhalb des gesamten Analysezeitraums hingegen nicht beliebig an. Die Ursache für diese Entwicklung ist, dass die in einzelnen Simulationsrechnungen auftretenden, vom Mittelwert abweichenden Entscheidungen der Stromerzeuger und Netzbetreiber in nachfolgenden Zeitschritten kompensiert werden. Falls Stromerzeuger in einer einzelnen Simulationsrechnung beispielsweise zu Beginn des Analysezeitraums überdurchschnittlich viele Kraftwerke auf Basis einer bestimmten Erzeugungstechnologie errichten, steigt die Wahrscheinlichkeit für die Auswahl andersartiger Erzeugungsanlagen in den folgenden Zeitpunkten, da dies bei praxisüblichen Unsicherheiten über die Entwicklung von Randbedingungen des Elektrizitätsmarktes zu einer Minimierung des mit einer Investition verbundenen Risikos führt. Die durch stochastische Eigenschaften des entwickelten Simulationsverfahrens verursachten Änderungen von Eigenschaften des Elektrizitätsmarktes sind demnach im Zeitverlauf stabil und werden nicht beliebig groß.

Insgesamt ist die Bandbreite der durchschnittlichen Grenzkosten der Stromversorgung an den in Deutschland liegenden Netzknoten gering. Dennoch liegen einige der in Abbildung 6.14 und Abbildung 6.19 dargestellten Entwicklungen dieser Grenzkosten in Variantenrechnungen innerhalb dieser Bandbreite. Falls lediglich eine einzelne oder eine zu geringe Anzahl von Simulationsrechnungen durchgeführt wird, können daher Fehler bei der Interpretation der Simulationsergebnisse entstehen.

Um die Auswirkungen von Randbedingungen auf die Entwicklung des europäischen Elektrizitätsmarktes in Variantenrechnungen und Sensitivitätsanalysen zu untersuchen und zu quantifizieren, ist es daher erforderlich, den Mittelwert der aus einer hinreichenden Anzahl von Simulationsrechnungen folgenden Ergebnisse zu bilden. Die minimal erforderliche Anzahl kann nicht allgemeingültig angegeben werden, da diese von den jeweils betrachteten Randbedingungen abhängt. Ausreichende Belastbarkeit der Ergebnisse ist erreicht, wenn die zusätzliche Berücksichtigung der Ergebnisse weiterer Simulationsrechnungen nicht mehr zu einer signifikanten Änderung der berechneten Mittelwerte führt.

6.7 Schlussfolgerungen

In diesem Kapitel wird das in Kapitel 5 entwickelte Simulationsverfahren exemplarisch angewendet. Die in den vorangegangenen Abschnitten erläuterten Ergebnisse der Simulationen zeigen die Funktionalität und die Leistungsfähigkeit des Verfahrens sowie den Detailgrad des ökonomisch-technischen Modells des europäischen Elektrizitätsmarktes.

Die in Abschnitt 6.1.2 erläuterten Ergebnisse der Basisvariante sind alleinstehend nur mit erheblichen Einschränkungen und unter Unsicherheiten auf die Entwicklung des realen europäischen Elektrizitätsmarktes übertragbar, da die in Anhang B.1 erläuterte Parametrierung dieser Basisvariante zwangsläufig subjektiven Einschätzungen und Annahmen unterliegt. Die in der Basisvariante ermittelten Ergebnisse dienen hingegen als Referenz für die ebenfalls in diesem Kapitel vorgestellten Variantenrechnungen. Wesentliche qualitative Erkenntnisse, die aus einem Vergleich der Ergebnisse der Basisvariante mit den Ergebnissen der Variantenrechnungen folgen, werden im Folgenden zusammengefasst.

- Sowohl die prognostizierte als auch die tatsächliche Entwicklung der Primärenergiepreise ist für Investitionsentscheidungen der Stromerzeuger und für das Verhalten der Netzbetreiber und damit für die Entwicklung des Elektrizitätsmarktes relevant. Aufgrund der Wechselwirkungen zwischen Stromerzeugung und -übertragung, geografischer sowie individueller Restriktionen für das Verhalten der Stromerzeuger wirken sich Änderungen der Primärenergiepreise nicht proportional auf den Anteil der betroffenen Erzeugungstechnologien an der insgesamt installierten Erzeugungskapazität aus.
- Eine Unterschätzung des tatsächlichen Anstiegs der Preise für die insbesondere für Spitzenlastkraftwerke relevanten Primärenergieträger führt langfristig zu höheren Grenzkosten der Stromversorgung, da vermehrt entsprechende Erzeugungsanlagen errichtet werden. Die sorgfältige Prognose der zukünftigen Entwicklung von Primärenergiepreisen ist daher insbesondere für eine aus volkswirtschaftlicher Sicht langfristig optimale Entwicklung des Elektrizitätsmarktes entscheidend.
- Kernkraftwerke besitzen im europäischen Kraftwerkspark insbesondere vor dem Hintergrund der aktuell vereinbarten und diskutierten Reduktionsziele für CO₂-Emissionen besondere Bedeutung. Der Einfluss der Kernkraftwerke auf die langfristigen Grenzkosten der Stromversorgung ist hingegen in der Mehrzahl der in dieser Arbeit betrachteten Marktgebiete vernachlässigbar.
- Die insgesamt installierte Erzeugungskapazität wird wesentlich durch die prognostizierte und die tatsächliche Entwicklung der Nachfrage nach elektrischer Energie sowie die Errichtungsdauer der verfügbaren Erzeugungsanlagen beeinflusst. Fehleinschätzungen der langfristigen Entwicklung der Nachfrage wirken sich nur eingeschränkt auf die Entwicklung der Erzeugungskapazitäten aus, da der Einfluss der zum Zeitpunkt der Investitionsentscheidung fern in der Zukunft liegenden, prognostizierten Erlöse auf die erwartete Rendite der Investition mit zunehmendem Prognosezeitpunkt abnimmt.

- Unter den für die Basisvariante und die vorgestellten Variantenrechnungen geltenden Randbedingungen sind die für Stromerzeuger resultierenden Investitionsanreize für eine vollständige Deckung der Nachfrage hinreichend. Dies ist unmittelbar auf die für die Simulation des Verhaltens der Stromerzeuger getroffenen Annahmen zurückzuführen, da bei der Berechnung der Rendite von Investitionen vorausgesetzt wird, dass das letzte zur Stromerzeugung eingesetzte Kraftwerk langfristig mindestens die Vollkosten der Stromerzeugung erwirtschaftet. Sofern diese Annahme auch für den realen europäischen Elektrizitätsmarkt gültig ist, können diese Ergebnisse auf den realen Elektrizitätsmarkt übertragen werden.
- Die maximale Geschwindigkeit des Netzausbaus und damit auch die Genehmigungsdauer für die Errichtung neuer Übertragungsleitungen ist für die Entwicklung des Elektrizitätsmarktes und insbesondere für die Entwicklung der Grenzkosten der Stromversorgung relevant. Auch bei hohen Netzausbaugeschwindigkeiten, die aufgrund der in der Realität zu berücksichtigenden Restriktionen nicht realistisch sind, existieren am Ende des in den vorangegangenen Abschnitten betrachteten Analysezeitraums Engpässe im Übertragungsnetz, die einen vollständig effizienten Einsatz der verfügbaren Erzeugungskapazitäten verhindern.
- Auch unter Berücksichtigung der begrenzten Übertragungskapazitäten des Verbundnetzes und der maximalen Netzausbaugeschwindigkeit nimmt die Erzeugungskapazität der in Küstennähe sowie in der Nähe von See- und Binnenhäfen errichteten Kraftwerke innerhalb des in diesem Kapitel betrachteten Analysezeitraums deutlich zu. Dieses Ergebnis entspricht den im realen Elektrizitätsmarkt angekündigten Investitionsvorhaben der Stromerzeuger. Um einen Anstieg der Grenzkosten der Stromversorgung an den in großer Entfernung von diesen Standorten liegenden Netzknoten zu vermeiden, ist ein bedarfsgerechter Ausbau des Übertragungsnetzes mit hinreichender Geschwindigkeit wichtig.

Qualitative Erkenntnisse über die Auswirkungen von Randbedingungen auf die zukünftige Entwicklung des europäischen Elektrizitätsmarktes sind oftmals in den existierenden Forschungsarbeiten sowie der öffentlichen und politischen Meinung unbestritten. Die Quantifizierung der in Abhängigkeit von Randbedingungen des Marktes erwarteten Änderungen von Markteigenschaften ist hingegen schwieriger und oftmals nur unter erheblichen Vereinfachungen und subjektiven Annahmen möglich. Für eine volkswirtschaftlich optimale Gestaltung der Marktregeln des europäischen Elektrizitätsmarktes müssen jedoch die aus Änderungen von Markteigenschaften für eine Volkswirtschaft entstehenden Kosten möglichst exakt prognostiziert und bewertet werden.

Die Darstellung der Simulationsergebnisse für die Basisvariante sowie die Variantenrechnungen in diesem Kapitel zeigt, dass das in dieser Arbeit entwickelte Simulationsverfahren zur Quantifizierung der Auswirkungen von Randbedingungen des Elektrizitätsmarktes auf die Entwicklung dieses Marktes geeignet ist. Das neu entwickelte Verfahren ergänzt daher Erkenntnisse, die auf Basis existierender Verfahren, die jeweils unterschiedliche Vereinfachungen und Annahmen voraussetzen, gewonnen werden können. Insbesondere ermöglicht das in dieser Arbeit entwickelte Verfahren die kombinierte Betrachtung vereinfachter Restriktionen für Stromerzeugung und -übertragung für den gesamten europäischen Elektrizitätsmarkt.

Die Analyse der im realen europäischen Elektrizitätsmarkt existierenden Unsicherheiten über die zukünftige Entwicklung der Primärenergiepreise, der verfügbaren Erzeugungstechnologien, der Vorgaben politischer Akteure und weiterer Randbedingungen des Marktes ist nicht Gegenstand dieser Arbeit. Es ist daher nicht möglich, Empfehlungen für die optimale Gestaltung von Marktregeln im realen Elektrizitätsmarkt auf Basis der in diesem Kapitel erläuterten Simulationsergebnisse zu definieren. Die vorgestellten, exemplarischen Simulationsergebnisse zeigen jedoch, dass das entwickelte Verfahren zur Simulation der langfristigen Entwicklung des europäischen Elektrizitätsmarktes geeignet ist. In Kombination mit einer detaillierten Analyse der für die Entwicklung des realen Marktes relevanten unsicheren Randbedingungen kann die Entwicklung dieses Marktes demnach mit dem neu entwickelten Simulationsverfahren ausführlich analysiert und bewertet werden.

7 Zusammenfassung

Der europäische Markt für elektrische Energie wird derzeit durch politische und regulatorische Vorgaben und Eingriffe in den bestehenden Markt grundlegend neu gestaltet. Den Beginn dieses Prozesses stellt die Verabschiedung der europäischen Richtlinie 96/92/EG¹ am 19. Dezember 1996 dar, die das Ziel formuliert, umfassenden und wirksamen Wettbewerb im europäischen Elektrizitätsmarkt zu etablieren. Ziel der aktuellen Energiepolitik der Europäischen Kommission ist, einen funktionierenden Binnenmarkt für elektrische Energie innerhalb des Hoheitsgebietes der Europäischen Union zu schaffen. Es wird angestrebt, jedem Kunden freien Zugang zu den Netzen der öffentlichen Elektrizitätsversorgung und freie Wahl des Lieferanten zu ermöglichen.² Diese Anforderungen an die Struktur des europäischen Elektrizitätsmarktes unterscheiden sich grundlegend von den Anforderungen, unter denen die nationalen Energiemärkte innerhalb der Europäischen Union in den vergangenen rund 100 Jahren entwickelt wurden.³

Eine sichere, zuverlässige und kostenminimale Versorgung mit elektrischer Energie besitzt enorme volkswirtschaftliche Bedeutung. Diese grundsätzlichen Forderungen an den europäischen Elektrizitätsmarkt werden auch in den Zielen der aktuellen Energiepolitik der Europäischen Kommission berücksichtigt. Offen und Gegenstand kontroverser Diskussionen ist hingegen, ob und inwieweit diese Ziele durch die Maßnahmen der europäischen und der nationalen Energiepolitik tatsächlich erreicht werden.

Für die Errichtung elektrischer Übertragungsleitungen und großtechnischer Anlagen zur Erzeugung elektrischer Energie sind – basierend auf einem Vergleich industrieller Wirtschaftszweige – deutlich überdurchschnittliche Investitionen erforderlich.⁴ Gleichzeitig beträgt die technische Nutzungsdauer der in elektrischen Netzen eingesetzten Betriebsmittel und großtechnischer Anlagen zur Erzeugung elektrischer Energie üblicherweise mehrere Jahrzehnte⁵, sodass ineffiziente Investitionen nicht kurzfristig korrigiert werden können. Bei der Gestaltung des Marktes durch Definiti-

¹Richtlinie 96/92/EG des Europäischen Parlaments und des Rates.

²vgl. ebd.

³vgl. Haubrich/Fritz/Maurer (2008).

⁴vgl. ICF (2002).

⁵vgl. Schneider (1998).

on von Marktregeln ist es daher erforderlich, die Auswirkungen dieser Maßnahmen auf die Entwicklung des Marktes zu prognostizieren und zu bewerten. Hierfür sind Marktmodelle, welche die für die jeweilige Fragestellung relevanten Eigenschaften des Marktes nachbilden, besonders geeignet.⁶

Märkte für elektrische Energie unterscheiden sich wesentlich von Märkten für andere Güter. Zentrale Eigenschaft von Elektrizitätsmärkten ist die fehlende Speicherbarkeit großer Mengen elektrischer Energie, da dies einen ständigen Ausgleich von Elektrizitätserzeugung und -verbrauch erzwingt.⁷ Weiterhin existieren technische Restriktionen für Stromerzeugung und -übertragung sowie Wechselwirkungen zwischen diesen Bereichen, die ebenfalls in anderen Märkten nicht oder nur teilweise auftreten.⁸ Ökonomische Modelle, die auf andere Märkte bereits erfolgreich angewendet wurden, können daher nicht grundsätzlich auf Märkte für elektrische Energie übertragen werden.

Die existierenden Arbeiten zur Analyse der langfristigen Entwicklung von Elektrizitätsmärkten unterscheiden sich hinsichtlich der vorausgesetzten und oftmals vereinfachenden Annahmen sowie hinsichtlich der Abgrenzung der Betrachtungsbereiche (vgl. Kapitel 2). Makroökonomische Arbeiten sind insbesondere zur Analyse globaler Entwicklungen geeignet, erfordern jedoch eine hinreichend abstrahierte Betrachtung des Systems. Ökonomisch-technische Modelle sind geeignet, sowohl individuelle Präferenzen unterschiedlicher Marktteilnehmer als auch technische Restriktionen der betrachteten Systeme zu berücksichtigen. Derartige Modelle existieren jedoch lediglich für nationale Elektrizitätsmärkte oder in stark vereinfachter Form zur ausschließlichen Analyse einzelner Fragestellungen hinsichtlich der Entwicklung des europäischen Elektrizitätsmarktes. Spieltheoretische Modelle setzen hingegen aufgrund des Detailgrads derartiger Modellierungsansätze eine restriktive Abgrenzung des zu betrachtenden Systems voraus und existieren bislang nicht für den gesamten europäischen Elektrizitätsmarkt.

In der vorliegenden Arbeit werden daher Modelle und Verfahren zur Analyse der langfristigen Entwicklung des europäischen Elektrizitätsmarktes entwickelt. Dabei werden insbesondere die Wechselwirkungen zwischen Stromerzeugung und -übertragung berücksichtigt. Aufgrund der Komplexität des zu untersuchenden Systems sind auch in dieser Arbeit vereinfachende Annahmen erforderlich. Die getroffenen Annahmen unterscheiden sich jedoch von den Voraussetzungen existierender Arbeiten, sodass durch die Ergebnisse der vorliegenden Arbeit zusätzliche Erkenntnisse über die zukünftige, langfristige Entwicklung des europäischen Elektrizitätsmarktes gewonnen werden können.

⁶vgl. Stoft (2002).

⁷vgl. Haubrich (2001a).

⁸vgl. ebd.

In dieser Arbeit wird zunächst ein spieltheoretisches Modell für grundsätzliche Eigenschaften von Elektrizitätsmärkten entwickelt (vgl. Kapitel 3). Mit Hilfe des Modells wird gezeigt, dass steigende Preissensitivität der Kunden bei gleichzeitig unelastischer Nachfrage aufgrund der technischen und ökonomischen Eigenschaften der Erzeugungsanlagen in Elektrizitätsmärkten zu steigenden Marktpreisen für elektrische Energie führen kann. Dieses fundamentale Ergebnis ist aufgrund der in Elektrizitätsmärkten allgemeingültigen Annahmen, die bei der Entwicklung dieses spieltheoretischen Modells getroffen wurden, auf reale Märkte für elektrische Energie übertragbar. Die Erweiterung des Modells um wesentliche Eigenschaften und Randbedingungen des realen europäischen Elektrizitätsmarktes ist hingegen nicht möglich, da dies eine analytische Beschreibung der zu berücksichtigenden Eigenschaften erfordert.

Um die langfristige Entwicklung des realen europäischen Elektrizitätsmarktes entsprechend dem Ziel der Arbeit analysieren zu können, wird anschließend ein ökonomisch-technisches Modell für diesen Markt entwickelt (vgl. Kapitel 4). Dieses Modell basiert auf einer Beschreibung der geografischen, topografischen und technischen Eigenschaften des europäischen Übertragungsnetzes, der technischen und ökonomischen Eigenschaften der an dieses Netz angeschlossenen Erzeugungsanlagen und Verbraucher elektrischer Energie sowie der individuellen Präferenzen und Handlungsoptionen der Marktteilnehmer. Der derzeitige Zustand des europäischen Elektrizitätsmarktes ist durch die Eigenschaften des entwickelten Modells für die in dieser Arbeit zu analysierende Fragestellung hinreichend detailliert und vollständig beschrieben. Weiterhin wird untersucht, welche Randbedingungen für das Verhalten der Akteure innerhalb dieses Marktes und für die Entwicklung des Marktes relevant sind und welche Unsicherheiten aus Sicht der Marktteilnehmer über die zukünftige Entwicklung von Eigenschaften des Marktes bestehen.

Auf Basis des ökonomisch-technischen Modells des europäischen Elektrizitätsmarktes wird in der vorliegenden Arbeit weiterhin ein Simulationsverfahren zur Berechnung der zukünftigen Entwicklung dieses Marktes entwickelt (vgl. Kapitel 5). Hierfür wird das Verhalten der Marktteilnehmer in Abhängigkeit von Randbedingungen und Eigenschaften des Marktes analytisch beschrieben. Aktionen der Marktteilnehmer beeinflussen wiederum den Zustand des Elektrizitätsmarktes, sodass dynamische Wechselwirkungen zwischen dem Verhalten der einzelnen Akteure möglich sind und untersucht werden können. Das Verhalten der Marktteilnehmer wird stochastisch simuliert, da nicht alle für das Verhalten der Akteure im realen Markt relevanten Randbedingungen und Einflussfaktoren vollständig bekannt sind. Um die Entwicklung grundlegender technischer Eigenschaften des Marktes bewerten zu können, beinhaltet das neu entwickelte Simulationsverfahren weiterhin Verfahrenskomponenten, mit denen die Leistungsflüsse innerhalb eines vereinfachten Modells des europäischen Verbundnetzes in Abhängigkeit von dem durch das Verhalten der Akteure festgelegten Kraftwerkseinsatz und der Nachfrage nach elektrischer Energie berechnet werden können.

Abschließend wird das neu entwickelte Simulationsverfahren in der vorliegenden Arbeit exemplarisch angewendet (vgl. Kapitel 6). Da nicht sämtliche Eigenschaften des realen europäischen Elektrizitätsmarktes, die für die Parametrierung des ökonomisch-technischen Modells dieses Marktes benötigt werden, öffentlich verfügbar oder bekannt sind, werden die verfügbaren Informationen durch subjektive Einschätzungen ergänzt. Die Ergebnisse der Modell- und Verfahrensanwendung sind daher nur eingeschränkt auf die Entwicklung des realen Elektrizitätsmarktes übertragbar. In Variantenrechnungen wird jedoch gezeigt, wie die Auswirkungen von Randbedingungen des Elektrizitätsmarktes, die durch exogene Restriktionen vorgegeben oder durch Eingriffe in den Markt beeinflussbar sind, durch Anwendung des in dieser Arbeit entwickelten Simulationsverfahrens analysiert und bewertet werden können. Die vorliegende Forschungsarbeit ergänzt daher existierende Arbeiten, in denen die langfristige Entwicklung des europäischen Marktes für elektrische Energie analysiert wird, und geht zudem mit der Berücksichtigung der Wechselwirkungen zwischen Stromerzeugung und -übertragung bei gleichzeitiger Betrachtung des gesamten europäischen Verbundnetzes über den Betrachtungsbereich existierender Arbeiten hinaus.

Literaturverzeichnis

Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz (EnWG)) vom 24. April 1998 (URL: <http://www.bundesgesetzblatt.de>) – Zugriff am 23. November 2008, Bundesgesetzblatt 1, S. 730–736.

Gesetz zur geordneten Beendigung der Kernenergienutzung zur gewerblichen Erzeugung von Elektrizität vom 22. April 2002 (URL: <http://www.bundesgesetzblatt.de>) – Zugriff am 23. November 2008, Bundesgesetzblatt 1, S. 1351–1359.

Gesetz zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich vom 21. Juli 2004 (URL: <http://www.bundesgesetzblatt.de>) – Zugriff am 23. November 2008, Bundesgesetzblatt 1, S. 1918–1930.

Richtlinie 96/92/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 19. Dezember 1996 betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt (URL: <http://www.eur-lex.europa.eu>) – Zugriff am 23. November 2008, Amtsblatt der Europäischen Union Nr. L 027 vom 30. Januar 1997, S. 20–29.

Richtlinie 2003/54/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 96/92/EG (URL: <http://www.eur-lex.europa.eu>) – Zugriff am 23. November 2008, Amtsblatt der Europäischen Union Nr. L 176 vom 15. Juli 2003, S. 37–56.

Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Oktober 2003 über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft und zur Änderung der Richtlinie 96/61/EG des Rates (URL: <http://www.eur-lex.europa.eu>) – Zugriff am 23. November 2008, Amtsblatt der Europäischen Union Nr. L 275 vom 25. Oktober 2003, S. 32–46.

- Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel (URL: <http://www.eur-lex.europa.eu>) – Zugriff am 23. November 2008, Amtsblatt der Europäischen Union Nr. L 176 vom 15. Juli 2003, S. 1–10.
- Verordnung zum Erlass und zur Änderung von Rechtsvorschriften auf dem Gebiet der Energieregulierung vom 29. Oktober 2007 (URL: <http://www.bundesgesetzblatt.de>) – Zugriff am 23. November 2008, Bundesgesetzblatt 1, S. 2529–2545.
- Zweites Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts vom 7. Juli 2005 (URL: <http://www.bundesgesetzblatt.de>) – Zugriff am 23. November 2008, Bundesgesetzblatt 1, S. 1970–2018.
- Abreu, Dilip/Pearce, David G./Stacchetti, Ennio (1986):** *Optimal Cartel Equilibria with Imperfect Monitoring*. In: Journal of Economic Theory, 39, Nr. 1, S. 251–269.
- Ameling, Dieter (2007):** *Versteigerung von CO₂-Zertifikaten kontraproduktiv für den Standort Deutschland*. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 57, Nr. 7, S. 60–61.
- Bamberg, Günter/Coenenberg, Adolf G. (2002):** *Betriebswirtschaftliche Entscheidungslehre*. 11. Auflage. München: Verlag Franz Vahlen GmbH, WiSo Kurzlehrbücher Betriebswirtschaft.
- Boom, Anette (2003):** *Investments in Electricity Generating Capacity under Different Market Structures and with Endogenously Fixed Demand*. Berlin: Wissenschaftszentrum Berlin – Technischer Bericht.
- Botterud, Audun (2003):** *Long-Term Planning in Restructured Power Systems: Dynamic Modelling of Investments on New Power Generation under Uncertainty*. Dissertation, Norwegian University of Science and Technology.
- Botterud, Audun/Korpås, Magnus/Vogstad, Klaus-Ole/Wangensteen, Ivar (2002):** *A Dynamic Simulation Model for Long-Term Analysis of the Power Markt*. In: Proceedings of 14th Power System Computation Conference (PSCC).

- Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (2007):** *Monitoringbericht 2007* (URL: <http://www.bundesnetzagentur.de>) – Zugriff am 23. November 2008.
- Bundesregierung/Energieversorgungsunternehmen:** *Vereinbarung zwischen der Bundesregierung und den Energieversorgungsunternehmen vom 14. Juni 2000* (URL: <http://www.bmwi.de/BMWi/Navigation/Energie/kernenergie,did=156020.html>) – Zugriff am 23. November 2008.
- DEWI/E.ON Netz/EWI/RWE Transportnetz Strom/VE Transmission (2005):** *Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020*. Studie im Auftrag der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena).
- Cellier, François E. (1991):** *Continuous System Modeling*. 1. Auflage. New York: Springer Verlag.
- Consentec Consulting für Energiewirtschaft und -technik GmbH (2007):** *Towards a Common Co-ordinated Regional Congestion Management Method in Europe*. Gutachten im Auftrag der Europäischen Kommission (GD Energie und Verkehr) (URL: <http://www.consentec.de>) – Zugriff am 23. November 2008.
- Consentec Consulting für Energiewirtschaft und -technik GmbH/Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI)/Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW) der RWTH Aachen (2008):** *Analyse und Bewertung der Versorgungssicherheit in der Elektrizitätsversorgung*. Untersuchung im Auftrag des Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi).
- Consentec Consulting für Energiewirtschaft und -technik GmbH/Frontier Economics Limited (2004):** *Analysis of Cross-Border Congestion Management Methods for the EU Internal Electricity Market*. Gutachten im Auftrag der Europäischen Kommission (GD Energie und Verkehr) (URL: <http://www.consentec.de>) – Zugriff am 23. November 2008.
- Cosijns, Leander/D'haeseleer, William (2006):** *The European Union, 25 different countries, 25 different energy policies...? An overview*. Union of the electricity industry (eurelectric)/VGB PowerTech.

- Cruz Jr., Jose B./Tan, Xiaohuan (2004):** *Price Strategies in Dynamic Duopolistic Markets with Deregulated Electricity Supplies using Mixed Strategies*. Columbus: Ohio State University – Technischer Bericht.
- Deutsches Institut für Normung e. V./Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik (VDE) e. V. (1990):** *DIN VDE 0102*.
- Dupačová, J./Consigli, G./Römisch, W. (2003):** *Scenario Reduction in Stochastic Programming – An Approach using Probability Metrics*. In: *Mathematical Programming, A* 95, S. 493–511.
- Ellersdorfer, Ingo/Blesl, Markus/Fahl, Ulrich/Kessler, Alois (2004):** *Wettbewerb im liberalisierten europäischen Elektrizitätsmarkt – Analysen mit einem spieltheoretischen Modellansatz*. In: *ZfE – Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 28, Nr. 1, S. 3–17.
- Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI)/Prognos AG (2005):** *Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030*. Studie im Auftrag des Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit.
- Erdmann, Geord (2004):** *Liberalisierung versus Versorgungssicherheit im Strommarkt – Erfahrungen aus Deutschland und Europa*. In: *TU International*, 55, S. 8–11.
- Ernst & Young AG (2006):** *Energiemix 2020 – Szenarien für den deutschen Stromerzeugungsmarkt bis zum Jahr 2020*.
- ETG Task Force Öffentlichkeitsarbeit (2005):** *Elektrische Energieversorgung 2020 – Perspektiven und Handlungsbedarf*. Energietechnische Gesellschaft im VDE (ETG).
- European Transmission System Operators (ENTSO) (2008):** *Power System Adequacy Report – An Assessment of the Interconnected European Power Systems 2010–2020*.
- Feess, Eberhard (2004):** *Mikroökonomie – Eine spieltheoretisch- und anwendungsorientierte Einführung*. Band 6, Grundlagen der Wirtschaftswissenschaften.

3. Auflage. Marburg: Metropolis-Verlag für Ökonomie, Gesellschaft und Politik GmbH.
- Ferrero, F. W./Shahidehpour, S. M./Ramesh, V. C. (1997):** *Transaction Analysis in Deregulated Power Systems Using Game Theory*. In: IEEE Transactions on Power Systems, 12, Nr. 3, S. 1340–1347.
- Ford, Andrew (1998):** *System Dynamics and the Electric Power Industry*. In: System Dynamics Review, 13, S. 57–85.
- Ford, Andrew (1999):** *Cycles in Competitive Electricity Marktes: A Simulation Study of the Western United States*. In: Energy Policy, 27, S. 637–658.
- Ford, Andrew (2001):** *Waiting for the Boom: A Simulation Study of Power Plant Construction in California*. In: Energy Policy, 29, S. 847–869.
- Frondel, Manuel/Schmidt, Christoph M. (2007):** *EEG und Emissionshandel – eine notwendige Koexistenz?* In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 57, Nr. 7, S. 52–55.
- Frontier Economics Limited/Consentec Consulting für Energiewirtschaft und -technik GmbH (2005):** *Benefits and Practical Steps Towards the Integration of Intraday Electricity Markets and Balancing Mechanisms*. Gutachten im Auftrag der Europäischen Kommission (GD Energie und Verkehr).
- Gröwe-Kuska, N./Heitsch, H./Römisch, W. (2001):** *Modellierung stochastischer Datenprozesse für Optimierungsmodelle der Energiewirtschaft*. In: VDI-Berichte. Band 1647, 1. Auflage. Düsseldorf: VDI-Verlag, S. 69–78.
- Gröwe-Kuska, N./Heitsch, H./Römisch, W. (2003):** *Scenario Reduction and Scenario Tree Construction for Power Management Problems*. In: IEEE Bologna Power Tech Proceedings, 3, S. 7–13.
- Haubrich, Hans-Jürgen (1996):** *Zuverlässigkeitsberechnung von Verteilungsnetzen. Grundlagen – Verfahren – Anwendungen*. Band 36, Aachener Beiträge zur Energieversorgung. 1. Auflage. Aachen: Verlag der Augustinus Buchhandlung.

- Haubrich, Hans-Jürgen (2001a):** *Elektrische Energieversorgungssysteme – Technische und wirtschaftliche Zusammenhänge*. 5. Auflage. Aachen, Scriptum zur Vorlesung „Elektrische Anlagen 1“.
- Haubrich, Hans-Jürgen (2001b):** *Elektrische Energieversorgungssysteme – Technische und wirtschaftliche Zusammenhänge*. 4. Auflage. Aachen, Scriptum zur Vorlesung „Elektrische Anlagen 2“.
- Haubrich, Hans-Jürgen/Fritz, Wolfgang/Maurer, Christoph (2008):** *Herausforderungen an die Regulierung der Stromübertragungs- und -verteilungsnetze*. In: 10 Jahre wettbewerbsorientierte Regulierung von Netzindustrien in Deutschland – Bestandsaufnahme und Perspektiven der Regulierung. 1. Auflage. München: Verlag C. H. Beck, S. 281–301.
- Hermes, Roland (2008):** *Erstellung eines Näherungsmodells zur Durchführung von Lastflussberechnungen im UCTE-Verbundsystem*. In: Haubrich, Hans-Jürgen (Hrsg.): Jahresbericht 2008 des Instituts für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft und der Forschungsgesellschaft Energie an der RWTH Aachen. 1. Auflage. Aachen: Klinkenberg Verlag, S. 113.
- Hillebrand, Bernhard (1997):** *Stromerzeugungskosten neu zu errichtender konventioneller Kraftwerke*. Essen: Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung.
- Hohmeyer, Olav (2001):** *Vergleich externer Kosten der Stromerzeugung in Bezug auf das Erneuerbare Energien Gesetz*. Gutachten im Auftrag des Umweltbundesamtes.
- ICF Consulting Ltd (2002):** *Unit Costs of Constructing new Transmission Assets at 380 kV Within the European Union, Norway and Switzerland*. Gutachten im Auftrag der Europäischen Kommission (GD Energie und Verkehr).
- Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW) der RWTH Aachen/Consentec Consulting für Energiewirtschaft und -technik GmbH (2001):** *Analysis of Electricity Network Capacities and Identification of Congestion*. Gutachten im Auftrag der Europäischen Kommission (GD Energie und Verkehr) (URL: <http://www.iaew.rwth-aachen.de>) – Zugriff am 23. November 2008.

- International Energy Agency (2004):** *World Energy Outlook 2004*. 1. Auflage. Paris: Organisation for Economic Co-operation and Development (OECD).
- International Energy Agency (2005):** *World Energy Outlook 2005 – Middle East and North Africa Insights*. 1. Auflage. Paris: Organisation for Economic Co-operation and Development (OECD).
- International Energy Agency (2006):** *World Energy Outlook 2006*. 1. Auflage. Paris: Organisation for Economic Co-operation and Development (OECD).
- International Energy Agency (2007):** *World Energy Outlook 2007 – China and India Insights*. 1. Auflage. Paris: Organisation for Economic Co-operation and Development (OECD).
- Krewitt, Wolfram/Schlomann, Barbara (2006):** *Externe Kosten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Vergleich zur Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern*. Gutachten im Auftrag des Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.
- KTH – School of Electrical Engineering at the Royal Institute of Technology Stockholm (2006):** *Study on the Technical Security Rules of the European Electricity Network*. Gutachten im Auftrag der Europäischen Kommission (GD Energie und Verkehr).
- Li, Rui/Chen, Luonan/Yokoyama, Ryuichi (2002):** *A Pricing Strategy for Electricity Market Based on Marginal Principle*. In: International Conference on Power System Technology. Band 4, Tokyo Metropolitan University. IEEE, S. 2363–2366.
- Meyberg, Kurt/Vachenaer, Peter (1999):** *Höhere Mathematik 1*. 5. Auflage. Berlin: Springer Verlag, Springer-Lehrbuch.
- Ockenfels, Axel/Grimm, Veronika/Zoettl, Gregor (2008):** *Strommarktdesign – Preisbildungsmechanismus im Auktionsverfahren für Stromstundenkontrakte an der EEX*. Gutachten im Auftrag der European Energy Exchange AG (URL: http://www.eex.com/de/document/31454/gutachten_eex_ockenfels.pdf) – Zugriff am 23. November 2008.

- Oeser, Michael/Pehtnt, Martin/Swider, Derk Jan (2007):** *Systemanalyse der CO₂-Minderungen durch den Einstieg in die Offshore-Windnutzung*. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 57, Nr. 7, S. 14–19.
- Peek, Markus/Bartels, Michael/Gatzen, Christoph (2004):** *Modellgestützte Analyse der Auswirkungen des CO₂-Zertifikatehandels auf die deutsche Elektrizitätswirtschaft*. In: *ZfE – Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 28, Nr. 1, S. 65–73.
- Pfaffenberger, Wolfgang/Hille, Maren (2004):** *Investitionen im liberalisierten Energiemarkt: Optionen, Marktmechanismen, Rahmenbedingungen*. Bremer Energie Institut (URL: <http://www.bremer-energie-institut.de>) – Zugriff am 23. November 2008.
- PLANCO Consulting GmbH (2007):** *Verkehrswirtschaftlicher und ökologischer Vergleich der Verkehrsträger Straße, Bahn und Wasserstraße*. Essen: Studie im Auftrag der Wasser- und Schifffahrtsverwaltung des Bundes.
- Roques, Fabian/Sassi, Olivier (2007):** *A Hybrid Modelling Framework to Incorporate Expert Judgment in Integrated Economic and Energy Models – IEA WEM-ECO Model*. International Energy Agency (URL: http://www.worldenergyoutlook.org/docs/weo2007/WEM-ECO_Description.pdf) – Zugriff am 23. November 2008.
- Saliger, Edgar (1993):** *Betriebswirtschaftliche Entscheidungstheorie*. 3. Auflage. München, Wien: Oldenbourg Verlag.
- Sassi, O./Crassous, R./Hourcade, J.-C./Gitz, V./Waisman, H./Guivarch, C. (2007):** *Imaclim-R: A Modelling Framework to Simulate Sustainable Development Pathways*. Nogent sur Marne Cedex: CIRED – Centre International de Recherche sur l'Environnement et le Développement – Technischer Bericht.
- Schlecht, Daniel (2004):** *Lastflussbasierte Vergabe von Übertragungsrechten im UCTE-Verbund*. Dissertation, RWTH Aachen, Aachener Beiträge zur Energieversorgung, Bd. 100.
- Schmidtchen, Dieter/Bier, Christoph (2005):** *Killing the Goose That May Have Laid the Golden Egg?* Saarbrücken: Center for the Study of Law and Economics – Technischer Bericht.

- Schmöller, Hagen (2005):** *Modellierung von Unsicherheiten bei der mittelfristigen Stromerzeugungs- und Handelsplanung*. Dissertation, RWTH Aachen, Aachener Beiträge zur Energieversorgung, Bd. 103.
- Schneider, Lambert (1998):** *Stromgestehungskosten von Großkraftwerken*. 1. Auflage. Freiburg: Öko-Institut e. V.
- Starmann, Frank (2000):** *Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung in Deutschland – Analyse und Simulation*. In: Zeitschrift für Elektrizitätswirtschaft, 24, Nr. 2, S. 69–102.
- Stoft, Steven (2002):** *Power System Economics – Designing Markets for Electricity*. 1. Auflage. IEEE Press, John Wiley & Sons, Inc.
- Swider, Derk Jan/Weber, Christoph (2007):** *The Costs of Wind’s Intermittency in Germany: Application of a Stochastic Electricity Market Model*. In: European Transactions on Electrical Power, 17, Nr. 2, S. 151–172.
- Tesfatsion, Leigh (2006):** *Handbook of Computational Economics: Agent-Based Computational Economics*. 1. Auflage. Amsterdam: Elsevier.
- Union for the co-ordination of transmission of electricity (UCTE) (2004):** *UCTE Operation Handbook* (URL: <http://www.ucte.org/publications/ophandbook>) – Zugriff am 23. November 2008.
- Union for the co-ordination of transmission of electricity (UCTE) (2008):** *System Adequacy Forecast 2008–2020* (URL: <http://www.ucte.org/publications/systemadequacy>) – Zugriff am 23. November 2008.
- Veit, Daniel/Fichtner, Wolf/Ragwitz, Mario (2004):** *Multi-Agenten-Systeme als Methode zur Simulation von Entscheidungsprozessen in der Energiewirtschaft*. Karlsruhe: Universität Karlsruhe (TH) – Technischer Bericht.
- Vereinigte Deutsche Elektrizitätswerke (VDEW) e. V. (1992):** *Grundsätze für die Beurteilung von Netzzrückwirkungen*.

- Voß, Alfred (2006):** *Effizienz von Auktionsmärkten in der Energiewirtschaft*. Stuttgart: Universität Stuttgart – Technischer Bericht.
- Weiss, Gerhard (1999):** *Multiagent Systems: A Modern Approach to Distributed Artificial Intelligence*. 1. Auflage. Cambridge: MIT Press.
- Widman, L. E./Loparo, K. A. (1989):** *Artificial Intelligence, Simulation & Modeling*. 1. Auflage. New York: John Wiley & Sons, Inc.
- Wissen, Ralf/Nicolosi, Marco (2008):** *Ist der Merit-Order-Effekt der erneuerbaren Energien richtig bewertet?* In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 58, Nr. 1, S. 110–115.
- Zeigler, Bernard P./Kim, Tag Gon/Praehofer, Herbert (2000):** *Theory of Modeling and Simulation*. 2. Auflage. Orlando: Academic Press, Inc.
- Zimmer, Christian (2000):** *Berücksichtigung des internationalen Stromhandels bei der Betriebsplanung europäischer Übertragungsnetzbetreiber*. Dissertation, RWTH Aachen, Aachener Beiträge zur Energieversorgung, Bd. 73.

A Daten des ökonomisch-technischen Modells

A.1 Betrachtungsbereich

A.1.1 Länder

Land	Schlüssel
Albanien	AL
Belgien	BE
Bosnien und Herzegowina	BA
Bulgarien	BG
Dänemark (West)	DK
Deutschland	DE
Frankreich	FR
Griechenland	GR
Italien	IT
Kroatien	HR
Luxemburg	LU
Mazedonien	MK
Niederlande	NL
Österreich	AT
Polen	PL
Portugal	PT
Rumänien	RO
Schweiz	CH
Serbien / Montenegro	CS
Slowakei	SK
Slowenien	SI
Spanien	ES
Tschechien	CZ
Ungarn	HU

Tabelle A.1: Länder innerhalb des Betrachtungsbereichs dieser Arbeit

A.1.2 Mitglieder der UCTE

Land	Übertragungsnetzbetreiber
Belgien	Elia System Operator
Bosnien und Herzegowina	Nezavisni operator sustava u Bosni i Hercegovini
Bulgarien	Electroenergien Sistemen Operator EAD
Dänemark (West)	Energinet.dk
Deutschland	E.ON Netz GmbH
Deutschland	EnBW Transportnetze AG
Deutschland	RWE Transportnetz Strom GmbH
Deutschland	Vattenfall Europe Transmission GmbH
Frankreich	RTE EDF Transport S. A.
Griechenland	Hellenic Transmission System Operator / Diachiristis Elinikou Sistimatos Metaforas Ilectrikis Energias
Italien	Terna – Rete Elettrica Nazionale SpA
Kroatien	HEP-Operator prijenosnog sustava d. o. o.
Luxemburg	Compagnie Grand Ducale d'Electricité du Luxembourg
Mazedonien	Macedonien Transmission System Operator
Montenegro	Elektroprivreda Crne Gore
Niederlande	TenneT TSO B. V.
Österreich	TIWAG Netz AG
Österreich	Verbund – Austrian Power Grid
Österreich	VKW-Netz AG
Polen	PSE-Operator S. A.
Portugal	Rede Eléctrica Nacional, S. A.
Rumänien	C. N. Transelectrica S. A.
Schweiz	swissgrid ag
Serbien	JP Elektromreža Srbije
Slowakei	Slovenska elektrizacna prenosova sustava, a. s.
Slowenien	Elektro Slovenija
Spanien	Red Eléctrica de España S. A.
Tschechien	CEPS a. s.
Ungarn	MAVIR Magyar Villamosenergia-ipari Átviteli Rendszerirányító Zártkörűen Működő Részvénytársaság

Tabelle A.2: Übertragungsnetzbetreiber der UCTE innerhalb des Betrachtungsbereichs dieser Arbeit

A.2 Topologie und Gebietseigenschaften des Netzmodells

A.2.1 Knoten

Knoten im Lastschwerpunkt einer Region werden mit einem vierstelligen Namen bezeichnet. Die ersten zwei Zeichen entsprechen dem Schlüssel des Landes, in dem die jeweilige Region liegt (vgl. Tabelle A.1). Das dritte Zeichen gibt Hinweise auf die geografische Lage der Region innerhalb des Landes (Nord, Ost, Süd, West oder Zentral). Wird die Region durch die ersten drei Stellen des Knotennamens eindeutig beschrieben, ist das vierte Zeichen des Knotennamens „x“, andernfalls eine laufende Nummer über alle Regionen mit gleicher geografischer Lage innerhalb eines Landes. Knoten, die auf der Grenze zwischen zwei Regionen liegen, werden mit einem neunstelligen Namen bezeichnet, der sich aus den Namen der Knoten in den Lastschwerpunkten der angrenzenden Regionen zusammensetzt.

Name	Koordinaten		Name	Koordinaten		Name	Koordinaten	
	x	y		x	y		x	y
PTSx	20	320	ITS3-ITS2	1860	460	PLSx-SKOx	2280	1340
PTNx	120	520	ATWx	1560	1020	PLSx-SKWx	2140	1310
PTSx-PTNx	100	410	ATWx-CHNx	1430	1030	PLZ2	2050	1380
ESS1	220	220	ATWx-CHOx	1510	1000	PLZ2-PLSx	2130	1410
PTSx-ESS1	140	250	ATZx	1730	1140	PLZ2-CZOx	2000	1370
ESS2	540	180	ATZx-ATWx	1610	1030	PLZ1	2080	1560
ESS1-ESS2	380	200	ATNx	1880	1170	PLZ1-PLZ2	2020	1510
ESW1	250	380	ATNx-ATZx	1800	1150	PLOx	2240	1560
PTSx-ESW1	160	350	ATSx	1850	1000	PLOx-PLZ1	2180	1580
ESS1-ESW1	280	270	ATSx-ATNx	1900	1080	PLOx-PLSx	2250	1490
ESOx	570	310	ATSx-ATZx	1760	1030	PLN2	2150	1780
ESS2-ESOx	530	250	SIZx	1850	870	PLN2-PLOx	2250	1660
ESW1-ESOx	410	300	SIZx-ATSx	1830	930	PLN2-PLZ1	2100	1670
ESZx	410	410	ITox	1700	870	PLN1	1850	1740
ESW1-ESZx	350	340	ITox-SIZx	1780	880	PLN1-PLN2	2050	1750
ESOx-ESZx	480	370	ITox-ATSx	1680	960	PLWx	1860	1490
ESW2	320	520	ITox-ATWx	1590	960	PLWx-PLN1	1860	1610
ESW2-ESW1	230	410	ITox-ATZx	1650	1000	PLWx-PLZ1	2000	1610
ESW2-ESZx	350	460	ITox-ITN2	1610	890	PLWx-PLZ2	1930	1480
ESW2-PTNx	200	480	HRWx	1930	730	PLWx-CZWx	1850	1430
ESN1	230	610	HRWx-SIZx	1900	830	DEO3	1710	1600
ESN1-PTNx	180	550	HRNx	1990	850	DEO3-PLWx	1780	1580
ESN1-ESW2	300	550	HRNx-HRWx	1950	830	DEO4	1580	1570
ESN2	420	600	HRNx-SIZx	1930	910	DEO4-DEO3	1650	1550
ESN1-ESN2	350	600	BAZx	2100	700	DEO2	1680	1440
ESN2-ESW2	370	540	BAZx-HRWx	1980	730	DEO2-DEO3	1720	1510
ESN2-ESZx	440	480	BAZx-HRNx	2050	810	DEO2-PLWx	1830	1500
ESN3	560	480	CSNx	2240	800	DEO2-CZWx	1710	1400
ESN3-ESN2	500	550	CSNx-HRNx	2150	850	DEO1	1580	1390
ESN3-ESZx	500	440	CSNx-BAZx	2180	760	DEO1-DEO4	1570	1480
ESN4	780	430	CSSx	2300	630	DEO1-DEO2	1650	1430
ESN4-ESN3	650	470	CSSx-CSNx	2290	760	DEN3	1600	1720
ESN4-ESOx	610	380	CSSx-BAZx	2180	660	DEN3-PLN1	1750	1690

A Daten des ökonomisch-technischen Modells

Name	Koordinaten x	y	Name	Koordinaten x	y	Name	Koordinaten x	y
FRS1	620	780	MKZx	2400	550	DEN3-DEO3	1730	1660
FRS1-ESN3	600	580	MKZx-CSSx	2380	590	DEN1	1420	1740
FRS2	750	630	ALZx	2290	490	DEN1-DEN3	1550	1720
FRS1-FRS2	710	620	ALZx-MKZx	2340	520	DEN2	1300	1660
FRS2-ESN4	780	510	ALZx-CSSx	2240	610	DEN2-DEN1	1400	1680
FRS3	810	780	GRWx	2530	210	DEZ4	1490	1580
FRS3-FRS1	710	750	GRWx-ALZx	2340	420	DEZ4-DEN1	1500	1650
FRS3-FRS2	840	680	GRWx-MKZx	2390	500	DEZ4-DEN3	1600	1660
FRS4	630	960	GROx	2510	490	DEZ4-DEO3	1650	1640
FRS4-FRS1	640	870	GROx-GRWx	2450	480	DEZ4-DEO4	1540	1590
FRS4-FRS3	740	850	GROx-MKZx	2450	530	DEZ3	1390	1440
FRO1	1040	610	BGWx	2500	650	DEZ3-DEO4	1500	1470
FRO1-FRS2	900	640	BGWx-GROx	2500	560	DEZ3-DEO1	1490	1390
FRO2	1000	820	BGWx-MKZx	2450	580	DEZ2	1350	1330
FRO2-FRO1	1030	700	BGWx-CSSx	2450	700	DEZ2-DEZ3	1360	1410
FRO2-FRS3	930	750	BGOx	2720	760	DEZ1	1490	1320
FRW1	430	1220	BGOx-BGWx	2610	670	DEZ1-DEZ2	1420	1320
FRW2	570	1080	ROW1	2370	900	DEZ1-DEO1	1560	1330
FRW2-FRW1	550	1150	ROW1-CSNx	2320	860	DEZ1-CZWx	1660	1320
FRZ1	800	960	ROW2	2400	1140	DES3	1660	1180
FRZ1-FRS4	730	960	ROW2-ROW1	2370	1000	DES3-CZWx	1710	1250
FRW2-FRS4	630	1030	RONx	2590	1150	DES3-ATZx	1700	1160
FRZ1-FRS3	850	870	RONx-ROW2	2500	1090	DES3-DEZ1	1630	1240
FRZ1-FRO2	950	860	ROOx	2720	950	DES2	1550	1130
FRZ2	880	1200	ROOx-RONx	2640	1080	DES2-DES3	1610	1140
FRZ2-FRW2	730	1130	ROOx-BGOx	2750	820	DES2-ATZx	1630	1070
FRZ2-FRZ1	850	1050	ROZx	2540	900	DES2-ATWx	1500	1040
FRN1	780	1280	ROZx-ROOx	2620	990	DES2-DEZ1	1540	1130
FRN1-FRW2	680	1210	ROZx-RONx	2520	1000	DES1	1350	1150
FRN1-FRZ2	800	1250	ROZx-ROW1	2450	950	DES1-DES2	1460	1140
FRN3	1000	1180	ROSx	2530	830	DES1-DEZ1	1460	1200
FRN3-FRZ2	960	1170	ROSx-ROZx	2580	870	DES1-CHNx	1350	1090
FRN4	1150	1180	ROSx-ROOx	2670	880	DES1-FRO3	1210	1070
FRN4-FRN3	1170	1230	ROSx-BGOx	2610	770	DES1-FRN4	1260	1140
FRN2	930	1360	ROSx-BGWx	2480	760	DEW3	1310	1260
FRN2-FRN1	850	1330	ROSx-CSSx	2400	780	DEW3-DEZ2	1330	1310
FRN2-FRZ2	910	1260	ROSx-ROW1	2450	830	DEW3-DEZ1	1410	1250
FRN2-FRN3	990	1300	HUOx	2260	1170	DEW3-DES1	1370	1190
FRO3	1020	1040	HUOx-ROW2	2350	1120	DEW3-FRN4	1210	1250
FRO3-FRO2	1030	870	HUNx	2150	1120	DEW2	1220	1480
FRO3-FRZ1	980	960	HUNx-HUOx	2210	1140	DEW2-DEW3	1210	1340
FRO3-FRN3	1010	1080	HUNx-ROW2	2320	1030	DEW2-DEZ2	1270	1400
FRO3-FRN4	1150	1080	HUSx	2210	990	DEW2-DEZ3	1330	1470
CHWx	1210	880	HUSx-HUNx	2230	1020	DEW1	1330	1570
CHWx-FRO3	1120	950	HUSx-ROW1	2270	970	DEW1-DEN2	1350	1610
CHWx-FRO2	1150	900	HUSx-CSNx	2200	910	DEW1-DEZ4	1450	1600
CHOx	1430	960	HUSx-HRNx	2060	900	DEW1-DEZ3	1410	1510
CHNx	1310	1020	HUWx	2060	1040	DEW1-DEW2	1300	1530
CHNx-CHOx	1380	970	HUWx-HUNx	2110	1080	NLNx	1190	1620
CHNx-CHWx	1240	970	HUWx-HUSx	2100	1000	NLNx-DEN2	1230	1640
CHNx-FRO3	1170	1050	HUWx-SIZx	1960	960	NLNx-DEW1	1210	1570
ITWx	1250	780	HUWx-ATSx	1960	1020	NLSx	1080	1510
ITWx-FRO1	1170	680	HUWx-ATNx	1980	1080	NLSx-NLNx	1150	1550
ITWx-FRO2	1150	800	SKWx	2040	1200	NLSx-DEW2	1150	1460
ITWx-CHWx	1260	840	SKWx-ATNx	1970	1170	BEZx	1100	1380
ITWx-CHOx	1340	870	SKWx-HUWx	2000	1120	BEZx-NLSx	1090	1470
ITN1	1460	770	SKWx-HUNx	2110	1160	BEZx-DEW2	1160	1380

Name	Koordinaten x	y	Name	Koordinaten x	y	Name	Koordinaten x	y
ITN1-ITWx	1340	790	SKOx	2250	1270	BEZx-FRN2	970	1400
ITN2	1540	870	SKOx-SKWx	2170	1240	BEZx-FRN3	1060	1330
ITN2-ITN1	1450	830	SKOx-HUOx	2250	1260	LUZx	1140	1300
ITN2-CHOx	1450	910	CZOx	2000	1310	LUZx-BEZx	1130	1330
ITS1	1580	630	CZOx-SKWx	2110	1270	LUZx-DEW3	1170	1300
ITS1-ITN1	1550	760	CZOx-ATNx	1920	1220	LUZx-FRN4	1140	1280
ITS1-ITN2	1600	790	CZWx	1740	1360	DKSx	1440	1890
ITS2	1700	510	CZWx-CZOx	1900	1320	DKSx-DEN1	1440	1870
ITS2-ITS1	1650	590	CZWx-ATNx	1910	1210	DKNx	1480	2000
ITS3	1980	390	PLSx	2240	1390	DKSx-DKNx	1460	1940

Tabelle A.3: Knoten des entwickelten Netzmodells

A.2.2 Kanten

Kanten verbinden immer genau zwei Knoten miteinander und werden durch die Namen dieser Knoten eindeutig beschrieben. Es gilt die Konvention, dass die im Lastschwerpunkt der Regionen liegenden Knoten immer dem Anfangsknoten einer Leitung entsprechen. Leistungsflüsse in Richtung der Regionengrenzen werden somit immer positiv gezählt. Ein im Lastschwerpunkt liegender Knoten kann zudem immer nur mit den auf der Grenze seiner Region liegenden Knoten verbunden werden. Die direkte Verbindung von zwei in Lastschwerpunkten liegenden Knoten ist nicht zulässig.

Anfangs-knoten	End-knoten	Anfangs-knoten	End-knoten	Anfangs-knoten	End-knoten
PTSx	PTSx-PTNx	CHOx	ITN2-CHOx	RONx	ROOx-RONx
PTNx	PTSx-PTNx	ITN2	ITN2-CHOx	ROOx	ROOx-RONx
PTSx	PTSx-ESW1	FRN4	FRN4-FRN3	HUOx	SKOx-HUOx
ESW1	PTSx-ESW1	FRN3	FRN4-FRN3	SKOx	SKOx-HUOx
ESW1	ESS1-ESW1	FRN4	FRO3-FRN4	HUOx	HUNx-HUOx
ESS1	ESS1-ESW1	FRO3	FRO3-FRN4	HUNx	HUNx-HUOx
ESS1	ESS1-ESS2	BEZx	BEZx-FRN2	HUNx	HUSx-HUNx
ESS2	ESS1-ESS2	FRN2	BEZx-FRN2	HUSx	HUSx-HUNx
ESOx	ESS2-ESOx	BEZx	BEZx-FRN3	HUSx	HUSx-ROW1
ESS2	ESS2-ESOx	FRN3	BEZx-FRN3	ROW1	HUSx-ROW1
ESS2-ESOx	ESOx-ESZx	NLSx	BEZx-NLSx	HUSx	HUSx-CSNx
ESOx	ESOx-ESZx	BEZx	BEZx-NLSx	CSNx	HUSx-CSNx
ESZx	ESOx-ESZx	NLNx	NLSx-NLNx	HRNx	HUSx-HRNx
ESZx	ESW1-ESZx	NLSx	NLSx-NLNx	HUSx-HRNx	HUWx-HUSx
ESW1	ESW1-ESZx	DEN2	NLNx-DEN2	HUSx	HUWx-HUSx
ESW1-ESZx	ESS1-ESW1	NLNx	NLNx-DEN2	HUWx	HUWx-HUSx
ESZx	ESW2-ESZx	DEN2	DEN2-DEN1	HUWx	HUWx-HUNx
ESW2	ESW2-ESZx	DEN1	DEN2-DEN1	HUNx	HUWx-HUNx
ESN3-ESZx	ESW2-ESZx	DEW1	DEW1-DEN2	HUWx	SKWx-HUNx
ESW2	ESW2-ESW1	DEN2	DEW1-DEN2	SKWx	SKWx-HUNx

A Daten des ökonomisch-technischen Modells

Anfangs-knoten	End-knoten	Anfangs-knoten	End-knoten	Anfangs-knoten	End-knoten
ESW1	ESW2-ESW1	DEW2	DEW1-DEW2	SKWx	SKOx-SKWx
ESW2	ESW2-PTNx	DEW1	DEW1-DEW2	SKOx	SKOx-SKWx
PTNx	ESW2-PTNx	NLSx	NLSx-DEW2	SKWx	SKWx-HUWx
ESZx	ESN3-ESZx	DEW2	NLSx-DEW2	HUWx	SKWx-HUWx
ESN3	ESN3-ESZx	DEW3	DEW2-DEW3	ATNx	HUWx-ATNx
ESN1	ESN1-PTNx	DEW2	DEW2-DEW3	HUWx	HUWx-ATNx
PTNx	ESN1-PTNx	DEW3	DEW3-FRN4	PLSx	PLSx-SKOx
ESN1	ESN1-ESW2	FRN4	DEW3-FRN4	SKOx	PLSx-SKOx
ESW2	ESN1-ESW2	LUZx	LUZx-DEW3	PLSx	PLOx-PLSx
ESN1	ESN1-ESN2	DEW3	LUZx-DEW3	PLOx	PLOx-PLSx
ESN2	ESN1-ESN2	LUZx	LUZx-BEZx	PLOx	PLOx-PLZ1
ESN2	ESN2-ESW2	BEZx	LUZx-BEZx	PLZ1	PLOx-PLZ1
ESW2	ESN2-ESW2	DES1	DEW3-DES1	PLZ1	PLZ1-PLZ2
ESN2	ESN3-ESN2	DEW3	DEW3-DES1	PLZ2	PLZ1-PLZ2
ESN3	ESN3-ESN2	DES1	DES1-FRN4	PLZ2	PLZ2-PLSx
ESN3-ESN2	FRN1-ESN3	FRN4	DES1-FRN4	PLSx	PLZ2-PLSx
ESN3-ESN2	ESN3-ESZx	DES1	DES1-CHNx	PLOx	PLN2-PLOx
ESN3	ESN4-ESN3	CHNx	DES1-CHNx	PLN2	PLN2-PLOx
ESN4	ESN4-ESN3	DES1	DES1-FRO3	PLN2	PLN2-PLZ1
ESN4	ESN4-ESOx	FRO3	DES1-FRO3	PLZ1	PLN2-PLZ1
ESOx	ESN4-ESOx	CHNx	CHNx-FRO3	PLN2	PLN1-PLN2
FRS1	FRS1-ESN3	FRO3	CHNx-FRO3	PLN1	PLN1-PLN2
ESN3	FRS1-ESN3	DES2	DES1-DES2	PLN1	PLWx-PLN1
FRS1	FRS1-FRS2	DES1	DES1-DES2	PLWx	PLWx-PLN1
FRS2	FRS1-FRS2	DES2	DES2-ATWx	PLWx	PLWx-PLZ1
FRS2	FRS2-ESN4	ATWx	DES2-ATWx	PLZ1	PLWx-PLZ1
ESN4	FRS2-ESN4	ATWx	ATWx-CHNx	PLWx	PLWx-PLZ2
FRS4	FRS4-FRS1	CHNx	ATWx-CHNx	PLZ2	PLWx-PLZ2
FRS1	FRS4-FRS1	ATWx	ATWx-CHOx	PLN1	DEN3-PLN1
FRS4-FRS1	FRZ1-FRS4	CHOx	ATWx-CHOx	DEN3	DEN3-PLN1
FRS3	FRS3-FRS2	ATWx	ATZx-ATWx	PLZ2	PLZ2-CZOx
FRS2	FRS3-FRS2	ATZx	ATZx-ATWx	CZOx	PLZ2-CZOx
FRO1	FRO1-FRS2	ATZx-ATWx	DES2-ATZx	CZOx	CZOx-SKWx
FRS2	FRO1-FRS2	DES2-ATZx	DES2-DES3	SKWx	CZOx-SKWx
FRO1	FRO2-FRO1	ATZx	ATNx-ATZx	CZOx	CZOx-ATNx
FRO2	FRO2-FRO1	ATNx	ATNx-ATZx	ATNx	CZOx-ATNx
FRO2	FRO2-FRS3	ATSx	ATSx-ATNx	CZOx	CZwx-CZOx
FRS3	FRO2-FRS3	ATNx	ATSx-ATNx	CZwx	CZwx-CZOx
FRO2-FRS3	FRO2-FRO1	ATSx	ATSx-ATZx	PLWx	DEO2-PLWx
FRZ1	FRZ1-FRS3	ATZx	ATSx-ATZx	DEO2	DEO2-PLWx
FRS3	FRZ1-FRS3	ATSx	ITox-ATSx	DEO2	DEO2-CZwx
FRZ1	FRZ1-FRO2	ITox	ITox-ATSx	CZwx	DEO2-CZwx
FRO2	FRZ1-FRO2	ATSx	SIZx-ATSx	DEO2	DEO2-DEO3
FRZ1	FRZ1-FRS4	SIZx	SIZx-ATSx	DEO3	DEO2-DEO3
FRS4	FRZ1-FRS4	SIZx	ITox-SIZx	DEO3	DEN3-DEO3
FRW2	FRW2-FRS4	ITox	ITox-SIZx	DEN3	DEN3-DEO3
FRS4	FRW2-FRS4	SIZx	HRNx-SIZx	DEO3	DEO4-DEO3
FRW1	FRW2-FRW1	HRNx	HRNx-SIZx	DEO4	DEO4-DEO3
FRW2	FRW2-FRW1	SIZx	HRWx-SIZx	DEO2	DEO1-DEO2
FRZ2	FRZ2-FRW2	HRWx	HRWx-SIZx	DEO1	DEO1-DEO2
FRW2	FRZ2-FRW2	HRNx	HRNx-HRWx	DEO1	DEO1-DEO4
FRZ2	FRZ2-FRZ1	HRWx	HRNx-HRWx	DEO4	DEO1-DEO4
FRZ1	FRZ2-FRZ1	HRNx	BAZx-HRNx	DEO1-DEO4	DEZ3-DEO4
FRO3	FRO3-FRO2	BAZx	BAZx-HRNx	DEZ4	DEZ4-DEN3
FRO2	FRO3-FRO2	BAZx	BAZx-HRWx	DEN3	DEZ4-DEN3
FRN3	FRO3-FRN3	HRWx	BAZx-HRWx	DEZ4	DEZ4-DEN1
FRO3	FRO3-FRN3	CSNx	CSNx-HRNx	DEN1	DEZ4-DEN1

A.2 Topologie und Gebietseigenschaften des Netzmodells

Anfangs-knoten	End-knoten	Anfangs-knoten	End-knoten	Anfangs-knoten	End-knoten
FRN3	FRN3-FRZ2	HRNx	CSNx-HRNx	DEZ4	DEW1-DEZ4
FRZ2	FRN3-FRZ2	CSNx	CSSx-CSNx	DEW1	DEW1-DEZ4
FRN1	FRN1-FRW2	CSSx	CSSx-CSNx	DEZ4	DEZ4-DEO4
FRW2	FRN1-FRW2	CSSx	CSSx-BAZx	DEO4	DEZ4-DEO4
FRN1	FRN1-FRZ2	BAZx	CSSx-BAZx	DEZ3	DEZ3-DEO4
FRZ2	FRN1-FRZ2	ALZx	ALZx-CSSx	DEZ3	DEW1-DEZ3
FRN2	FRN2-FRN1	CSSx	ALZx-CSSx	DEW1	DEW1-DEZ3
FRN1	FRN2-FRN1	MKZx	MKZx-CSSx	DEZ3	DEW2-DEZ3
FRN2	FRN2-FRZ2	CSSx	MKZx-CSSx	DEW2	DEW2-DEZ3
FRZ2	FRN2-FRZ2	GRWx	GRWx-ALZx	DEW2-DEZ3	DEW1-DEW2
FRN2	FRN2-FRN3	ALZx	GRWx-ALZx	DEZ3	DEZ2-DEZ3
FRN3	FRN2-FRN3	GRWx	GROx-GRWx	DEZ2	DEZ2-DEZ3
ITWx	ITWx-FRO2	GROx	GROx-GRWx	DEZ2	DEW2-DEZ2
FRO2	ITWx-FRO2	GROx	GROx-MKZx	DEW2	DEW2-DEZ2
ITN1	ITN1-ITWx	MKZx	GROx-MKZx	DEZ2	DEW3-DEZ2
ITWx	ITN1-ITWx	GROx	BGWx-GROx	DEW3	DEW3-DEZ2
ITN1-ITWx	ITWx-CHWx	BGWx	BGWx-GROx	DEW3-DEZ2	DEW2-DEZ2
ITN2	ITN2-ITN1	BGWx	BGOx-BGWx	DEZ2	DEZ1-DEZ2
ITN1	ITN2-ITN1	BGOx	BGOx-BGWx	DEZ1	DEZ1-DEZ2
ITN2-ITN1	ITN2-CHOx	BGWx	BGWx-CSSx	DEZ1	DEW3-DEZ1
ITN2	ITOx-ITN2	CSSx	BGWx-CSSx	DEW3	DEW3-DEZ1
ITOx	ITOx-ITN2	BGWx	ROsx-BGWx	DEZ1	DES2-DEZ1
ITS1	ITS1-ITN1	ROsx	ROsx-BGWx	DES2	DES2-DEZ1
ITN1	ITS1-ITN1	ROsx	ROsx-ROOx	DEZ1	DES3-DEZ1
ITS1	ITS1-ITN2	ROOx	ROsx-ROOx	DES3	DES3-DEZ1
ITN2	ITS1-ITN2	ROOx	ROOx-BGOx	DEZ1	DEZ1-DEO1
ITS1	ITS2-ITS1	BGOx	ROOx-BGOx	DEO1	DEZ1-DEO1
ITS2	ITS2-ITS1	ROsx	ROsx-ROZx	DEZ1-DEO1	DES3-DEZ1
ITS3	ITS3-ITS2	ROZx	ROsx-ROZx	DEZ1	DEZ1-CZWx
ITS2	ITS3-ITS2	ROZx	ROZx-ROOx	CZWx	DEZ1-CZWx
ITWx	ITWx-CHWx	ROOx	ROZx-ROOx	DES3	DES3-ATZx
CHWx	ITWx-CHWx	ROsx	ROsx-ROW1	ATZx	DES3-ATZx
CHWx	CHWx-FRO2	ROW1	ROsx-ROW1	DES3	DES2-DES3
FRO2	CHWx-FRO2	ROW1	ROZx-ROW1	DES2	DES2-DES3
CHWx	CHNx-CHWx	ROZx	ROZx-ROW1	DEN1	DKSx-DEN1
CHNx	CHNx-CHWx	ROZx	ROZx-RONx	DKSx	DKSx-DEN1
CHNx	CHNx-CHOx	ROZx-RONx	RONx-ROW2	DKSx	DKSx-DKNx
CHOx	CHNx-CHOx	ROW2	RONx-ROW2	DKNx	DKSx-DKNx
CHOx	ITWx-CHOx	ROW2	HUOx-ROW2		
ITWx	ITWx-CHOx	HUOx	HUOx-ROW2		

Tabelle A.4: Kanten des entwickelten Netzmodells

A.2.3 Gebietseigenschaften

In Tabelle A.5 sind die Gebietseigenschaften des Netzmodells, die zur Berechnung der knotenbezogenen Primärenergiekosten benötigt werden, dargestellt. Die Tabelle enthält die für jede Region charakteristische Transportkennzahl, die Positionen der Vorkommen von **Stein-** und **Braunkohle** und die Binnen- und Seehäfen innerhalb des

Betrachtungsbereiches. Da Kraftwerke ausschließlich an den in Lastschwerpunkten liegenden Knoten und nicht auf der Grenze zwischen Regionen errichtet werden können, sind nur die für Kraftwerksanschlüsse relevanten Knoten dargestellt.

Knoten	Transportkennzahl Stein-/Braunkohle	Vorkommen (Br, St)	Hafen
ALZx	100 / 100	Br	Nein
ATNx	70 / 70		Nein
ATStx	60 / 60	Br	Nein
ATWx	50 / 50		Nein
ATZx	65 / 65		Nein
BAZx	50 / 85	Br	Nein
BEZx	100 / 100		Ja
BGOx	85 / 85	Br, St	Nein
BGWx	95 / 95	Br, St	Nein
CHNx	0 / 0		Nein
CHOx	15 / 15		Nein
CHWx	15 / 15		Nein
CSNx	85 / 85	Br	Nein
CSSx	85 / 85	Br, St	Nein
CZOx	50 / 50	Br, St	Nein
CZWx	80 / 80	Br, St	Nein
DEN1	100 / 100		Ja
DEN2	100 / 100		Ja
DEN3	100 / 100		Ja
DEO1	70 / 70	Br	Nein
DEO2	95 / 95	Br	Nein
DEO3	60 / 60		Nein
DEO4	100 / 100	Br	Nein
DES1	20 / 20		Nein
DES2	20 / 20		Nein
DES3	30 / 30		Nein
DEW1	75 / 75		Nein
DEW2	100 / 100		Ja
DEW3	40 / 40	St	Nein
DEZ1	50 / 50		Nein
DEZ2	65 / 65		Nein
DEZ3	70 / 70	Br	Nein
DEZ4	80 / 80		Nein
DKNx	100 / 100		Ja
DKSx	100 / 100		Ja
ESN1	100 / 100	Br, St	Ja
ESN2	95 / 95		Ja
ESN3	5 / 5		Nein
ESN4	25 / 25		Ja
ESOx	60 / 60		Ja
ESS1	50 / 50		Ja
ESS2	35 / 35		Ja
ESW1	40 / 40	St	Nein
ESW2	30 / 30		Nein
ESZx	20 / 20		Nein
FRN1	90 / 90		Ja
FRN2	85 / 85		Ja
FRN3	50 / 50		Nein
FRN4	40 / 40	St	Nein
FRO1	40 / 40	St	Ja
FRO2	40 / 40		Nein
FRO3	35 / 35		Nein

A.2 Topologie und Gebietseigenschaften des Netzmodells

Knoten	Transportkennzahl Stein-/Braunkohle	Vorkommen (Br, St)	Hafen
FRS1	55 / 55		Ja
FRS2	30 / 30	St	Nein
FRS3	35 / 35	St	Nein
FRS4	30 / 30		Ja
FRW1	80 / 80		Ja
FRW2	60 / 60		Ja
FRZ1	10 / 10	St	Nein
FRZ2	40 / 40		Nein
GROx	100 / 100	Br	Ja
GRWx	100 / 100	Br	Ja
HRNx	60 / 70	Br	Nein
HRWx	100 / 100	Br, St	Nein
HUWx	65 / 65	Br	Nein
HUNx	70 / 70	Br	Nein
HUOx	60 / 60	Br	Nein
HUSx	75 / 75	St	Nein
ITN1	80 / 80		Ja
ITN2	55 / 55		Ja
ITOx	75 / 75		Nein
ITS1	85 / 85	Br	Ja
ITS2	65 / 65		Ja
ITS3	75 / 75		Ja
ITWx	95 / 95		Nein
LÜZx	50 / 50		Nein
MKZx	75 / 75	Br	Nein
NLNx	100 / 100		Ja
NLSx	100 / 100		Ja
PLN1	45 / 45	Br	Ja
PLN2	35 / 35		Nein
POx	40 / 40		Nein
PLSx	45 / 45	Br, St	Nein
PLWx	70 / 70	Br	Nein
PLZ1	60 / 60	Br	Nein
PLZ2	65 / 65	Br, St	Nein
PTNx	65 / 65		Ja
PTSx	65 / 65		Ja
RONx	0 / 0	Br	Nein
ROOx	10 / 10		Nein
ROsx	20 / 20	Br	Nein
ROW1	50 / 50	Br, St	Nein
ROW2	10 / 10	Br	Nein
ROZx	10 / 10		Nein
SIZx	95 / 95	Br	Nein
SKOx	0 / 0		Nein
SKWx	85 / 85	Br, St	Nein

Tabelle A.5: Gebietseigenschaften des Netzmodells

Tabelle A.6 zeigt die Transportmöglichkeit in Abhängigkeit von der Transportkennzahl und die spezifischen Transportkosten für Stein- und Braunkohle. Zur Berechnung der auf die Entfernung bezogenen Transportkosten wird die durchschnittliche Transportkennzahl \bar{x} in Abhängigkeit von den zu überquerenden Regionen ermit-

telt (vgl. Abschnitt 4.2.2.2). Anschließend werden die spezifischen Kosten der unterschiedlichen Transportmöglichkeiten nach Tabelle A.6 über den Wertebereich der Transportkennzahl $0 \leq \bar{x} \leq 100$ linear interpoliert¹.

Transportkennzahl x	Transport- möglichkeit	spez. Kosten [€/Tsd. t·km]
0 – 30	Straße	100
31 – 70	Bahn	50
71 – 100	Schiff	20

Tabelle A.6: Transportmöglichkeiten und spezifische Transportkosten für Stein- und Braunkohle

A.3 Physikalische Kenndaten der Primärenergieträger

A.3.1 Thermische Energie

Die aus einer gegebenen Menge eines Primärenergieträgers gewinnbare elektrische Energie wird neben dem Wirkungsgrad des Kraftwerks (vgl. Anhang A.4.1) von der thermischen Energie, die aus der Primärenergie maximal gewonnen werden kann, bestimmt. Diese thermische Energie kann bei Primärenergieträgern aus unterschiedlichen Vorkommen stark schwanken. In dieser Arbeit werden die in Tabelle A.7 dargestellten Werte angenommen. Zukünftig ist die Erweiterung des Modells auf knotenbezogene Primärenergieeigenschaften möglich.

Primärenergie- träger	spezifische Einheit	Wärmemenge [MWh]
Kernbrennstoff	1 kg	1.100,000
Steinkohle	1 t	8,333
Braunkohle	1 t	5,556
Erdgas	1.000 m ³	11,000
Öl	1 t	12,000

Tabelle A.7: Thermische Energie unterschiedlicher Primärenergieträger

¹vgl. PLANCO (2007).

A.3.2 Emissionen

In dieser Arbeit werden ausschließlich die CO₂-Emissionen, die bei Verbrennung fossiler Primärenergieträger entstehen, betrachtet. Diese können durch die chemische Reaktionsgleichung der Verbrennung berechnet werden. Für die molaren Massen der an der Verbrennung unterschiedlicher fossiler Primärenergieträger beteiligten Stoffe gelten die Daten aus Tabelle A.8.

Stoff	chemisches Formelzeichen	molare Masse [kg/kmol]
Kohlenstoff	C	12
Sauerstoff	O ₂	32
Kohlenstoffdioxid	CO ₂	44
Methan	CH ₄	16
Ethan	C ₂ H ₆	30

Tabelle A.8: Molare Massen der für die Berechnung von CO₂-Emissionen relevanten Stoffe

CO₂ entsteht bei der Verbrennung fossiler Primärenergieträger durch Reaktion des im Primärenergieträger enthaltenen Kohlenstoffes und der Kohlenstoffverbindungen mit Sauerstoff. Für die Menge des frei werdenden Kohlenstoffdioxids ist daher der Kohlenstoffanteil des Primärenergieträgers entscheidend. Die in dieser Arbeit angenommenen Kohlenstoffanteile von Steinkohle, Braunkohle und Öl und die bei Verbrennung dieser Primärenergieträger entstehenden CO₂-Emissionen sind in Tabelle A.9 dargestellt. Die CO₂-Emissionen berechnen sich unter Berücksichtigung des Kohlenstoffanteils x des jeweiligen Primärenergieträgers nach Formel A.1.

Primärenergie- träger	Kohlenstoff- anteil x [%]	spezifische Einheit	CO ₂ -Emissionen [t je spez. Einheit]
Steinkohle	75	1 t	2,750
Braunkohle	35	1 t	1,283
Öl	85	1 t	3,117

Tabelle A.9: Kohlenstoffanteil und CO₂-Emissionen fossiler Primärenergieträger

$$CO_{2\text{St,Br,Öl}} \left[\frac{\text{t}}{\text{spez. Einheit}} \right] = x \cdot \frac{\text{kmol}}{12 \text{ kg}} \cdot \frac{44 \text{ kg}}{\text{kmol}} \quad (\text{A.1})$$

Für die Berechnung der bei Verbrennung von Erdgas entstehenden CO₂-Emissionen wird angenommen, dass die für die Entstehung von CO₂-Emissionen relevanten Stoffe mit den in Tabelle A.10 dargestellten Anteilen in Erdgas auftreten. Der Einfluss sonstiger Bestandteile von Erdgas auf die Menge der CO₂-Emissionen wird vernachlässigt. Als Dichte wird $\rho_{\text{Erdgas}} = 0,8 \text{ kg/m}^3$ vorausgesetzt. Die bei Verbrennung der Bestandteile des Erdgases entstehenden CO₂-Emissionen berechnen sich nach Formel A.2, Formel A.3 und Formel A.4. Für die gesamten CO₂-Emissionen bei Verbrennung von Erdgas gilt somit $\text{CO}_{2,\text{Gas}} = 2 \text{ t/Tsd. m}^3$.

Stoff	Anteil x [%]
Methan	80
Ethan	10
CO ₂	2

Tabelle A.10: Angenommene Zusammensetzung von Erdgas

$$\text{CO}_{2,\text{Methan}} \left[\frac{\text{t}}{1000 \text{ m}^3} \right] = x_{\text{Methan}} \cdot 0,8 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \cdot \frac{12}{16} \cdot \frac{\text{kmol}}{12 \text{ kg}} \cdot \frac{44 \text{ kg}}{\text{kmol}} \quad (\text{A.2})$$

$$\text{CO}_{2,\text{Ethan}} \left[\frac{\text{t}}{1000 \text{ m}^3} \right] = x_{\text{Ethan}} \cdot 0,8 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \cdot \frac{24}{30} \cdot \frac{\text{kmol}}{12 \text{ kg}} \cdot \frac{44 \text{ kg}}{\text{kmol}} \quad (\text{A.3})$$

$$\text{CO}_{2,\text{CO}_2} \left[\frac{\text{t}}{1000 \text{ m}^3} \right] = x_{\text{CO}_2} \cdot 0,8 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \quad (\text{A.4})$$

A.4 Standardisierte Kraftwerkstypen

A.4.1 Technische Kenndaten

Die technischen Kenndaten der standardisierten Kraftwerkstypen zeigt Tabelle A.11^{2,3}. Die Angabe des Wirkungsgrads ist bei Wind-, Wasser- und Solarkraftwerken nicht erforderlich, da der Primärenergiebedarf dieser Kraftwerke in dieser Arbeit nicht berechnet wird.

Typ ⁴	Primär- energie- träger	Wirkungs- grad [%]	Nutzungs- dauer [a]	Pump- speicher [J/N]	minimale Einschaltd. [h]
KWKern (Std)	Kernbrennstoff	35,0	40	—	12
KWStKo (Std)	Steinkohle	39,6	50	—	4
KWStKo (Trk)	Steinkohle	50,1	50	—	4
KWStKo (GuD)	Steinkohle	53,4	50	—	4
KWBrKo (Std)	Braunkohle	35,3	50	—	4
KWBrKo (Trk)	Braunkohle	46,3	50	—	4
KWBrKo (GuD)	Braunkohle	52,3	50	—	4
KWGas (Std)	Erdgas	42,0	50	—	0
KWGas (Trb)	Erdgas	39,0	50	—	0
KWGas (GuD)	Erdgas	59,1	50	—	0
KWÖl (Std)	Erdöl	42,0	50	—	0
KWWind (Std)	Windenergie	—	20	—	0
KWWasser (LStd)	Wasserkraft	—	50	Nein	12
KWWasser (PStd)	Wasserkraft	—	50	Ja	0
KWSolar (Std)	Solarenergie	—	25	—	0

Tabelle A.11: Technische Kenndaten standardisierter Kraftwerkstypen

²vgl. Schneider (1998).

³vgl. Hillebrand (1997).

⁴Std: Standard; Trk: Trockenfeuerung; GuD: Gas-und-Dampf-Prozess; Trb: Turbine; LStd: Laufwasser/Standard; PStd: Pumpspeicher/Standard;

A.4.2 Ökonomische Kenndaten

Die ökonomischen Kenndaten der standardisierten Kraftwerkstypen zeigt Tabelle A.12^{5,6}.

Typ ⁷	Inv.-kosten [Tsd.€/MW]	Inst.-kosten [Tsd.€/MW-a]	Rückbaukosten [Tsd.€/MW]	Abschr.-dauer [a]	Erricht.-dauer [a]
KWKern (Std)	2500	145	160	40	10
KWStKo (Std)	1900	158	40	40	5
KWStKo (Trk)	1700	136	40	40	5
KWStKo (GuD)	2142	175	40	40	5
KWBrKo (Std)	2150	135	40	40	5
KWBrKo (Trk)	1920	110	40	40	5
KWBrKo (GuD)	2290	145	40	40	5
KWGas (Std)	750	25	40	40	2
KWGas (Trb)	665	7	40	40	2
KWGas (GuD)	887	44	40	40	2
KWÖl (Std)	750	25	40	40	2
KWWind (Std)	1000	20	0	10	1
KWWasser (LStd)	4500	45	40	40	1
KWWasser (PStd)	4500	45	40	40	1
KWSolar (Std)	5000	50	0	10	1

Tabelle A.12: Ökonomische Kenndaten standardisierter Kraftwerkstypen

⁵vgl. Schneider (1998).

⁶vgl. Hillebrand (1997).

⁷Std: Standard; Trk: Trockenfeuerung; GuD: Gas-und-Dampf-Prozess; Trb: Turbine; LStd: Laufwasser-/Standard; PStd: Pumpspeicher/Standard;

B Parametrierung exemplarischer Untersuchungen

B.1 Basisvariante

B.1.1 Verhalten politischer Akteure

Die Vorgaben politischer Akteure für den Ausbau erneuerbarer Energien betreffen die in dieser Arbeit betrachteten regenerativen Primärenergieträger Wind-, Wasser- und Solarenergie. Alle politischen Akteure innerhalb des Betrachtungsbereichs dieser Arbeit definieren in der Basisvariante das Ziel,

- bis zum Jahr 2020 rund 30 % und
- bis zum Jahr 2030 rund 50 %

der jährlich erzeugten elektrischen Energie auf Basis regenerativer Primärenergieträger zu erzeugen. Hierfür wird in allen Ländern eine Einspeisevergütung für regenerativ erzeugte elektrische Energie definiert, die zu einer Rendite von Investitionen in entsprechende Erzeugungsanlagen von 8 % führt. Erzeugungsanlagen auf Basis regenerativer Energien speisen vorrangig in das Übertragungsnetz ein. Sofern derartige Erzeugungsanlagen planbar eingesetzt werden können, ist auch die Vermarktung der erzeugten Energie zu Marktpreisen möglich. In diesem Fall kann die Rendite entsprechender Investitionen die politisch definierte Mindestrendite übersteigen. Für den Zeitraum nach 2030 setzen politische Akteure keine Zielvorgaben für den weiteren Ausbau regenerativer Energien.

Zusätzlich zu den Zielvorgaben für den Ausbau regenerativer Energien gilt in Deutschland die Vorgabe, alle bestehenden Kernkraftwerke bis zum Jahr 2022 abzuschalten. Das individuelle Jahr der Abschaltung unterschiedlicher Kraftwerke richtet sich nach dem Errichtungsjahr der Kraftwerke und wird entsprechend der in Abschnitt 5.5.1.1 erläuterten Methodik berechnet. Die Errichtung neuer Kernkraftwerke ist in Deutschland in der Basisvariante über den gesamten Analysezeitraum nicht zulässig.

B.1.2 Prognostizierte Entwicklung unsicherer Randbedingungen

Die durch Akteure erstellten Prognosen über die zukünftige Entwicklung der knotenbezogenen Preise für Kernbrennstoffe, Steinkohle, Braunkohle und Emissionszertifikate werden durch normalverteilte Erwartungen und kontinuierliche Verteilungsfunktionen entsprechend den Angaben aus Tabelle B.1 modelliert. Es wird angenommen, dass diese Prognosen in allen Ländern innerhalb des Betrachtungsbereichs dieser Arbeit identisch sind. Der über den Prognosezeitraum erwartete Anstieg des Erwartungswertes μ ist auf den derzeitigen Wert des jeweiligen Preises bezogen, die Angabe des Anstiegs der Standardabweichung σ erfolgt bezogen auf den Erwartungswert am Ende des Prognosezeitraums. Die Entwicklungen der Erwartungswerte und der Standardabweichungen werden über den jeweiligen Prognosezeitraum linear interpoliert. Innerhalb des Verfahrens werden die kontinuierlichen Verteilungsfunktionen im Definitionsbereich $[\mu - 3\sigma; \mu + 3\sigma]$ mit der angegebenen Anzahl Szenarien diskretisiert.

Primär- energie- träger	Prognose- zeitraum [a]	Anstieg μ [%]	Anstieg σ [%]	Anzahl Szenarien
Kernbrennstoff	100	50	6,67	3
Steinkohle	100	30	3,33	3
Braunkohle	100	10	1,67	3
CO ₂ -Zertifikate	40	100	10,00	3
CO ₂ -Zertifikate	100	150	33,33	3

Tabelle B.1: Prognosen der Akteure über Entwicklungen unsicherer Randbedingungen (Basisvariante – kontinuierliche Verteilungen)

Für die Entwicklung der Primärenergiepreise für Gas und Öl werden unsymmetrische Erwartungen angenommen, die für beide Primärenergieträger identisch sind. Die Modellierung erfolgt durch diskrete Szenarien entsprechend Tabelle B.2. Der Anstieg der Preise über den Prognosezeitraum ist auf die jeweiligen Preise zum Zeitpunkt, an dem die Prognosen erstellt werden, bezogen. Auch die Entwicklungen der in Tabelle B.2 dargestellten Primärenergieträger werden innerhalb der Prognosezeiträume linear interpoliert.

Die aus Sicht der Stromerzeuger und Netzbetreiber unsichere Lastentwicklung wird für jedes Marktgebiet durch drei Szenarien modelliert. Es wird angenommen, dass die Last innerhalb des jeweiligen Marktgebietes über einen Zeitraum von 20 Jahren jeweils mit einer Wahrscheinlichkeit von $1/3$

Primär- energie- träger	Prognose- zeitraum [a]	Anstieg absolut [%]	Wahrschein- lichkeit [%]
Gas, Öl	20	80	30
		100	60
		150	10
Gas, Öl	100	150	30
		200	60
		350	10

Tabelle B.2: Prognosen der Akteure über Entwicklungen unsicherer Randbedingungen (Basisvariante – diskrete Verteilungen)

- um 3 % steigt,
- um 3 % sinkt oder
- stagniert.

Eine Änderung der Im- und Exporte für das jeweilige Marktgebiet wird von Stromerzeugern und Netzbetreibern in der Basisvariante nicht erwartet.

Das Vertrauen der Akteure in die durch politische Akteure definierten Zielvorgaben für den Ausbau regenerativer Energien wird ebenfalls durch drei Szenarien modelliert. Stromerzeuger und Netzbetreiber erwarten in der Basisvariante, dass der tatsächlich erreichte Anteil erneuerbarer Energien zu den durch politische Akteure definierten Zeitpunkten zwischen 75 % und 125 % der politischen Zielvorgaben liegt. Die Eintrittswahrscheinlichkeit der Szenarien wird auf Basis einer Normalverteilung mit einem Erwartungswert von 100 % und einer Standardabweichung von 10 % berechnet. Das Vertrauen der Stromerzeuger und Netzbetreiber in die Ankündigungen politischer Akteure, Kraftwerke vor Ende der Nutzungsdauer abzuschalten, ist nur für Deutschland relevant (vgl. Anhang B.1.1) und beträgt 50 %.

B.1.3 Tatsächliche Entwicklung unsicherer Randbedingungen

Die tatsächliche Entwicklung unsicherer Randbedingungen innerhalb des Analysezeitraums entspricht jeweils dem Erwartungswert der von Stromerzeugern und Netzbetreibern erstellten Prognosen (vgl. Anhang B.1.2). Die Entwicklung der Preise für

Primärenergieträger und Emissionszertifikate ist in Tabelle B.3 dargestellt. Die Preise am Ende des jeweiligen Entwicklungszeitraums werden auf die Preise zu Beginn dieses Zeitraums bezogen, innerhalb der Entwicklungszeiträume werden die Entwicklungen der Randbedingungen linear interpoliert.

Primär- energie- träger	Entwicklungs- zeitraum [a]	Anstieg absolut [%]
Kernbrennstoff	100	50
Steinkohle	100	30
Braunkohle	100	10
Gas, Öl	20	99
Gas, Öl	100	200
CO ₂ -Zertifikate	40	100
CO ₂ -Zertifikate	100	150

Tabelle B.3: *Tatsächliche Entwicklung unsicherer Randbedingungen innerhalb des Analysezeitraums (Basisvariante)*

Die Entwicklung der Last entspricht ebenfalls dem Erwartungswert der von Stromerzeugern und Netzbetreibern erstellten Prognosen und stagniert demnach in der Basisvariante innerhalb des gesamten Analysezeitraums.

B.2 Variante 1

Die Prognosen der Stromerzeuger und Netzbetreiber für die zukünftige Entwicklung der Primärenergiepreise für Kernenergie und Braunkohle und für die Entwicklung der Preise für CO₂-Zertifikate entsprechen in Variante 1 den in der Basisvariante angenommenen Prognosen (vgl. Tabelle B.1). Die prognostizierte Entwicklung der Primärenergiepreise für Steinkohle wird – analog zur Modellierung in der Basisvariante – durch Diskretisierung einer Normalverteilung in drei Szenarien abgebildet. Der Erwartungswert der Normalverteilung entspricht über einen Prognosezeitraum von 100 Jahren einem Anstieg der Primärenergiepreise für Steinkohle um 150 %, die Standardabweichung steigt über diesen Zeitraum analog zur Basisvariante auf 3,33 % des Erwartungswertes. Die Prognosen der Stromerzeuger und Netzbetreiber über die Entwicklung der Primärenergiepreise für Gas und Öl sind in Tabelle B.4 dargestellt.

Primär- energie- träger	Prognose- zeitraum [a]	Anstieg absolut [%]	Wahrschein- lichkeit [%]
		0	30
Gas, Öl	100	25	60
		50	10

Tabelle B.4: Prognosen der Akteure über Entwicklungen unsicherer Randbedingungen (Variante 1 – diskrete Verteilungen)

Im Vergleich zur Basisvariante erwarten Stromerzeuger und Netzbetreiber in Variante 1 einen stärkeren Anstieg der Primärenergiepreise für Steinkohle und einen deutlich geringeren Anstieg der Preise für Gas und Öl (vgl. Anhang B.1.2).

Die tatsächliche Entwicklung der Primärenergiepreise wird innerhalb von Variante 1 ebenfalls variiert.

- In Variante 1a entspricht die tatsächliche Entwicklung der Primärenergiepreise der Entwicklung in der Basisvariante (vgl. Anhang B.1.3). Der Anstieg der Steinkohlepreise wird demnach durch Stromerzeuger und Netzbetreiber überschätzt, während der Anstieg der Preise für Gas und Öl unterschätzt wird.
- In Variante 1b entspricht die tatsächliche Entwicklung der Primärenergiepreise für Steinkohle, Gas und Öl analog zur Basisvariante den Erwartungswerten der von Stromerzeugern und Netzbetreibern erstellten Prognosen. Die im Vergleich zur Basisvariante unterschiedliche Entwicklung der Preise für Steinkohle, Gas und Öl ist in Tabelle B.5 dargestellt.

Primär- energie- träger	Entwicklungs- zeitraum [a]	Anstieg absolut [%]
Steinkohle	100	150
Gas, Öl	100	20

Tabelle B.5: Tatsächliche Entwicklung unsicherer Randbedingungen innerhalb des Analysezeitraums (Variante 1b)

B.3 Variante 2

In Variante 2 wird der in der Realität in Deutschland vereinbarte Ausstieg aus der Kernenergie nicht betrachtet. Es existieren daher im Vergleich zur Basisvariante (vgl. Anhang B.1) keine Vorgaben politischer Akteure, Kernkraftwerke vor Ende der Nutzungsdauer abzuschalten. Weiterhin ist der Neubau von Kernkraftwerken in Deutschland innerhalb des Analyse- und Betrachtungszeitraums in jedem Zeitpunkt zulässig.

Die aus Sicht der Stromerzeuger und Netzbetreiber möglichen sowie die tatsächlichen Entwicklungen unsicherer Randbedingungen innerhalb des Analysezeitraums sind in Variante 2 zur Parametrierung der Basisvariante identisch (vgl. Anhang B.1). Hierbei sind die aus Sicht der Stromerzeuger und Netzbetreiber möglichen Entwicklungen, die aus dem eingeschränkten Vertrauen in die Vorgaben politischer Akteure zum Ausstieg aus der Kernenergie folgen, ausgenommen.

B.4 Variante 3

In dieser Variante wird angenommen, dass Stromerzeuger und Netzbetreiber einen Anstieg der gesamten Nachfrage um 20 %, bezogen auf die Nachfrage zu Beginn des Analysezeitraums, über einen Zeitraum von 20 Jahren erwarten. Es wird unterstellt, dass der prozentuale Anstieg der Nachfrage an allen Knoten des Netzmodells identisch ist. Weiterhin wird angenommen, dass alle Marktteilnehmer diese Entwicklung sicher erwarten und keine Unsicherheiten betrachten. Die aus Sicht der Stromerzeuger und Netzbetreiber möglichen Entwicklungen sonstiger Randbedingungen für die Entwicklung des Elektrizitätsmarktes sind zu den in der Basisvariante angenommenen Entwicklungen identisch (vgl. Anhang B.1.2).

Analog zu Variante 1 wird die tatsächliche Entwicklung der Nachfrage innerhalb des Analysezeitraums in Variante 3 ebenfalls variiert.

- In Variante 3a ist die tatsächliche Entwicklung der Nachfrage zu der Entwicklung in der Basisvariante identisch (vgl. Anhang B.1.3). Der Anstieg der Nachfrage innerhalb des Analysezeitraums wird demnach durch Stromerzeuger und Netzbetreiber deutlich überschätzt, da die tatsächliche Entwicklung der Nachfrage im gesamten Betrachtungszeitraum stagniert.

- In Variante 3b steigt die Nachfrage nach elektrischer Energie bis zum Jahr 2050 an allen Knoten des Netzmodells um 25%, bezogen auf die Nachfrage zu Beginn des Analysezeitraums. Die tatsächliche Entwicklung der Nachfrage wird demnach auch in dieser Variante durch Stromerzeuger und Netzbetreiber überschätzt, die Differenz zwischen der tatsächlichen und der zu Beginn des Analysezeitraums von den Akteuren prognostizierten Entwicklung ist jedoch geringer als in Variante 3a.

Die tatsächlichen Entwicklungen aller weiteren Randbedingungen für die Entwicklung des Elektrizitätsmarktes sind zu den jeweiligen Entwicklungen in der Basisvariante identisch (vgl. Anhang B.1.3).

B.5 Variante 4

In Variante 4 sind sämtliche von Stromerzeugern und Netzbetreibern prognostizierten sowie die tatsächlichen Entwicklungen unsicherer Randbedingungen zu den in der Basisvariante angenommenen Entwicklungen identisch (vgl. Anhang B.1). Unterschiede bestehen ausschließlich in der maximalen Geschwindigkeit für den Ausbau des Übertragungsnetzes, die in Variante 4 um den Faktor zehn größer ist als in der Basisvariante. Die Genehmigungsdauer für neue Übertragungsleitungen wird in Variante 4 analog zur Basisvariante vernachlässigt.

B.6 Variante 5

Variante 5 wird in die Varianten 5a und 5b unterschieden.

In Variante 5a wird der Einfluss des in Abschnitt 5.5.1 vorgestellten Erlöskorrekturfaktors auf die Simulationsergebnisse untersucht. Es wird angenommen, dass die Marktpreise für elektrische Energie mit den variablen Kosten des entsprechend der Merit Order der verfügbaren Erzeugungsanlagen letzten zur Stromerzeugung eingesetzten Kraftwerks identisch sind, wenn die Summe der im jeweiligen Marktgebiet verfügbaren Erzeugungskapazität und der für Importe verfügbaren Übertragungskapazitäten dem Fünffachen der gesamten Nachfrage entspricht ($x(k_E = 0) = 5$). Bei der Berechnung der installierten Erzeugungskapazität wird für nicht planbar einsetzbare Erzeugungsanlagen – beispielsweise Windenergieanlagen – nur die im jeweiligen

Zeitbereich erwartete Einspeiseleistung berücksichtigt. Weiterhin wird vorausgesetzt, dass der Erlöskorrekturfaktor k_E durch einen Maximalwert, der in unterschiedlichen Variantenrechnungen zu $k_{E,\max} = 3$ und $k_{E,\max} = 5$ angenommen wird, begrenzt ist. Der Erlöskorrekturfaktor k_E entspricht demnach jeweils einer der in Abbildung B.1 dargestellten Funktionen.

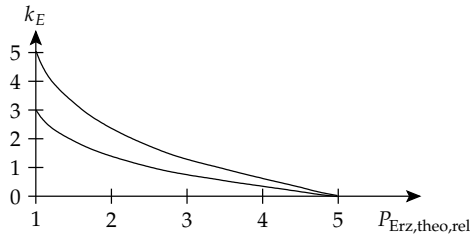


Abbildung B.1: Parametrierung des Erlöskorrekturfaktors in Variante 5a

Mit Ausnahme des in der Basisvariante vernachlässigten Erlöskorrekturfaktors ist die Parametrierung der Simulationsrechnungen in Variante 5a mit der Parametrierung der Basisvariante identisch (vgl. Anhang B.1).

Die Variante 5b zugrunde liegenden Annahmen und Randbedingungen entsprechen vollständig der in Abschnitt B.1 erläuterten Parametrierung der Basisvariante.

Lebenslauf

Persönliche Daten

Dr.-Ing. Tobias Paulun
geboren am 1. Juni 1981 in Frechen

Berufliche Tätigkeit

- seit 04/2005 Wissenschaftlicher Mitarbeiter und Doktorand am Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW) der RWTH Aachen
- seit 09/2006 Leiter der Forschungsgruppe *Asset Management und Regulierung* am IAEW

Studium

- 02/2007–05/2009 Promotionsstudium an der Fakultät für Wirtschaftswissenschaften der RWTH Aachen
- 04/2005–02/2007 Promotionsstudium an der Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik der RWTH Aachen
Abschluss: Dr.-Ing.
- 10/2000–03/2005 Studium der Elektrotechnik an der RWTH Aachen
Vertiefungsrichtung *Allgemeine Elektrotechnik*
Abschluss: Dipl.-Ing.
- 09/2004–03/2005 Diplomarbeit am IAEW
- 09/2003–11/2003 Studienarbeit am Institut für Hochfrequenztechnik der RWTH Aachen
- 02/2002–03/2004 Studentische Hilfskraft am IAEW

Zivildienst

- 08/1999–06/2000 DRK Altenpflegeheim Bergheim

Schulbildung

- 07/1991–06/1999 Gymnasium der Stadt Kerpen, Abschluss: Abitur
- 07/1987–06/1991 Mühlenfeldgrundschule Kerpen-Sindorf

Praktika

- 03/2004–06/2004 RWE Innogy, Swindon, England
- 09/2002–11/2002 Petroleum Development Oman (PDO), Muscat, Oman
- 08/2000–09/2000 Lucas Nülle Lehr- und Meßgeräte GmbH, Kerpen

Stipendien

seit 01/2009	Mitglied im Jungen Kolleg der Nordrhein-Westfälischen Akademie der Wissenschaften
02/2003–03/2005	Stipendiat der Stiftung der deutschen Wirtschaft (SdW)
10/2002–03/2005	Stipendiat der Prof. Dr. Koepchen-Studienstiftung

Auszeichnungen

2008	Friedrich-Wilhelm-Dissertationspreis der RWTH Aachen
2008	Borchers-Plakette der RWTH Aachen
2007	Dissertationspreis der ABB, Mannheim
2006	Friedrich-Wilhelm-Diplompreis der RWTH Aachen
2006	Studienpreis der Otto-Junker-Stiftung, Lammersdorf
2006	Studienpreis der SEW Eurodrive Stiftung, Bruchsal
2005	Edison-Preis der GE Foundation in Bronze
2005	Springorum Medaille der RWTH Aachen