

**Analyse umweltpolitischer Instrumente zur Förderung der  
Stromerzeugung aus regenerativen Energieträgern im  
liberalisierten Strommarkt**

- Eine Untersuchung unter technischen, ökonomischen und umweltrelevanten Gesichtspunkten am Beispiel der Region Baden-Württemberg -

Zur Erlangung des akademischen Grades eines  
Doktors der Wirtschaftswissenschaften  
(Dr. rer. pol.)

von der Fakultät für  
Wirtschaftswissenschaften  
der Universität Fridericiana zu Karlsruhe

genehmigte  
DISSERTATION

von  
Diplom-Wirtschaftsingenieur Martin Dreher

Tag der mündlichen Prüfung: 18.12.2001

Referent: Prof. Dr. O. Rentz

Korreferent: Prof. Dr. S. Berninghaus

Karlsruhe, 2001

## **Vorwort**

Vor dem Hintergrund verschiedener aktueller umwelt- und energiepolitischer Zielsetzungen befasst sich die vorliegende Arbeit mit der Fragestellung der Auswirkungen einer umfangreichen Förderung des Einsatzes regenerativer Energieträger zur Stromerzeugung auf das bestehende Versorgungssystem der betrachteten Beispielregion Baden-Württemberg. Die Arbeit entstand während meiner Zeit als wissenschaftlicher Angestellter am Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion der Universität Karlsruhe (TH) in den Jahren 1997 bis 2001. Ausgangspunkt waren verschiedene Forschungsvorhaben, durchgeführt beispielsweise für das Land Baden-Württemberg sowie den Deutschen Bundestag, in deren Rahmen unterschiedliche Fragestellungen aus dem Themenfeld der Förderung regenerativ erzeugter Elektrizität analysiert wurden.

Mein besonderer Dank gilt dem Leiter des Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion, Herrn Prof. Dr. O. Rentz, für die Betreuung meiner Arbeit sowie für die Möglichkeit, an seinem Institut die dieser Arbeit zu Grunde liegenden Forschungsvorhaben durchführen zu können. Weiterhin danke ich Herrn Prof. Dr. S. Berninghaus für die Übernahme des Korreferats und die prüfende Durchsicht der Arbeit.

Sehr verbunden bin ich auch meinen Kolleginnen und Kollegen vom Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion sowie vom Deutsch-Französischen Institut für Umweltforschung für die zahlreichen konstruktiven Diskussionen und Anregungen zu meiner Arbeit.

Nicht zuletzt gilt mein Dank meinen Eltern sowie meiner Lebensgefährtin für ihr Verständnis und die Unterstützung bei der Fertigstellung der Arbeit.

Bischweier, Dezember 2001

Martin Dreher

## Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>EINLEITUNG</b>	<b>1</b>
1.1	AUSGANGSLAGE	1
1.2	PROBLEMSTELLUNG	2
1.3	ZIELSETZUNG UND LÖSUNGSWEG	3
1.4	REGENERATIVE ENERGIETRÄGER UND GRÜNER STROM	5
<b>2</b>	<b>UMWELTPOLITISCHE INSTRUMENTE ZUR FÖRDERUNG DER STROMERZEUGUNG AUS REGENERATIVEN ENERGIETRÄGERN</b>	<b>7</b>
2.1	CHARAKTERISIERUNG UMWELTPOLITISCHER INSTRUMENTE	7
2.2	DISKUTIERTER INSTRUMENTE ZUR FÖRDERUNG EINER STROMERZEUGUNG AUS REGENERATIVEN ENERGIQUELLEN	9
2.3	AKTUELLE SITUATION BEI DER UMSETZUNG UMWELTPOLITISCHER INSTRUMENTE	11
2.4	DAS ERNEUERBARE-ENERGIEN-GESETZ (EEG)	12
2.5	QUOTENMODELLE	15
2.6	AUSSCHREIBUNGSMODELLE	17
2.7	GRÜNE ANGEBOTE	19
2.7.1	<i>Die Ausgangssituation</i>	19
2.7.2	<i>Zusätzlichkeit Grüner Angebote</i>	19
2.7.3	<i>Empirische Erhebungen zu Grünen Angeboten</i>	22
2.7.4	<i>Formen Grüner Angebote</i>	23
2.7.5	<i>Entwicklung der Angebotszahl differenziert nach unterschiedlichen Angebotsformen</i>	27
2.7.6	<i>Spenden- und Beteiligungsmodelle</i>	28
2.7.7	<i>Tarifangebote</i>	29
2.7.7.1	<i>Angebotsformen</i>	29
2.7.7.2	<i>Eingesetzte Anlagen</i>	30
2.7.7.3	<i>Kosten einer Teilnahme</i>	31
2.7.8	<i>Wettbewerbssituation</i>	33
2.7.9	<i>Angebotserfolg</i>	34
2.7.10	<i>Marketing</i>	35
2.7.11	<i>Glaubwürdigkeit und Transparenz</i>	36
<b>3</b>	<b>METHODIK ZUR ANALYSE DER AUSWIRKUNGEN UMWELTPOLITISCHER INSTRUMENTE AUF EIN ENERGIESYSTEM</b>	<b>39</b>
3.1	DARSTELLUNG ALTERNATIVER METHODISCHER ANSÄTZE	39
3.1.1	<i>Analysen auf Basis von Einzelfallbetrachtungen</i>	39
3.1.2	<i>Top-Down-Modelle</i>	39
3.1.3	<i>Bottom-Up-Modelle</i>	41
3.2	KRITISCHE WÜRDIGUNG DES ANSATZES VON ENERGIE- UND STOFFFLUSSMODELLEN	43
3.3	KURZDARSTELLUNG DES PERSEUS-MODELLSYSTEMS	46
3.4	DAS PERSEUS-REG <sup>2</sup> MODELL	51
3.4.1	<i>Einleitung</i>	51
3.4.2	<i>Methodische Weiterentwicklung</i>	53
3.4.2.1	<i>Integration verschiedener Unternehmenstypen</i>	53
3.4.2.2	<i>Abbildung von nicht-energetischen und nicht-stofflichen Flüssen</i>	55
3.4.2.3	<i>Berücksichtigung von Qualitätsmerkmalen bei Energieträgern</i>	56
3.4.3	<i>Darstellung des PERSEUS-REG<sup>2</sup> Modellansatzes</i>	57

3.4.3.1	Einleitung .....	57
3.4.3.2	Zielfunktion .....	61
3.4.3.3	Nebenbedingungen zur Bilanzierung von Energie- und Stoffflüssen.....	63
3.4.3.4	Nebenbedingungen für Kapazitäten .....	65
3.4.3.5	Abbildung von Energiespeichern.....	66
3.4.3.6	Modellierung von Marktanteilen .....	67
3.4.3.7	Kumulierte Produktionsmengen .....	68
3.4.3.8	Abbildung von relativen Mengenvorgaben für Energieträger .....	68
3.4.3.9	Modellierung von handelbaren grünen Zertifikaten .....	69
3.4.4	<i>Kritische Würdigung des entwickelten Modellansatzes</i> .....	69
3.4.4.1	Berücksichtigung von Preiselastizitäten der Energienachfrage.....	69
3.4.4.2	Lineare Programmierung.....	70
<b>4</b>	<b>DAS PERSEUS-REG<sup>2</sup> MODELL FÜR DIE REGION BADEN-WÜRTTEMBERG .....</b>	<b>73</b>
4.1	GRUNDLEGENDE RAHMENANNAHMEN DER MODELLIERUNG.....	73
4.1.1	<i>Zeitliche Differenzierung des Analysezeitraumes</i> .....	73
4.1.1.1	Periodeneinteilung.....	73
4.1.1.2	Intervalleinteilung .....	75
4.2	DAS BASISMODELL FÜR BADEN-WÜRTTEMBERG .....	76
4.2.1	<i>Grundstruktur des Modells</i> .....	76
4.2.1.1	Akteure auf dem baden-württembergischen Energiemarkt .....	76
4.2.1.2	Modellierung einzelner Akteure .....	81
4.2.1.3	Beziehungen zwischen den Akteuren .....	82
4.2.2	<i>Exkurs: Stromnetz und Stromflüsse</i> .....	84
4.2.3	<i>Ankopplung eines regionalen Modells an den liberalisierten Strommarkt</i> .....	87
4.2.3.1	Modellrelevante Bereiche des liberalisierten Marktes .....	87
4.2.3.2	Möglichkeiten zur Integration des liberalisierten Strommarktes .....	88
4.2.4	<i>Stromhandel</i> .....	91
4.2.4.1	Der Strommarkt aus Sicht der Modellierung.....	91
4.2.4.2	Handelsmengen .....	92
4.2.4.3	Marktpreise und Durchleitungsentgelte .....	93
4.2.5	<i>Preisentwicklung bei fossilen Primärenergieträgern</i> .....	97
4.2.6	<i>Energienachfrage</i> .....	99
4.2.6.1	Nachfragegruppen.....	99
4.2.6.2	Nachfrageprognose.....	100
4.2.7	<i>Existierender Kraftwerkspark in Baden-Württemberg</i> .....	102
4.2.7.1	Anlagen auf Basis fossiler Energieträger .....	102
4.2.7.2	Kernkraftwerke und Kernenergieausstieg .....	103
4.2.7.3	Anlagen auf Basis regenerativer Energieträger.....	104
4.2.8	<i>Zukunftsoptionen für fossile Kraftwerke</i> .....	107
4.2.9	<i>Die Fernwärmeversorgung im Rahmen der Modellierung</i> .....	108
4.3	ERZEUGUNG VON GRÜNEM STROM .....	109
4.3.1	<i>Modellintegration regenerativer Stromerzeugungsanlagen</i> .....	109
4.3.2	<i>Der Potentialbegriff</i> .....	109
4.3.3	<i>Optionen in der Bundesrepublik Deutschland</i> .....	110
4.3.3.1	Wasserkraft .....	110
4.3.3.2	Windkraft .....	113

4.3.3.3	Biomassenutzung.....	116
4.3.3.4	Solarstrahlung.....	122
4.3.3.5	Geothermie.....	123
4.3.4	<i>Die Angebotsfunktion für grünen Strom auf europäischer Ebene</i> .....	125
4.4	ABBILDUNG UMWELTPOLITISCHER INSTRUMENTE.....	127
4.4.1	<i>Modellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)</i> .....	127
4.4.2	<i>Quotenregelung und Ausschreibungsmodell aus Sicht der Modellierung</i> .....	130
4.4.3	<i>Modellierung einer Mengenvorgabe für grünen Strom</i> .....	130
<b>5</b>	<b>INSTRUMENTENANALYSE MIT DEM PERSEUS-REG<sup>2</sup> MODELL</b> .....	<b>132</b>
5.1	SZENARIODEFINITION.....	132
5.1.1	<i>Charakterisierung des Referenzfalls</i> .....	132
5.1.2	<i>Charakterisierung des Szenario einer Mengenvorgabe für grünen Strom</i> .....	133
5.2	ENTWICKLUNGEN IM REFERENZFALL.....	135
5.2.1	<i>Nicht-regenerative Stromerzeugung</i> .....	135
5.2.2	<i>Nutzung regenerativer Energiequellen</i> .....	137
5.2.3	<i>Import und Export von Elektrizität</i> .....	139
5.2.4	<i>Der Anteil grünen Stroms</i> .....	140
5.2.5	<i>Erzeugungskosten für Strom</i> .....	141
5.2.6	<i>Emissionen</i> .....	142
5.3	ZU ERWARTENDE ENTWICKLUNG IM FALLE EINER MENGENVORGABE FÜR GRÜNEN STROM.....	144
5.3.1	<i>Mengenvorgabe für grünen Strom ohne Zertifikatehandel</i> .....	144
5.3.1.1	<i>Einsatz fossiler Energieträger</i> .....	144
5.3.1.2	<i>Genutzte regenerative Energiequellen</i> .....	145
5.3.1.3	<i>Exkurs: Detailanalyse zur energetischen Nutzung von Holz</i> .....	150
5.3.1.4	<i>Entwicklung der Stromgestehungskosten</i> .....	153
5.3.1.5	<i>Einlastung von Anlagen auf Basis regenerativer Energieträger</i> .....	154
5.3.1.6	<i>Handel mit grünem Strom</i> .....	156
5.3.1.7	<i>Back-up für stark fluktuierende Energieträger</i> .....	157
5.3.1.8	<i>Emissionen</i> .....	159
5.3.2	<i>Auswirkungen eines Zertifikatehandels</i> .....	163
5.3.2.1	<i>Verteilung und Nutzung des regenerativ erzeugten Stroms</i> .....	163
5.3.2.2	<i>Die Rolle der Vergütung für Strom und Zertifikate</i> .....	164
5.3.2.3	<i>Nationaler Zertifikatehandel</i> .....	166
5.3.2.4	<i>Internationaler Zertifikatehandel</i> .....	168
5.3.2.5	<i>Zusammenhang zwischen Zertifikatehandel und Emissionsentwicklung</i> .....	169
5.3.2.6	<i>Problematik der „stranded Investments“</i> .....	171
5.3.3	<i>Rolle der Fernwärmeversorgung im Rahmen einer Mengenvorgabe für grünen Strom</i> .....	173
<b>6</b>	<b>SCHLUSSFOLGERUNGEN UND AUSBLICK</b> .....	<b>177</b>
6.1	EMPFEHLUNGEN HINSICHTLICH DES FREIWILLIGEN INSTRUMENTS GRÜNER ANGEBOTE.....	177
6.2	SCHLUSSFOLGERUNGEN BEZÜGLICH EINER MENGENVORGABE FÜR GRÜNEN STROM.....	179
6.2.1	<i>Förderung einzelner Technologien und regenerativer Energieträger</i> .....	179
6.2.2	<i>Ausgestaltung einer Mengenvorgabe für Grünen Strom</i> .....	181
6.3	ANWENDUNG VON ENERGIESYSTEMMODELLEN.....	183
6.4	AUSBLICK AUF DEN WEITEREN FORSCHUNGSBEDARF.....	184
<b>7</b>	<b>ZUSAMMENFASSUNG</b> .....	<b>187</b>

**8 LITERATUR..... 193**

## Abbildungsverzeichnis

Bild 1: Einordnung ausgewählter umweltpolitischer Instrumente.....	11
Bild 2: Charakterisierung Grüner Angebote .....	26
Bild 3: Markteinführung der erfassten grünen Angebote (ermittelt auf Grundlage der Umfrage im Frühjahr 2000).....	27
Bild 4: Zusammenhang zwischen Teilnehmerquote und jährlichen Stromkosten bei einem Verbrauch von 3000 kWh/a (Ermittelt auf Grundlage der Umfrage im Frühjahr 2000)..	34
Bild 5: Marketingaktivitäten für Grüne Angebote (Mehrfachnennungen möglich) .....	36
Bild 6: Zertifizierung Grüner Angebote.....	37
Bild 7: Struktureller Aufbau des PERSEUS-Modells .....	50
Bild 8: Hierarchischer Aufbau der Datenstruktur .....	52
Bild 9: Modellierungsebenen für Wertpapier- sowie Energie- und Stoffflüsse .....	56
Bild 10: Lastkurve für einen Werktag im Winter in Baden-Württemberg.....	76
Bild 11: Struktur des entwickelten PERSEUS-REG <sup>2</sup> Modells für Baden-Württemberg.....	84
Bild 12: Schematische Darstellung des Verbundsystems (in Anlehnung an [Haubrich et al. 1995, S. 12] und [Pfaffenberger 1993, S. 28]).....	86
Bild 13: Entwicklung der Preise auf dem Strommarkt.....	95
Bild 14: Preisentwicklung fossiler Primärenergieträger (nach [Prognos 2000] und eigene Berechnungen) .....	98
Bild 15: Kumulierte Angebotskurve für grünen Strom beziehungsweise grüne Zertifikate aus EU-Mitgliedsländern für 2010 (ohne Deutschland).....	126
Bild 16: Vergleich der Produktionskosten von Steinkohlekraftwerken und Erdgas GuD-Kraftwerken in Abhängigkeit der Preisdifferenz bei den Primärenergieträgern .....	136
Bild 17: Entwicklung der spezifischen Emissionen im Referenzfall .....	143
Bild 18: Stromgestehungskosten in Abhängigkeit vom Holzpreis.....	151
Bild 19: Entwicklung der Stromerzeugungskosten im Falle einer Quotenregelung ohne Zertifikatehandel .....	154
Bild 20: Entwicklung der erforderlichen Back-up Leistung.....	158
Bild 21: Entwicklung der spezifischen CO <sub>2</sub> -Emissionen .....	160
Bild 22: Entwicklung der spezifischen SO <sub>2</sub> -Emissionen .....	161
Bild 23: Entwicklung der spezifischen NO <sub>x</sub> -Emissionen .....	162
Bild 24: Vergleich von Zertifikatekauf und Eigenerzeugung .....	165

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Typische Merkmale ordnungsrechtlicher, ökonomischer und freiwilliger Instrumente (siehe auch [Rentz et al. 1999b]).....	8
Tabelle 2: Vergütungen für EEG-geförderte Anlagen.....	13
Tabelle 3: Entwicklung der Angebotszahlen (absolute Häufigkeiten) .....	27
Tabelle 4: Geförderte Technologien (realisierte und geplante Angebote).....	29
Tabelle 5: Beteiligungs- und Spendenmodelle im Vergleich mit Tarifmodellen.....	29
Tabelle 6: Anteile der einzelnen Tariformen bei der Gruppe der VDEW-Mitgliedsunternehmen.....	30
Tabelle 7: Vergleich der Stromkosten des Beispielhaushaltes bei verschiedenen Angeboten .....	32
Tabelle 8: Vergleich der durchschnittlichen Mehrkosten pro kWh für einen Privathaushalt bei einem Stromverbrauch von 3000 kWh/a .....	33
Tabelle 9: Methodische und anwendungsorientierte Module des PERSEUS-Modellsystems (in Anlehnung an [Göbelt et al. 2000]).....	48
Tabelle 10: Produzententypen .....	58
Tabelle 11: Zuordnung der Bilanzgleichungen zu Produzententypen.....	64
Tabelle 12: Kurzfristige Preiselastizitäten (Quellen nach [Wietschel 1995]) .....	70
Tabelle 13: Aufteilung des Untersuchungszeitraumes .....	74
Tabelle 14: Intervalleinteilung .....	75
Tabelle 15: Aufteilung des baden-württembergischen Versorgungsgebiets auf die Unternehmensklassen .....	79
Tabelle 16: Maximale Exportmengen für Strom .....	93
Tabelle 17: Vergleich der zu erwartenden Stromerzeugungskosten als Abschätzung der zukünftigen Preisentwicklung auf dem Hochspannungsniveau in [Pf/kWh] .....	94
Tabelle 18: Netznutzungsentgelte für Industriekunden (Stand: 07.07.2000, ohne KWK-Förderung in Höhe von 0,53 Pf/kWh).....	96
Tabelle 19: Entwicklung der Energienachfrage für die verschiedenen abgebildeten Unternehmenstypen in Baden-Württemberg .....	101
Tabelle 20: Elektrische Leistung der modellierten fossilen und nuklearen Kraftwerke in Baden-Württemberg im Basisjahr 1996.....	103
Tabelle 21: Im Jahr 1996 in Baden-Württemberg installierte Leistung regenerativer Stromerzeugungsanlagen .....	106
Tabelle 22: Technologiedaten von Kraftwerksoptionen zur Stromerzeugung aus fossilen Brennstoffen .....	107
Tabelle 23: Leistungsdaten zu Laufwasserkraftanlagen.....	111
Tabelle 24: Potentiale für Windkraftanlagen an Festlandsstandorten.....	114



---

Tabelle 25: Angenommene Zubaupotentiale für Offshore-Windkraftanlagen .....	115
Tabelle 26: Vollbenutzungsstunden bei Windkraftanlagen.....	115
Tabelle 27: Entwicklung der spezifischen Investitionen von Windkraftanlagen .....	116
Tabelle 28: Potentiale und Preisentwicklung fester biogener Brennstoffe .....	119
Tabelle 29: Daten zu Kraftwerksanlagen für biogene Festbrennstoffe .....	120
Tabelle 30: Potentialabschätzung für Solarstrahlung .....	122
Tabelle 31: Daten zu Photovoltaikanlagen.....	123
Tabelle 32: Modellierete Potentialklassen des internationalen Angebots an grünem Strom. 127	
Tabelle 33: Entwicklung der installierten Leistung von Windkraft- und Photovoltaikanlagen privater und unabhängiger Betreiber in Baden-Württemberg (eigene Berechnungen) 128	
Tabelle 34: Analysierte Quotenpfade und damit verbundene Mengen an grünem Strom... 134	
Tabelle 35: Anteil grünen Stroms im baden-württembergischen Versorgungssystem .....	141
Tabelle 36: Stromerzeugungskosten .....	142
Tabelle 37: Erzeugungskosten für grünen Strom einzelner Technologien.....	149
Tabelle 38: Preise und Potentiale für verschiedene Holzarten in Baden-Württemberg [Rentz et al. 2000a].....	150
Tabelle 39: Entwicklung der Holznutzung bei einem Einsatz in Zufeuerungsanlagen .....	152
Tabelle 40: Anteil der in Baden-Württemberg erzeugten Zertifikate .....	166
Tabelle 41: Vergleich der Erzeugungsgrenzkosten für grünen Strom und Zertifikate .....	169

# 1 Einleitung

## 1.1 Ausgangslage

Die Problematik globaler Klimaveränderungen ist auf nationaler wie auch internationaler Ebene ein Schwerpunkt der aktuellen umweltpolitischen Diskussion. Auslöser der Diskussion ist die Gefahr weitreichender ökologischer, ökonomischer und sozialer Folgen aufgrund einer Verstärkung des natürlichen Treibhauseffektes. Dabei werden die anthropogenen Treibhausgasemissionen als Hauptursache für die Intensivierung des natürlichen Treibhauseffektes gesehen. Obwohl noch nicht alle Wirkmechanismen des Treibhauseffektes wissenschaftlich geklärt sind, setzt sich zunehmend die Auffassung durch, dass die Treibhausgasemissionen verringert werden sollten. Ein Indiz für diese Entwicklung sind die zahlreichen nationalen wie auch internationalen Aktivitäten zum Thema Klimaschutz. Während auf politischer Ebene Minderungsziele für Treibhausgasemissionen bereits definiert sind, ist deren Umsetzung noch weitgehend offen. Daher ist davon auszugehen, dass die Minderung von Treibhausgasemissionen auch weiterhin eines der wichtigsten umweltpolitischen Themen bleiben wird.

Ausgangspunkt der internationalen Aktivitäten zum Klimaschutz war unter anderem die Konferenz über die Veränderungen in der Erdatmosphäre in Toronto, 1988. Im Anschluss daran wurde 1992 in Rio de Janeiro die Klimarahmenkonvention mit dem Ziel der Stabilisierung der Treibhausgaskonzentration zur Vermeidung anthropogener Klimastörungen verabschiedet. Im sogenannten Kyoto-Protokoll erfolgte 1997 auf Grundlage der Klimarahmenkonvention die Definition von Minderungsverpflichtungen für Treibhausgasemissionen auf der Ebene einzelner Staaten. Diese Verpflichtungen repräsentieren den Ausgangspunkt für die aktuellen und zukünftigen Anstrengungen zur Minderung von Treibhausgasemissionen. Sie sind Gegenstand zahlreicher nationaler wie auch internationaler Aktivitäten zur Emissionsminderung wie z. B. des nationalen Klimaschutzprogramms der Bundesrepublik Deutschland oder der Klimaschutzaktivitäten der Europäischen Union.

Das im Zusammenhang mit dem Treibhauseffekt wichtigste Gas ist Kohlendioxid ( $\text{CO}_2$ ), da ihm über die Hälfte des anthropogenen Treibhauseffektes zugerechnet werden kann [Enquête-Kommission 1990]. Aus diesem Grund fokussieren sich die Minderungsanstrengungen überwiegend auf das Treibhausgas  $\text{CO}_2$ . In der Bundesrepublik Deutschland sind etwa 97 % der  $\text{CO}_2$ -Emissionen mit der Verbrennung von Energieträgern verbunden [BMU 1997]. Um eine Emissionsreduktion erreichen zu können, ist daher vorrangig im Energie- und Verkehrssektor anzusetzen. Allerdings ist für  $\text{CO}_2$  im Gegensatz zu den Luftschadstoffen  $\text{SO}_2$  und  $\text{NO}_x$  der Einsatz von Abscheidetechnologien aufgrund der damit verbundenen hohen Kosten und offener Fragen bezüglich des Transports und der Lagerung des abgeschiedenen  $\text{CO}_2$  derzeit nicht sinnvoll. Daher müssen andere Maßnahmen wie beispielsweise strukturelle Veränderungen bei den im Anlagenpark/Fahrzeugbestand eingesetzten Technologien und Energieträger, Erhöhung der Energieeffizienz oder Energiesparmaßnahmen umgesetzt werden.

In diesem Zusammenhang ist der Einsatz regenerativer Energieträger besonders erfolgversprechend, da diese CO<sub>2</sub>-frei beziehungsweise CO<sub>2</sub>-neutral sind. Weitere Vorteile sind die verringerte Abhängigkeit von Energieimporten, da erneuerbare Energieträger dezentral in verschiedenen Regionen verfügbar sind, die Schaffung von zukunftsfähigen Arbeitsplätzen sowie eine Stärkung der Wettbewerbsfähigkeit der anlagenbauenden Industrie. Trotz dieser genannten Vorzüge regenerativer Energieträger beschränkt sich bisher die Nutzung innerhalb der Europäischen Union überwiegend auf große Laufwasserkraftwerke zur Stromerzeugung. Da der Anteil erneuerbarer Energieträger am gesamten Energiekonsum nach wie vor gering ist und weil die Umwandlungstechnologien häufig nicht konkurrenzfähig zu etablierten Technologien auf Basis fossiler Energieträger sind, wird eine Förderung regenerativer Energien als notwendig erachtet. Eine Schlüsselrolle kommt dabei der Förderung der Stromerzeugung aus regenerativen Energieträgern zu, weil Elektrizität einerseits einen hohen Anteil am gesamten Energiekonsum innerhalb der Europäischen Union hat und andererseits der Stromsektor zahlreiche Ansatzpunkte für eine CO<sub>2</sub>-Minderung bietet [EC 1997a, S. 14], [EC 1997b, Abs. 34 und 35].

Aufgrund dieser Ausgangslage werden zahlreiche Anstrengungen auf europäischer Ebene zur Förderung erneuerbarer Energiequellen in der Stromerzeugung unternommen. Mit dem Vorschlag für eine Förderrichtlinie [EC 2000] wurde ein wichtiger Schritt zur Verwirklichung dieser Zielsetzung gemacht. Allerdings ist die in diesem Zusammenhang sehr wichtige Frage nach der Ausgestaltung des Förderinstruments noch nicht abschließend geklärt. Aufgrund des Umstandes, dass die Treibhausgasminderungsziele (z. B. des Kyoto-Protokolls) auf nationale Ziele „heruntergebrochen“ werden, gibt es in den einzelnen Mitgliedsstaaten der Europäischen Union eine lebhafte Diskussion um die Ausgestaltung eines nationalen Förderinstruments. Dies hat dazu geführt, dass zahlreiche unterschiedliche Förderansätze beschlossen und teilweise bereits umgesetzt sind<sup>1</sup>. Trotz der nationalen Verpflichtungen zur Treibhausgasminderung hat die Frage nach dem Förderinstrument auch eine europäische Dimension, da die Grundsätze des Europäischen Vertrages (z. B. freier Warenverkehr, Verbot staatlicher Beihilfen, usw.) eine Harmonisierung der nationalen Förderinstrumente erforderlich machen [EC 2000, S. 6, S. 14]. Aufgrund dieser Situation wird trotz der Implementierung von Fördermechanismen auf nationaler Ebene die Instrumentendiskussion auch weiterhin eine erhebliche Rolle spielen. Im Zuge dieser Diskussion werden Garantiepreisregelungen, Quotenmodelle sowie Ausschreibungsregelungen als besonders erfolgversprechend angesehen. Weiterhin findet aufgrund seiner sehr zahlreichen Umsetzung und der Befürwortung durch die Energiewirtschaft auch das freiwillige umweltpolitische Instrument Grüner Angebote eine Berücksichtigung in der Diskussion.

## **1.2 Problemstellung**

Im Rahmen der Diskussion um ein innerhalb der Europäischen Union harmonisiertes Förderverfahren ist die Frage nach den Auswirkungen der unterschiedlichen Instru-

---

<sup>1</sup> So gilt z. B. in der Bundesrepublik Deutschland mit dem Erneuerbare-Energien-Gesetz ähnlich wie in Spanien eine Garantiepreisregelung, während sich Italien, Dänemark, Teile Belgiens, England/Wales, Österreich sowie die Niederlande für ein Quotenmodell entschieden haben.

mente beziehungsweise deren Ausgestaltungsformen auf existierende Elektrizitätsversorgungssysteme von zentraler Bedeutung. Aufgrund der Fokussierung auf Versorgungssysteme stehen bei der Analyse der Auswirkungen folgende Aspekte im Mittelpunkt:

Zunächst stellt sich die Frage, welche Technologien und Energieträger durch den Einsatz eines Instruments vorrangig gefördert und welche bestehenden Kraftwerksanlagen dadurch ersetzt werden. Die Analyse der zu erwartenden Entwicklung eines existierenden Versorgungssystems gibt Aufschlüsse über die Bedeutung und die zukünftige Entwicklung der unterschiedlichen verfügbaren regenerativen Stromerzeugungstechnologien. Eng verbunden mit diesem Problembereich ist auch die Fragestellung nach der Entwicklung der Emissionen. Vorrangiges Ziel der Förderung regenerativer Energieträger ist die Minderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen. Allerdings kann damit auch eine Emissionszunahme beispielsweise säurebildender Stoffe verbunden sein (siehe z. B. [Deimling et al. 1999]). Dieser Umstand macht eine Betrachtung der sich ergebenden Emissionsbilanzen im Rahmen der Instrumentenanalyse erforderlich.

Vor dem Hintergrund, dass die Stromerzeugungstechnologien auf Basis regenerativer Energieträger unter heutigen Rahmenbedingungen nicht beziehungsweise nur eingeschränkt wettbewerbsfähig sind, ist auch die Fragestellung nach dem Einfluss der Förderung regenerativer Energieträger auf die Strompreise von Bedeutung.

Des Weiteren ist die Frage zu beantworten, ob sich ein Instrumenteneinsatz regional unterschiedlich auswirkt und inwiefern daraus Vor- oder Nachteile für einzelne Regionen entstehen können. Diese Problematik ist vor allem aus der Sicht von Regionen von Bedeutung, die vorhandene Potentiale regenerativer Energieträger bereits stark ausnutzen, die nur geringe Potentiale besitzen oder bei denen eine Potentialnutzung mit Gestehungskosten für den regenerativen Strom verbunden ist, die deutlich über den Kosten in anderen Regionen liegen.

### **1.3 Zielsetzung und Lösungsweg**

Ausgehend von der oben dargestellten Problemstellung ergibt sich folgende Zielsetzung für die vorliegende Arbeit:

- Entwicklung einer Methodik zur Untersuchung der Auswirkungen der diskutierten umweltpolitischen Instrumente auf ein bestehendes Versorgungssystem in Bezug auf die Struktur des Kraftwerksparks, die Emissionen sowie die Stromgestehungskosten. Die Analysemethodik soll neben regionalen Aspekten auch die Rahmenbedingungen eines liberalisierten Strommarktes adäquat berücksichtigen.
- Analyse der Folgen eines Instrumenteneinsatzes für eine Region mit eng begrenzten beziehungsweise zu einem großen Teil bereits ausgenutzten Potentialen für regenerative Energieträger. Die Untersuchung konzentriert sich entsprechend der Schwerpunkte der entwickelten Methodik auf die strukturelle Entwicklung des Versorgungssystems, die Stromgestehungskosten und die Emissionen.

- Erarbeitung von Empfehlungen für die Ausgestaltung der aktuell diskutierten umweltpolitischen Instrumente.

Zur Erreichung der Zielsetzung wird der im Folgenden skizzierte Lösungsweg eingeschlagen. Nach der Definition der für diese Arbeit zentralen Begriffe „erneuerbare Energieträger“ und „grüner Strom“ im ersten Kapitel wird in Kapitel 2 der aktuelle Diskussionsstand zu den im Zentrum der Arbeit stehenden umweltpolitischen Instrumenten Garantiepreisregelung, Quotenmodell, Ausschreibungsregelung sowie Grüne Angebote aufgearbeitet. Im Falle von Garantiepreisregelungen steht das in der Bundesrepublik Deutschland umgesetzte Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) im Mittelpunkt, weil hier auch mit Blick auf das Stromeinspeisungsgesetz als Vorgängerregelung bereits langjährige Erfahrungen vorliegen. Es wird vor allem auf die realisierte Ausgestaltung und die wesentlichen Kritikpunkte näher eingegangen. Quotenmodelle und Ausschreibungsregelungen sind umweltpolitische Instrumente, deren Einführung in zahlreichen Ländern der Europäischen Union diskutiert wird beziehungsweise bereits beschlossen ist. Allerdings wurden diese Instrumente bisher nur in sehr begrenztem Umfang in der Praxis eingesetzt, weshalb kaum belastbare Praxiserfahrungen vorliegen. Aufgrund dieser Ausgangslage orientiert sich die Instrumentenbetrachtung überwiegend an den Ergebnissen der auf nationaler wie auch internationaler Ebene lebhaft geführten wissenschaftlichen Diskussion.

Dem freiwilligen Instrument Grüne Angebote kommt eine Sonderrolle zu, da dieses Instrument in der Bundesrepublik Deutschland aber auch in anderen Ländern wie den Niederlanden oder der Schweiz zahlreich eingesetzt wird. Da die bestehenden Erfahrungen bisher noch nicht systematisch erfasst wurden, erfolgt hier zunächst die Durchführung empirischer Erhebungen. Aufbauend auf dieser Datenbasis werden detaillierte Analysen zur aktuellen Situation bei Grünen Angeboten aber auch zur derzeitigen sowie zur zukünftigen Lage auf dem Markt für grünen Strom durchgeführt. Das sich ergebende Bild zur freiwilligen Förderung grünen Stroms erlaubt Rückschlüsse auf die Förderwirkung und die umweltrelevanten Wirkungen Grüner Angebote und gibt Hinweise auf zukünftige Handlungsfelder im Bereich freiwilliger umweltpolitischer Instrumente.

Im dritten Kapitel wird die entwickelte Methodik zur Untersuchung der Auswirkungen umweltpolitischer Instrumente auf ein existierendes Versorgungssystem vorgestellt. Zur Analyse wird ein Energie- und Stoffflussmodell gewählt. Die mathematische Modellformulierung sowie die zur Abbildung der diskutierten umweltpolitischen Instrumente erforderlichen methodischen Erweiterungen werden hier dargestellt. Darauf aufbauend wird in Kapitel 4 ein Energie- und Stoffflussmodell für die zu untersuchende Region Baden-Württemberg entwickelt. In diesem Rahmen wird detailliert auf den Modellaufbau sowie auf die abgebildeten Optionen zur Stromerzeugung aus regenerativen Energieträgern eingegangen.

Aufbauend auf der entwickelten methodischen Grundlage des Energie- und Stoffflussmodells für die Region Baden-Württemberg können im anschließenden Arbeitsschritt die Auswirkungen eines Einsatzes der verschiedenen umweltpolitischen Instrumente auf das existierende Versorgungssystem sowie auf die Entwicklung der Treibhausgas- und Schadstoffemissionen untersucht werden. Dazu werden im Rah-

men einer Szenarioanalyse verschiedene Instrumentenausprägungen der zu erwartenden Referenzentwicklung unter dem EEG gegenübergestellt. Die Auswirkungen eines Instrumenteneinsatzes im Hinblick auf die eingesetzten Stromerzeugungstechnologien, die Emissionsentwicklung sowie die Entwicklung der Erzeugungskosten für grünen und normalen Strom werden in Kapitel 5 detailliert erläutert. Weiterhin wird die Rolle einer Ankopplung an einen internationalen Markt für grünen Strom diskutiert.

Die sich aus der vorliegenden Arbeit ergebenden Schlussfolgerungen für die zukünftige Ausgestaltung der diskutierten umweltpolitischen Instrumente sowie für den Einsatz von Energie- und Stoffflussmodellen unter den Rahmenbedingungen eines liberalisierten Strommarktes werden in Kapitel 6 herausgearbeitet. Weiterhin wird an dieser Stelle ein Ausblick auf den zukünftigen Forschungsbedarf gegeben. Im abschließenden siebten Kapitel wird die gesamte Arbeit zusammenfassend dargestellt.

#### **1.4 Regenerative Energieträger und grüner Strom**

Energieträger können grundsätzlich in regenerative und erschöpfliche Energieträger unterschieden werden. Die Gruppe der erschöpflichen Energieträger umfasst alle die Energieträger, welche nur in endlichen Mengen zur Verfügung stehen und daher durch eine Nutzung verbraucht werden können<sup>2</sup>. Dies trifft vor allem für fossile Energieträger wie z. B. Kohle oder Erdöl zu. Im Gegensatz dazu können regenerative oder erneuerbare Energieträger „- gemessen in menschlichen Dimensionen – als unerschöpflich angesehen werden“ [Kaltschmitt et al. 1993, S. 4]. Im Rahmen der vorliegenden Arbeit werden die folgenden regenerativen Energieträger näher betrachtet:

- Solarstrahlung,
- feste, flüssige und gasförmige Biobrennstoffe,
- Windkraft,
- Wasserkraft,
- geothermische Energie.

Die aus diesen Energieträgern produzierte Elektrizität kann als „regenerativ erzeugt“ bezeichnet werden. An dieser Stelle ist allerdings eine Abgrenzung zum häufig in diesem Zusammenhang verwendeten Begriff „grüner Strom“ erforderlich. Für grünen Strom gibt es keine einheitliche Definition. So wird beispielsweise im Rahmen Grüner Angebote auch Strom aus nicht regenerativen, fossil befeuerten Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (KWK-Anlagen) als grüner Strom bezeichnet. Unter dem Blickwinkel eines Einsatzes erneuerbarer Energieträger ist diese Bezeichnung nicht gerechtfertigt.

Die für die vorliegende Arbeit gewählte Definition für grünen Strom lehnt sich an die im Rahmen des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) genutzte Einteilung sowie an

---

<sup>2</sup> Im Gegensatz dazu wird die im Energieträger enthaltene Energie nicht verbraucht, sondern nur in andere Energieformen umgewandelt.

die in [EC 2000] und [EC 1997a] gewählte Argumentation zur Förderung regenerativer Energieträger in der Stromerzeugung an. Demnach umfasst der Begriff „grüner Strom“ solche Elektrizität, die aus Windkraft, Solarstrahlung, geothermischer Energie, Biomasse und Wasserkraft erzeugt wird. Dabei sind unter dem Oberbegriff Biomasse Deponiegas, Klärgas, Biogas aus der Vergärung organischer Reststoffe sowie feste und flüssige Biobrennstoffe zusammengefasst. Als zusätzliche Einschränkung wird bei Wasserkraft die Größe der Erzeugungsanlage berücksichtigt. Die gewählte Einschränkung der Nutzung von Wasserkraft auf kleine Anlagen lehnt sich an die Argumentation in [EC 2000, Kap. 2.5 des Teils „Begründung“] sowie an die aktuell in der Bundesrepublik Deutschland geltende Abgrenzung aus dem EEG an. Wesentliche Grundlage für den Ausschluss großer Wasserkraftanlagen ist die Ansicht, dass diese Anlagentypen auch ohne Förderung wirtschaftlich betrieben werden können. Als Leistungsgrenze für die Unterscheidung in Groß- und Kleinanlagen wird die im EEG genannte Grenze von 5 MW elektrischer Leistung verwendet. Allerdings ist in diesem Zusammenhang auch anzuführen, dass - trotz dieser Ausgrenzung - Elektrizität aus großen Wasserkraftanlagen grundsätzlich als regenerativ erzeugt anzusehen ist und damit auch einen Beitrag zur Erreichung von Umweltzielen leisten kann. Durch diesen Ausschluss wird der Fördergedanke umweltpolitischer Instrumente in die Definition für grünen Strom eingebracht. Aus Sicht der vorliegenden Arbeit ist dies sinnvoll, da im Weiteren auf Grundlage dieses Begriffs entsprechende Förderinstrumente zur Erhöhung des Anteils regenerativ erzeugten Stroms untersucht werden sollen.

Bei der Einordnung der thermischen Müllverwertung als Quelle regenerativen Stroms gibt es derzeit auf europäischer Ebene unterschiedliche Standpunkte. Während beispielsweise in Italien in Müllkraftwerken erzeugter Strom als grüner Strom angesehen wird [Drillisch 2000], ist dies in der Bundesrepublik Deutschland sowie im Richtlinienentwurf zur Förderung regenerativer Stromerzeugung der Europäischen Kommission nicht der Fall [EC 2000]. Unabhängig von möglichen zukünftigen Lösungen wird die thermische Müllverwertung im Rahmen dieser Arbeit nicht als Quelle für grünen Strom zugelassen.

Als komplementärer Begriff zu grünem Strom werden häufig Bezeichnungen wie normaler, grauer, konventionell erzeugter oder fossiler Strom verwendet. Da nach der gewählten Definition unter dem Komplement zu grünem Strom auch Elektrizität aus großen Wasserkraftanlagen subsummiert wird, ist die Bezeichnung fossiler Strom nicht uneingeschränkt zutreffend.

## 2 Umweltpolitische Instrumente zur Förderung der Stromerzeugung aus regenerativen Energieträgern

### 2.1 Charakterisierung umweltpolitischer Instrumente

Umweltpolitische Instrumente können in die drei Klassen ordnungsrechtliche, ökonomische und freiwillige Instrumente unterschieden werden<sup>1</sup>. Als wesentliches Unterscheidungsmerkmal dienen die Verbindlichkeit der Regelung für die betroffenen Akteure sowie die instrumentenspezifischen Wirkmechanismen. Alternativ zu dieser Dreiteilung ist auch eine Zusammenfassung zu den zwei Klassen hoheitliche und freiwillige Instrumente möglich. Dabei erfolgt die Differenzierung zwischen den Klassen aufgrund der freiwilligen oder gesetzlichen Implementierung des Instruments. Dementsprechend können ökonomische und ordnungsrechtliche Instrumente unter der Klasse hoheitlicher Instrumente subsumiert werden. Der Vorteil dieser Aggregation liegt darin, dass die nicht in allen Fällen eindeutige Unterscheidung zwischen ordnungsrechtlichen und ökonomischen Instrumenten entfällt<sup>2</sup>.

Im Rahmen **ordnungsrechtlicher Instrumente** werden den Wirtschaftssubjekten strikte Vorgaben in Form von Ge- und Verboten gemacht. Eine Nicht-Einhaltung wird mit Sanktionen geahndet. Aufgrund der klaren Vorgaben, die z. B. in Form von Grenzwerten oder Mengenvorgaben definiert werden, weisen diese Instrumente eine hohe Effektivität bei der Zielerreichung auf. Die Wirkungsweise besteht in einer künstlichen Eingrenzung der Handlungsmöglichkeiten der betroffenen Akteure, so dass nur noch entsprechend der Instrumentenzielsetzung wünschenswerte Alternativen zugelassen sind<sup>3</sup>.

**Ökonomische Instrumente** verändern die ökonomischen Rahmenbedingungen verschiedener Optionen, um auf diese Weise die Vorteilhaftigkeit der zur Verfügung stehenden Alternativen zu beeinflussen. Im Gegensatz zu ordnungsrechtlichen Instrumenten wird hierbei das Verhalten der betroffenen Akteure nicht über Zwangsmaßnahmen sondern über monetäre Anreize gesteuert. Da dieser Ansatz davon ausgeht, dass durch die Verteuerung unerwünschter Maßnahmen die Wirtschaftssubjekte dazu bewegt werden können, ihre Handlungsweisen gemäß den Zielsetzungen des umweltpolitischen Instruments zu verändern, wird implizit rationales Verhalten der betroffenen Akteure unterstellt.

Ökonomische Instrumente können gemäß der durch das Instrument beeinflussten Größe in Preis- und Mengenansätze unterschieden werden. Im Fall von Preisansätzen wird versucht, über die Änderung des Preises für bestimmte Güter eine Anpassung der Gütermenge an die Zielvorgaben zu erreichen. Bei Mengenansätzen wird entsprechend die Gütermenge vorgegeben, während der Preis variieren kann. An dieser Stelle tritt auch die bereits erwähnte Abgrenzungsproblematik zwischen ordnungsrechtlichen und ökonomischen Instrumenten zutage. Eine staatlich fest-

---

<sup>1</sup> Siehe [Enquête Kommission 1994, S. 638 – 641] sowie [Rennings et al. 1997, S. 80].

<sup>2</sup> Ein Beispiel hierfür ist die weiter unten in diesem Kapitel beschriebene Quotenregelung.

<sup>3</sup> Siehe auch [Dorn 1996, S. 25].



gelegte Mengenvorgabe kann nicht nur im Sinne des dargestellten Mengenansatzes als Vorgabe für eine Preisfindung interpretiert werden sondern auch als erzwungener Konsum eines Gutes. In diesem Falle kann die entsprechende Maßnahme auch als ordnungspolitisches Instrument angesehen werden. Als Beispiel kann eine Mengenvorgabe für grünen Strom im Zuge einer Quotenregelung genannt werden.

Tabelle 1: Typische Merkmale ordnungsrechtlicher, ökonomischer und freiwilliger Instrumente (siehe auch [Rentz et al. 1999b])

	Hoheitliche Instrumente		Freiwillige Instrumente (Unternehmen)
	Ordnungsrechtliche Instrumente (Staat)	Ökonomische Instrumente (Staat)	
<b>Ursprung</b>	Polizeirecht: Auflagen / Ge- / Verbote / Sanktionen	Ökonomische Theorie / Marktgesetze	Unternehmensstrategie / Unternehmensethik
<b>Ziel</b>	Gefahrenabwehr	Steuerung einer Entwicklung über Marktmechanismen	Nutzung von Marktchancen, Vermeidung erwarteter, staatlicher Eingriffe
<b>Motivation</b>	Zwang	Anreiz	Eigeninitiative
<b>Ansatz</b>	Beschränkung der zulässigen Handlungsalternativen	Beeinflussung der Vorteilhaftigkeit einzelner Handlungsalternativen	Gezielte Verfolgung für das Unternehmen vorteilhafter Handlungsalternativen
<b>Kriterium</b>	Effektivität	Effizienz / Effektivität	Effizienz
<b>Beispiele</b>	Grenzwerte, Mindestwirkungsgrade, Sicherheitsauflagen, Bauvorschriften	Steuern, Abgaben, Vergabe von Umweltnutzungsrechten, Subventionen	„Grüne“ Produkte, Selbstverpflichtungen

Herausragendes Merkmal **freiwilliger umweltpolitischer Instrumente** ist das Eigenengagement der jeweiligen Akteure. Für die freiwillige Implementierung eines umweltpolitischen Instruments, dessen Einhaltung üblicherweise mit zusätzlichen Kosten für die betroffenen Akteure verbunden ist, sprechen folgende Aspekte. Zum einen kann durch die freiwillige Implementierung eines Instruments staatlichem Handeln und damit einem hoheitlichen Instrument vorgegriffen werden. Der Vorteil für die betroffenen Akteure besteht darin, dass im Allgemeinen bei einer freiwilligen Lösung die eigenen Interessen besser umgesetzt werden können, als dies im Falle staatlichen Handelns möglich wäre. Zum anderen kann der Impuls für das Eingehen einer freiwilligen Verpflichtung von anderen Wirtschaftssubjekten ausgehen. So kann z. B. ein gesteigertes Umweltbewusstsein bei Kunden dazu beitragen, dass eine Gruppe von Unternehmen ein entsprechendes Instrument implementiert, um die (positiven) Umweltauswirkungen des eigenen Handelns gegenüber den Kunden herauszustreichen und die eigene Glaubwürdigkeit zu erhöhen. Neben diesen unternehmensexternen Motivationsfaktoren für die freiwillige Einführung eines umweltpolitischen Instruments kann es auch unternehmensinterne Aspekte geben, wie z. B. Unternehmensphilosophie oder das Ziel, Erfahrungen mit neuen (Umwelt-) Technologien zu sammeln.

## **2.2 Diskutierte Instrumente zur Förderung einer Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen**

Zur Förderung regenerativer Energieträger in der Stromerzeugung können grundsätzlich die in Bild 1 aufgeführten Instrumentenkategorien eingesetzt werden. Aus der aktuellen umweltpolitischen Diskussion auf nationaler wie auch europäischer Ebene<sup>4</sup> geht hervor, dass seitens der hoheitlichen Instrumente vor allem Garantiepreisregelungen, Ausschreibungsmodelle und Quotenregelungen als besonders erfolgversprechend angesehen werden. Bei den freiwilligen Instrumenten spielen Grüne Angebote – vor allem aufgrund des Interesses der Energieversorgungsunternehmen staatlichem Handeln vorzubeugen - eine bedeutende Rolle.

Subventionen oder staatliche Beihilfen zur Förderung der Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen sind vor allem unter Gesichtspunkten der Wettbewerbsneutralität kritisch zu bewerten. So kann es beispielsweise durch eine Subvention auf nationaler Ebene zu Verzerrungen des europäischen Wettbewerbs kommen. In Verbindung mit den Beschlüssen zur Liberalisierung der Energiemärkte wird ein entsprechendes Förderverhalten kritisch beobachtet, wie sich am Beispiel der Auseinandersetzung um das frühere Stromeinspeisungsgesetz zeigt<sup>5</sup>. Diese Situation lässt deutlich werden, dass es aufgrund der gebotenen Wettbewerbsneutralität nicht sinnvoll ist, ein Förderinstrument auf Grundlage einer Subvention oder Beihilfe einzuführen.

Neben den bisher genannten hoheitlichen Förderinstrumenten besteht auch die Möglichkeit, eine Energie- oder Umweltsteuer einzuführen. Diese Alternative findet aus folgenden Gründen keine weitere Beachtung in der aktuellen Diskussion:

- Aufgrund der im internationalen Vergleich hohen Steuer- und Abgabenbelastung in der Bundesrepublik Deutschland wäre eine weitere Steuer politisch nur schwer durchsetzbar.
- Im Zuge der sogenannten „ökologischen Steuerreform“ wurde bereits eine Energiesteuer eingeführt, die trotz ihrer Bezeichnung als Ökosteuer nur sehr eingeschränkt zu einer Förderung regenerativer Energieträger beiträgt<sup>6</sup>. Die Implementierung einer weiteren Umwelt- oder Ökosteuer wäre vor diesem Hintergrund kaum zu begründen.
- Aufgrund der erforderlichen weiteren Harmonisierung der Steuersysteme in den Mitgliedsländern der Europäischen Union ist die Einführung einer zusätzlichen, in

---

<sup>4</sup> Z. B. [EC 2000], die aktuelle Diskussion in der Bundesrepublik Deutschland um die Einführung einer Quotenregelung zur Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) oder die innerhalb der baden-württembergischen Landesregierung geführte Diskussion um ein Förderinstrument für Strom aus erneuerbaren Energiequellen [Müller 2000].

<sup>5</sup> In diesem Rahmen wurde vom Europäischen Gerichtshof unter anderem untersucht, ob es sich bei der bundesdeutschen Regelung in Form des Stromeinspeisungsgesetzes (StrEG) um eine unzulässige Beihilfe handelt.

<sup>6</sup> Primäres Ziel der Ökosteuer ist die Erhöhung der Energieeffizienz sowie die Schaffung neuer Arbeitsplätze (siehe z. B. die Koalitionsvereinbarung zwischen der SPD und Bündnis 90/Die Grünen). In diesem Zusammenhang wäre die Bezeichnung Energiesteuer treffender.

den verschiedenen Ländern unterschiedlich ausgestalteten Energie-/Umweltsteuer als kontraproduktiv zu bewerten.

- Aus theoretischer Sicht sollte der Steuersatz so festgelegt werden, dass eine Internalisierung der externen Effekte der Umweltnutzung erzielt wird (Pigou-Steuer). Das zentrale Problem hierbei ist unter anderem die mangelnde Quantifizierbarkeit externer Effekte (siehe hierzu z. B. [Baumol et al. 1988, S. 159 ff.]), welche eine Definition des Steuersatzes in der Praxis kaum erlaubt.

Aus dem Bereich der freiwilligen Instrumente sind neben grünen Angeboten auch freiwillige Selbstverpflichtungen, welche auch in Form einer Quotenregelung ausgestaltet sein können (wie z. B. in den Niederlanden), eine mögliche Alternative. Allerdings besteht zur Zeit bei den bundesdeutschen Stromerzeugern kaum Interesse, im Rahmen einer Selbstverpflichtung durch eigene Initiativen höhere Ziele für grünen Strom zu definieren. Ausschlaggebend dafür ist die aktuelle Situation auf dem bundesdeutschen Strommarkt. Einerseits herrscht ein harter Preiswettbewerb mit gleichzeitig geringen Absatzmöglichkeiten für grünen Strom. Daraus ergibt sich, dass EVU keinen Anreiz haben, zusätzlich teureren grünen Strom zu produzieren. Andererseits führt ein verstärkter Ausbau regenerativer Erzeugungsanlagen innerhalb eines kurzen Zeitraumes zu einer Verdrängung existierender fossiler Kraftwerke und damit zu sogenannten „stranded Investments“. Im Zusammenhang mit den bereits bestehenden Überkapazitäten ist ein weiterer Kapazitätsausbau auch im Bereich regenerativer Energieträger aus Sicht der Anlagenbetreiber nicht wünschenswert.

Informatorische Instrumente können nur unterstützend zu anderen umweltpolitischen Instrumenten eingesetzt werden. Damit ist diese Instrumentengruppe nur im Kombination mit anderen Instrumenten sinnvoll anwendbar. Da sich diese Instrumentenkategorie nur auf die Verbreitung von Informationen beschränkt, sind die Förderwirkungen, die stark von subjektiven Faktoren der verschiedenen Akteure beeinflusst werden, allgemein nur schwer zu quantifizieren. Ein Einsatz eines solchen Instruments als primäre Fördermaßnahme ist nicht sinnvoll.

Aufgrund dieser Ausgangslage beschränkt sich die vorliegende Arbeit auf die Untersuchung der Instrumente Quotenregelung, Ausschreibungsmodell, Garantipreisregelung und Grüne Angebote. Als typische Garantipreisregelung wird das derzeit in der Bundesrepublik Deutschland gültige Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) näher untersucht. Da Quotenregelungen und Ausschreibungsmodelle in der Bundesrepublik Deutschland bisher nur diskutiert werden und weil aufgrund des kurzen Einsatzes dieser Instrumente in anderen Ländern noch kaum belastbare Erfahrungen vorliegen, orientiert sich die Analyse zu diesen Instrumenten am gegenwärtigen Stand der wissenschaftlichen Diskussion. Die Untersuchungen zu Grünen Angeboten bauen aufgrund der zahlreichen am Markt befindlichen Angebote auf der aktuellen Situation in der Bundesrepublik Deutschland auf.

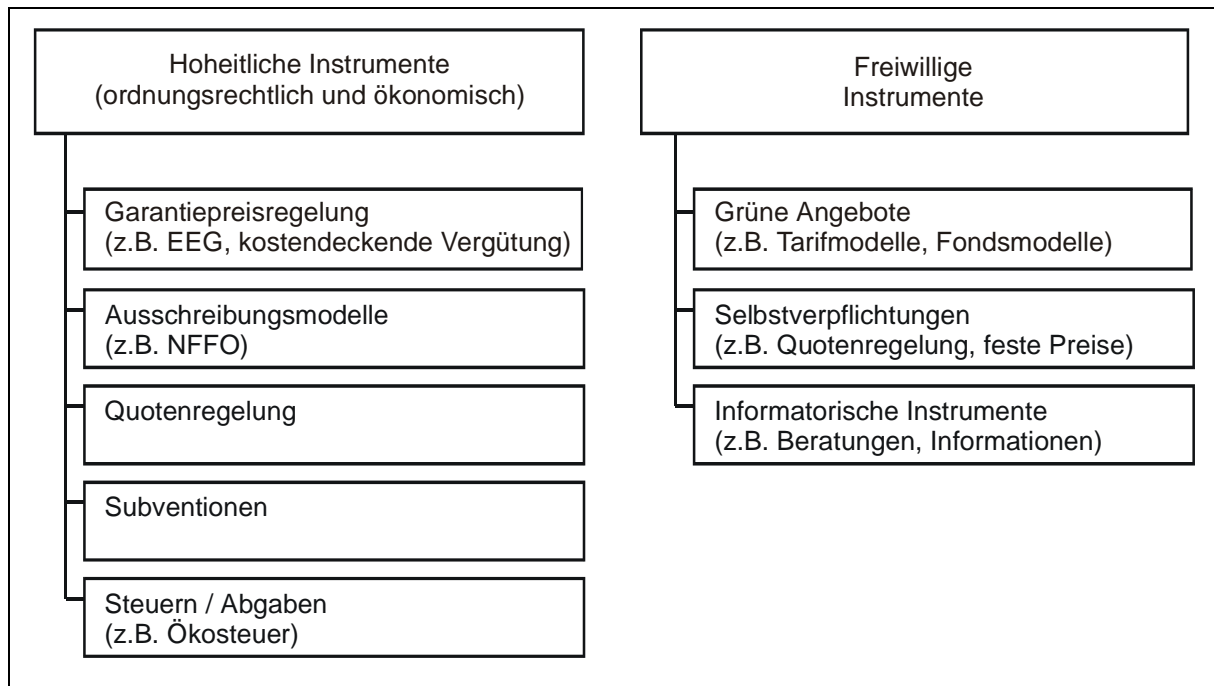


Bild 1: Einordnung ausgewählter umweltpolitischer Instrumente

### 2.3 Aktuelle Situation bei der Umsetzung umweltpolitischer Instrumente

In der Bundesrepublik Deutschland ist mit Inkrafttreten des Stromeinspeisungsgesetzes beziehungsweise des Erneuerbare-Energien-Gesetzes die Entscheidung zugunsten einer Garantiepreisregelung gefallen. In Spanien beziehungsweise Großbritannien ist ebenfalls eine Förderung auf Grundlage fester Einspeisetarife in Kraft beziehungsweise geplant, während in den Niederlanden, Dänemark, Italien, Österreich und Teilen Belgiens ein Quotensystem eingeführt ist oder eingeführt werden soll. Dabei ist anzumerken, dass sich die Ausgestaltung der Instrumente wie auch die Definition grünen Stroms in den verschiedenen Ländern zum Teil deutlich unterscheiden<sup>7</sup> (siehe dazu auch [Timpe 2000], [Drillisch 2000]).

Allerdings ist im Zuge der europaweiten Liberalisierung des Strommarktes auch eine Angleichung der Förderinstrumente zur Unterstützung regenerativer Energiequellen erforderlich, um Wettbewerbsverzerrungen zwischen verschiedenen Regionen des geöffneten Marktes zu vermeiden. Mit dem Richtlinienvorschlag der Europäischen Kommission zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt [EC 2000] liegt ein Papier zur europaweiten Harmonisierung der Förderinstrumente vor. Ein wesentlicher Aspekt dieses Vorschlages ist, dass zunächst eine Beobachtungsfrist von fünf Jahren vorgesehen ist, in deren Anschluss eine Bewertung der verschiedenen nationalen Alternativen durch die Kommission erfolgt. Auf Grundlage der Bewertung sowie der in diesem Zeitraum gewonnenen Erfahrungen mit den Instrumenten soll dann eine Entscheidung über die zukünftige Ausgestaltung der Fördermechanismen mit dem Ziel einer weitgehenden Harmonisierung getroffen werden. Das Instrumentarium soll dann dazu

<sup>7</sup> Zur hier gewählten Definition für grünen Strom siehe Kapitel 1.4.

beitragen, die im Kyoto-Protokoll<sup>8</sup> definierten Verpflichtungen der Europäischen Union zur Minderung von Treibhausgasemissionen zu erfüllen. Als Zielzeitraum gelten hier die Jahre 2008 bis 2012, wobei in [EC 1997a] und [EC 2000] auf europäischer Ebene mit 2010 als Stichjahr gerechnet wird.

Allerdings stehen diesen Bestrebungen zur Harmonisierung auf europäischer Ebene die bereits erwähnten, sehr unterschiedlichen nationalen Entwicklungen in den einzelnen Mitgliedsstaaten der EU entgegen. Es ist damit zu rechnen, dass der Harmonisierungsprozess mit langwierigen Verhandlungen verbunden sein wird, da die einzelnen Länder aus Gründen, wie z. B. Investitions- und Rechtssicherheit, nicht oder nur eingeschränkt bereit sein werden, auf die getroffenen nationalen Regelungen zugunsten eines anderen Instruments zu verzichten. Aufgrund dieser Situation ist trotz der Einführung des EEG eine weitere Analyse alternativer Förderinstrumente zur Unterstützung der Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen von Bedeutung. Damit wird es möglich, die Auswirkungen der zukünftig diskutierten Instrumente auf ein Versorgungssystem abzuschätzen und einen wichtigen Input für die weitere Diskussion zu liefern.

#### **2.4 Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)**

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) trat als Nachfolgeregelung des Strom-einspeisungsgesetz (StrEG) am 01.04.2000 in Kraft. Es handelt sich hierbei um eine Garantiepreisregelung, die Mindestpreise für Strom aus erneuerbaren Energiequellen vorschreibt. Allerdings sind im Vergleich zum StrEG die Vergütungssätze nicht mehr an das Preisniveau auf dem Strommarkt gekoppelt sondern fest vorgegeben. Die im EEG vorgegebene Vergütung ist für die Dauer von 20 Jahren gewährleistet. Den Anlagenbetreibern wird durch eine Abnahmeverpflichtung seitens der Netzbetreiber auch der Absatz der erzeugten Elektrizität gesichert. Zur Vermeidung von Wettbewerbsnachteilen bei einzelnen Netzbetreibern aufgrund einer überproportional hohen Einspeisung grünen Stroms ist anstelle der im StrEG vorgesehenen Mengengrenze (sogenannter 5-Prozent-Deckel) ein Ausgleichsmechanismus auf nationaler Ebene implementiert, der gewährleisten soll, dass jeder Netzbetreiber die gleiche finanzielle Belastung zu tragen hat. Dies wird über entsprechende Ausgleichszahlungen zwischen den Netzbetreibern zum durchschnittlichen EEG-Vergütungssatz realisiert. Als weitere Neuerung gegenüber dem StrEG können neben unabhängigen Betreibern auch Versorgungsunternehmen die Vergütung nach EEG für ihre regenerativen Stromerzeugungsanlagen beanspruchen.

Unter das EEG fallen die in Tabelle 2 genannten regenerativen Energieträger. Dabei werden in Abhängigkeit des Energieträgers die Vergütungssätze nach Anlagengröße, Anlagenertrag sowie Jahr der Inbetriebnahme differenziert. Zur näheren Definition des Begriffs „Biomasse“ ist eine sogenannte Biomasseverordnung vorgesehen. Da diese allerdings bis Ende des Jahres 2000 noch nicht verabschiedet war, sind hier Einschränkungen der Förderwirkung aufgrund fehlender Rechtssicherheit zu befürchten.

---

<sup>8</sup> Siehe [UN 1997].

Tabelle 2: Vergütungen für EEG-geförderte Anlagen

Energieträger	Anwendungsgrenze	Vergütung	Zeitliche Entwicklung
Wasser	≤ 5 MW	bis 500kW: 15 Pf/kWh darüber 13 Pf/kWh	-
Deponie-, Klärgas	≤ 5 MW		
Grubengas	-		
Solarstrahlung	auf Gebäuden ≤ 5 MW auf Freiflächen ≤ 100 kW	99 Pf/kWh	Ab 01.01.2002 jährlich: Senkung der Vergütung für Neuanlagen um 5 %
Windkraft	-	17,8 Pf/kWh für mindes- tens 5 Jahre danach in Abhängigkeit vom Ertrag 12,1 Pf/kWh	Abstufung in Abhängig- keit vom Ertrag der ein- zelnen Anlage; Ab 01.01.2002 jährlich: Senkung der Vergütung für Neuanlagen um 1,5 %
Geothermie	-	bis 20 MW: 17,5 Pf/kWh darüber 14 Pf/kWh	-
Biomasse	≤ 20 MW	bis 500 kW: 20 Pf/kWh bis 5 MW: 18 Pf/kWh darüber 17 Pf/kWh	Ab 01.01.2002 jährlich: Senkung der Vergütung für Neuanlagen um 1 %

Ein wesentlicher Streitpunkt beim StrEG wie auch beim EEG war die Frage, ob es sich bei den garantierten Preisen nicht um wettbewerbsverzerrende Beihilfen handelt. Nachdem diese Frage im Rahmen eines vor dem europäischen Gerichtshof anhängigen Verfahrens vom Generalanwalt verneint wurde [Curia 2000], scheint dieser Kritikpunkt an den vorliegenden Garantiepreisregelungen ausgeräumt zu sein<sup>9</sup>. Damit kann der Fortbestand der Garantiepreisregelung in der vorliegenden Form des EEG als weitgehend gesichert betrachtet werden.

Beim EEG entsteht aufgrund der Verpflichtung zur Abnahme des erzeugten grünen Stroms durch die Netzbetreiber folgende problembehaftete Situation. Im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) wird einerseits im Zuge eines vertikalen Unbundlings eine strikte Trennung der verschiedenen Unternehmensbereiche Erzeugung, Handel und Vertrieb von Versorgungsunternehmen gefordert. Andererseits ist der Netzbetreiber, der aufgrund des Unbundlings kein Stromhändler sein darf, zur Abnahme des grünen Stroms verpflichtet. Daraus ergibt sich automatisch die Notwendigkeit zum Weiterverkauf, womit den Netzbetreibern zwangsläufig Händlertätigkeiten zuteil werden. Aus dieser Situation entsteht eine Inkonsistenz zwischen den gesetzlichen Rahmenbedingungen des EnWG und des EEG.

Beim EEG werden die Förderbeträge für einzelne Energieträger beziehungsweise Technologien definiert. Damit können einzelne Optionen durch die Festlegung hoher Vergütungssätze gezielt gefördert werden. Dies ermöglicht es auch Technologien, die nicht konkurrenzfähig oder noch weit von der Marktreife entfernt sind, positive Impulse zu geben. Allerdings besteht dabei die Gefahr, dass das Instrument nicht zur effizientesten Mittelallokation führt, weil das gleiche umweltpolitische Ziel bei einer

<sup>9</sup> Üblicherweise bestätigt der Europäische Gerichtshof das Plädoyer des Generalanwaltes, so dass hier keine andere Entscheidung zu erwarten ist.

anderen Auslegung der Vergütungssätze für die einzelnen Optionen mit geringeren Kosten erreicht werden kann. Ein Beispiel für eine entsprechende Ausgestaltung wäre ein kostendeckender Förderbetrag für Photovoltaik, während der Vergütungssatz für Wind- oder Wasserkraftanlagen unter den Stromgestehungskosten dieser Anlagen angesetzt wird.

Weiterhin besteht bei Garantiepreisregelungen grundsätzlich die Problematik der Festlegung der Vergütungssätze. Für den Fall, dass die Preisvorgaben zu hoch abgeschätzt werden, entstehen Kosten, die das erforderliche Maß übersteigen. Das Förderinstrument leidet dann unter mangelnder Effizienz. Im umgekehrten Fall zu geringer Vergütungssätze wird kaum ein Investor bereit sein, eine solche Anlage zu errichten, und die Zielerreichung des Instruments ist aufgrund mangelnder Effektivität gefährdet. Mit Blick auf die langfristige Auslegung des EEG mit einer garantierten Vergütungsdauer von 20 Jahren kommt dem Aspekt der Festlegung der garantierten Preise eine besondere Relevanz zu, da in diesem Zusammenhang auch die technologische Weiterentwicklung sowie die sich daraus ergebenden Veränderungen der Stromgestehungskosten abgeschätzt werden müssen. Die Gefahr mangelnder Effizienz und Effektivität steigt aufgrund dieser Unsicherheiten an. Zur Vermeidung dieser Problematik ist ein beträchtlicher Anpassungsaufwand zur Preisfestlegung erforderlich.

Eine Förderung nach dem EEG ist im Gegensatz zum StrEG gleichermaßen für Versorgungsunternehmen wie auch für unabhängige Anlagenbetreiber möglich. Allerdings wird anhand der aktuellen Situation deutlich, dass überwiegend unabhängige Betreiber das EEG in Anspruch nehmen. Für den Umstand, dass Versorgungsunternehmen die EEG-Förderung kaum nutzen, gibt es eine Reihe von Gründen, die unter anderem mit der Höhe der garantierten Vergütung zusammenhängen. Ein Vergleich der Stromgestehungskosten verschiedener geförderter Technologien mit den Förderbeträgen lässt deutlich werden, dass im Falle einer durchschnittlichen Anlage mit der EEG-Förderung häufig nur eine sehr geringe beziehungsweise gar keine Verzinsung des eingesetzten Kapitals erzielt werden kann<sup>10</sup>. Dies bedeutet, dass nur für regenerative Stromerzeugungsanlagen mit überdurchschnittlichen Rahmenbedingungen<sup>11</sup> das EEG einen unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten sinnvollen Anlagenbetrieb gewährleistet. Hinzu kommt, dass gerade bei Energieträgern, deren Dargebot witterungsbedingt ist (wie z. B. Windkraft), die Gefahr besteht, dass in einem Jahr mit unterdurchschnittlichem Energieträgerdargebot Verluste entstehen. Unter Berücksichtigung dieser Rahmenbedingungen bieten sich für Versorgungsunternehmen andere Investitionsalternativen an, welche höhere Renditen und geringere Risiken aufweisen. Weiterhin ist vor dem Hintergrund der bestehenden Überkapazitäten auf dem bundesdeutschen Strommarkt zu bedenken, dass Neuinvestitionen in Stromerzeugungsanlagen zu einem zusätzlichen Aufbau der Anla-

---

<sup>10</sup> Diese Ergebnisse der im Rahmen der vorliegenden Arbeit durchgeführten Vergleiche zwischen den Stromgestehungskosten verschiedener Stromerzeugungstechnologien auf Basis regenerativer Energieträger und den Förderbeträgen des EEG werden durch die Angaben in [Markard et al. 2000] bestätigt.

<sup>11</sup> Wie z. B. Standortvorteile aufgrund einer sehr guten Verfügbarkeit des regenerativen Energieträgers.

genkapazitäten und letztlich zur Entstehung weiterer „stranded Investments“ beitragen. Eine solche Entwicklung ist nicht im Sinne der Versorgungsunternehmen.

Als Gründe für die zu beobachtende umfangreiche Nutzung der EEG-Förderung durch unabhängige Anlagenbetreiber - vor allem im Bereich der Windkraft - sind unter anderem folgende Aspekte zu nennen. Die Betreibergesellschaften für die regenerativen Stromerzeugungsanlagen haben üblicherweise die Gesellschaftsform einer GmbH & Co. KG. Dadurch können die Gesellschafter Gewinne und Verluste steuerlich geltend machen. Aufgrund der daraus entstehenden Einkommenssteuer-effekte ist eine Beteiligung vor allem für Privatpersonen interessant. In Verbindung mit einer im Vergleich zu Versorgungsunternehmen geringeren Renditeerwartung der privaten Anleger bedeutet dies, dass für unabhängige Anlagenbetreiber die Nutzung der EEG-Förderung wesentlich attraktiver ist als für Versorgungsunternehmen. Weiterhin ist zu berücksichtigen, dass bei privaten Anlegern auch Idealismus und Umweltbewusstsein als Motivation für Investitionen in regenerative Stromerzeugungsanlagen dienen können.

## **2.5 Quotenmodelle**

Die Grundidee sogenannter Quotenmodelle oder –regelungen liegt in der Schaffung einer künstlichen Nachfrage nach grünem Strom durch die staatliche Festlegung einer Mengenvorgabe. Zur Einhaltung dieser Vorgabe wird eine definierte soziale Gruppe, z. B. Endverbraucher oder Versorgungsunternehmen, verpflichtet, der bei Nichterfüllung Sanktionen drohen. Durch die vorgegebene Nachfrage nach grünem Strom wird die Nutzung regenerativer Energiequellen zur Stromerzeugung stimuliert. Dabei hat der Verpflichtete grundsätzlich die Möglichkeit, die Vorgabe durch Eigenproduktion oder Zukauf zu erfüllen<sup>12</sup>.

Als Nachweisinstrument für die Erzeugung von grünem Strom werden sogenannte grüne Zertifikate an den Anlagenbetreiber ausgegeben. Diese dienen auch den Quotenverpflichteten als Nachweis für die Erfüllung der Mengenvorgabe. Durch die Zertifikate erfolgt eine Aufspaltung des Produktes grüner Strom in den Umweltnutzen (Service), welcher durch das Zertifikat repräsentiert wird, und in Strom ohne besondere Eigenschaften (Commodity). Beide Produkte Strom und Zertifikat können unabhängig voneinander gehandelt werden, was eine Trennung zwischen Stromhandel und Umweltnutzenhandel ermöglicht. Durch diese Handelsmöglichkeit erhalten die Zertifikate die Eigenschaften eines Wertpapiers, welches der Quotenverpflichtete zur Erfüllung seiner Mengenaufgabe kaufen oder mit Hilfe eigener Anlagen selbst erzeugen kann.

Der Betreiber regenerativer Stromerzeugungsanlagen hat mit dem Strom- und Zertifikateverkauf zwei Einkommensquellen. Der Zertifikatspreis einer einzelnen Anlage ergibt sich dabei aus der Differenz zwischen den Stromgestehungskosten der Anlage und den am Markt erzielbaren Stromerlösen. Aus dieser Konstellation geht hervor,

---

<sup>12</sup> Eine sehr ausführliche Diskussion von Quotenregelungen findet sich in [Drillisch 1999a].



dass nur so lange eine Förderung regenerativer Stromerzeugungsanlagen durch eine Quotenregelung notwendig ist, wie sich positive Zertifikatspreise ergeben<sup>13</sup>.

Als wesentlicher Vorteil dieses Instruments wird vor dem Hintergrund des liberalisierten Strommarktes die Eigenschaft gesehen, dass ein freier Wettbewerb im geförderten Marktsegment für grünen Strom vorherrscht [EC 1999, S. 17]. Diese Eigenschaft gewährleistet auch die statische Effizienz von Quotenregelungen. Für den Fall, dass keine technologiespezifische Differenzierung der Quotenvorgabe vorgenommen wird, konkurrieren alle verfügbaren Technologien im Zuge des Wettbewerbs miteinander. In dieser Situation ist die statische Effizienz am größten. Allerdings besteht bei einer solchen Ausgestaltung die Gefahr, dass nur bereits etablierte Technologien durch das Instrument gefördert werden, während neue Technologien aufgrund höherer Kosten keine Berücksichtigung finden. Dies hat eine mangelnde dynamische Effizienz zur Folge. Als Alternative bietet sich die Definition technologiespezifischer Quoten an. Hierbei ist allerdings ein hoher Aufwand für die Abstimmung der Teilquoten untereinander erforderlich, da andernfalls die Gefahr besteht, dass durch den in diesem Fall verringerten Wettbewerb zwischen den verschiedenen Technologien eine deutliche Einschränkung der statischen Effizienz des Instruments erfolgt.

Ein weiterer Vorteil des Instruments ist der Umstand, dass bei sinnvoll gewählten Sanktionen die Erreichung des vorgegebenen Mengenziels sichergestellt ist. Allerdings weist die Zwangsvorgabe der Nachfrage nach grünem Strom/Zertifikaten gleichzeitig starke ordnungsrechtliche und regulative Züge auf. Dies kann vor allem im Zuge der Marktliberalisierung als kritisch angesehen werden. Für eine detaillierte Charakterisierung von Quotenregelungen anhand eines Kriterienrasters sei beispielsweise auf [EWI 2000] verwiesen.

Eine wichtiger Punkt im Zuge der Definition einer Quotenregelung ist die Frage nach der Gruppe der Quotenverpflichteten. Grundsätzlich können Stromerzeuger, Netzbetreiber, Lieferanten oder Letztverbraucher verpflichtet werden. Bei Anlegung des Verursacherprinzips ist eine Verpflichtung der Letztverbraucher zur Einhaltung der Quote sinnvoll<sup>14</sup>. Gegen eine Verpflichtung der übrigen Gruppen sprechen Probleme wie die Vermischung von wettbewerblicher Funktion und Netzmonopol im Falle von Netzbetreibern oder offene Fragen nach der Behandlung ausländischer Erzeuger und die Bilanzierung von Im- und Exporten [Drillisch 1999a, S. 27]. Zur Vermeidung zu hoher Transaktionskosten bei den Letztverbrauchern aufgrund der Quotenvor-

---

<sup>13</sup> Bei Zertifikatspreisen  $\leq 0$  ist die entsprechende Anlage beziehungsweise Anlagengruppe konkurrenzfähig und bedarf keiner weiteren Förderung durch ein umweltpolitisches Instrument. Erreicht der Marktpreis für Zertifikate, welcher als Grenzpreis des gesamten Zertifikateangebots ermittelt wird, diese Schwelle, so ist ein weiterer Einsatz des umweltpolitischen Instruments nicht mehr erforderlich (sogenanntes „sun-setting“) [Drillisch 1999a, S. 64].

<sup>14</sup> Die Letztverbraucher verursachen durch ihre Stromnachfrage die negativen Umweltauswirkungen der Stromproduktion und sind daher sinnvollerweise durch den (erzwungenen) Konsum von grünem Strom zu einem umweltverträglicheren Verhalten zu veranlassen.

gabe sollte die Möglichkeit zur Delegation der Verpflichtung an vorgelagerte Versorgungsunternehmen vorgesehen werden [Drillisch 1999a, S. 95]<sup>15</sup>.

Bei weiteren relevanten Fragen der Instrumentenausgestaltung gibt es zwar Vorschläge für die Lösung einzelner Problemfelder, aber es liegt noch kein Entwurf für ein vollständig ausgestaltetes Quotenmodell für die Bundesrepublik Deutschland vor. Daher kann die vorliegende Arbeit nicht auf einem bestehenden Vorschlag für ein Quotenmodell aufbauen, sondern orientiert sich am aktuellen Stand der wissenschaftlichen Diskussion.

In verschiedenen Mitgliedsstaaten der Europäischen Union wird über die Umsetzung eines Quotenmodells diskutiert oder ist die Einführung eines solchen geplant. In den Niederlanden ist für das Jahr 2000 erstmals eine von der Stromindustrie freiwillig eingeführte Quote für Elektrizität einzuhalten, während in Italien, Dänemark, Flandern, England und Wales sowie Österreich die Einführung einer Quotenregelung für die kommenden Jahre vorgesehen ist. Kennzeichnend für die aktuelle Situation ist, dass in diesen Ländern sehr unterschiedliche, national geprägte Ausgestaltungsvarianten entwickelt wurden. So werden beispielsweise in Italien im Gegensatz zu anderen Ländern regenerative Erzeugungsanlagen nur während ihrer ersten acht Betriebsjahre gefördert, während Österreich mit seiner Festlegung, dass nur kleine Wasserkraftanlagen Zertifikate erhalten, ebenfalls einen sehr individuellen Weg beschreitet. Erfahrungen mit den Instrumenten liegen derzeit noch nicht vor. Aufgrund dieser Situation ist eine Übertragung der Ideen und Erfahrungen auf die Diskussion in der Bundesrepublik Deutschland nur eingeschränkt möglich.

## **2.6 Ausschreibungsmodelle**

Im Vorfeld einzelner Ausschreibungen sind die in diesem Rahmen zu erreichenden Ausbauziele für Stromerzeugungsanlagen auf Basis regenerativer Energieträger in Form von Anlagenkapazitäten festzulegen. Die Kapazitätsmenge, welche differenziert nach einzelnen regenerativen Erzeugungstechnologien oder als Gesamtmenge definiert werden kann, wird in einer sogenannten Ausschreibungs- oder Bietrunde ausgeschrieben. Im Zuge eines Wettbewerbs können Angebote für die Errichtung entsprechender Erzeugungsanlagen abgegeben werden. Der wettbewerbsrelevante Parameter ist dabei der angebotene Strompreis der Anlage. Auf Grundlage der abgegebenen Angebote wird anschließend eine Angebotskurve ermittelt und die bezüglich des Strompreises billigsten Gebote, die zur Erreichung der ausgeschriebenen Kapazität erforderlich sind, werden unter Vertrag genommen. Einzelne Bietrunden können auf Basis neuer Kapazitätsausschreibungen in beliebigen Zeitabständen durchgeführt werden.

Der Umfang des Wettbewerbs zwischen abgegebenen Angeboten hängt von der Form der Ausschreibung ab. Falls die Kapazitäten nach einzelnen Technologien oder Energieträgern differenziert ausgeschrieben werden, beschränkt sich der Wettbewerb nur auf das jeweilige Technologieband. Wird im Gegensatz dazu eine Gesamtkapazität ausgeschrieben, stehen auch verschiedene Energieträger zueinander in

---

<sup>15</sup> Eine breite Delegation der Quotenverpflichtung zu Versorgungsunternehmen kommt einer Verpflichtung der Letztversorger gleich.

Konkurrenz. Der Vorteil einer energieträger- oder technologiespezifischen Ausschreibung ist vor allem darin zu sehen, dass auch unter Berücksichtigung von Effizienzkriterien Alternativen gefördert werden können, die noch nicht markt-beziehungsweise konkurrenzfähig sind. Umgekehrt gewährleistet die Ausschreibung einer Gesamtkapazität die Identifikation der insgesamt effizientesten Angebote.

Die im Zuge einer Bietrunde kontrahierten Angebote erhalten für einen definierten Zeitraum eine Abnahmegarantie für die erzeugte Elektrizität zu einem festgelegten Preis. Der Preis ist das Ergebnis des Wettbewerbs. Zur Preisbestimmung gibt es zwei grundlegende Alternativen. Zum einen kann er als Grenzpreis der unter Vertrag genommenen Angebote definiert werden. In diesem Fall gibt es für alle Angebote außer dem Grenzangebot eine ökonomische Rente, woraus sich letztlich eine mangelnde Effizienz dieser Preissetzungsalternative ergibt. Zum anderen kann für jedes Angebot der individuelle Gebotspreis als Vergütung festgesetzt werden. Im Zusammenhang mit der Preisfestlegung ist auch die Laufzeit der Vergütungsgarantie von Bedeutung. Bei kürzeren Laufzeiten müssen die Investoren die erforderlichen Fördermittel in einem kürzeren Zeitraum realisieren, was letztlich zu höheren Gebotspreisen führt [EWI 2000, S. 13].

Die sich zwischen dem garantierten Strompreis für die geförderten Erzeugungsanlagen und dem Marktpreis für Strom ergebende Differenz entspricht dem erforderlichen Förderbetrag<sup>16</sup>. Dieser kann über verschiedene Mechanismen finanziert werden. Denkbar ist z. B. eine Abgabe auf den Strompreis, wie es im Rahmen der englisch-walisischen Non-Fossil-Fuel-Obligation (NFFO) realisiert wurde [Drillisch et al. 1997, S. 146].

Ausschreibungsmodelle erfordern eine Kontrollinstanz, um zu vermeiden, dass unter Vertrag genommene Angebote nicht realisiert werden und dadurch die Wirksamkeit des Instruments beeinträchtigt wird<sup>17</sup>. Eine Kontrolle auf Realisierbarkeit kann bereits im Vorfeld der eigentlichen Angebotsrunden erfolgen. Weiterhin wäre auch die Vorlage von Baugenehmigungen und Finanzierungsplänen beziehungsweise -zusagen als Zulassungsvoraussetzung zur Bietrunde denkbar.

Hauptvorteil eines Ausschreibungsmodells im Vergleich zu anderen Förderinstrumenten ist die Preisorientierung, die zu einer effizienten Realisierung der vorgegebenen Mengenziele führt [Kühn et al. 1999, S. 4]. Als nachteilige Eigenschaft dieses Instruments ist die aufgrund der einzelnen Bietrunden fehlende Kontinuität der Förderung zu nennen. Aber auch die teilweise umfangreichen Kosten zur Angebotserstellung bei gleichzeitigem Risiko des Verlierens der Bietrunde sind nachteilig zu bewerten, weil aufgrund der Gefahr von „sunk Costs“ potentielle Investoren von einer Teilnahme abgehalten werden können. Weiterhin ist noch die bereits erwähnte Nichterfüllung kontrahierter Angebote zu nennen.

---

<sup>16</sup> Für den Fall, dass keine Differenz besteht, ist die entsprechende Erzeugungstechnologie wettbewerbsfähig und benötigt keine Unterstützung durch ein Förderinstrument.

<sup>17</sup> Dies war ein wesentliches Problem der NFFO in England und Wales. Hier hatten die ersten vier Bietrunden in Bezug auf die kontrahierte Leistung zum 31.03.1999 nur einen Umsetzungsgrad von 30 % (siehe dazu auch [Kühn et al. 1999] oder [Drillisch et al. 1997]).

## 2.7 Grüne Angebote

### 2.7.1 Die Ausgangssituation

Bei Grünen Angeboten handelt es sich um ein freiwilliges umweltpolitisches Instrument. Sie werden als freiwilliges Engagement von Versorgungsunternehmen auf dem Strommarkt mit dem Ziel angeboten, die Stromerzeugung aus regenerativen Energieträgern zu fördern. Kunden können ebenfalls freiwillig an diesen Angeboten teilnehmen. Üblicherweise führt die Teilnahme an einem Grünen Angebot zu zusätzlichen Kosten im Vergleich zur alternativen Wahl eines normalen Stromangebots. Der Preisunterschied zwischen Grünem und normalem Angebot wird über die höheren Stromerzeugungskosten von Kraftwerksanlagen auf Basis regenerativer Energieträger im Vergleich zur konventionellen Stromerzeugung begründet.

Die aktuelle Situation bei Grünen Angeboten zeichnet sich nicht nur in der Bundesrepublik Deutschland sondern auch in anderen europäischen Staaten durch eine sehr zahlreiche Implementierung dieses Förderinstruments aus. Damit liegen in diesem Bereich im Gegensatz zu Quotenregelungen und Ausschreibungsmodellen bereits umfangreiche Erfahrungen vor, die allerdings bisher noch nicht systematisch erfasst sind. Aufgrund dieser Ausgangssituation ist es sinnvoll, im Rahmen dieser Arbeit empirische Untersuchungen durchzuführen, um die aktuelle Situation sowie Chancen und Probleme Grüner Angebote erfassen und entsprechende Lösungsvorschläge erarbeiten zu können. In den folgenden Abschnitten werden grundlegende Aspekte Grüner Angebote sowie die Ergebnisse verschiedener empirischer Untersuchungen näher vorgestellt<sup>18</sup>.

### 2.7.2 Zusätzlichkeit Grüner Angebote

Als wichtige Eigenschaft Grüner Angebote wird häufig die Zusätzlichkeit genannt<sup>19</sup>. Darunter ist zu verstehen, dass ein erkennbarer Beitrag zum Umweltschutz durch eine Teilnahme am Grünen Angebot geleistet werden muss. Hierdurch kommt der Fördergedanke zugunsten einer regenerativen Stromerzeugung zum Ausdruck, der hinter dem Konzept Grüner Angebote steht<sup>20</sup>.

Aus der Anforderung der Zusätzlichkeit lässt sich ableiten, dass die vielfach erhobene Forderung nach Ausschluss von Strom aus regenerativen Erzeugungsanlagen, der unter die Garantiepreise und die Abnahmepflicht des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) fällt, ihre Berechtigung hat<sup>21</sup>. Dies betrifft sowohl Strom aus Anlagen, die über das EEG vergütet und als Grüne Angebote deklariert werden, sowie Anlagen, die, obwohl sie durch das EEG gefördert werden könnten, diese Förderung nicht in Anspruch nehmen, und statt dessen über Grüne Angebote vermarktet werden. In beiden Fällen tritt nur eine Verlagerung der Kosten von der Allgemeinheit der

---

<sup>18</sup> Siehe dazu auch [Dreher et al. 1999a], [Dreher et al. 2000a].

<sup>19</sup> Vgl. [Weller 1998, S. 67], [Fritsche et al. 1999b, S. 8].

<sup>20</sup> Da einige Zertifizierungsverfahren und damit auch verschiedene Grüne Angebote Strom aus KWK-Anlagen einbeziehen, gilt dies auch für die Kraft-Wärme-Kopplung.

<sup>21</sup> Zur Diskussion um das EEG und Grüne Angebote siehe z. B. [Markard et al. 2000].

Stromverbraucher auf die Teilnehmer an Grünen Angeboten auf. Die Anforderung der Zusätzlichkeit ist auch dann nicht erfüllt, wenn Strom aus bereits bestehenden und wirtschaftlich zu betreibenden regenerativen Anlagen über ein Grünes Angebot verkauft wird. Weiterhin kann auch die Gesellschaftsform des Anlagenbetreibers einen Einfluss auf die Zusätzlichkeit haben, da durch Einkommenssteuereffekte aufgrund von Verlustabschreibungen die Rentabilität von regenerativen Anlagen positiv beeinflusst werden kann<sup>22</sup>.

Die Relevanz der Zusätzlichkeitsforderung ergibt sich daraus, dass es im Falle einer fehlenden Zusätzlichkeit nicht möglich ist, dem Kunden zu vermitteln, weshalb er für die besondere Leistung umweltfreundlich erzeugten Stroms mehr bezahlen soll, obwohl die gleiche Leistung vom Versorgungsunternehmen auch ohne das Grüne Angebot erbracht werden würde. Den Unternehmen bieten nicht-zusätzliche Angebote die Gelegenheit, erhöhte Renditen zu erzielen<sup>23</sup>. Dies führt dazu, dass die Glaubwürdigkeit der Angebote und des damit verbundenen Engagements der Versorgungsunternehmen vor allem bei der Gruppe kritischer Kunden abnimmt.

Obwohl die Zusätzlichkeit unter den Gesichtspunkten des allgemeinen Umweltschutzes und der Glaubwürdigkeit eine durchaus wichtige Eigenschaft Grüner Angebote ist, gibt es auch Gründe, die dafür sprechen, zumindest teilweise von diesem Kriterium abzuweichen. Aus der Zusätzlichkeit ergibt sich vor allem für kleine Versorgungsunternehmen das Hemmnis, dass vor beziehungsweise mit Auflage eines Grünen Angebots auch regenerative Erzeugungsanlagen *zusätzlich installiert* werden müssen. Die entsprechenden Investitionen sind unter der derzeitigen angespannten wirtschaftlichen Situation vor allem von kleinen Unternehmen nur erschwert aufzubringen. Damit verliert diese Angebotsform aus Unternehmenssicht deutlich an Attraktivität, weil eventuell bestehende Anlagen nicht für das Angebot genutzt werden können. Da für den Programmstart beispielsweise aufgrund ungewisser Absatzerwartungen prinzipiell kleine Anlagen bevorzugt werden, ist es nicht möglich, eventuelle Größendegressionseffekte bei den regenerativen Erzeugungsanlagen zu nutzen. Dies führt zu vergleichsweise hohen Aufpreisen für grünen Strom aus Angeboten, welche das Kriterium der Zusätzlichkeit vollständig erfüllen.

Durch eine Abschwächung der Forderung nach Zusätzlichkeit kann die dargestellte Problematik vermieden und die Möglichkeit geschaffen werden, dass Grüne Angebote erfolgreicher an den Markt gebracht werden können. Voraussetzung hierfür ist, dass zumindest teilweise Strom aus nicht-zusätzlichen Anlagen für Grüne Angebote genutzt werden kann. Damit erhalten Versorgungsunternehmen die Möglichkeit, Grüne Angebote aufzulegen, die für die Teilnehmer geringere zusätzliche Kosten aufweisen als Angebote, die vollständig dem Kriterium der Zusätzlichkeit genügen.

---

<sup>22</sup> Z.B. werden Windparks oftmals als Personengesellschaften über die Rechtsform einer GmbH & Co KG oder einer Gesellschaft bürgerlichen Rechtes realisiert, was zu dem Vorteil führt, dass Verluste und Gewinne den Gesellschaftern zugerechnet und steuerlich geltend gemacht werden können.

<sup>23</sup> Dies ist beispielsweise beim Einsatz von bereits bestehenden Wasserkraftanlagen der Fall. Ein Beispiel für ein solches Modell stellt das Angebot „Aquadpower“ der E.ON dar.

Als Folge kann mit einer größeren Kundenresonanz gerechnet werden<sup>24</sup>. Da es sich bei den bestehenden Anlagen kleiner Versorgungsunternehmen üblicherweise um Kleinanlagen handelt, erfordert eine starke Nachfrage nach diesem Angebot in einem weiteren Schritt auch die Installation von zusätzlichen regenerativen Anlagen, um die Nachfrage befriedigen zu können. Dadurch gewährleisten auch solche Angebote einen zusätzlichen Umweltnutzen, der allerdings erst mit einer zeitlichen Verzögerung und nicht gleich zu Angebotsbeginn eintritt. Aus den bisherigen Erfahrungen mit Angeboten von grünem Strom, die zunächst bewusst auf die Zusätzlichkeit verzichteten, ergibt sich, dass auch in diesem Fall eine zusätzliche Umweltentlastung entsteht, falls nicht zu viele und zu große Altanlagen beim Anbieter vorhanden sind. Aus Unternehmenssicht liegen die Vorteile vor allem darin, dass mit diesen Angeboten ein größeres Kundenpotential erschlossen werden kann, was wiederum zur Folge hat, dass größere und damit auch mit geringeren Kosten zu betreibende regenerative Anlagen zugebaut werden können. Darüber hinaus liegen bei diesen Angeboten zum Zeitpunkt des Zubaus regenerativer Anlagen bereits Erfahrungen mit der Angebotsform vor, so dass bei der Investition in neue Anlagen auch das damit verbundene Investitionsrisiko geringer einzuschätzen ist und somit innerbetriebliche Hemmnisse bei der Umsetzung abgebaut werden können. Daher erscheint die Forderung nach der Zusätzlichkeit grüner Tarifangebote nicht unbedingt notwendig.

Bei Modellen, die auf Spenden oder finanziellen Beteiligungen aufbauen, ist es durchaus notwendig, auf die Zusätzlichkeitsbedingung zu bestehen. Grund hierfür ist der Umstand, dass sich diese Angebotsformen üblicherweise auf einzelne Anlagen beziehungsweise Projekte beziehen und nach Realisierung des Vorhabens als abgeschlossen betrachtet werden können. Daher besteht aufgrund der Angebotsform nicht wie bei Tarifmodellen die Möglichkeit, dass der Zusätzlichkeit im weiteren Verlauf des Angebots Rechnung getragen werden kann.

Die Forderung nach der Zusätzlichkeit führt zu der Frage, wie eine Zusätzlichkeit nachgewiesen werden kann. Die entscheidende Fragestellung dabei ist, was ohne das Grüne Angebot passiert wäre (die sogenannten Baselineproblematik). Die Bestimmung einer belastbaren Baseline erweist sich grundsätzlich als problematisch, was sich auch schon bei anderen Umweltregimen wie Joint Implementation und Clean Development Mechanism herausgestellt hat. Bei Grünen Angeboten kann sie im Rahmen von Auditierungen (Überprüfungen) durch externe Akteure angegangen werden, die entsprechende Gütelabels (Zertifikate) vergeben. Das Labelling beziehungsweise die Zertifizierung spielt daher eine besondere Rolle. Neben einem fall-spezifischen Nachweis der wirtschaftlichen Notwendigkeit einer finanziellen Förderung durch Grüne Angebote können auch alternative methodische Ansätze gewählt werden. So könnte der Nachweis der Zusätzlichkeit über bestimmte Projekttypen (charakterisiert durch Erzeugungstechnologien, Größenklassen, Standorte, Betriebsstunden etc.) erbracht werden. Beim Nachweis der Zusätzlichkeit eines Grünen Angebots kommt erschwerend hinzu, dass häufig verschiedene Anlagen zur Bereitstellung des grünen Stroms eingesetzt werden, die nicht alle zusätzlich

---

<sup>24</sup> Ein Beispiel hierfür ist das Angebot „Regiostrom“ der Freiburger Energie- und Wasserversorgungs AG. Hier konnten bereits innerhalb eines Monats über 6000 Kunden geworben werden ([FEW 1999a], [FEW 1999b]).

beziehungsweise nicht-zusätzlich sind. Damit ist eine eindeutige Einordnung des gesamten Angebots nicht möglich.

### **2.7.3 Empirische Erhebungen zu Grünen Angeboten**

Die im Rahmen dieser Arbeit durchgeführten Analysen zu Grünen Angeboten in der Bundesrepublik Deutschland basieren auf drei empirischen Erhebungen, welche im Zeitraum zwischen Dezember 1998 und Dezember 2000 stattgefunden haben. Insgesamt sind bis zum Dezember 2000 fünf verschiedene Umfragen zum Thema Grüne Angebote durchgeführt und veröffentlicht worden.

Die erste Umfrage zu Grünen Angeboten in der Bundesrepublik Deutschland wurde von [Markard 1998] im Dezember 1996 durchgeführt. Dabei konnten insgesamt nur zehn Angebote erfasst werden. Aufgrund dieser geringen Anzahl ist eine valide statistische Auswertung der gewonnenen Daten nur eingeschränkt möglich. Die ermittelten Angaben können in der vorliegenden Arbeit als Anhaltspunkte zur Bewertung der weiteren Entwicklung Verwendung finden.

Aufbauend auf dieser ersten Erhebung wurde im Rahmen der vorliegenden Arbeit zwischen Dezember 1998 und Januar 1999 eine weitere Befragung durchgeführt. Ein grundlegendes Problem der Umfrage war die Identifikation der Grundgesamtheit der Anbieter von Grünen Angeboten, da es hier keinen Dachverband oder eine ähnliche Kontaktstelle gab. Die Identifikation der im Rahmen der empirischen Erhebung zu befragenden Unternehmen musste daher auf Grundlage der Marketingaktivitäten für Grünen Strom erfolgen. Dies bedeutet, dass ausschließlich Anbieter erfasst werden konnten, die bereits im Vorfeld der Erhebung ein Grünes Angebot beworben haben. Mit diesem Vorgehen können zwar die Daten aller beziehungsweise ein Großteil der existierenden Angebote ermittelt werden, allerdings ist davon auszugehen, dass im Bereich der geplanten Angebote die Aktivitäten eher unterschätzt werden. Unter diesen Rahmenbedingungen konnten 22 Anbieter ermittelt werden. Aufgrund der überschaubaren Anzahl war ein direktes Ansprechen möglich, so dass eine Rücklaufquote von 95 % erzielt werden konnte. Dabei wurden 28 existierende und 11 geplante Grüne Angebote erfasst.

Im Frühjahr 1999 wurde auch vom Verband der Elektrizitätswirtschaft e. V. (VDEW) eine Erhebung zu Grünen Angeboten durchgeführt (siehe [VDEW 1999a]). Da sich diese Umfrage nur auf VDEW-Mitgliedsunternehmen beschränkt hatte, konnten die Aktivitäten sogenannter Ökostromhändler, die häufig nicht Mitglied der VDEW sind, nicht erfasst werden. Unter Berücksichtigung der Ergebnisse einer gezielten Erhebung zu Aktivitäten von unabhängigen Ökostromhändlern im Herbst 2000 ergibt sich, dass im Frühjahr 1999 nur eine geringe Anzahl von Nicht-VDEW Mitgliedern im Markt für Grünen Strom aktiv war, so dass die Ergebnisse der Umfrage der VDEW durchaus als repräsentativ gewertet werden können. Nach [VDEW 1999a] konnten 63 existierende und 21 geplante Angebote erfasst werden.

Im Rahmen der vorliegenden Arbeit wurde im Frühjahr des Jahres 2000 zur Fortschreibung und Aktualisierung der bisherigen Datenbasis zu Grünen Angeboten eine weitere Erhebung durchgeführt. Um nach Möglichkeit alle im Bereich Grüner Angebote aktiven Akteure erreichen zu können, wurden in Kooperation mit der VDEW alle VDEW-Mitgliedsunternehmen, die Endverbraucher beliefern, sowie alle aufgrund

ihrer Marketingaktivitäten identifizierbaren sogenannten Ökostromhändler in die Umfrage einbezogen. Im Rahmen der Umfrage wurden 748 potenzielle Anbieter Grüner Angebote angeschrieben. Von diesen haben 224 Unternehmen einen auswertbaren Fragebogen zurückgesandt, was einer Rücklaufquote von etwa 30% entspricht. Bei der Analyse des Rücklaufes wird deutlich, dass überwiegend klassische Versorgungsunternehmen, die nicht ausschließlich Ökostrom anbieten, geantwortet haben. Dahingegen haben sich sogenannte reine Ökostromanbieter, die unabhängig von etablierten Versorgungsunternehmen sind und im Zuge der Liberalisierung als neue Akteure am Markt auftreten, kaum an der Umfrage beteiligt. Somit ist eine Differenzierung in unabhängige Ökostromanbieter und klassische Versorgungsunternehmen bei der Auswertung nicht möglich<sup>25</sup>. Von den antwortenden Unternehmen bieten 129 Grüne Angebote an, 36 Unternehmen planen die Markteinführung, 59 Unternehmen planen zur Zeit keine derartigen Angebote. Mit der Erhebung konnten 153 existierende Grüne Angebote sowie Daten zu 39 für das Jahr 2000 geplanten Angeboten erfasst werden.

Aufgrund des weiterhin bestehenden Informationsdefizits bezüglich der Aktivitäten sogenannter Ökostromhändler, die kein VDEW-Mitglied sind, erfolgte im Herbst 2000 eine gezielte Erhebung zu dieser Anbietergruppe. Da auch in diesem Fall die bereits bei der Erhebung 1998/1999 aufgetretene Problematik bei der Identifikation der Grundgesamtheit vorgelegen hat, wurde ein analoges Vorgehen gewählt. Zur Abgrenzung der ermittelten Ökostromhändler von den bereits erfassten VDEW-Mitgliedern und anderen im Stromhandel aktiven Unternehmen, wie z. B. reine Strombroker ohne Ökostromangebot, wurde folgende Differenzierung gewählt: Ausschließliches Anbieten von sogenanntem Ökostrom, keine VDEW-Mitgliedschaft, regionale (über klassische Versorgungsgebiete hinausgehende) bzw. nationale Gültigkeit der Angebote und Unabhängigkeit von etablierten Versorgungsunternehmen<sup>26</sup>. Insgesamt konnten auf diese Weise 38 Unternehmen identifiziert werden. Die Rücklaufquote der Erhebung lag bei 74 %. Die Gruppe der antwortenden Unternehmen setzt sich aus 23 eigentlichen Ökostromhändlern, drei Brokern, die eine Beratung und Vermittlung von Ökostromanbietern vornehmen, und einen Pooler, der internetbasiert Einkaufsgemeinschaften für Ökostrom bildet, zusammen. Diese bieten insgesamt 40 Angebote an. Bei einem Vergleich der Ergebnisse dieser Erhebung mit der vorangegangenen Umfrage bei VDEW-Mitgliedern im Frühjahr 2000 ist zu beachten, dass aufgrund des Zeitunterschiedes zwischen den beiden Erhebungen von einem halben Jahr Verzerrungen auftreten können. Aufgrund dieses Umstandes werden die Ergebnisse dieser Erhebung im Folgenden gesondert ausgewiesen.

#### **2.7.4 Formen Grüner Angebote**

Im Zuge der Auswertungen der durchgeführten Erhebungen konnten zahlreiche verschiedene Angebotsformen, die unter dem Oberbegriff „Grüne Angebote“

---

<sup>25</sup> Aus diesem Grund wird im Weiteren die Gruppe der Unternehmen, welche auf die Umfrage im Frühjahr 2000 geantwortet haben, als VDEW-Mitgliedsunternehmen bezeichnet.

<sup>26</sup> Diese sind üblicherweise VDEW-Mitglied.



zusammengefasst werden, identifiziert werden. Diese können in die folgenden drei Grundformen eingeteilt werden:

- Tarifmodelle: Kunden zahlen für grünen Strom einen Aufschlag auf den Standardtarif<sup>27</sup> oder haben einen separaten Ökostromtarif gewählt. Üblicherweise orientieren sich solche Angebote am Verbrauchsprinzip<sup>28</sup>.
- Beteiligungsmodelle: Kunden erwerben Anteile an einer Stromerzeugungsanlage, die erneuerbare Energieträger nutzt. Im Gegenzug werden sie am Ertrag der Anlagen beteiligt (Investitionsprinzip).
- Spendenmodelle<sup>29</sup>: Kunden entrichten Beiträge in Form von Spenden an einen Fonds, der zur Errichtung von Anlagen auf Basis regenerativer Energien verwendet wird. Sie sind dabei weder Eigentümer, noch werden sie am Ertrag beteiligt (Spendenprinzip).

Bei Spenden- und Beteiligungsmodellen sind die Ausprägungen der erfassten Angebote jeweils sehr ähnlich, so dass für diese Angebotsformen keine weitere Differenzierung erforderlich ist.

Tarifangebote oder –modelle sind grundsätzlich an den Stromverbrauch des Teilnehmers gekoppelt, wobei der Beitrag des Kunden üblicherweise in Form eines Tarifs bestehend aus Grundpreis und Arbeitspreis abgerechnet wird. Auf Grundlage der identifizierten Tarifangebote können vier verschiedene Tarifmodellformen unterschieden werden, die allerdings nicht alle vollständig dem Verbrauchsprinzip gerecht werden:

Tarifform 1: Eigenständiger Tarif mit Arbeitspreis pro kWh und Grundpreis

Tarifform 2: Eigenständiger Tarif mit einem Festpreis für eine bestimmte Basismenge sowie einem Aufschlag für jede über die Basismenge hinausgehende kWh

Tarifform 3: Aufschlag pro kWh auf den Arbeitspreis des Standardtarifs

Tarifform 4: Fester Aufschlag auf die Stromkosten des Kunden

Es wird deutlich, dass die Kopplung an den Verbrauch des Kunden bei den Tarifformen 2 und 4 (zumindest teilweise) aufgehoben wird. Bei Tarifform 2 erfolgt nur bei Überschreitung einer vorgegebenen Verbrauchsgrenze eine verbrauchsbezogene Abrechnung, während bei Form 4 die Komponente des fixen Aufschlags keinen Bezug zum Stromverbrauch aufweist. Da die Stromkosten als die zweite Komponente üblicherweise als Tarif abgerechnet werden, ist die Einordnung dieser Angebotsform zu den Tarifmodellen gerechtfertigt. Dies bedeutet aber, dass vor allem Angebote der Tarifform 4 als Grenzfall von Tarifangeboten einzustufen sind. Im Rahmen von Grünen Angeboten der Form 2 und 4 besteht für den Verbraucher kein oder nur ein eingeschränkter preislicher Anreiz zu einem rationellen Umgang mit

<sup>27</sup> Unter Standardangeboten werden hier Angebote verstanden, in deren Rahmen dem Kunden ein konventioneller Strommix angeboten wird.

<sup>28</sup> Entspricht die Gestaltung von Stromtarifen dem Verbrauchsprinzip, sind steigende Verbrauchsmengen mit steigenden Stromkosten verbunden.

<sup>29</sup> Synonym: Fondsmodelle.

elektrischer Energie. Dies ist unter Gesichtspunkten der Ressourcenschonung und Effizienzsteigerung als kritisch einzustufen.

Bei der Tarifform 3 handelt es sich um die klassische Form von Tarifangeboten. Das Grüne Angebot wird durch einen Aufpreis charakterisiert, der zusätzlich zum Arbeitspreis des Standardangebots erhoben wird. In diesem Fall ist das Angebot an das normale Stromangebot gekoppelt und hat den Charakter eines Zusatzes.

Bei Tarifform 1 ist die Gestaltung des Arbeits- und des Grundpreises nicht mehr an ein anderes Stromangebot gekoppelt. Diese Form kann als Weiterentwicklung des ursprünglichen Aufschlag-Tarifes interpretiert werden.

Neben dieser auf die Tarifgestaltung bezogenen Differenzierung können Tarifangebote noch nach dem Verhältnis zwischen der im Rahmen des Angebots abgerechneten Strommenge und der tatsächlich erzeugten Menge grünen Stroms unterschieden werden. Einerseits gibt es Tarifangebote, die sicherstellen, dass die im Rahmen des Angebots verkaufte Strommenge auch als grüner Strom erzeugt und in das Verteilnetz eingespeist wird. Da in diesem Fall Erzeugung und Absatz übereinstimmen, können diese Angebote auch als gekoppelte Tarife bezeichnet werden<sup>30</sup>. Aufgrund des Ausgleichs zwischen erzeugter und verkaufter Strommenge spiegeln die Mehrkosten dieser Angebotsform im Vergleich zu einem normalen Stromangebot auch die tatsächlichen Mehrkosten der regenerativen Stromerzeugung wieder.

Andererseits sind auch Tarife am Markt, die den Mengenausgleich zwischen verkauftem Strom und erzeugtem grünen Strom nicht garantieren und daher als entkoppelte Tarife bezeichnet werden können. Üblicherweise wird diese Tarifform zur Finanzierung von Investitionszuschüssen für Projekte zur Stromerzeugung aus regenerativen Energieträgern oder von Zuschüssen zur garantierten Einspeisevergütung nach EEG eingesetzt. Für den Fall von Investitionszuschüssen besteht im Allgemeinen kein Zusammenhang zwischen der (zukünftigen) Stromerzeugung der bezuschussten Anlage und der über das Angebot verkauften Strommenge. Bei der Gewährung von erhöhten Einspeisevergütungen soll auch Erzeugungsanlagen, bei welchen auf Grundlage der garantierten (EEG-) Vergütung eine Kostendeckung nicht möglich ist, ein wirtschaftlicher Betrieb erlaubt werden. Da der an den Anlagenbetreiber weitergegebene Förderbetrag pro erzeugter Kilowattstunde und der vom Kunden bezahlte Aufpreis pro gekaufter Kilowattstunde nicht identisch sein müssen, entspricht häufig die im Rahmen des Angebots verkaufte Menge nicht der geförderten Strommenge. Hinzu kommt, dass die Information über das Verhältnis von Förderbetrag zu Aufpreis häufig für den Kunden nicht transparent ist. Weiterhin ist zu berücksichtigen, dass im Fall einer EEG-Förderung der zur Abnahme verpflichtete Netzbetreiber Eigentümer des erzeugten grünen Stroms<sup>31</sup> ist und nicht der Anbieter des Grünen Angebots, so dass dieser überhaupt nicht in der Lage ist, grünen Strom

---

<sup>30</sup> Dabei ist es nicht relevant, ob der Ausgleich auf Grundlage von 15-minütigen Intervallen erfolgt und somit eine zeitliche Nähe zwischen Erzeugung und Verbrauch besteht oder ob nur innerhalb eines Jahres die Bilanz zwischen Erzeugung und Absatz übereinstimmen muss (siehe dazu auch [Markard et al. 2000]).

<sup>31</sup> Dieser sogenannte EEG-Strom wird im Rahmen des Umlageverfahrens gleichmäßig auf alle Versorgungsunternehmen aufgeteilt und ist dann Bestandteil des normalen Strommixes.

zu verkaufen. Diese Situation macht deutlich, dass bei diesen sogenannten entkoppelten Tarifen die Verbindung zwischen erzeugter Menge und im Rahmen des Angebots verkaufter Strommenge nicht oder nur sehr schwer hergestellt werden kann<sup>32</sup>.

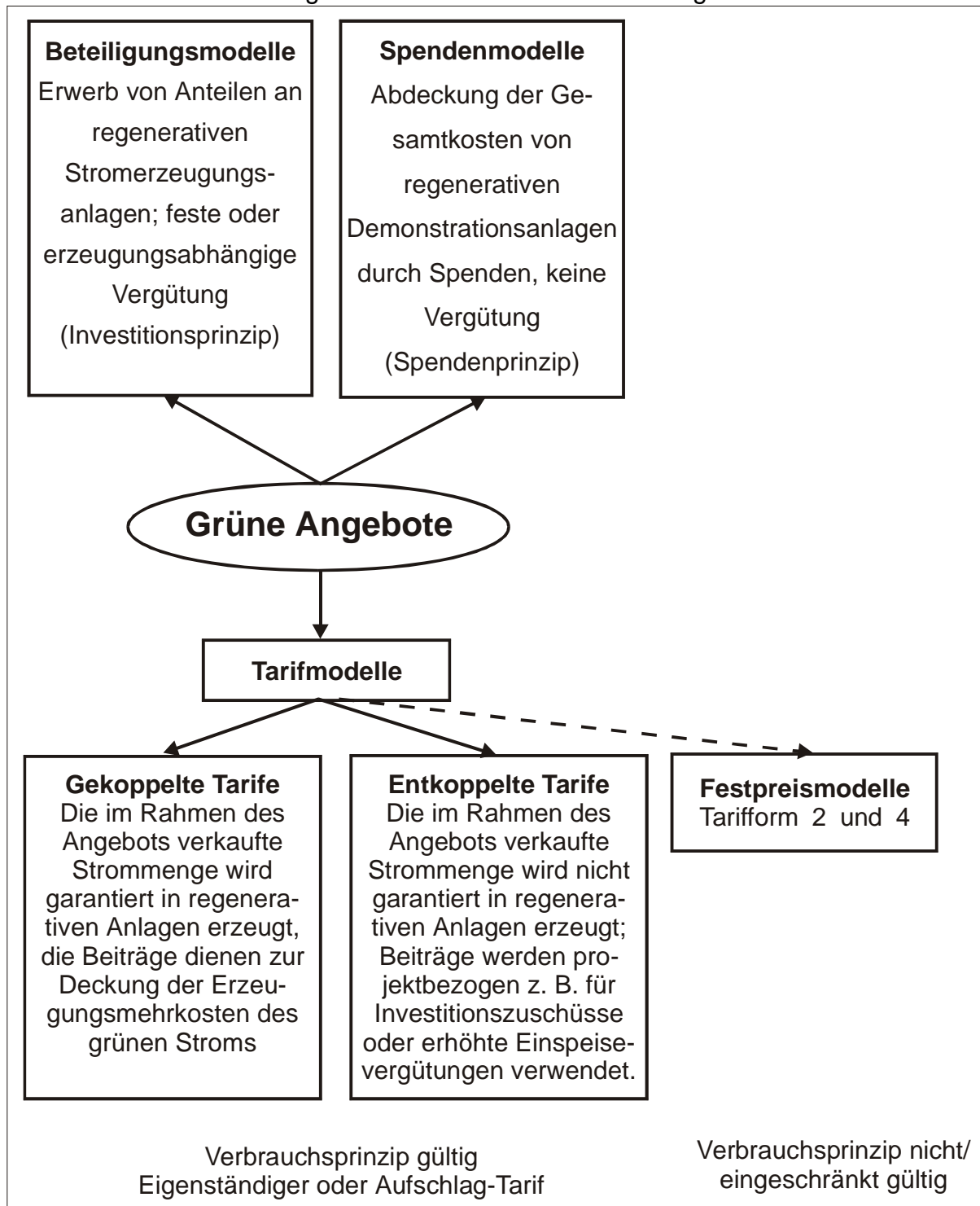


Bild 2: Charakterisierung Grüner Angebote

<sup>32</sup> Siehe dazu auch [Markard et al. 2000]. Dort wird dieses Vorgehen als „Veredelung“ von konventionellem Strom bezeichnet.

### 2.7.5 Entwicklung der Angebotszahl differenziert nach unterschiedlichen Angebotsformen

Ein Vergleich zwischen den verschiedenen Erhebungen ergibt, dass die Aktivitäten der Unternehmen im Marktsegment der Grünen Angebote im Laufe der Jahre deutlich zugenommen haben. So hat sich beispielsweise die Anzahl der realisierten Grünen Angebote zwischen dem Frühjahr 1999 und dem Frühjahr 2000 von 63 auf 153 mehr als verdoppelt (Bild 3).

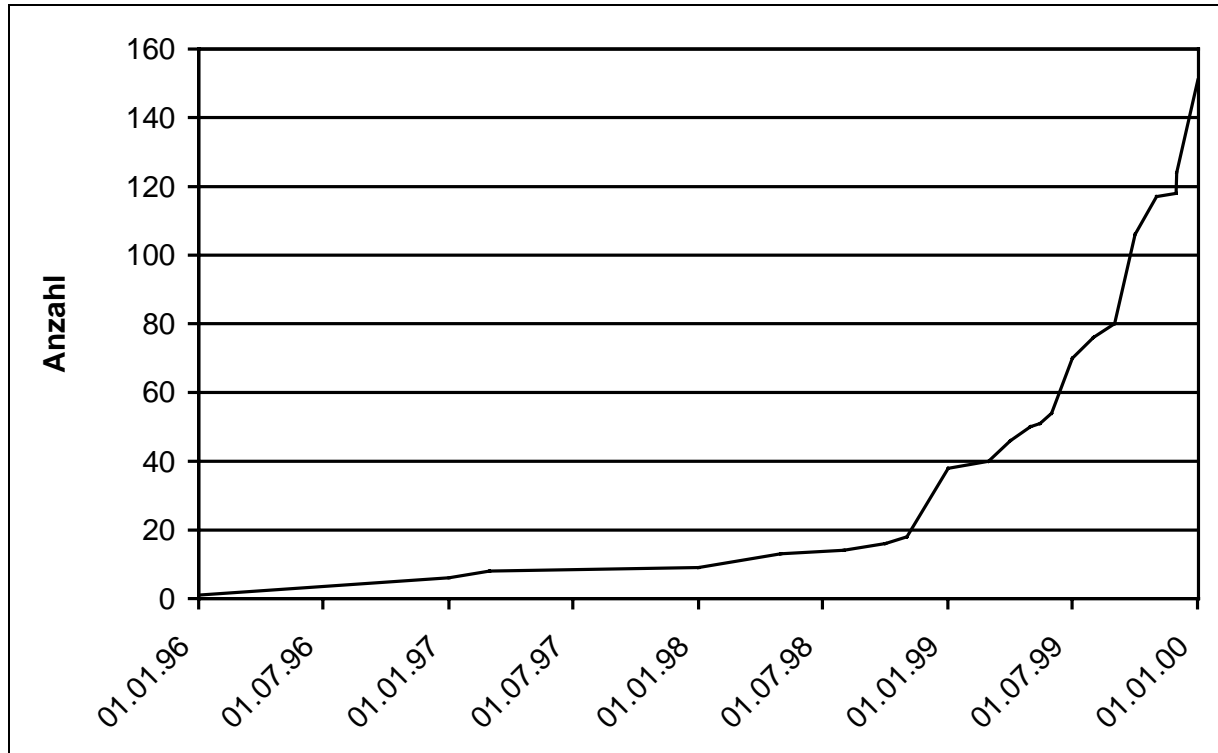


Bild 3: Markteinführung der erfassten grünen Angebote (ermittelt auf Grundlage der Umfrage im Frühjahr 2000)

Tabelle 3: Entwicklung der Angebotszahlen (absolute Häufigkeiten)

Erhebungszeitraum	Realisiert			Geplant		
	Tarifmodell	Beteiligungsmodell	Spendenmodell	Tarifmodell	Beteiligungsmodell	Spendenmodell
12/96 <sup>a</sup>	4	3	3	-	-	-
1998/1999 <sup>b</sup>	16	6	6	11	0	0
Frühjahr 1999 <sup>c</sup>	38	7	18	19	2	0
Frühjahr 2000 <sup>d</sup>	132	6	14	34	1	0

<sup>a</sup>: [Markard 1998]

<sup>b</sup>: Umfrage im Erhebungszeitraum Dezember 1998 bis Februar 1999

<sup>c</sup>: [VDEW 1999a]

<sup>d</sup>: Umfrage im Frühjahr 2000 in Zusammenarbeit mit der VDEW

Bezüglich der einzelnen Angebotsformen zeigt sich ein deutlicher Trend zugunsten von Tarifangeboten, welche die bedeutendste Angebotsform sind. Ihre Anzahl hat zwischen den verschiedenen Erhebungen stark zugenommen (Tabelle 3). Diese Entwicklung wird sich, wie anhand der geplanten Grünen Angebote ersichtlich ist, auch weiterhin fortsetzen. Spenden- und Beteiligungsmodelle verlieren hingegen zunehmend an Bedeutung. Ihr prozentualer Anteil an der Gesamtanzahl der erfassten grünen Angebote verringerte sich von 39 % im Jahr 1999 auf 13 % im Jahr 2000.

### **2.7.6 Spenden- und Beteiligungsmodelle**

Im Rahmen der im Frühjahr 2000 durchgeführten Umfrage konnten 14 Spenden- und sechs Beteiligungsmodelle erfasst werden. Angesichts der in Tabelle 3 erkennbaren Entwicklung bei den existierenden wie auch den geplanten Angeboten ist zu erwarten, dass im Laufe der nächsten Jahre Spenden- und Beteiligungsmodelle keine nennenswerte Rolle mehr spielen werden. Die Ursachen sind zum einen in einer mangelnden Attraktivität für breitere Kundengruppen zu sehen. Zum anderen weisen diese Angebotsformen im Vergleich zu Tarifmodellen geringere Teilnehmerzahlen und Absatzmengen auf (Tabelle 5), so dass aus Unternehmenssicht ein Engagement in Tarifangebote vorteilhafter ist. Die vergleichsweise geringe Attraktivität für Kunden wird unter anderem durch folgende Faktoren hervorgerufen:

- Teilweise sehr hohe einmalige Beiträge.
- Die Kundenbindung bei Spenden- und Beteiligungsmodellen ist zu gering, weil es keine Möglichkeiten zu einer regelmäßigen, automatischen Programmbeteiligung gibt.
- Ein Programmausstieg ist bei Beteiligungsmodellen normalerweise nicht möglich (z. B. bei einem Wegzug aus dem Versorgungsgebiet können Vergütungen entfallen).
- Bei Beteiligungsmodellen ist die Teilnehmerzahl beschränkt, was zu einer Ablehnung von Interessenten führen kann.
- Bei Spendenmodellen erfolgt keine direkte Gegenleistung für den Geldgeber.

Die Form der Vergütung, welche die Teilnehmer an Beteiligungsmodellen erhalten, ist bei den untersuchten Angeboten unterschiedlich, wobei es allerdings zwei Grundformen gibt, die im Folgenden näher erläutert werden. Eine Möglichkeit der Vergütung besteht in der Zahlung einer festen Rendite auf das von den Teilnehmern eingesetzte Kapital. Hierbei kann die Höhe der Rendite von der Laufzeit der Beteiligung abhängig gemacht werden, so dass in Analogie zum Kapitalmarkt eine längerfristige Geldanlage in dem Beteiligungsmodell attraktiver wird. Die zweite Vergütungsform basiert auf der Menge der mit der Anlage erzeugten elektrischen Energie. Dabei wird der während einer Periode erzeugte Strom entsprechend den Anteilen auf die Teilnehmer aufgeteilt. Die Vergütung kann durch Zahlung einer teilweise erhöhten Einspeisevergütung oder durch eine Verrechnung des erzeugten Stroms mit dem durch die Teilnehmer nachgefragten Strom erfolgen. In der Praxis sind unterschiedliche Mischformen dieser beiden Grundkonzepte umgesetzt.

Tabelle 4: Geförderte Technologien (realisierte und geplante Angebote)

	<b>Beteiligungsmodell</b>	<b>Spendenmodell</b>	<b>Tarifmodell</b>
Angebote mit 100% Photovoltaik	85 %	50 %	8 %
Angebote mit Photovoltaik Anteil < 100%	0 %	42 %	63 %
Angebote ohne Photovoltaik	15 %	8 %	29 %

Ermittelt auf Grundlage der Umfrage im Frühjahr 2000.

Die erfassten Beteiligungs- und Spendenmodelle unterstützen fast ausschließlich Photovoltaikanlagen, die mit vergleichsweise hohen spezifischen Investitionen verbunden sind. Dies führt bei Beteiligungsmodellen dazu, dass die einmaligen Beiträge im Vergleich zu den mittleren regelmäßigen Beiträgen bei Tarifmodellen sehr hoch sind. Die Preise liegen zwischen 500 und 3600 DM pro Anteil, was wiederum negative Auswirkungen auf die Teilnehmerzahl und damit auch auf die Höhe der eingeworbenen Gelder vermuten lässt. Auch bei Spendenmodellen konnten bisher nur eingeschränkt Mittel akquiriert werden, was vor allem mit der bereits erläuterten mangelnden Attraktivität zusammenhängt. In beiden Fällen hat diese Situation zur Folge, dass nur in begrenztem Umfang Anlagen zugebaut werden können. Dieser geringe „sichtbare“ Erfolg kann bei (potentiellen) Teilnehmern zu Akzeptanzverlusten führen, was sich für das gesamte Projekt nachteilig auswirkt. Da bei Beteiligungsmodellen die Anzahl der Teilnehmer begrenzt ist, ist bei diesen Angeboten eine Bewertung auf Basis der Teilnehmerquote nicht sinnvoll. Die Teilnehmerquote bei Spendenmodellen ist mit durchschnittlichen Werten von 0,24 % sehr gering.

Tabelle 5: Beteiligungs- und Spendenmodelle im Vergleich mit Tarifmodellen

	<b>Beteiligungsmodell</b>	<b>Spendenmodell</b>	<b>Tarifmodell</b>
Durchschnittliche Teilnehmerzahl	28	261	2164
Durchschnittliche Teilnehmerquote	<sup>33</sup>	0,24%	0,23%
Durchschnittlicher Absatz [MWh/ Jahr]	18,9	105,9	1056

Ermittelt auf Grundlage der Umfrage im Frühjahr 2000.

## 2.7.7 Tarifangebote

### 2.7.7.1 Angebotsformen

Die Analyse der Tarifformen ergibt, dass bei etablierten Versorgungsunternehmen die meisten Angebote (68 %) in Form eines Aufschlages auf den Normaltarif abgerechnet werden (Tarifform 3). Im Laufe des Jahres 1999 sind aber auch zunehmend Tarifangebote auf den Markt gekommen, die in Form eines eigenständigen Tarifs, differenziert in Grund- und Arbeitspreis, angeboten werden (Tarifform 1). Der aktuelle

<sup>33</sup> Beim Vergleich der Teilnehmerquoten ist zu berücksichtigen, dass die Teilnehmerzahl von Beteiligungsmodellen in der Regel durch die Anzahl der Anteile begrenzt ist.

Anteil dieser Form liegt bei der Gruppe der VDEW-Mitgliedsunternehmen bei knapp 30 %. Bei den geplanten Angeboten hat die Form eines eigenständigen Tarifs einen Anteil von fast 50 % und wird daher in Zukunft weiter an Bedeutung gewinnen. Bei den Ökostromhändlern dominiert diese Angebotsform mit 95 %, da hier eine Möglichkeit zur Kopplung mit einem normalen Stromangebot üblicherweise nicht besteht<sup>34</sup>.

Die zunehmende Relevanz von Tarifformen, die nicht an ein Basisangebot gekoppelt sind, verdeutlicht, dass Grüne Angebote verstärkt den Charakter eigener Angebote erhalten. Dies führt dazu, dass der Bereich grüner Strom mehr und mehr zu einem eigenständigen Marktsegment wird. Diese Entwicklung wird durch den Markteintritt von Ökostromhändlern, die ausschließlich Grüne Angebote offerieren, unterstützt.

Tabelle 6: Anteile der einzelnen Tarifformen bei der Gruppe der VDEW-Mitgliedsunternehmen

Angebotsform	Anteil ...		
	im Frühjahr 2000	an geplanten Angeboten	zu erwarten Ende 2000
Tarifform 1	29 %	46 %	32 %
Tarifform 2	0,7 %	0 %	0,6 %
Tarifform 3	68,7 %	50 %	65,4 %
Tarifform 4	1,6 %	4 %	2 %

Ermittelt auf Grundlage der Umfrage im Frühjahr 2000.

Bei der Analyse der Tarifformen konnten auch Grüne Angebote identifiziert werden, die den bestehenden Normaltarif bei gleichbleibendem Preis ersetzt haben, während der bisherige Normaltarif für konventionellen Strom gesenkt wurde. In Verbindung mit einem automatischen Wechsel in das Grüne Angebot, was zu keinen Mehrkosten beim Verbraucher führt, können diese Konzepte bezüglich der Teilnehmerquote sehr erfolgreich sein. Für eine abschließende Beurteilung dieser Angebote ist das aktuelle Datenmaterial jedoch nicht ausreichend. Angebote der Tarifformen 2 und 4, die nicht oder nur teilweise dem Verbrauchsprinzip genügen, spielen gegenwärtig mit einem Anteil von 3 % bei der Gruppe der VDEW-Mitgliedsunternehmen keine nennenswerte Rolle.

#### 2.7.7.2 Eingesetzte Anlagen

Bei der Analyse der Angebotsformen sowie der Bewertung der mit den unterschiedlichen Angeboten verbundenen Umweltauswirkungen sind die zur Erzeugung von grünem Strom eingesetzten Anlagen von Bedeutung. Als wichtige Eigenschaft Grüner Angebote wird die in Kapitel 2.7.2 diskutierte Zusätzlichkeit genannt. In diesem Zusammenhang ist es unter anderem von Bedeutung, ob der im Rahmen des Angebots verkaufte grüne Strom in eigens für das Angebot errichteten neuen Anlagen oder in bestehenden Altanlagen produziert wird.

<sup>34</sup> Die verbleibenden fünf Prozent realisieren ein entkoppeltes Tarifangebot oder beliefern nur Großkunden auf Basis von Sonderverträgen.

Bei 48 % der erfassten Tarifangebote von VDEW-Mitgliedsunternehmen stammt der grüne Strom ausschließlich aus bereits bestehenden Anlagen. In weiteren 32 % der Fälle erfolgt eine kombinierte Produktion in bereits vor Angebotsbeginn bestehenden Anlagen sowie in Anlagen, die für das Angebot errichtet wurden. Lediglich 20 % der Angebote setzen vollständig auf neu errichtete Anlagen. Bei der Gruppe der Ökostromhändler konnten zu diesem Themenkomplex nur wenige Angaben erhoben werden. Aus den verfügbaren Informationen geht hervor, dass bei 28 % der Angebote Neuanlagen in das Anlagenportfolio integriert sind.

Daraus wird deutlich, dass die überwiegende Mehrheit der Angebote dem Kriterium der Zusätzlichkeit nicht oder nur teilweise gerecht wird, weil durch die Nutzung bereits bestehender Stromerzeugungsanlagen der Anteil an grünem Strom an der gesamten Stromerzeugung nicht erhöht wird und daraus keine zusätzliche Umweltentlastung resultiert.

Die Nutzung von bestehenden Anlagen im Rahmen der Neueinführung eines grünen Angebots kann jedoch dann positiv bewertet werden, falls in der Folgezeit aufgrund der großen Nachfrage Neuanlagen installiert werden müssen oder falls dadurch der weitere Betrieb bestehender Anlagen gesichert werden kann, die ohne zusätzliche finanzielle Unterstützung durch die Kunden des grünen Angebots stillgelegt werden müssten (siehe auch Kapitel 2.7.2). Aus diesem Blickwinkel erfolgt durch die beschriebenen Grünen Angebote eine Vermeidung zusätzlicher Umweltbelastungen aufgrund der Liberalisierung.

### *2.7.7.3 Kosten einer Teilnahme*

Aufgrund ihrer übergeordneten Bedeutung werden zum Vergleich der finanziellen Beiträge (brutto) von Kunden im Rahmen von Tarifmodellen das Modell 1 („eigenständiges Angebot“) und das Modell 3 („Aufschlag-Angebot“) einander gegenübergestellt. Da beide Tarifformen aufgrund der unterschiedlichen Tarifgestaltung nicht unmittelbar vergleichbar sind, wird zum Vergleich ein Privathaushalt mit 2-3 Personen und einem jährlichen Stromverbrauch von 3000 kWh herangezogen, wobei von einer Vollversorgung ausgegangen wird.

Die jährlichen Stromkosten von Tarifmodell 1 errechnen sich aus dem Jahresverbrauch multipliziert mit dem Arbeitspreis zuzüglich eines eventuellen jährlichen Grundpreises. Beim Tarifmodell 3 ergeben sich die jährlichen Stromkosten des Haushaltes durch die Addition des Preisaufschlags des Grünen Angebots und des Arbeitspreises des Standardtarifs multipliziert mit dem Jahresverbrauch zuzüglich eines eventuellen Grundpreises. Als Arbeits- bzw. Grundpreis des Standardtarifs werden 21,50 Pf/kWh bzw. 152,08 DM/a angenommen<sup>35</sup>. Der Grundpreis des Tarifmodells 1 liegt im Mittel unter dem für Standardangebote ermittelten Grundpreis. Die Arbeitspreise des Modells 1 und der Kombination von Modell 3 und Standardtarif unterscheiden sich nur geringfügig.

---

<sup>35</sup> Der mittlere Arbeitspreis kann aus den Umfrageergebnissen berechnet werden, während der durchschnittliche Grundpreis auf Basis von Daten zu 31 Standardtarifangeboten für Haushalte mit einem Verbrauch von 3000 kWh pro Jahr bestimmt wurde (vgl. <http://www.stromtarife.de>, Stand Mai 2000).



Es stellt sich weiterhin die Frage, ob Angebote existieren, die typischerweise mit hohen zusätzlichen Kosten für den Teilnehmer verbunden sind, oder ob es im Vergleich besonders günstige Angebote gibt. Für die Untersuchung dieser Fragestellung werden die Tarifangebote in Angebote, die vollständig auf Photovoltaikanlagen aufbauen, Angebote mit einem Anteil kleiner als 100 % Photovoltaikstrom sowie Angebote ohne photovoltaisch erzeugten Strom unterteilt und für die resultierenden Klassen die durchschnittlichen Stromkosten für den Beispielhaushalt ermittelt (Tabelle 7). Daten zu Angeboten mit 100 % Photovoltaikanteil konnten im Rahmen der durchgeführten Umfragen im Frühjahr und im Herbst des Jahres 2000 nicht in ausreichendem Umfang ermittelt werden. Daher sind Auswertungen für diese Angebotskategorie nicht möglich.

Tabelle 7: Vergleich der Stromkosten des Beispielhaushaltes bei verschiedenen Angeboten

Technologiemix der Angebote	VDEW-Mitgliedsunternehmen <sup>a</sup>		Ökostromhändler <sup>b</sup>
	Tarifmodell 1 Eigenständiges Angebot	Tarifmodell 3 Aufschlag- Angebot	Tarifmodell 1 Eigenständiges Angebot
Photovoltaik Anteil < 100%	1087,61 DM/a	1012,73 DM/a	1116,08 DM/a
ohne Photovoltaik	1017,68 DM/a	940,68 DM/a	987,91 DM/a

<sup>a</sup>: Umfrage Frühjahr 2000

<sup>b</sup>: Umfrage Herbst 2000

Aufgrund mangelnder Daten ist eine Auswertung zu Angeboten mit 100 % Photovoltaikanteil nicht möglich.

Wie aus den Ergebnissen in Tabelle 7 ersichtlich wird, gibt es bei der Gruppe der eigenständigen Angebote Preisunterscheide zwischen Ökostromhändlern und VDEW-Mitgliedsunternehmen. Bei Angeboten mit Photovoltaikanteil sind die Händler für den gewählten Beispielhaushalt um rund 30 DM/a teurer. Bei Angebote ohne Photovoltaik sind die Ökostromhändler mit einem Preisvorteil von 30 DM/a billiger. Der Preisvorteil bei den Angeboten ohne Photovoltaik ist darauf zurückzuführen, dass es einige Angebote von Ökostromhändlern gibt, die Strom aus KWK-Anlagen enthalten. Bei VDEW-Mitgliedsunternehmen konnten keine derartigen Angebote identifiziert werden. Allerdings ist auch zu berücksichtigen, dass die auftretende Differenz mit einem Betrag von 30 DM/a gering ist. Bei den Angeboten der VDEW-Mitgliedsunternehmen repräsentieren Aufschlag-Angebote die kostengünstigste Alternative. Hier beträgt der Preisunterschied zum eigenständigen Angebot etwa 75 DM/a.

Zum Vergleich der Angebotsvarianten 1 und 3 mit normalen Stromangeboten werden auf Basis des Beispielhaushaltes die Mehrkosten des Grünen Angebots im Vergleich

zu einem Normalangebot bestimmt<sup>36</sup>. Die sich ergebenden Aufpreise sind in Tabelle 8 dargestellt<sup>37</sup>.

Tabelle 8: Vergleich der durchschnittlichen Mehrkosten pro kWh für einen Privathaushalt bei einem Stromverbrauch von 3000 kWh/a

Technologiemix der Angebote	VDEW-Mitgliedsunternehmen <sup>a</sup>		Ökostromhändler <sup>b</sup>
	Tarifmodell 1 Eigenständiges Angebot	Tarifmodell 3 Aufschlag- Angebot	Tarifmodell 1 Eigenständiges Angebot
Photovoltaikanteil < 100%	7,94 Pf/kWh	5,45 Pf/kWh	8,89 Pf/kWh
ohne Photovoltaik	5,61 Pf/kWh	3,05 Pf/kWh	4,6 Pf/kWh

<sup>a</sup>: Umfrage Frühjahr 2000

<sup>b</sup>: Umfrage Herbst 2000

### 2.7.8 Wettbewerbssituation

Ungefähr 90 % der existierenden Grünen Angebote von VDEW-Mitgliedsunternehmen sind in ihrem Geltungsbereich regional begrenzt, während nur 10 % bundesweit anbieten. Bei den Ökostromhändlern sind überregionale Angebote vorherrschend, es werden rund 67 % der Angebote bundesweit offeriert<sup>38</sup>. Bei der regionalen Ausbreitung der Angebote besteht demnach ein deutlicher Unterschied zwischen den untersuchten Unternehmensgruppen. Allerdings ist zu berücksichtigen, dass die Zahl der Angebote von Ökostromhändlern gering ist im Vergleich zur Anzahl der Angebote der VDEW-Mitgliedsunternehmen. Daraus folgt, dass regional begrenzte Angebote deutlich überwiegen. Die Konkurrenz zwischen den Angeboten kann somit im Vergleich zum Markt für Standardangebote als gering eingestuft werden. Der Wettbewerb in diesem Marktsegment wird überwiegend durch die kleine Zahl überregionaler Angebote von Ökostromhändlern getragen. Falls sich die bei VDEW-Mitgliedsunternehmen erkennbare Tendenz einer zunehmenden Einführung überregionaler Angebote fortsetzt, ist mit einer weiteren Zunahme des Wettbewerbs in diesem Marktsegment zu rechnen. Dies kann dazu führen, dass Angebotseigenschaften, die von Kunden zum Vergleich herangezogen werden (bspw. der Angebotspreis oder die Zertifizierung von Angeboten), zukünftig an Bedeutung gewinnen werden.

<sup>36</sup> Der Arbeits- und der Grundpreis werden auf Basis von 31 Standardtarifangeboten für Haushalte mit einem Verbrauch von 3000 kWh pro Jahr berechnet (Arbeitspreis: 23,24 Pf/kWh, Grundpreis: 152,08 DM/a) (vgl. <http://www.stromtarife.de>, Stand Mai 2000).

<sup>37</sup> Die Ergebnisse bezüglich des Preisunterschieds zwischen Händlern und VDEW-Mitgliedsunternehmen sind nicht durch den Umstand, dass das EEG zwischen den beiden Umfragen im Frühjahr und Herbst 2000 in Kraft getreten ist, beeinflusst. Die mittlere Vergütung gemäß EEG und die Vergütung nach StrEG für das Jahr 2000 sind mit 16,6 Pf/kWh und maximal 16,13 Pf/kWh sehr ähnlich [Markard et al. 2000], [StaBuA 1999].

<sup>38</sup> Rechnet man diejenigen, welche sich nur auf die alten Bundesländer beziehen, hinzu, so sind es sogar 78 %.

### 2.7.9 Angebotserfolg

Die Teilnehmerquoten der im Frühjahr des Jahres 2000 erfassten Grünen Angebote von VDEW-Mitgliedsunternehmen liegen mit Werten zwischen 0 - 1 % in gleichen Bereich wie bereits im Frühjahr 1999<sup>39</sup>. Die mittlere Teilnahmequote beträgt etwa 0,23 % und übersteigt damit den Wert der Umfrage von 1998/1999 deutlich, der bei 0,06 % gelegen ist. Im Vergleich zum Vorjahr lässt diese Entwicklung zum einen deutlich werden, dass bezüglich der maximalen Beteiligung keine Verbesserung bei den Angeboten erreicht werden konnte, aber zum anderen die Kundenakzeptanz im Durchschnitt zugenommen hat. Dies bedeutet, dass es den Unternehmen gelungen ist, größere Kundengruppen zu erreichen, ohne allerdings auch nur annähernd Teilnehmerquoten zu realisieren, die im Bereich der in Potentialstudien ausgewiesenen Teilnehmerquoten in Höhe von 5-10 % liegen<sup>40</sup>. Auch liegen die Programmerfolge (gemessen an der Kundenresonanz) in anderen Ländern wie den USA, der Schweiz oder den Niederlanden deutlich höher<sup>41</sup>.

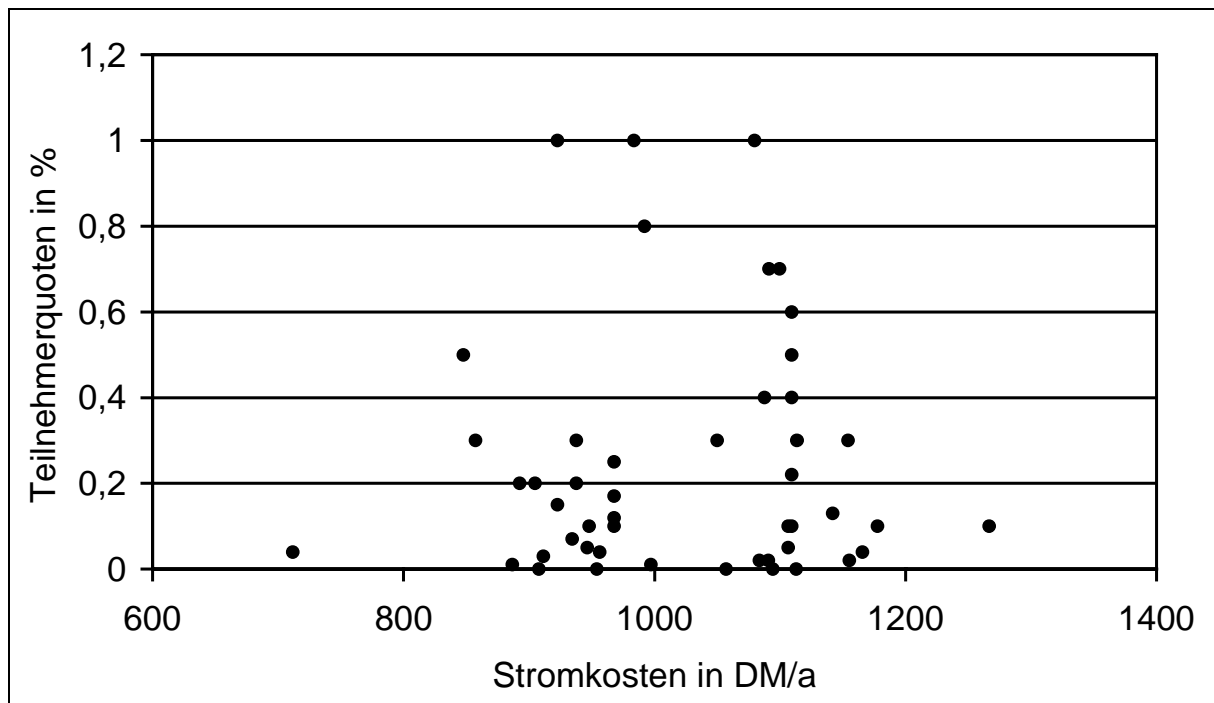


Bild 4: Zusammenhang zwischen Teilnehmerquote und jährlichen Stromkosten bei einem Verbrauch von 3000 kWh/a (Ermittelt auf Grundlage der Umfrage im Frühjahr 2000)

Bei den Ökostromhändlern geben 60 % an, dass ihre Erwartungen bezüglich des Angebotserfolges erfüllt werden, während bei 8 % die Erwartungen sogar übertroffen werden. Gleichzeitig fühlen sich 80 % der Händler beim Netzzugang diskriminiert und

<sup>39</sup> Eine Ermittlung der Teilnehmerquoten bei Öko-Stromhändlern ist nicht sinnvoll, da diese ausschließlich grünen Strom verkaufen und somit automatisch Teilnehmerquoten von 100 % erreichen.

<sup>40</sup> Vgl. z. B. [Holt 1998], [Weller 1998, S. 60].

<sup>41</sup> Zur Situation bei grünen Angeboten im Ausland siehe z. B. [Dreher et al. 1999a].

sehen dadurch ihr Handelsvolumen eingeschränkt. Dies bedeutet, dass bereits durch den gezielten Abbau bestehender Hemmnisse beim Netzzugang weitere Potentiale für den Absatz von grünem Strom erschlossen werden können.

Bei den mittleren Absatzmengen dominieren die Angebote der Ökostromhändler deutlich. Diese erreichen im Mittel einen Wert von 8500 MWh/a, wobei zu berücksichtigen ist, dass die Spannweite bei gleichzeitig geringer Datenlage mit Werten zwischen 100 MWh/a und 30000 MWh/a sehr groß ist. Die durchschnittlich abgesetzte Strommenge ist mit rund 960 MWh/a bei VDEW-Mitgliedsunternehmen deutlich geringer. Der Median beträgt hier nur 53 MWh/a, was ein deutliches Signal dafür ist, dass diese Unternehmen im Allgemeinen nur geringe Mengen grünen Stroms über ihre Grünen Angebote verkaufen.

Die unterschiedlichen Programmerfolge von Angeboten mit vergleichbaren Leistungen lassen sich nicht auf Aufschläge bzw. auf Gesamtbeiträge verschiedener Höhe zurückführen (siehe Bild 4)<sup>42</sup>. Eine Ursache für diesen fehlenden Zusammenhang zwischen Nachfrage und Preis kann in dem noch geringen Wettbewerb in diesem Marktsegment liegen, der dazu führt, dass Kunden nur sehr eingeschränkte Wahlmöglichkeiten zwischen verschiedenen Angeboten besitzen und Kaufentscheidungen demnach nicht in erster Linie auf einem Preisvergleich beruhen. Dieser Umstand legt die Vermutung nahe, dass Programmerfolge zumindest momentan von anderen Faktoren, wie beispielsweise Marketingaktivitäten oder der Glaubwürdigkeit der Angebote, bestimmt werden.

### 2.7.10 Marketing

VDEW-Mitgliedsunternehmen haben für Grüne Angebote nur in weniger als der Hälfte aller Fälle ein eigenständiges Marketingkonzept<sup>43</sup>. Das bedeutet, dass die Angebote häufig nur in Verbindung mit anderen Angeboten des Unternehmens präsentiert werden. Dadurch werden Grüne Angebote als Zusatz zu anderen Produkten dargestellt. Mit dieser Werbestrategie fällt es den Anbietern schwer, die entsprechenden Angebote in dem entstehenden eigenständigen Marktsegment für grünen Strom zu etablieren. Allerdings plant etwa ein Drittel aller Anbieter für die Zukunft eine Veränderung der Werbemaßnahmen, so dass zu erwarten ist, dass sich auch im Bereich des Marketings der Gedanke des eigenständigen Produkts mit einem eigenen Marketingkonzept durchsetzen kann.

Durchschnittlich setzen die Anbieter (VDEW-Mitglieder und Ökostromhändler) drei bis vier verschiedene Werbemittel ein. Dabei zeigt sich, dass gerade bei den bisher häufig genutzten Medien wie Pressemitteilungen, Anzeigen und Broschüren zwischen 1999 und 2000 ein Rückgang zu verzeichnen ist. Dahingegen hat vor allem das Medium Internet (in Bild 5 unter „Sonstiges“ zusammengefasst) stark an Bedeutung gewonnen.

---

<sup>42</sup> Siehe auch [Dreher et al. 1999a].

<sup>43</sup> Da Ökostromhändler per Definition nur grünen Strom anbieten, ist bei dieser Gruppe eine Differenzierung in eigenständige Marketingkonzepte nicht relevant.

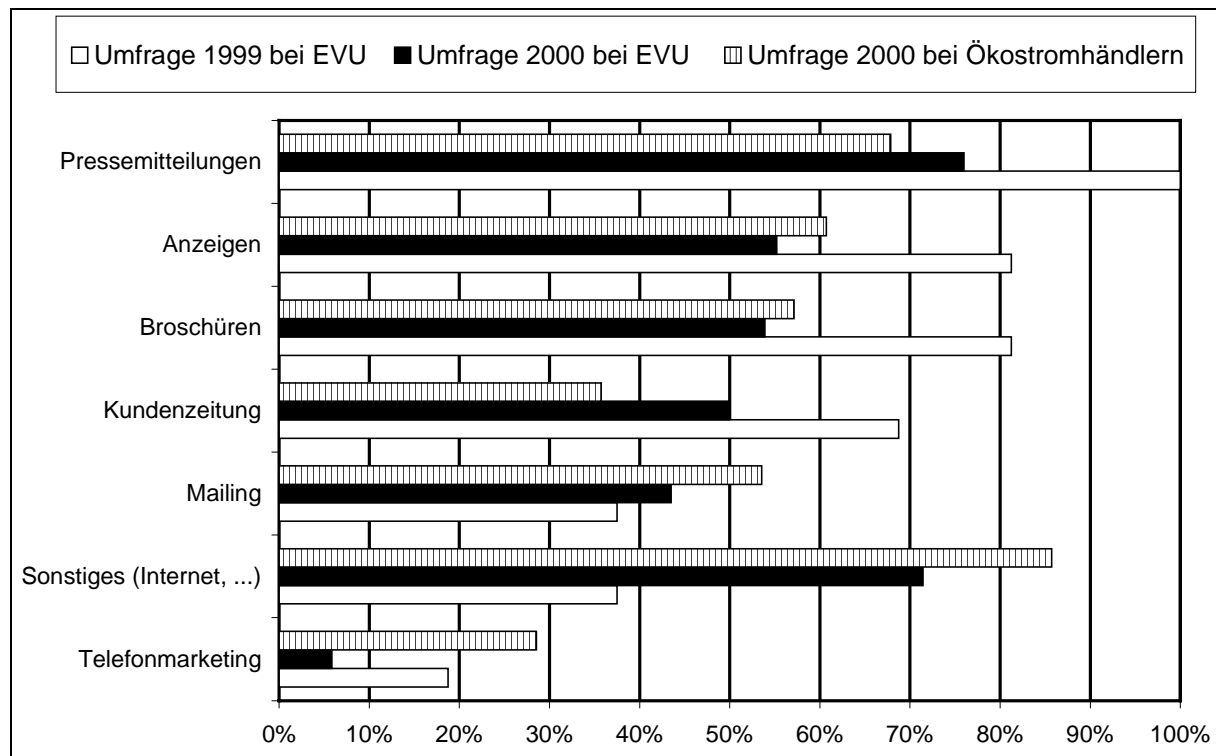


Bild 5: Marketingaktivitäten für Grüne Angebote (Mehrfachnennungen möglich)

### 2.7.11 Glaubwürdigkeit und Transparenz

Die Steigerung der Kundenakzeptanz und damit des Projekterfolges kann auch durch eine Erhöhung der Glaubwürdigkeit und der Transparenz von Grünen Angeboten angestrebt werden. Dies kann unter anderem durch eine Zertifizierung<sup>44</sup> und/oder den Einsatz von Kontrollorganen erfolgen. Da sich verschiedene Zertifizierungsverfahren erst im Laufe des Jahres 1999 etabliert haben, liegen zu diesem Bereich nur Angaben aus den Umfragen im Frühjahr und Herbst des Jahres 2000 vor.

Für 40 % der erfassten VDEW-Mitglieder kommt eine Zertifizierung derzeit nicht in Frage. Andererseits haben 45 % der im Frühjahr 2000 befragten Anbieter bereits eine Zertifizierung ihrer Angebote durchführen lassen. Die verbleibenden 15 % planen eine Zertifizierung ihrer Angebote. Somit besteht bei der Mehrzahl der Unternehmen die Absicht, die Glaubwürdigkeit der eigenen Aktivitäten durch ein Qualitätssiegel zu untermauern. Bei den Ökostromhändlern ist eine größere Bereitschaft zur Zertifizierung zu verzeichnen. Hier lehnen nur 8 % ein Labelling ihrer Produkte ab, während 71 % bereits ein Gütesiegel für ihre Grünen Angebote erworben haben. Die übrigen 21 % planen eine Zertifizierung. In diesem Zusammenhang spielt allerdings die Wahl des Zertifizierungsverfahrens eine bedeutende Rolle, da diese

<sup>44</sup> Die Begriffe Zertifizierung und Labelling sind als synonym zu betrachten. Es ist darauf hinzuweisen, dass kein Zusammenhang zwischen den im Zuge einer Zertifizierung erworbenen Qualitätszertifikaten und den im Rahmen einer Quotenregelung diskutierten handelbaren grünen Zertifikaten besteht.

teilweise sehr unterschiedliche Anforderungen an die umweltrelevanten Eigenschaften des Angebots stellen (siehe z. B. [Huwer 1998]).

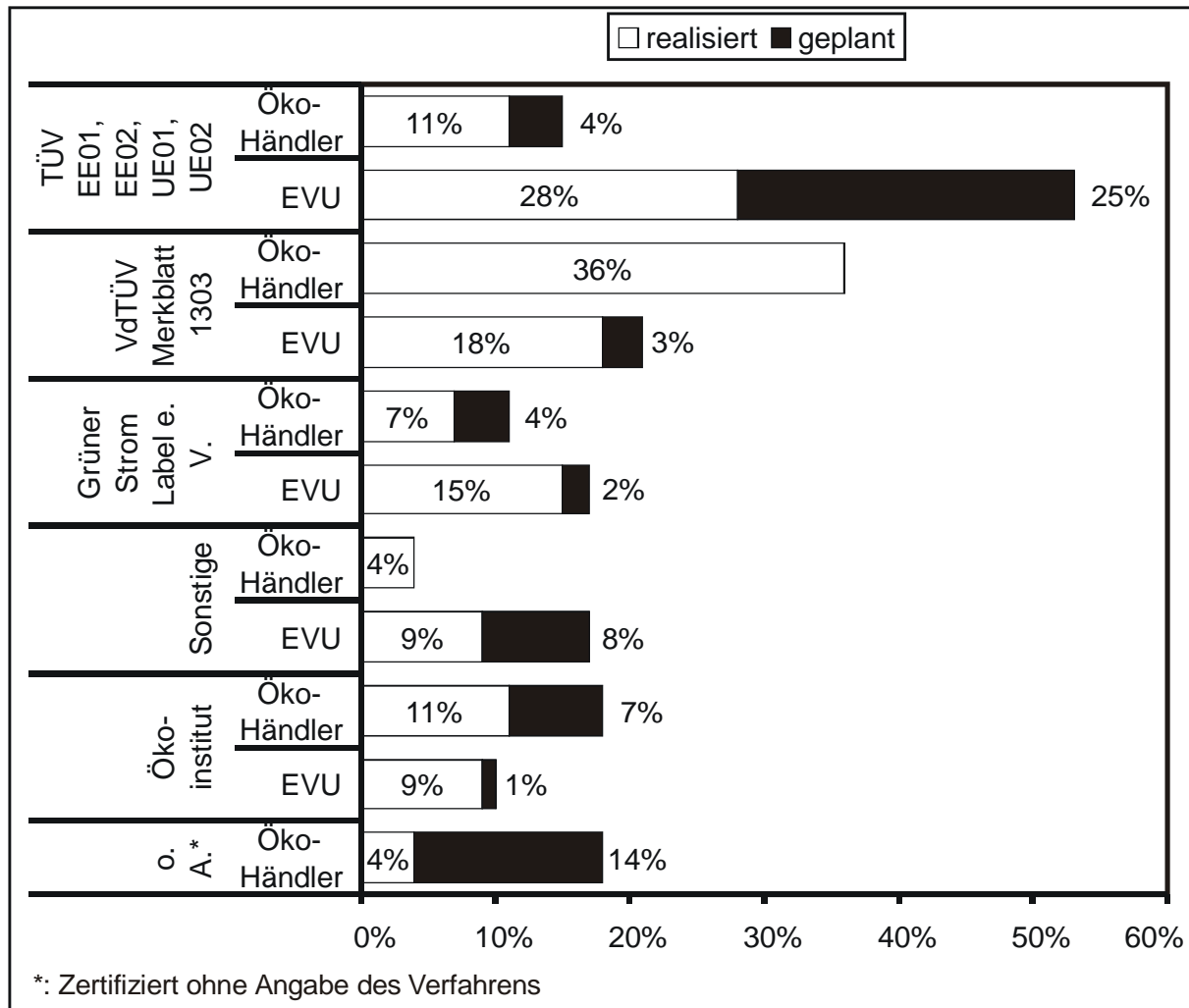


Bild 6: Zertifizierung Grüner Angebote

Auch bei der Wahl der Anbieter von Zertifizierungen zeigen sich Unterschiede. Bei Ökostromhändlern überwiegt eine Zertifizierung der Angebote nach VdTÜV Merkblatt 1303, die im Vergleich zu anderen Labels wie dem Grüner Strom Label e.V. und dem Label vom Öko-Institut<sup>45</sup> insoweit geringere Qualitätsanforderungen stellt, weil keine quantitativen Vorgaben in Bezug auf den Zubau von Neuanlagen gemacht werden und eine Abgrenzung zum EEG nicht vorgenommen wird. Die Mehrzahl der VDEW-Mitgliedsunternehmen lässt sich derzeit vom TÜV Süddeutschland überprüfen, der eine Reihe unterschiedlicher Labels anbietet, die zum Teil über die Anforderungen des VdTÜV Merkblattes 1303 hinausgehen. Die Labels des Grünen Strom Label e. V. sowie des Öko-Instituts sind noch nicht weit verbreitet. Dies ist unter Umständen darauf zurückzuführen, dass der Grüner Strom Label e. V. erst seit November 1999 Zertifizierungen vornimmt, während sich das Label des Öko-Instituts Anfang 2000

<sup>45</sup> Das vom Öko-Institut entwickelte Label wird seit Ende des Jahres 2000 vom Verein EnergieVision e.V. getragen.

noch in der Pilotphase befunden hat. Ein anderer Grund kann darin liegen, dass viele Anbieter die hohen Anforderungen dieser beiden Labels nicht erfüllen<sup>46</sup>.

Bemerkenswert ist auch die Anzahl der Unternehmen, die sich (zusammengefasst unter der Rubrik Sonstige) für andere Alternativen zur Zertifizierung entscheiden. Dies bedeutet, dass eine Reihe weiterer Gütesiegel angeboten wird, was letztlich dazu führt, dass die Situation für den Kunden sehr unübersichtlich wird. Dadurch kann aufgrund mangelnder Transparenz und Vergleichbarkeit der unterschiedlichen Qualitätszeichen die Glaubwürdigkeit der Anbieter beeinträchtigt werden. Aus dieser Situation entsteht die Gefahr, dass die aktuelle Entwicklung dem eigentlichen Ziel einer Zertifizierung zuwider läuft.

In Ergänzung zu oder als Ersatz für eine externe Zertifizierung werden von den Anbietern häufig weitere Kontrollinstanzen eingesetzt. Darunter sind Einrichtungen zu verstehen, welche die Verwendung der im Rahmen des Grünen Angebots eingenommenen finanziellen Mittel überprüfen. Damit soll gewährleistet werden, dass die durch das Angebot eingenommenen Beträge auch entsprechend eingesetzt werden. Anhand der erfassten Angebotsdaten kann festgestellt werden, dass die überwiegende Mehrheit der Unternehmen ein Kontrollorgan für die Mittelverwendung vorsieht. In den meisten Fällen handelt es sich dabei um eine unternehmensinterne Prüfung bzw. eine Wirtschaftsprüfung. Da diese Prüfungen ohnehin von den Unternehmen durchgeführt werden, erwachsen aus der zusätzlichen Einbeziehung Grüner Angebote keine oder nur geringe Mehrkosten. Dies erklärt den zahlreichen Einsatz dieser Kontrollorgane.

---

<sup>46</sup> Eine ausführliche Darstellung der verschiedenen Labels findet sich z. B. in [Huwer 1998].

### **3 Methodik zur Analyse der Auswirkungen umweltpolitischer Instrumente auf ein Energiesystem**

#### **3.1 Darstellung alternativer methodischer Ansätze**

Zur Untersuchung der Auswirkungen umweltpolitischer Instrumente auf existierende Energieversorgungssysteme mit Blick auf die Struktur des Anlagenparks, die Emissionen sowie die zu erwartenden Stromgestehungskosten gibt es verschiedene alternative Vorgehensweisen. Allerdings weisen die einzelnen methodischen Ansätze teilweise deutliche Unterschiede bei den Datenanforderungen wie auch bei den Analysemöglichkeiten auf, so dass die Auswahl einer geeigneten Methodik die weiteren Arbeitsschritte maßgeblich beeinflusst. Grundsätzlich stehen drei unterschiedliche Methoden zur Auswahl. Es handelt sich dabei um eine Analyse auf Basis von Einzelfallbetrachtungen für die verschiedenen Optionen, den Einsatz eines Top-Down-Modells oder die Anwendung eines Bottom-Up-Modellansatzes. Im Weiteren werden diese drei Möglichkeiten näher charakterisiert sowie die Auswahl eines geeigneten Ansatzes begründet.

##### **3.1.1 Analysen auf Basis von Einzelfallbetrachtungen**

Die Grundlage dieser Untersuchungsmethodik bilden Einzelanalysen für die verschiedenen, als Zukunftsoptionen in Frage kommenden Technologien zur Stromerzeugung. Als Zielkriterium für die Bewertung der alternativen Optionen können im Rahmen der vorliegenden Problemstellung ökonomische Größen wie z. B. die Stromgestehungskosten verwendet werden. Für die einzelnen Technologien wird nur das Zielkriteriums abgeschätzt. In Abhängigkeit des zu erfüllenden Mengenziels für grünen Strom werden dann die bezüglich des Zielkriteriums vorteilhaftesten Optionen gemäß ihrer Verfügbarkeit genutzt. Mit dieser Vorgehensweise ist eine sehr stark auf die Einzeltechnologie bezogene Untersuchung möglich, die aber eine Sicht auf das Gesamtsystem mit den existierenden Interdependenzen nicht erlaubt, weil Beziehungen zwischen verschiedenen Technologien in der Regel keine Berücksichtigung finden.

Ein Beispiel für bestehende Interdependenzen ist die kombinierte Erzeugung von Strom und Wärme in Kraft-Wärme-Kopplungs Anlagen (KWK-Anlagen), wo der Anlageneinsatz nicht nur vom zeitlichen Verlauf der Stromnachfrage sondern auch von der Wärmenachfrage bestimmt wird. Da eine Berücksichtigung entsprechender Zusammenhänge im Rahmen einer Entwicklung valider Zukunftsstrategien für Energieversorgungssysteme erforderlich ist, ist diese Analysemethodik für die vorliegende Arbeit ungeeignet.

##### **3.1.2 Top-Down-Modelle**

Top-Down-Modelle<sup>1</sup>, auch Energiewirtschaftsmodelle genannt, basieren auf einer Abbildung gesamtwirtschaftlicher Zusammenhänge. Darin eingebettet wird der

---

<sup>1</sup> Eine detaillierte Beschreibung verschiedener Top-Down-Modellierungsansätze sowie ein Vergleich von Modellergebnissen für eine einheitliche Fragestellung findet sich z. B. in [Forum 1999].



Energiebereich der zu untersuchenden Region modelliert. Typische Vertreter des Top-Down-Ansatzes sind beispielsweise die Modelle PANTA-RHEI [Meyer et al. 1999], LEAN [Welsch 1996] oder GEM-E3 [Schmidt 1999]. Bei diesen Analyseansätzen stehen die Zusammenhänge zwischen dem Energiesektor und der übrigen Volkswirtschaft im Vordergrund.

Aufgrund der gesamtwirtschaftlichen Ausrichtung ist bei Top-Down-Modellen eine sehr aggregierte Sicht auf das Energiesystem beziehungsweise bei der Technologieabbildung erforderlich. Daher werden Energieumwandlungstechnologien im Allgemeinen auf einem sehr aggregierten Niveau modelliert. Dies kann vor allem für den Bereich erneuerbarer Energieträger ein Problem darstellen. Einerseits gibt es bei der Modellierung regenerativer Stromerzeugungstechnologien eine Vielzahl technischer Besonderheiten, welche berücksichtigt werden müssen<sup>2</sup>. Andererseits wird bei der Ausgestaltung der zu untersuchenden umweltpolitischen Instrumente auch über eine Berücksichtigung einzelner Technologiebänder diskutiert. Dies erfordert eine disaggregierte Modellintegration der verschiedenen Umwandlungstechnologien mit den jeweiligen individuellen Charakteristika. Da dies mit den Top-Down-Ansätzen nicht in ausreichendem Maß realisiert werden kann, sind diese Modelle für die vorliegenden Fragestellungen nur eingeschränkt anwendbar.

Im Rahmen von Energiewirtschaftsmodellen können zur Abbildung der gesamtwirtschaftlichen Zusammenhänge sehr unterschiedliche Ansätze gewählt werden. Die am häufigsten verwendeten sind der neoklassische und der evolutorische Ansatz. Da es zwischen den theoretischen Ansätzen grundlegende Unterschiede gibt<sup>3</sup>, werden dadurch auch die Ergebnisse teilweise sehr stark beeinflusst [Forum 1999]. Das bedeutet, dass bei Energiewirtschaftsmodellen neben den reinen Inputdaten auch noch der theoretische Ansatz als zusätzliche Stellgröße bei der Ergebnisinterpretation zu berücksichtigen ist. Anhand des in [Forum 1999] durchgeführten Modellvergleichs wird deutlich, dass es aufgrund der Unterschiede bei den theoretischen Ansätzen nur sehr schwer möglich ist, aus den Ergebnissen verschiedener Modelle eine robuste Lösung für das analysierte Problem abzuleiten. Dieser Umstand kann zu einer mangelnden Akzeptanz der Ergebnisse führen.

Aufgrund der hier dargestellten Nachteile bei der Abbildung einzelner Technologien ist eine Anwendung eines Energiewirtschaftsmodells auf die im Rahmen der vorliegenden Arbeit zu untersuchenden Fragestellungen nicht zielführend. Weiterhin ist die starke Abhängigkeit der Ergebnisse vom gewählten theoretischen Modellierungsansatz als nachteilig einzustufen.

---

<sup>2</sup> Z. B.: Tageszeitabhängige Verfügbarkeit von Photovoltaik, Berücksichtigung verschiedener Windgeschwindigkeiten, Modellierung optimaler Betriebspunkte bei thermischen Kraftwerken (mit Biomassefeuerung), Einplanung verschiedener Technologien ausschließlich in der Grundlast.

<sup>3</sup> In [Forum 1999, S. 29-30] werden die Ansätze wie folgt charakterisiert: „Wesentliches Merkmal der neoklassischen Modelle ist die mikroökonomische Fundierung aus Optimierungsansätzen für Unternehmen und Haushalte, die auf neoklassischen Produktions- und Nutzenfunktionen beruhen. Evolutorisch geprägte Modelle gehen demgegenüber von begrenzter Rationalität der Wirtschaftssubjekte aus und legen großen Wert auf die empirische Abstützung der verwendeten Verhaltensrelationen.“

### 3.1.3 Bottom-Up-Modelle

Im Gegensatz zu den oben dargestellten Top-Down-Ansätzen konzentrieren sich Bottom-Up- oder Energie- und Stoffflussmodelle<sup>4</sup> auf die Abbildung des Energiesektors. Zu den bekanntesten Modellen dieser Kategorie zählen z. B. EFOM [Rentz et al. 1990], [van der Voort et al. 1984], MARKAL [Fishbone et al. 1981], MESSAGE [Agnew et al. 1979], IKARUS [VDI 1994], PERSEUS [Rentz et al. 1997]. Aus systemtheoretischer Sicht lassen sich Energie- und Stoffflussmodelle wie folgt charakterisieren. Kernelemente der Modellierung sind angebots- und nachfrageseitige Technologien zur Umwandlung von Energieträgern und Stoffen. Die verschiedenen Technologien werden mittels Energie- und Stoffflüssen miteinander vernetzt. Damit ist es möglich, bestehende Interdependenzen zwischen verschiedenen Systemeinheiten auf der Angebots- wie auch auf der Nachfrageseite im zu analysierenden System zu berücksichtigen. Zielsetzung des Einsatzes von Energie- und Stoffflussmodellen ist die Ableitung von Empfehlungen zur Ausgestaltung des betrachteten Energiesystems in einem mittel- bis langfristigen Zeithorizont. Daraus resultiert die grundsätzlich strategische Ausrichtung dieser Ansätze und der damit entwickelten Ergebnisse. Zur Ermittlung der zukünftigen Systemausgestaltung werden quantitative, analytische Optimierungsmethoden wie beispielsweise die quasi-dynamische lineare Optimierung, die gemischt-ganzzahlige Optimierung oder die stochastische Optimierung eingesetzt. In Ausnahmefällen erfolgt auch die Anwendung von Simulationsmethoden. Als Zielkriterium der Optimierung beziehungsweise der Simulation sind beispielsweise die Ausgabenminimierung, Gewinnmaximierung oder Emissionsminimierung möglich. Die Modellvariablen sind die Energie- und Stoffflüsse sowie die Anlagenkapazitäten der verschiedenen Technologien. Kapazitäten können zeitlich sowie quantitativ angepasst werden<sup>5</sup>. Eine intensitätsmäßige Anpassung wird aufgrund des Umstandes, dass Kraftwerke üblicherweise blockweise zu- oder abgeschaltet werden, im Allgemeinen nicht zugelassen<sup>6</sup>.

Aufgrund des variablen Aufbaus und der Fokussierung auf den Energiebereich können mit diesen Ansätzen Energiesysteme auf nationaler, regionaler wie auch auf Unternehmensebene abgebildet werden (siehe auch Tabelle 9). Diese Flexibilität beim Aggregationsgrad ist für die vorliegende Problemstellung von besonderer Bedeutung, da neben der detaillierten Abbildung des regionalen Energiesystems von Baden-Württemberg auch dessen Einbettung in den bestehenden nationalen wie auch internationalen Rahmen zu berücksichtigen ist. Darüber hinaus sind aufgrund bestehender Unterschiede auch strukturelle Merkmale, welche auf Unternehmens-

---

<sup>4</sup> Auch Energiesystemmodelle genannt.

<sup>5</sup> Die Formen der Anpassung von Potentialfaktoren – zeitlich, intensitätsmäßig und quantitativ – gehen auf E. Gutenberg zurück [Gutenberg 1983]. Zur Beschreibung von Produktionssystemen und zur Erfassung von Energie- und Stoffströmen mit Hilfe der Aktivitätsanalyse siehe z. B. [Wietschel 2000, S. 100 ff.].

<sup>6</sup> Zum Ausgleich kleinerer Nachfrageschwankungen, welche keine Blockabschaltungen erfordern, können beispielsweise Pumpspeicherkraftwerke benutzt werden. Im Spezialfall der gemischt-ganzzahligen linearen Programmierung ist die Modellierung einer intensitätsmäßigen Anpassung unter Berücksichtigung prozessspezifischer Charakteristika wie z. B. lastabhängiger Wirkungsgrade möglich (siehe dazu z. B. [Fichtner 1999]).

ebene anzusiedeln sind, wie z. B. Zusammensetzung des Kraftwerksparks oder typische Nachfragestruktur, zu integrieren.

Die Modellierung auf Basis einzelner Technologien erlaubt die detaillierte Abbildung eines Energiesystems auch unter Berücksichtigung einzelner Anlagenteile. Damit können existierende technische Zusammenhänge wesentlich genauer als bei existierenden Top-Down-Ansätzen integriert werden (siehe z. B. [Fichtner 1999]). Dies ist vor allem für die Modellierung von Stromerzeugungsanlagen auf Basis regenerativer Energieträger vorteilhaft, da in diesem Bereich zahlreiche Spezifika zu berücksichtigen sind. Da bei Energie- und Stoffflussmodellen neben Energieströmen auch relevante Stoffströme – wie z. B. Emissionen – abgebildet werden können, erlaubt ein solches Modell auch eine Bilanzierung und einen Vergleich der mit den gewählten Optionen verbundenen Emissionen. Dieser Aspekt ist für die vorliegende Problemstellung von besonderer Relevanz, da das übergeordnete Ziel der diskutierten umweltpolitischen Instrumente die Minderung von CO<sub>2</sub>-Emissionen ist. Darüber hinaus können auch die Auswirkungen eines verstärkten Einsatzes regenerativer Energieträger auf die Entwicklung von Schadstoffemissionen wie z. B. SO<sub>x</sub> oder NO<sub>x</sub> abgebildet werden.

Allerdings ist bei dieser stark energiebezogenen Modellbildung eine Berücksichtigung gesamtwirtschaftlicher Zusammenhänge, wie z. B. von Arbeitsplatzeffekten in anderen Branchen oder Auswirkungen auf das Bruttosozialprodukt, nicht oder nur sehr schwer realisierbar. Die Ursache dafür ist in der ausschließlichen Ausrichtung dieser Modellansätze auf den Energiesektor zu sehen. Für die Bearbeitung der vorliegenden Problemstellung mit einem Bottom-Up-Modell ergeben sich daraus nur geringe Einschränkungen, weil in diesem Rahmen die Auswirkungen umweltpolitischer Instrumente auf den Energiesektor im Mittelpunkt stehen. Weitergehende Analysen – z. B. in Bezug Arbeitsplatz- oder Einkommenseffekte – können aufbauend auf den Modellergebnissen – aber unabhängig vom Modellsystem – durchgeführt werden.

Weiterhin konnte die Anwendbarkeit von Energie- und Stoffflussmodellen auf praxisrelevante Fragestellungen bereits mehrfach unter Beweis gestellt werden. So wurden beispielsweise mit dem PERSEUS-Modellsystem verschiedene existierende Energiesysteme auf unterschiedlichen Aggregationsebenen abgebildet und analysiert (siehe Tabelle 9). Des Weiteren wird dieses Modellsystem von den Stadtwerken Karlsruhe zur Bezugsvertragsoptimierung sowie von der RWE Energie AG zur strategischen Kapazitätsausbauplanung eingesetzt. Dies unterstreicht die Validität dieser Modellierungsansätze.

Aufgrund der hier dargestellten Vorteile von Energie- und Stoffflussmodellen in Bezug auf die im Rahmen der vorliegenden Arbeit zu untersuchenden Fragestellungen ist es sinnvoll, für die erforderlichen modellgestützten Analysen einen Bottom-Up-Ansatz zu verwenden. Unter den verfügbaren Modellansätzen fällt dabei die Wahl auf das PERSEUS-Modellsystem. Diese Entscheidung kann im Wesentlichen dadurch begründet werden, dass mit diesem System bereits zahlreiche praktische Erfahrungen vorliegen, die sich auf den Bereich unternehmensspezifischer Analysen [Fichtner 1999] wie auch auf die Untersuchung umweltpolitischer Instrumente auf regionaler, nationaler und multi-nationaler Ebene [Ardone 1999], [Dreher et al.

1999b] beziehen. Darüber hinaus weist dieses Modell Funktionalitäten auf, die für die Untersuchung der Einsatzmöglichkeiten regenerativer Energieträger in der Stromerzeugung von besonderer Bedeutung sind. Hierzu gehört beispielsweise die Modellierung von Lastkurven in beliebiger zeitlicher Aggregation, was eine Berücksichtigung des fluktuierenden Dargebots regenerativer Energieträger, wie z. B. Windkraft oder Solarstrahlung, ermöglicht. Weiterhin ist an dieser Stelle die Integration detaillierter technischer, ökonomischer und ökologischer Parameter in das Modellsystem zu nennen, wodurch die relevanten Charakteristika der betrachteten regenerativen Stromerzeugungstechnologien genau abgebildet werden können.

### **3.2 Kritische Würdigung des Ansatzes von Energie- und Stoffflussmodellen**

Energie- und Stoffflussmodelle weisen im Vergleich zu anderen Analyseansätzen einige Vorteile bei der Bearbeitung der vorliegenden Problemstellung auf, weshalb das PERSEUS-Modellsystem als Analyseinstrument ausgewählt wurde. Allerdings gibt es auch einige methodische Aspekte dieser Modellklasse, die einer kritischen Diskussion sowie einer Analyse der Auswirkungen auf die Modellergebnisse bedürfen.

Zunächst ist hier der normative Ansatz von Energiesystemmodellen zu nennen. Dieser ist wertorientiert und basiert auf der Annahme rationalen Verhaltens, was sich empirisch nicht immer belegen lässt. Grundlage dieses Ansatzes ist die Betrachtung einer gesamten Region als eine (wirtschaftliche) Einheit, woraus sich eine aggregierte ökonomische Sicht auf die Aktivitäten der verschiedenen Akteure ergibt. Dadurch wird es erforderlich, alle verfügbaren Optionen unabhängig von den Akteuren nach einheitlichen Kriterien zu bewerten und dabei nur die entscheidungsrelevanten Ausgaben zu berücksichtigen. Diese aggregierte Sichtweise kann in Bezug auf die zu untersuchende Region als gesamtwirtschaftliche oder gesellschaftliche Sicht bezeichnet werden. Sie muss nicht mit dem einzelwirtschaftlichen Blickwinkel betroffener Akteure übereinstimmen. Ein Beispiel hierfür ist der Betrieb eines privaten Laufwasserkraftwerkes. Aus Sicht des Betreibers sind die nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) zu zahlenden Vergütungen für Strom aus Wasserkraftanlagen in die ökonomische Bewertung einzubeziehen. Im Rahmen eines normativen Ansatzes erfolgt ein Vergleich mit anderen Optionen auf Basis entscheidungsrelevanter Ausgaben. Die Vergütung spielt hier keine Rolle. Des Weiteren bleiben mögliche gesetzliche Eingriffe unberücksichtigt, da es Zielsetzung des Ansatzes ist, erforderliche Modifikationen des zukünftigen rechtlichen Rahmens aus den Modellergebnissen abzuleiten. Eine Integration zukünftiger Regelungen würde lediglich die Evaluierung ihrer Auswirkungen erlauben.

Damit beschreiben die Modellergebnisse, welche auf Basis eines normativen Ansatzes abgeleitet werden, die Entwicklung, die aus gesellschaftlicher Sicht realisiert werden sollte. Da es Unterschiede zwischen einzelwirtschaftlicher und aggregierter Sicht geben kann, dienen die Modellergebnisse dazu, erforderliche Rahmenbedingungen und Handlungsfelder zu identifizieren, die gewährleisten, dass die Entwicklung in der Praxis mit den gesellschaftlich wünschenswerten Ergebnissen übereinstimmt.

Mit der Anwendung eines normativen Ansatzes<sup>7</sup> auf umweltpolitische Fragestellungen können bezüglich gewählter Zielkriterien optimale Strategien zur Erreichung der betrachteten umweltpolitischen Zielsetzungen ermittelt werden. Dabei wird implizit unterstellt, dass ein Regulierungs- und/oder Marktversagen das Erreichen der Umweltziele behindert beziehungsweise zukünftig behindern wird. Ziel des Ansatzes ist es, im Sinne einer Orientierungshilfe Verbesserungsmöglichkeiten bei der Entwicklung im Vergleich zur Referenzssituation zu identifizieren. Falls kein entsprechendes Versagen vorliegt, kann mit Hilfe dieses Ansatzes die Optimalität des bestehenden/geplanten Vorgehens bestätigt werden. In diesem Fall stimmen die Modellergebnisse mit den geplanten zukünftigen Entwicklungen in der Praxis überein. Im Bereich umweltpolitischer Zielsetzungen manifestiert sich Marktversagen beispielsweise in einer zu geringen Nachfrage nach energiesparenden Anlagen oder Geräten aufgrund fehlender Information oder Marktübersicht. Des Weiteren kann hier auch die Trennung von Eigner/Investor und Nutzer der Anlage eine Rolle spielen. Regulierungsversagen äußert sich z. B. dann, wenn aufgrund bestehender rechtlicher Regelungen Anreize zur Energie- und Kosteneinsparung reduziert werden, da für einzelne Energieträger Subventionsregelungen oder unterschiedlich hohe Steuern Gültigkeit besitzen.

Eine umfassende Kritik zu weiteren Aspekten nationaler und regionaler Energie- und Stoffflussmodelle wird beispielsweise in [Jochem 1997], [IPCC 1996], [Welsch 1996, S. 8 ff.], [Hourcade et al. 1996] und [UNEP 1992, S. 32 ff.] formuliert. Wesentliche Kritikpunkte sind:

- Die Ansätze integrieren überwiegend technologiebezogene Ausgaben. Weitergehende Aspekte, wie z. B. Transaktionskosten, werden üblicherweise nicht einbezogen.  
Das Hauptproblem hierbei liegt nicht in der Methodik von Energiesystemmodellen sondern in der Verfügbarkeit belastbarer Daten.
- Die Modelle berücksichtigen nur die beim Betrieb der abgebildeten Anlagen anfallenden Emissionen und Brennstoffverbräuche. Entsprechende Faktoren für den Anlagenbau beziehungsweise –rückbau – sogenannte kumulierte Emissionen und Energieverbräuche – werden nicht integriert.  
Seitens der Methodik ist eine Berücksichtigung kumulierte Energieaufwendungen und Emissionen problemlos möglich, allerdings ist auch hier die Verfügbarkeit einer konsistenten Datenbasis für alle relevanten Technologien erforderlich.
- Mit den Modellansätzen werden Strategien zur zukünftigen Gestaltung von Energiesystemen entwickelt. Dabei werden Ausgaben auf gesellschaftlicher oder politischer Ebene, die zur Umsetzung der Strategien erforderlich sind, nicht berücksichtigt (z. B. Implementierungsausgaben für ein umweltpolitisches Instrument). Zum einen besteht auch in diesem Bereich ein Mangel an belastbaren Daten; zum anderen ist zu bedenken, dass umweltpolitische Instrumente nicht nur

---

<sup>7</sup> D. h. eines Ansatzes, der eine Richtung für die zukünftige Entwicklung vorgibt.

anhand monetärer Kriterien bewertet werden können<sup>8</sup>. So sind in diesem Zusammenhang beispielsweise auch juristische Fragestellungen relevant. Damit stößt die in diesen Modellansätzen vorgenommene Bewertung auf Basis monetärer Größen an ihre Grenzen. Darüber hinaus ist die primäre Zielsetzung technologiebasierter Modelle die Durchführung einer Energiesystemplanung und nicht die Evaluierung bzw. Identifikation optimaler politischer/gesellschaftlicher Umsetzungsstrategien zur Erreichung gewünschter Systemausgestaltungen.

- Die Potentiale von sogenannten „No Regret“-Optionen<sup>9</sup> werden überschätzt, weil ein möglicher Zusatznutzen, welcher nicht mit dem Zielkriterium des Modells erfasst werden kann, nicht berücksichtigt wird.  
Hier stößt die Bewertung von Optionen ausschließlich auf Basis ökonomischer Größen an Grenzen. So sind beispielsweise bei Wärmedämmmaßnahmen im Gebäudebereich auch gestalterische Gesichtspunkte oder bei der Nutzung von gasbetriebenen Anlagen Betriebsrisiken zu beachten. Eine Integration solcher nicht-monetären Faktoren ist nur schwer möglich. Üblicherweise wird zur Vermeidung dieser Problematik die Potentialausnutzung von „No-Regret“-Optionen durch eine exogene Vorgabe von Marktanteilen begrenzt.
- Eine unzureichende Berücksichtigung von Lernkurveneffekten kann die Modellergebnisse derart verzerren, dass technologiebezogene Ausgaben überschätzt und andere Faktoren wie beispielsweise Emissionsminderungen unterschätzt werden.  
Im Bereich der Integration von Lerneffekten besteht noch Entwicklungsbedarf, um die Beziehungen zwischen installierten Anlagenkapazitäten und der Entwicklung technischer, ökonomischer und ökologischer Kenngrößen in die Methodik von Energie- und Stoffflussmodellen integrieren zu können. Darüber hinaus ist auch die Verfügbarkeit belastbarer Lernkurvendaten von Bedeutung.
- Aufgrund der Konzentration auf die Abbildung des Energiesystems werden makroökonomische Auswirkungen und Beziehungen zwischen dem Energiesektor und anderen volkswirtschaftlichen Sektoren nicht berücksichtigt.  
Für eine Analyse makroökonomischer Zusammenhänge sind Energiesystemmodelle nicht geeignet. Entsprechende Fragestellungen können mit Energiewirtschaftsmodellen bearbeitet werden.
- Weitergehende „nicht-technische“ Möglichkeiten, wie z. B. Verhaltensänderungen, zur Beeinflussung der Entwicklung eines Energiesystems werden nicht berücksichtigt.  
Grundsätzlich stoßen techno-ökonomische Modelle an ihre Grenzen, wenn nicht

---

<sup>8</sup> Zur Bewertung und Charakterisierung umweltpolitischer Instrumente sei auf die zahlreichen entwickelten Kriterienraster verwiesen (siehe z. B. [Rentz et al. 1999b], [Rennings et al. 1999] sowie die dort angegebene Literatur).

<sup>9</sup> Für den Begriff „No Regret“ Optionen gibt es in der Literatur keine allgemeine Definition. Üblicherweise werden darunter solche Optionen verstanden, die ohne Berücksichtigung eines Zusatznutzens (z. B. Emissionsminderung) wirtschaftlich sind und daher umgesetzt werden. Dabei spielen allerdings der verwendete Ansatz (normativ oder betriebswirtschaftlich) sowie die eingesetzte finanzmathematische Methode eine bedeutende Rolle (siehe auch [Wietschel 2000, S. 228 ff.]).

oder nur sehr schwer monetär zu bewertende Alternativen zu integrieren sind. In solchen Fällen können Ansätze aus der Wohlfahrtstheorie zielführend sein. Dabei wird mit Hilfe einer übergeordneten Gesamtnutzenfunktion versucht, verschiedene Zielkriterien, wie z. B. Wirtschaftlichkeit, Konsumentennutzen usw., zusammenzufassen.

- Externe Kosten werden nicht berücksichtigt.  
Aufgrund des Umstandes, dass weder alle für Externe Effekte relevanten Ursache-Wirkungs-Beziehungen bekannt sind, noch die Frage der Monetarisierung geklärt ist, ist eine Bestimmung der Höhe Externer Kosten nicht möglich. Seitens der Modellierungsmethodik von Energie- und Stoffflussmodellen wurden bereits Ansätze zur Integration Externer Kosten vorgestellt (siehe z. B. [Lüth 1997], [Tewes 1992]).

Eine nähere Betrachtung der angeführten Kritikpunkte lässt deutlich werden, dass sehr häufig Probleme bei der Verfügbarkeit belastbarer Daten dafür verantwortlich sind, dass die entsprechenden Bereiche nicht in Energiesystemmodelle integriert werden. Des Weiteren zeigt sich, dass einige Kritikpunkte auf Themenbereiche abzielen, die mit dem techno-ökonomischen Modellierungsansatz von Energiesystemmodellen nicht bearbeitet werden können. Dies ist dann der Fall, wenn Kriterien in die Bewertung von Zukunftsstrategien einfließen sollen, die nicht mit technischen oder ökonomischen Parametern zu beschreiben sind (z. B. Verhalten).

### **3.3 Kurzdarstellung des PERSEUS-Modellsystems**

Ausschlaggebend für die Entwicklung von Modellen zur Analyse und Planung von nationalen Energiesystemen waren die Ölkrisen der 70er Jahre. Die durch die Verknappung des Ölangebots ausgelösten wirtschaftlichen Krisensituationen machten die Notwendigkeit einer fundierten Energiesystemplanung unter Aspekten wie Versorgungssicherheit, Unabhängigkeit und Bewertung zukünftiger Umwandlungstechnologien deutlich. Vor diesem Hintergrund wurden in den folgenden Jahren verschiedene Ansätze für Energiesystemmodelle auf nationaler Ebene entwickelt. Zielsetzung des Modelleinsatzes war die Entwicklung von Strategien zur Verringerung der Abhängigkeit einzelner Nationen beziehungsweise Regionen von importierten Energieträgern.

In den 80er Jahren erfolgte die Weiterentwicklung der Ansätze mit dem Ziel der Berücksichtigung von Schadstoffemissionen bei der Energiesystemplanung. Hierbei standen die Luftschadstoffe  $\text{SO}_2$  und  $\text{NO}_x$  im Mittelpunkt. Mit der zusätzlichen Berücksichtigung von Emissionen wurde der Schritt von reinen Energiesystemmodellen zu Energie- und Stoffflussmodellen vollzogen. Bekannte Vertreter dieser Modellklasse sind:

- MARKAL (MARKET ALLOCATION MODEL) [Fishbone et al. 1981],
- MESSAGE (MODEL FOR ENERGY SUPPLY SYSTEM ALTERNATIVES AND THEIR GENERAL ENVIRONMENTAL IMPACT) [Agnew et al. 1979],
- EFOM-ENV (ENERGY FLOW OPTIMISATION MODEL – ENVIRONMENT) [Rentz et al. 1990], [van der Voort et al. 1984],
- WASP (WIEN AUTOMATIC SYSTEM PLANNING PACKAGE) [Jusko et al. 1987],

- IKARUS (INSTRUMENTE FÜR KLIMAGAS-REDUKTIONS-STRATEGIEN) [VDI 1994].

Auf Basis des EFOM-ENV Modells erfolgte in den 90er Jahren die Entwicklung des PERSEUS-Modellsystems (PROGRAM PACKAGE FOR EMISSION REDUCTION STRATEGIES IN ENERGY USE AND SUPPLY)<sup>10</sup>. Es handelt sich dabei um ein technologiebasiertes optimierendes Energie- und Stoffflussmodell. Durch die strikte Trennung von Modellfunktionalität und Daten des abzubildenden Energiesystems können methodische Modifikationen sehr einfach realisiert werden. Dies erlaubt eine flexible Anpassung an unterschiedliche Fragestellungen. Das eigentliche PERSEUS-Modell stellt die Grundfunktionalitäten zur Abbildung von Energiesystemen zur Verfügung. Mit Hilfe verschiedener bisher entwickelter Module kann das PERSEUS-Modellsystem auf unterschiedliche Schwerpunkte und Bilanzräume ausgerichtet werden (siehe Tabelle 9).

Das gesamte PERSEUS-Modellsystem besteht aus den folgenden drei Systemteilen:

- Daten-Management-System (DMS): Hierbei handelt es sich um eine Datenbank, mit der die Modelldaten für verschiedene Anwendungsfälle beziehungsweise Energiesysteme verwaltet werden können. Neben der reinen Datenverwaltung stellt das DMS auch die Schnittstelle zu anderen Programmen dar (z. B. zu Spreadsheet-Programmen). Dies ist vor allem für den Dateninput relevant. Aufgrund der grafischen Benutzeroberfläche können durch diesen Systemteil eine hohe Benutzerfreundlichkeit und Akzeptanz des Gesamtsystems erreicht werden.
- PERSEUS-Modell: Das eigentliche PERSEUS-Modell stellt die Funktionalität zur Abbildung und Optimierung von Energiesystemen zur Verfügung. Es handelt sich dabei um ein lineares Optimierungsmodell, welches in der Programmiersprache GAMS (GENERAL ALGEBRAIC MODELLING SYSTEM) programmiert ist. Die mathematische Formulierung des Modells ist in Kapitel 3.4.3 dargestellt. Zur Systemoptimierung werden kommerzielle Solver<sup>11</sup> eingesetzt, welche über standardisierte Schnittstellen mit dem GAMS-Programm kommunizieren. Die Ergebnisdatei wird ebenfalls von diesem Systemteil erzeugt.
- Auswertungstools: Da an die Auswertung der Modellergebnisse je nach Problemstellung sehr unterschiedliche Anforderungen gestellt werden, wird eine Schnittstelle zu Spreadsheet-Programmen zur Verfügung gestellt, welche die Ergebnisdatei in ein entsprechendes Format umwandelt. Ergänzend sind im Baukastenprinzip einzelne Auswertungsroutinen (z. B. zur Diagrammerstellung) verfügbar. Damit besteht für den Anwender eine weitreichende Flexibilität in Bezug auf die Auswertung wie auch auf die Weiterverarbeitung der Ergebnisse in anderen Systemen.

---

<sup>10</sup> Das PERSEUS-Modellsystem wurde am Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion (IIP) der Universität Karlsruhe (TH) entwickelt (siehe z. B. [Rentz et al. 1997]).

<sup>11</sup> Eigenständige Programme zur Lösung von OR-Problemen. Für LP-Probleme können beispielsweise die kommerziellen Solver CPLEX oder OSL verwendet werden.



Tabelle 9: Methodische und anwendungsorientierte Module des PERSEUS-Modells (in Anlehnung an [Göbelt et al. 2000])

<b>Methodische Module</b>	<b>Aktuelle Anwendungen</b>	<b>Quellen</b>
<b>Optimierungsverfahren</b>		
Lineare Programmierung	Verschiedene Länder, Stadtwerke Karlsruhe und Rottweil, RWE Energie AG, Wingas GmbH	[Fichtner 1999]
Dekompositionsalgorithmus	Deutschland, Rußland, Indonesien, Indien	[Ardone 1999]
Iterative Optimierung	Deutschland	[Wietschel 1995]
Unschärfe Lineare Optimierung	Litauen	[Oder 1994]
Gemischt-Ganzzahlige Lineare Programmierung	Slowenien, Stadtwerke Karlsruhe, Stadtwerke Rottweil, RWE Energie AG	[Lüth 1997], [Schöttle 1998]
Stochastische Lineare Programmierung	Energieversorgungsunternehmen	[Göbelt et al. 2000]
<b>Zielfunktion</b>		
Ausgabenminimierung	Verschiedene Länder, Regionen und Energieversorgungsunternehmen	[Ardone 1999], [Schöttle 1998]
Gewinnmaximierung	Energieversorgungsunternehmen	[Göbelt et al. 2000]
Emissionsminimierung	Verschiedene Länder	[Ardone 1999]
<b>Aggregationslevel der Daten</b>		
Disaggregierte Modellierung von Umwandlungsprozessen und Lastverläufen	Norddeutschland, Baden-Württemberg, Stadtwerke Karlsruhe und Rottweil, RWE Energie AG	[Rentz et al. 1998b]
Aggregierte Modellierung	Verschiedene Länder	[Ardone 1999]
<b>Anwendungsorientierte Module</b>		
<b>Einsatzschwerpunkt</b>		
Emissionsminderungsstrategien	Verschiedene Länder	[Ardone 1999]
LCP/IRP-Strategien	Stadtwerke Karlsruhe und Rottweil	[Dreher et al. 1999b]
Joint Implementation-Strategien	Deutschland, Rußland, Indonesien, Indien	[Ardone 1999]
Externe Kosten	Deutschland, Slowenien	[Lüth 1997]
Kapazitätsausbau- und -rückbauplanung	Stadtwerke Karlsruhe und Rottweil, RWE Energie AG, Wingas GmbH	[Fichtner 1999]
Anlagen-Contracting	Stadtwerke Karlsruhe und Rottweil	[Wietschel et al. 1999]
Bewertung von umweltpolitischen Instrumenten	Deutschland, Baden-Württemberg	[Rentz et al. 2000b], vorliegende Arbeit
Ausgestaltung von Verwertungsnetzwerken	Industriegebiet Rheinhafen Karlsruhe	[Frank et al. 2000]
<b>Bilanzraum</b>		
Nation	Verschiedene Länder	[Ardone 1999]
Region	Norddeutschland, Baden-Württemberg	[Rentz et al. 1998b], vorliegende Arbeit
Sektor	Holzoberflächenbehandlung	[Wietschel et al. 1997]
Unternehmen	Stadtwerke Karlsruhe und Rottweil, RWE Energie AG, Wingas GmbH	[Fichtner 1999]
Unternehmensübergreifende Verwertungsnetzwerke	Industriegebiet Rheinhafen Karlsruhe	[Frank et al. 2000]

Haupteinsatzfeld des PERSEUS-Modellsystems ist die Planung der zukünftigen Entwicklung von Energiesystemen. Da Erzeugungs- oder Verteilanlagen im Energiesektor typischerweise technische Nutzungsdauern von 10 bis 30 Jahren aufweisen, ist das Modell bevorzugt für einen mittel- bis langfristigen Planungshorizont anzuwenden. In diesem Rahmen können Fragestellungen der Kapazitätsausbauplanung wie auch der Kraftwerkseinsatzplanung unter Berücksichtigung umweltrelevanter Effekte bearbeitet werden. Charakteristisch ist dabei die Möglichkeit einer Integration von angebots- und nachfrageseitigen Optionen. Damit lassen sich innerhalb des Modellsystems Investitionen in Technologien zur Energieeinsparung und Alternativen zum Ausbau der Erzeugungskapazitäten simultan betrachten. Die Modellvariablen sind die Kapazitäten der einzelnen Technologien sowie die Energie- und Stoffflüsse.

Als Modellierungsmethodik kommt die lineare Programmierung zum Einsatz. Dabei werden neben dem einfachen linearen auch komplexere Verfahren, wie die gemischt-ganzzahlige oder die stochastische lineare Programmierung, angewendet. Das PERSEUS-Modell kann als mehrperiodisches lineares Optimierungsmodell charakterisiert werden.

Entsprechend des Bottom-Up-Ansatzes bilden einzelne Technologien für Kraftwerke, Energietransport und -verteilung sowie für nachfrageseitige Anlagen die Basis der Modellierung. Die Technologien werden über technische, ökonomische und umweltrelevante Parameter dargestellt. Energie- und Stoffströme innerhalb des zu analysierenden Energiesystems werden durch die Verbindung der einzelnen Technologien mit Hilfe von Energie- und Stoffflüssen abgebildet.

Als Entscheidungsgrundlage zur Bewertung der zur Verfügung stehenden Alternativen wird die Kapitalwertmethode eingesetzt. Dabei werden nur die entscheidungsrelevanten Ausgabenbestandteile berücksichtigt. Dies sind für bereits bestehende Anlagen nur fixe und variable Ausgaben, während bei Neuanlagen auch die Investitionen einzubeziehen sind. Die Wahl der Zielfunktion hängt grundsätzlich von der zu bearbeitenden Problemstellung ab. Für eine Modellierung auf nationaler oder regionaler Ebene erfolgt üblicherweise eine Minimierung der gesamten diskontierten Systemausgaben, die erforderlich sind, um eine vorgegebene Nachfrage zu befriedigen. Es sind allerdings auch andere Funktionen möglich, wie z. B. Gewinnmaximierung im Fall eines Modells auf Unternehmensebene [Göbelt et al. 2000] oder Emissionsminimierung [Ardone 1999]<sup>12</sup>. Bei der letztgenannten Zielfunktion werden die Systemausgaben in einer Nebenbedingung durch einen Maximalwert begrenzt. Im Zuge der Modelloptimierung wird die bezüglich der gewählten Zielfunktion beste Lösung identifiziert, um die exogen vorgegebene Energienachfrage zu decken. Die Befriedigung der exogenen Nachfrage ist eine der wesentlichen Nebenbedingungen des Modellansatzes. Wäre diese Nebenbedingung nicht vorgegeben, so könnte - z. B. bei einer Ausgabenminimierung - die optimale Lösung bei einer Einstellung der Versorgung liegen. Dies stellt aufgrund der bestehenden Versorgungspflicht der Energieversorgungsunternehmen keine realistische Lösung dar.

---

<sup>12</sup> In Abhängigkeit der gewählten Zielfunktion können auch weitere Modifikationen erforderlich sein (z. B. Berücksichtigung von Verkaufserlösen im Fall einer Gewinnmaximierung).

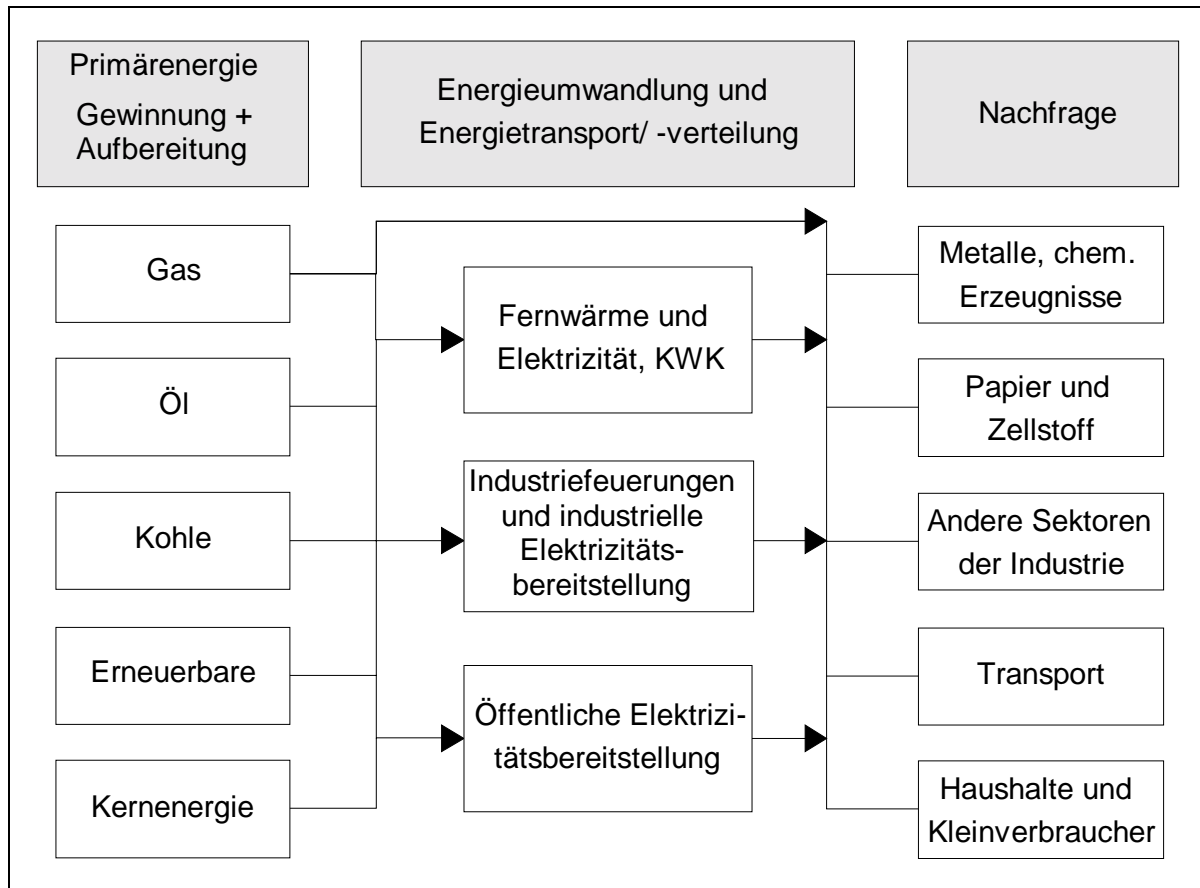


Bild 7: Struktureller Aufbau des PERSEUS-Modells

Da es bei der Stromnachfrage zu jahres- und tageszeitlichen Schwankungen kommen kann, erfolgt eine zeitlich differenzierte Nachfragemodellierung mit Hilfe von Lastkurven<sup>13</sup>. Diese können seitens der Modellierungsmethodik für jeden einzelnen Tag eines Jahres vorgegeben werden. Allerdings ist diese Vorgehensweise aus mehreren Gründen nicht zielführend. Zum einen ist damit ein sehr starkes Anwachsen der Modellgröße verbunden. Zum anderen weisen zahlreiche Tage sehr ähnliche Lastverläufe auf, so dass gerade im Rahmen einer mit dem System durchzuführenden mittel- bis langfristigen Planung die Anwendung von Durchschnittstagen vorteilhafter ist. Darüber hinaus sind auch Probleme bei der Verfügbarkeit von Lastkurvendaten für einzelne Tage eines langfristigen Zeithorizontes zu erwarten. Eine typische Aufteilung der Lastkurven berücksichtigt die Jahreszeiten Sommer und Winter sowie eine Differenzierung in Werktage und Wochenenden<sup>14</sup>. Ergänzend kann ein sogenannter Maximaltag zur Abbildung der maximalen elektrischen Leistung integriert werden. Die Lastkurve selbst kann in beliebige repräsentative Zeitintervalle aufgeteilt werden, um die Nachfrageschwankungen abbilden zu können. Für jedes dieser Zeitintervalle können Flussparameter – wie beispielsweise Mengen oder Preise – definiert werden.

<sup>13</sup> Dies ist ein wesentlicher methodischer Unterschied des PERSEUS-Modells im Vergleich zu anderen Modellsystemen, die auf das Dauerlinienkonzept aufbauen (siehe auch [Fichtner 1999, S. 69 ff.]).

<sup>14</sup> Diese Differenzierung wird von der Datenverfügbarkeit bestimmt.

Der mit dem Modellsystem abgedeckte Planungshorizont beträgt üblicherweise 10 – 30 Jahre. Er ist allerdings durch die Methodik nicht beschränkt. Der gesamte Zeitraum wird in Teilperioden unterteilt, für die alle Modellparameter konstant sind. Damit sind die Modellergebnisse für einzelne Jahre innerhalb einer Teilperiode identisch. Dies bedeutet, dass es sinnvoll ist, die Periodeneinteilung so zu wählen, dass für die Jahre einer Periode eine möglichst homogene Entwicklung zu erwarten ist.

Aufbauend auf dieser hier dargestellten Basis berücksichtigt das PERSEUS-Modell folgende grundlegenden Gruppen von Nebenbedingungen<sup>15</sup>:

- Kapazitätsrelationen für Technologien
- Bilanzgleichungen für Flüsse
- Gleichungen zur Definition von Marktanteilen
- Ungleichungen zur Festlegung von Mindest- und Maximalwerten für Anlagenkapazitäten

Diese werden in Abhängigkeit der zu bearbeitenden Problemstellung durch spezifische Restriktionen, wie z. B. Emissionsbeschränkungen oder Mengenvorgaben für grünen Strom, ergänzt.

### **3.4 Das PERSEUS-REG<sup>2</sup> Modell**

#### **3.4.1 Einleitung**

Das im Rahmen der vorliegenden Arbeit entwickelte PERSEUS-REG<sup>2</sup> Modell (PROGRAM PACKAGE FOR EMISSION REDUCTION STRATEGIES IN ENERGY USE AND SUPPLY – **REGIONAL** + **REGENERATIVE** ENERGIEN) baut auf der vorhandenen PERSEUS-Methodik für nationale Energiesystemmodelle auf (siehe z. B. [Ardone 1999]). Die wesentlichen Weiterentwicklungen des Modells sind:

- Die adäquate Darstellung verfügbarer Optionen zur Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen.
- Die Modellierung der aktuell diskutierten umweltpolitischen Instrumente.
- Die Abbildung der Rahmenbedingungen des liberalisierten Energiemarktes.

Die in diesem Rahmen erforderlichen Modifikationen werden in Kapitel 3.4.2 sowie im Rahmen der mathematischen Modellformulierung des PERSEUS-REG<sup>2</sup> Modells dargestellt (Kapitel 3.4.3).

Bevor die Weiterentwicklungen im einzelnen vorgestellt werden können, ist an dieser Stelle die Datenstruktur zur Abbildung von Technologien zu erläutern. Wesentliches Merkmal ist die vierstufige Hierarchie, welche zwischen Sektoren, Produzenten, Anlagen und Prozessen unterscheidet.

---

<sup>15</sup> Eine mathematische Formulierung des PERSEUS-Basismodells findet sich beispielsweise in [Fichtner 1999], [Ardone 1999].

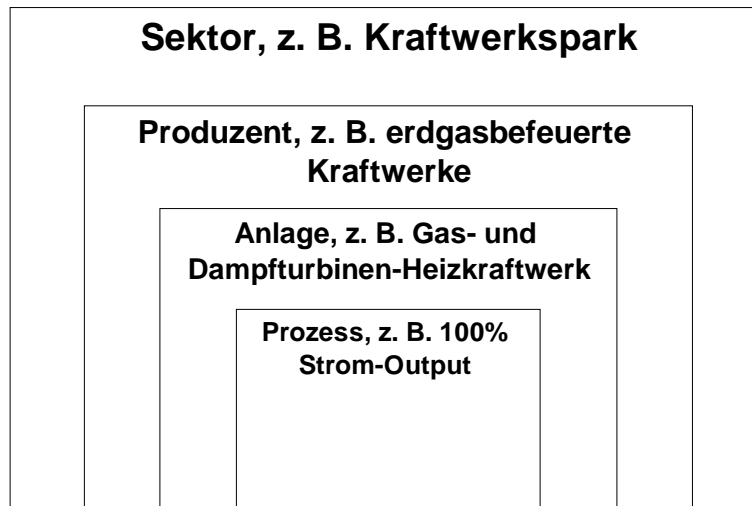


Bild 8: Hierarchischer Aufbau der Datenstruktur

- **Sektoren:** Sektoren repräsentieren die oberste Aggregationsebene des Modells. Sie dienen zum Gruppieren zusammengehöriger Produzenten. Die Kriterien zur Gruppenbildung sind durch die Methodik nicht vorgegeben und damit vom Anwender frei wählbar. Während in den bisherigen PERSEUS-Modellen die Sektorzugehörigkeit nur zu Darstellungszwecken dient, kann sie im PERSEUS-REG<sup>2</sup> Modell auch Auswirkungen auf das Modellergebnis haben<sup>16</sup>.
- **Produzenten:** Sie stellen die Knoten des als gerichteten Digraphen abgebildeten Energiesystems dar<sup>17</sup>. Nur zwischen Produzenten können Energie- und Stoffflüsse definiert werden. Innerhalb eines Produzenten werden zusammengehörige Anlagen – z. B. gleicher Bauart – gruppiert. Wesentliches Gruppierungsmerkmal ist, dass zwischen den Anlagen keine Flüsse existieren dürfen.
- **Anlagen:** Auf der Anlagenebene werden einzelne Produktionsanlagen zur Umwandlung von Energie- und Stoffströmen abgebildet. Wesentliches Merkmal dieser Hierarchiestufe ist, dass für diese Ebene Anlagenkapazitäten definiert werden können<sup>18</sup>.
- **Prozesse:** Auf Prozessebene werden die einzelnen Umwandlungstechnologien durch technische, ökonomische und umweltrelevante Parameter definiert. Durch Prozesse können beispielsweise unterschiedliche Betriebsweisen einer Anlage modelliert werden.

Bei der Definition der Hierarchie gilt die Konvention, dass jeder Prozess genau einer Anlage, jede Anlage genau einem Produzenten und jeder Produzent genau einem Sektor zugewiesen werden muss. Umgekehrt kann ein Element einer Aggregations-ebene beliebig viele Elemente der direkt untergeordneten Ebene enthalten.

<sup>16</sup> Dies ist bei der Wahl von sektorspezifischen Gewichtungsfaktoren in der Zielfunktion der Fall (siehe Kapitel 3.4.3.2).

<sup>17</sup> Zu den Grundbegriffen der Graphentheorie siehe z. B. [Neumann et al. 1993, S. 177 ff.]

<sup>18</sup> Mit den in Kapitel 3.4.3.4 dargestellten Erweiterungen ist es auch möglich Kapazitäten auf Produzentenebene zu definieren.

### 3.4.2 Methodische Weiterentwicklung

Das grundlegende Konzept existierender Energie- und Stoffflussmodelle ist aufgrund des Bottom-Up-Ansatzes technologieorientiert. Das heißt, dass die Umwandlungstechnologien sowie die damit in Zusammenhang stehenden Energie- und Stoffflüsse wesentlicher Gegenstand der Modellierung sind. Weitere Aspekte, die über diesen technisch geprägten Bereich hinausgehen, bleiben üblicherweise unberücksichtigt, da sie bisher unter den Rahmenbedingungen eines regulierten Marktes nur eine untergeordnete Rolle bei der Energiesystemplanung gespielt haben.

Für die Analyse der diskutierten umweltpolitischen Instrumente unter den Rahmenbedingungen eines liberalisierten Marktes ist grundsätzlich eine technologieorientierte Vorgehensweise aufgrund der deutlichen Unterschiede zwischen verschiedenen zu untersuchenden erneuerbaren Energieträgern und den für die Umwandlung verfügbaren unterschiedlichen Technologieoptionen sinnvoll. Allerdings sind Erweiterungen notwendig, die sich auf die Bereiche Modellierung von Unternehmenstypen, Abbildung von nicht-energetischen und nicht-stofflichen Flüssen sowie auf die Integration von Qualitätsmerkmalen bei Energieträgern beziehen.

#### 3.4.2.1 Integration verschiedener Unternehmenstypen

Die Einsatzmöglichkeiten einer Technologie werden außer von ihren Eigenschaften auch von den Rahmenbedingungen, unter welchen sie eingesetzt wird, beeinflusst. So wird beispielsweise der Einsatz einer Kraft-Wärme-Kopplungs Anlage (KWK-Anlage) dadurch mitbestimmt, ob der Anlagenbetreiber eine Absatzmöglichkeit für Fernwärme hat oder nicht. Für die vorliegende Untersuchung mit Schwerpunkt auf der Erzeugung von grünem Strom spielen vor allem die folgenden unternehmensspezifischen Merkmale eine Rolle:

- Existenz eines Fernwärmesystems: Energieversorgungsunternehmen (EVU), welche ein Fernwärmesystem unterhalten, betreiben üblicherweise aufgrund der bisherigen Stellung der Kraft-Wärme-Kopplung fossil befeuerte KWK-Anlagen zur Wärmebereitstellung. Diese Unternehmen haben aufgrund der Wärmenachfrage eine daran gekoppelte Basismenge an fossil erzeugtem Strom in ihrem Netz. Damit stellt sich die Frage, ob sich diese Situation im Falle einer Mengenvorgabe für grünen Strom negativ für diese Unternehmen auswirken kann, weil eine zu große Menge fossilen Stroms aus Eigenerzeugung vorhanden ist. In diesem Zusammenhang sind auch Fragestellungen nach der Konsistenz beziehungsweise Inkonsistenz bestehender und zukünftiger Förderansätze für KWK und regenerative Energieträger von Bedeutung, wie z. B. die Vereinbarkeit des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes zur Förderung fossiler KWK-Anlagen mit der Förderung regenerativer Energieträger oder die Unterstützung von KWK auf Basis erneuerbarer Energiequellen.
- Unternehmensgröße: Erzeugungsunternehmen, die auch überregional agieren, können durch die Produktion in großen Erzeugungsanlagen Größendegressions-effekte realisieren und haben daher die Möglichkeit, billiger als kleinere

Unternehmen anzubieten<sup>19</sup>. Des Weiteren besteht aufgrund der Größe auch die Chance, dass solche Unternehmen als Fernwärmelieferanten für kleinere EVU auftreten und damit eine KWK-Förderung für sich nutzen können<sup>20</sup>. Für den Bereich der Produktion grünen Stroms ergibt sich die Frage nach den Folgen einer vorrangigen Nutzung von zur Stromerzeugung besonders kostengünstig zu erschließenden Potentialen erneuerbarer Energien durch Großunternehmen - z. B. aufgrund größerer Marktmacht – für kleine EVU.

- Kraftwerkspark: Ausschlaggebend für die Auswirkungen eines umweltpolitischen Instruments ist auch der Umfang, in dem fossile und/oder regenerative Erzeugungsanlagen von einem Unternehmen bereits betrieben werden und wann bestehende Kapazitäten das Ende ihrer Nutzungsdauer erreichen werden. Eng damit verknüpft ist die Fragestellung, ob ein EVU sehr schnell eine Mengenvorgabe für grünen Strom erfüllen kann – z. B. über eine Änderung des Bezugs – oder ob es aufgrund eines großen Bestands an fossil befeuerten Anlagen nicht so flexibel reagieren kann.

Aufgrund der Relevanz der mit den dargestellten Strukturmerkmalen zusammenhängenden Problemfelder für die vorliegende Arbeit ist eine Untergliederung in die Unternehmenstypen „überregionales Erzeugungsunternehmen“, „EVU mit Fernwärmeversorgung“ und „EVU ohne Fernwärmeversorgung“ sinnvoll.

Aus modelltechnischer Sicht bedeutet die Integration von Unternehmenstypen, dass eine neue Aggregationsebene eingeführt werden muss. Die Unternehmensebene ist in der Hierarchie oberhalb der Produzenten anzusiedeln, da es bei einer disaggregierten Abbildung, welche einzelne Kraftwerke berücksichtigt, auch innerhalb eines Versorgungsunternehmens Energie- und Stoffflüsse geben kann. Aufgrund des Umstandes, dass Sektoren bisher keine modelltechnische Funktion haben, besteht die Möglichkeit, Unternehmenstypen auf dieser Ebene abzubilden. Dies hat den Vorteil, dass keine weiteren Modifikationen der bestehenden Methodik erforderlich sind.

Mit der Unterscheidung von verschiedenen Unternehmenstypen können in Bezug auf intra-regionale Zusammenhänge weitergehende Analysen mit dem PERSEUS-Modellsystem durchgeführt werden. Basis des bisherigen Ansatzes bildet die Betrachtung der zu untersuchenden Region als wirtschaftliche Einheit, woraus sich eine aggregierte ökonomische Sicht auf die wirtschaftlichen Aktivitäten der Akteure ergibt (siehe Kapitel 3.2). Durch die explizite Berücksichtigung von Unternehmenstypen im PERSEUS-REG<sup>2</sup> Modellansatz erfolgt eine Untergliederung der betrachteten Region in kleinere Einheiten, wobei die Zielsetzung einer regionalen Systemanalyse erhalten bleibt. Dies bedeutet, dass auch weiterhin eine Bewertung verschiedener

---

<sup>19</sup> Eine entsprechende Entwicklung hat sich in Form der Billigangebote großer Erzeugungsunternehmen zu Beginn der Liberalisierung abgezeichnet. Mittlerweile konkurrieren auch kleinere EVU mit diesen Angeboten (siehe z. B. [WMBW 2000]). Ein Vergleich der veröffentlichten Netznutzungsentgelte mit den Stromtarifen legt nahe, dass der Preiswettbewerb durch erhöhte Netznutzungsentgelte finanziert wird (siehe z. B. [Seyfried 2000]). Strenggenommen ist dies nach dem im Energiewirtschaftsgesetz verankerten Gebot zur vertikalen Entflechtung zwischen den Erzeugungs-, Verteilungs- und Handelsbereichen der Versorgungsunternehmen nicht zulässig.

<sup>20</sup> Entsprechende Kooperationen gibt es bereits z. B. zwischen den Stadtwerken Karlsruhe und der Energie Baden-Württemberg.

Alternativen nach einheitlichen Kriterien auf Basis einer aggregierten ökonomischen Sichtweise durchgeführt wird. Allerdings ist es möglich, Rahmenbedingungen zu berücksichtigen, die, bezogen auf die Region, nicht entscheidungsrelevant sind, während sie die Entwicklung einzelner Akteure innerhalb der Region deutlich beeinflussen können. Damit können die Auswirkungen von Umverteilungsmechanismen, wie z. B. das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz, in eine modellgestützte Systemanalyse integriert werden. Die zusätzliche Integration der Unternehmestypen führt demnach nicht zu einer Veränderung der Modellergebnisse im Vergleich zu einem Modell ohne diese Aggregationsebene. Die Bedeutung dieser Modelleigenschaft liegt vor allem darin, dass die Veränderungen innerhalb der untersuchten Region durch diese disaggregierte Darstellungsweise transparenter werden. Diese Eigenschaft gewinnt vor allem bei der Energiesystemanalyse unter den Rahmenbedingungen eines liberalisierten Marktes mit seinen zahlreichen Konkurrenzbeziehungen zwischen verschiedenen Akteuren an Bedeutung.

### 3.4.2.2 *Abbildung von nicht-energetischen und nicht-stofflichen Flüssen*

Im Rahmen der Diskussion um die Ausgestaltung einer Quotenregelung für grünen Strom wird auch über die Einführung von handelbaren grünen Zertifikaten nachgedacht. Zertifikate sind als Wertpapiere anzusehen, welche die umweltrelevanten Eigenschaften regenerativ erzeugten Stroms repräsentieren und unabhängig vom Strom gehandelt werden können<sup>21</sup>. Die Erfüllung der Mengenverpflichtung ist in diesem Fall über den Besitz grüner Zertifikate nachzuweisen. Damit wird es erforderlich, im Modellsystem neben den Energieflüssen auch die Handelswege der Zertifikate von der erzeugenden Anlage bis zum Verpflichteten abzubilden. Da Zertifikats- und Stromfluss unabhängig voneinander sind, sollte dies über eine gesonderte Modellierung von Wertpapierflüssen in Analogie zu Energie- und Stoffflüssen zu realisieren.

Mit der Integration von Wertpapieren geht eine wesentliche Erweiterung des Ansatzes von Energie- und Stoffflussmodellen einher. Während bisher ausschließlich Größen mit einem engen Technologiebezug abgebildet wurden, kommen durch die Zertifikate/Wertpapiere auch Elemente hinzu, die nicht technischen Rahmenbedingungen unterworfen sind. Dies bedeutet, dass neben der technischen Ebene auch eine rein monetäre Ebene zur Abbildung des Zertifikatehandels in das PERSEUS-REG<sup>2</sup>-Modell integriert werden muss. In dem Bereich der monetären Flüsse sind auch die mit einem Energieaustausch zwischen verschiedenen Unternehmen – das heißt Modellsektoren – verbundenen Zahlungen einzuordnen. Diese sind beim Herkunftssektor als Einnahmen und beim Zielsektor als Ausgaben zu bilanzieren. Daraus ergibt sich ein grundlegender Unterschied zu Energieflüssen, da diese unabhängig vom Quell- und Zielsektor behandelt werden.

Aus modelltechnischer Sicht kann die Abbildung von Zertifikaten auf zwei verschiedene Arten erfolgen. Zum einen können Zertifikate wie Energieträger oder Stoffe behandelt und der Handel mit Hilfe von Flüssen abgebildet werden. Diese Alternative erfordert allerdings die zusätzliche Definition von Zertifikatsflüssen, Sammelprodu-

---

<sup>21</sup> Siehe Kapitel 2.5.



zenten sowie die Berücksichtigung der „Produktion“ von Zertifikaten bei den entsprechenden Energieumwandlungsprozessen. Dies bedeutet, dass zur Berücksichtigung in einem bestehenden Modell erhebliche Änderungen notwendig sind, was dazu führt, dass für einen Vergleich zweier Alternativen mit und ohne Zertifikatehandel zwei unterschiedliche Modelldatensätze benötigt werden<sup>22</sup>. Dabei entsteht ein erheblicher Zusatzaufwand bei der Datenpflege. Zum anderen besteht die Möglichkeit, Zertifikate über gesonderte Nebenbedingungen und Variablen, welche an die Erzeugung von grünem Strom gekoppelt sind, zu bilanzieren. Damit entfällt die explizite Modellierung von Zertifikatsflüssen und es ist daher auch nicht erforderlich, einen gesonderten Modelldatensatz zu erstellen. Diese Alternative zeichnet sich durch einen wesentlich geringeren Aufwand zur Datenverwaltung aus. Aufgrund dieser Vorteile wurde für die vorliegende Arbeit diese zweite Alternative gewählt. Die modelltechnische Realisierung ist in Kapitel 3.4.3.9 dargestellt.

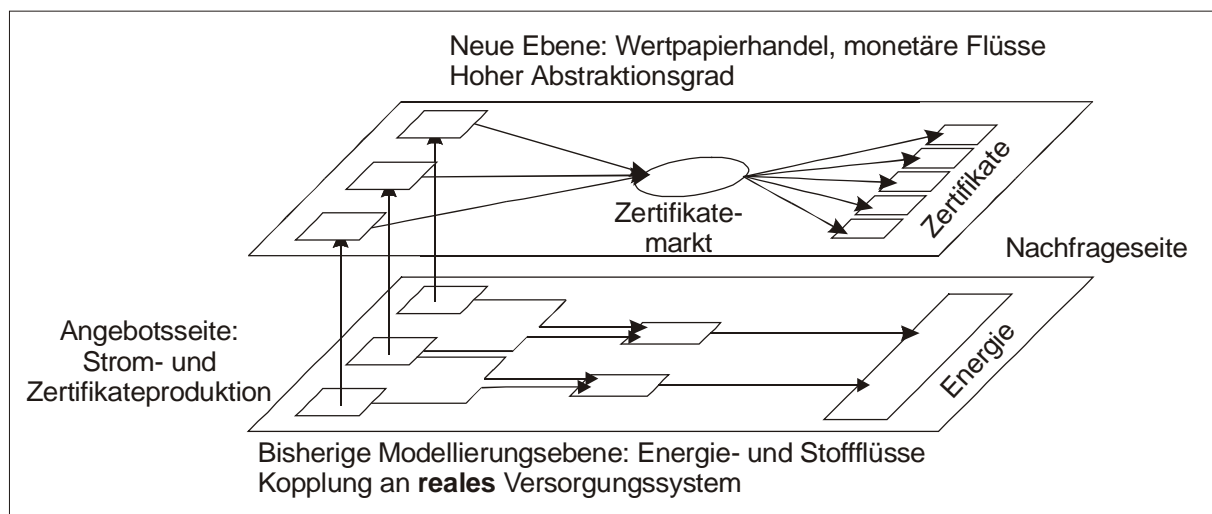


Bild 9: Modellierungsebenen für Wertpapier- sowie Energie- und Stoffflüsse

### 3.4.2.3 Berücksichtigung von Qualitätsmerkmalen bei Energieträgern

Bei Elektrizität, welche im Mittelpunkt der vorliegenden Arbeit steht, handelt es sich aus Sicht des Energiekonsumenten um ein homogenes Gut<sup>23</sup>. Die Homogenität besteht im Wesentlichen aufgrund technischer Anforderungen, die eingehalten werden müssen, um die erforderliche Netzstabilität und einen störungsfreien Anlagenbetrieb zu gewährleisten<sup>24</sup>. Damit gibt es aus Sicht des Versorgungssystems keine unterschiedlichen Formen von Elektrizität, weshalb es in Energiesystemmodellen bisher grundsätzlich nicht notwendig war, Qualitätsmerkmale von Elektrizität gesondert zu berücksichtigen.

<sup>22</sup> So sind beispielweise für alle relevanten Prozesse zusätzliche Zertifikateoutputs sowie die entsprechenden Zertifikatsflüsse zu integrieren.

<sup>23</sup> Siehe [Wietschel 2000, S. 65].

<sup>24</sup> Wesentlicher Faktor ist beispielsweise die Frequenzhaltung. Für die Bundesrepublik Deutschland gelten die Bestimmungen der UCTE („Union für die Koordinierung des Transportes elektrischer Energie“, franz.: „Union pour la Coordination du Transport de l' Electricité“).

Im Rahmen der aktuellen umweltpolitischen Diskussion um eine Verringerung energiebedingter Emissionen und einen Ausbau der Nutzung regenerativer Energieträger in der Stromproduktion spielen umweltrelevante Kriterien bei der Charakterisierung elektrischer Energie eine entscheidende Rolle. Dies führt zu einer Unterscheidung verschiedener Sorten von Strom, die sich auf Qualitätsmerkmale bezieht, welche über die bisher relevanten technischen Kriterien hinausgehen. Auf dieser Basis wird beispielsweise sogenannter grüner Strom von normalem Strom unterschieden<sup>25</sup>. Da diese Unterscheidung wesentlich für die hier bearbeitete Problemstellung ist, müssen in der Analysemethodik Qualitätsmerkmale zur Unterscheidung verschiedener Arten von Elektrizität eingeführt werden<sup>26</sup>. Damit nimmt die Komplexität des Modellsystems deutlich zu, weil als zusätzliches Element Konkurrenzbeziehungen zwischen verschiedenen Arten eines Energieträgers aufgrund umweltrelevanter qualitativer Unterschiede zu berücksichtigen sind. Damit kann nicht mehr wie bisher in Energiesystemmodellen üblich die Homogenität von Elektrizität unterstellt werden.

Im PERSEUS-Modellsystem ist diese Erweiterung über die Definition verschiedener Energieträger – z. B. normale Elektrizität und grüne Elektrizität –, welche den Qualitätsunterschieden Rechnung tragen, realisierbar. Aufgrund der technischen Gleichwertigkeit müssen für die einander entsprechenden Energieträger parallele Flüsse und gleiche Nachfrage- bzw. Verarbeitungsprozesse integriert werden. Dies führt zu einer erheblichen Vergrößerung des Modells. Darüber hinaus ist es erforderlich, die Methodik derart anzupassen, dass bei Restriktionen, welche technische Anforderungen abbilden, die Energieträger zusammengefasst werden. Dahingegen ist bei Nebenbedingungen, die auf umweltrelevante Sachverhalte abzielen, z. B. Einhaltung eines Mengenziels für grünen Strom, eine Trennung notwendig.

### 3.4.3 Darstellung des PERSEUS-REG<sup>2</sup> Modellansatzes

#### 3.4.3.1 Einleitung

Zur Abbildung von tages- und jahreszeitabhängigen Schwankungen der Energienachfrage können im PERSEUS-Modell Lastkurven für typische Tage integriert werden (siehe auch Kapitel 3.3). Dies wirkt sich auf die Abbildung von Technologien sowie Energie- und Stoffflüssen aus. Zur Berücksichtigung von Lastkurven sind die entsprechenden Modellparameter (z. B. die Flussvariablen und die Aktivitätsniveaus der betroffenen Prozesse) gemäß der gewählten Intervalleinteilung der Lastkurve zu differenzieren. Die jeweiligen Modellvariablen und -parameter werden dann als saisonal bezeichnet<sup>27</sup>. Aufgrund verschiedener Funktionen von Produzenten in einem PERSEUS-Modell und den damit verbundenen unterschiedlichen Kombina-

<sup>25</sup> Für die Definition grünen Stroms siehe Kapitel 1.4.

<sup>26</sup> Es ist auch eine Ausweitung auf die Bereitstellung von grüner Fernwärme denkbar. Allerdings ist hier zu berücksichtigen, dass Fernwärme als inhomogenes Gut charakterisiert werden kann, weil beispielsweise verschiedene Temperaturniveaus möglich sind [Wietschel 2000, S. 65]. Aus Sicht des Endverbrauchers ist Fernwärme so lange homogen, wie er seine Nachfrage ohne (Qualitäts-) Einschränkungen befriedigen kann. Da dies eine Zielsetzung des Versorgungsunternehmens sein sollte, ist aus Sicht des Versorgungssystems Fernwärme als ein homogenes Gut anzusehen.

<sup>27</sup> Dies ist in den folgenden Un-/Gleichungen am Index „seas“ erkennbar.

tionen von saisonalen und nicht-saisonalen In- und Outputflüssen werden fünf verschiedene Produzententypen unterschieden.

Tabelle 10: Produzententypen

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

Für eine vertiefende Diskussion der lastkurvenabhängigen Modellierung im Vergleich zur in Modellen zur strategischen Planung allgemein üblichen Darstellung auf Basis von Belastungsdauerlinien sei auf [Fichtner 1999, S. 69 ff.] verwiesen.

Obwohl mit dem PERSEUS-REG<sup>2</sup> Modell neben einer linearen Optimierung mit ausschließlich kontinuierlichen Variablen auch eine gemischt-ganzzahlige lineare Optimierung möglich ist, werden im Folgenden die Nebenbedingungen sowie die Zielfunktion aus Darstellungsgründen nur für den Fall einer linearen Optimierung mit stetigen Variablen formuliert. Eine Modellformulierung unter spezieller Berücksichtigung ganzzahliger Variablen findet sich beispielsweise in [Fichtner 1999] oder [Lüth 1997].

In der folgenden Übersicht sind die für die mathematische Darstellung des PERSEUS-REG<sup>2</sup> Modells notwendigen Variablen, Parameter, Indizes und Indexmengen angegeben<sup>28</sup>. Dabei wird aus Gründen der Nachvollziehbarkeit der angegebenen Gleichungen und Ungleichungen auf die Darstellung der jeweiligen Einheiten verzichtet<sup>29</sup>. Für den Fall, dass in den folgenden Ungleichungen beziehungsweise der Zielfunktion der gleiche Index mehrfach benötigt wird, erfolgt eine Kennzeichnung mit einem zusätzlichen Strich (z. B. p und p').

<u>Indizes:</u>	
t	:= Zeitindex
f	:= Index für Flüsse im Netzwerk
seas	:= Index für Zeitintervalle
sc	:= Index für Sektoren
prod	:= Index für Produzenten

<sup>28</sup> Die hier dargestellten Variablen, Parameter, Indizes und Indexmengen stellen nur einen Teil der im Modell definierten Größen dar.

<sup>29</sup> Aus diesem Grund finden in den folgenden Ausführungen Umwandlungsfaktoren, beispielsweise von GJ nach kWh, keine Berücksichtigung.

p	:= Index für Prozesse
u	:= Index für Anlagen
ein	:= Index für Flüsse in einen Prozess
aus	:= Index für Flüsse aus einem Prozess
ni	:= Index für Flüsse in das Netzwerk <sup>30</sup>
no	:= Index für Flüsse aus dem Netzwerk

Indexmengen:

T	:= Perioden
T*	:= Teilmenge der Perioden, für die eine kumulierte Produktionsmenge vorgegeben ist
S	:= Zeitintervalle der gewählten Lastkurveinteilung (z. B. Sommerwerktag 8.00 - 10.00 Uhr)
S*	:= Teilmenge der Zeitintervalle zur Beschreibung der maximalen Speicherdauer bei Energiespeichern
F	:= Flüsse, differenziert nach Energieträgern und Stoffen
Fbase	:= Grundgesamtheit der Flüsse, auf die sich ein vorgegebenes Mengenziel für einen einzelnen Fluss bezieht (z. B. Anteil grünen Stroms am gesamten Strom) (Fgreen $\subset$ Fbase)
Fgreen	:= Flüsse, die zur Erfüllung eines vorgegebenen Mengenziels zugelassen sind
SECT	:= Sektoren
PROD	:= Produzenten
PROD <sub>1</sub>	:= Produzenten vom Typ 1 (siehe Tabelle 10)
PROD <sub>2</sub>	:= Produzenten vom Typ 2
PROD <sub>3</sub>	:= Produzenten vom Typ 3
PROD <sub>4</sub>	:= Produzenten vom Typ 4
PROD <sub>5</sub>	:= Produzenten vom Typ 5
PROD <sub>2,fo</sub>	:= Produzenten des Typs 2, die den Fluss f als Output haben
PROD <sub>2,fi</sub>	:= Produzenten des Typs 2, die den Fluss f als Input haben
PROD <sub>3,fo</sub>	:= Produzenten des Typs 3, die den Fluss f als Output haben
PROD <sub>3,fi</sub>	:= Produzenten des Typs 3, die den Fluss f als Input haben
PROD <sub>5,fo</sub>	:= Produzenten des Typs 5, die den Fluss f als Output haben

<sup>30</sup> Nur in der Zielfunktion werden die Flüsse nach ihrer Herkunft differenziert. Dabei werden Flüsse, die von außen in das Modellsystem eingehen (Import), Flüsse, die das System verlassen (Export), und Flüsse innerhalb des Modellsystem unterschieden. Bei der Darstellung der Nebenbedingungen wird aus Gründen der Übersichtlichkeit auf diese Differenzierung verzichtet. Es werden nur Flüsse zwischen zwei Produzenten betrachtet, wobei Import- und Exportflüsse als entsprechende Sonderfälle interpretiert werden können.

PROD <sub>5,fi</sub>	:= Produzenten des Typs 5, die den Fluss f als Input haben
QProd	:= Zur Einhaltung eines Mengenziels verpflichtete Produzenten
GProd	:= Produzenten, die Flüsse, welche zur Erfüllung eines Mengenziels zugelassen sind, erzeugen
U	:= Anlagen
U*	:= Teilmenge der Anlagen auf die eine kumulierte Produktionsmenge verteilt werden kann
U <sub>prod</sub>	:= Anlagen, die dem Produzenten prod zugeordnet sind
P	:= Prozesse
P <sub>GG</sub>	:= Prozesse, die in Grundlast betrieben werden müssen
P <sub>prod</sub>	:= Prozesse, die dem Produzenten prod zugeordnet sind
P <sub>u</sub>	:= Prozesse, die der Anlage u zugeordnet sind
P <sub>produ</sub>	:= Prozesse, die zum gleichen Produzenten gehören wie Anlage u
P <sub>up</sub>	:= Prozesse, die zur gleichen Anlage gehören wie Prozess p
storema <sub>p</sub>	:= Menge der Tupel zusammengehöriger Erzeugungs- und Nachfrageproduzenten von Energiespeichern

### Modellparameter

ant	:= Anteil der Nachfrage in einem spezifischen Zeitintervall
D	:= Nachfrage nach Nutzenergie / Stoffen
mal	:= genau fixierter Marktanteil
amin	:= minimaler Marktanteil
amax	:= maximaler Marktanteil
Cvar	:= Spezifische variable Ausgaben auf Stoff- und Energieflüssen
Cvar <sub>a</sub>	:= Spezifische variable Ausgaben je Aktivitätsniveau
Cfix	:= Spezifische fixe Ausgaben je Anlagenkapazität
Cinv	:= Spezifische über die Annuitätenmethode aufgeteilte Investition
h	:= Stunden
hyear	:= Stunden eines Jahres
v	:= Verfügbarkeit
Cap0	:= Noch vorhandene kontinuierlich betrachtete Kapazität einer vor dem Betrachtungszeitraum installierten Anlage
Capmax	:= Maximalkapazität
Capmin	:= Minimalkapazität
quota	:= Relative Mengenvorgabe für Energieträger, z. B. Quote für grünen Strom
mkum	:= Kumulierte Produktionsmenge
w	:= Gewichtungsfaktor auf Sektorebene

$\alpha_t$	:= Abzinsungsfaktor (unter Berücksichtigung der Periodenlänge)
$\beta$	:= Umsetzungszahl für Input-Flüsse = Inputanteil von f, falls f Input des Prozesses p ist = 1, falls f Output des Prozesses p ist = 0, sonst
$\Omega$	:= Kapazitätsbezugszahl des Prozesses p
$\delta$	:= Umsetzungszahl für Output-Flüsse = 1/Outputanteil von f, falls f Output des Prozesses p ist = 1, sonst
$\Phi$	:= Verwendung des Flusses = -1/Wirkungsgrad des Prozesses p, falls f Input des Prozesses p ist = 1, falls f Output des Prozesses p ist = 0, sonst
<u>Positive Variablen</u>	
PL	:= Aktivitätsniveau
Cap	:= Noch vorhandene kontinuierlich betrachtete Kapazität einer im Betrachtungszeitraum installierten Anlage
X	:= Energie- / Stofffluss
Zert	:= Handelbare grüne Zertifikate

### 3.4.3.2 Zielfunktion

Ein wesentliches Element der Liberalisierung des Strommarktes ist die Abschaffung der Gebietsmonopole, wodurch den Kunden die Möglichkeit gegeben wird, ihr Versorgungsunternehmen frei zu wählen und damit auch (indirekt) die zukünftige Entwicklung des gesamten Versorgungssystems zu bestimmen. Als Entscheidungskriterien für die Wahl des Energieversorgers sind der Strompreis aber auch die Versorgungssicherheit zu nennen. Im Rahmen einer modellgestützten Energiesystemanalyse für den liberalisierten Markt ist die Zielfunktion des Modells an diesen Kriterien auszurichten, da andernfalls die bestehende Entscheidungssituation nicht mit ausreichender Genauigkeit abgebildet wird.

Die Versorgungssicherheit stellt derzeit nur ein untergeordnetes Entscheidungskriterium dar. Versorgungsengpässe, wie sie z. B. im Januar 2001 in Kalifornien aufgetreten sind<sup>31</sup>, sind für den bundesdeutschen Strommarkt aufgrund bestehender Überkapazitäten sowie anderer Rahmenbedingungen der Deregulierung für die kommenden Jahre nicht zu befürchten. Im langfristigen Zeithorizont ist zu erwarten, dass dieser Aspekt aufgrund des Abbaus der Überkapazitäten an Bedeutung gewinnen wird. Es ist allerdings zu berücksichtigen, dass die Einschätzung der

<sup>31</sup> Siehe z. B. [Strom 2001].

Versorgungssicherheit im Allgemeinen sehr subjektiv geprägt ist und daher eine Integration dieses Faktors in Modelle zur Systemanalyse, wie z. B. das PERSEUS-REG<sup>2</sup> Modell, nicht oder nur sehr eingeschränkt möglich ist.

Die aktuelle Entwicklung auf dem deutschen Strommarkt zeigt, dass der Strompreis als Entscheidungskriterium derzeit nur eine untergeordnete Bedeutung hat. Ausschlaggebend dafür ist, dass nach einer anfänglich turbulenten Entwicklung nur noch geringe Preisunterschiede zwischen den verschiedenen Anbietern zu verzeichnen sind. Nahezu alle Unternehmen – auch kleine EVU – haben sehr schnell auf die von Vorreitern initiierten Preissenkungen reagiert<sup>32</sup>. Hinzu kommen noch Handels- und Wettbewerbsbehinderungen aufgrund des restriktiven Verhaltens der Netzbetreiber in Bezug auf die Stromdurchleitung. Dies führt dazu, dass bisher nur ein kleiner Anteil der Kunden das Versorgungsunternehmen gewechselt hat<sup>33</sup>.

Für die zukünftige Entwicklung ist allerdings mit einer zunehmenden Durchsetzung des freien Wettbewerbs und der Aufhebung bestehender Handelshemmnisse zu rechnen. Dies bedeutet, dass in einem mittel- bis langfristigen Zeithorizont eher eine Situation im Sinne vollständiger Konkurrenz zu erwarten ist. Dadurch werden sich langfristig die Strompreise der einzelnen Unternehmen angleichen, da in dieser Situation eine Preisdifferenzierung kaum zu realisieren ist. Weiterhin kann aufgrund des zu erwartenden Abbaus der bestehenden Überkapazitäten von einer Gleichgewichtssituation von Angebot und Nachfrage auf dem Strommarkt ausgegangen werden. Unter diesen Voraussetzungen entsprechen sich der Marktpreis für Strom und die Grenzausgaben der Stromerzeugung. Daher kann für die Durchführung langfristiger Modellanalysen zur Entwicklung eines Energiesystems unter den Rahmenbedingungen des liberalisierten Marktes eine Zielfunktion auf Grundlage der Systemausgaben verwendet werden.

Aus diesem Grund wird für das PERSEUS-REG<sup>2</sup> Modell als Energiesystemmodell mit mittel- bis langfristiger Ausrichtung die Minimierung der Summe der diskontierten entscheidungsrelevanten Systemausgaben als Zielfunktion gewählt. Dabei werden sämtliche Ausgaben vom 31. Dezember des Jahres, in dem sie anfallen, auf den 1. Januar des Basisjahres diskontiert. Die Systemausgaben setzen sich aus kapazitätsabhängigen, produktionsabhängigen und flussabhängigen Komponenten zusammen. Unter kapazitätsabhängige Ausgaben fallen die erforderlichen Investitionen sowie die mit dem Anlagenbestand verbundenen fixen Ausgaben. Die entsprechenden Modellvariablen sind die zugebauten Kapazitäten (Cap)<sup>34</sup>. Produktionsabhängige Ausgaben werden durch das von der Anlagennutzung abhängige Aktivitätsniveau (PL) bestimmt<sup>35</sup>. Sie bestehen aus betriebsmittelverbrauchsabhängigen bzw. variablen Ausgaben der Technologien. Flussabhängige Ausgaben setzen

---

<sup>32</sup> Ein Angebotsvergleich macht deutlich, dass auch kleine EVU in Konkurrenz zu den Billigangeboten großer Erzeuger treten können [WMBW 2000].

<sup>33</sup> In [GFK 2000] und [VDEW 1999b] werden Wechselquoten von 3-5 % bei Privatkunden genannt.

<sup>34</sup> Die Kapazitäten bestehender Anlagen werden als Parameter vorgegeben und sind daher keine Variablen. Darüber hinaus sind die dafür getätigten Investitionen nicht mehr entscheidungsrelevant, da die Anlage bereits existiert.

<sup>35</sup> Im Zusammenhang mit diesem Begriff sei auf die Aktivitätsanalyse [Koopmans 1951] verwiesen.

sich aus dem Produkt von Flussniveau (X) und spezifischen variablen Flussausgaben zusammen. Im Rahmen der Modellierung repräsentieren sie im Wesentlichen die Ausgaben für Energieträger.

$$\min \left[ \sum_{t \in T} \alpha_t \cdot \sum_{sc \in SECT} w_{sc,t} \cdot \sum_{seas \in S} \left( \begin{aligned} & \sum_{f \in F} (X_{ni_{sc},f,t,seas} \cdot Cvar_{ni_{sc},f,t,seas} + X_{no_{sc},f,t,seas} \cdot Cvar_{no_{sc},f,t,seas}) \right. \\ & + \sum_{prod \in (PROD \setminus PROD_{sc})} \sum_{prod' \in PROD_{sc}} \sum_{f \in F} (X_{prod,prod',f,t,seas} \cdot Cvar_{prod,prod',f,t,seas}) \\ & + \sum_{prod \in PROD_{sc}} \sum_{prod' \in PROD_{sc}} \sum_{f \in F} (X_{prod,prod',f,t,seas} \cdot Cvar_{prod,prod',f,t,seas}) \\ & - \sum_{prod \in PROD_{sc}} \sum_{prod' \in (PROD \setminus PROD_{sc})} \sum_{f \in F} (X_{prod,prod',f,t,seas} \cdot Cvar_{prod,prod',f,t,seas}) \\ & + \sum_{p \in P_{sc}} (PL_{p,t,seas} \cdot Cvar_{-a_{p,seas}}) \\ & \left. + \left( \sum_{u \in U_{sc}} (Cap_{u,t} \cdot (Cfix_{u,t} + Cinv_{u,t}) + CapO_{u,t} \cdot Cfix_{u,t}) \right) \right) \right] \tag{3.1}$$

In der Zielfunktion werden die Ausgaben nach Sektoren<sup>36</sup> zusammengefasst, um eine sektorspezifische Gewichtung zu ermöglichen. Die Gewichtungsfaktoren können beispielsweise zur Modellierung unterschiedlicher Zugriffsmöglichkeiten auf Potentiale regenerativer Energieträger eingesetzt werden. Des weiteren können damit auch einzelne Sektoren, die beispielsweise zur Abbildung von Energieträgerumwandlungen erforderlich sind, aus der Zielfunktion ausgeblendet werden. Eine sektorabhängige Gewichtung der Ausgaben macht es erforderlich, dass bei den flussabhängigen Ausgaben eine Verrechnung zwischen den Sektoren erfolgt. Dazu werden die flussabhängigen Ausgaben im Quellsektor des Flusses mit einem negativen Vorzeichen (= Einnahmen) bilanziert und im Zielsektor mit positivem Vorzeichen (= Ausgaben).

### 3.4.3.3 Nebenbedingungen zur Bilanzierung von Energie- und Stoffflüssen

Wesentliche Nebenbedingung des Modellsystems ist, dass zu jedem Zeitpunkt die vorgegebene Energie- beziehungsweise Stoffnachfrage befriedigt werden muss. Dies wird über Ungleichungen der Form (3.2) abgebildet.

$$X_{no,f,t,seas} \geq D_{f,t,seas} \quad \forall f \in F; \forall seas \in S; \forall t \in T \tag{3.2}$$

Des weiteren muss für alle Produzenten des Modells eine ausgeglichene Flussbilanz gewährleistet sein. Das heißt, dass die Summe der eingehenden Flüsse abzüglich produktionsbedingter Verluste gleich der Summe der ausgehenden Flüsse sein muss. Dies wird über Nebenbedingungen, die auf dem in Gleichung (3.3) dargestellten Prinzip beruhen, realisiert. Dabei sind in Abhängigkeit des Produzententyps teil-

<sup>36</sup> Auf Basis von Sektoren werden die verschiedenen Unternehmenstypen abgebildet (siehe auch Kapitel 3.4.2.1).



weise unterschiedliche Gleichungen für Input- und Outputflüsse anzuwenden (siehe Tabelle 11).

$$X_{\text{ein},p,f,t,\text{seas}} + \left( PL_{p,t,\text{seas}} \cdot \Phi_{f,p} \right) \cdot \left( \frac{\beta_{f,p}}{\delta_{f,p}} \right) = X_{\text{aus},p,f,t,\text{seas}} \quad (3.3)$$

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

Tabelle 11: Zuordnung der Bilanzgleichungen zu Produzententypen

Produzententyp	Fluss	Gleichung				
		(3.4)	(3.5)	(3.6)	(3.7)	(3.8)
1	Input nicht-saisonal	X				
	Output nicht-saisonal	X				
2	Input saisonal		X			
	Output nicht-saisonal	X				
3	Input nicht-saisonal				X	
	Output saisonal			X		
4	Durchleitung saisonal		X			
5	Input saisonal					X
	Output saisonal			X		

$$\sum_{\text{prod}' \in \text{PROD}} X_{\text{prod}', \text{prod}, f, t} + \sum_{p \in P_{\text{prod}}} PL_{p,t} \cdot \Phi_{f,p} \cdot \frac{\beta_{f,p}}{\delta_{f,p}} = \sum_{\text{prod}' \in \text{PROD}} X_{\text{prod}, \text{prod}', f, t} \quad (3.4)$$

$$\forall t \in T; \forall f \in F; \forall \text{prod} \in \text{PROD}_1; \forall \text{prod} \in \text{PROD}_{2,fo}$$

$$\sum_{\text{prod}' \in \text{PROD}} X_{\text{prod}', \text{prod}, f, t, \text{seas}} + \sum_{p \in P_{\text{prod}}} PL_{p,t} \cdot \Phi_{f,p} \cdot \beta_{f,p} \cdot \text{ant}_{p,\text{seas}} = \sum_{\text{prod}' \in \text{PROD}} X_{\text{prod}, \text{prod}', f, t, \text{seas}} \quad (3.5)$$

$$\forall \text{seas} \in S; \forall t \in T; \forall f \in F; \forall \text{prod} \in \text{PROD}_4; \forall \text{prod} \in \text{PROD}_{2,fi}$$

$$\sum_{p \in P_{\text{prod}}} PL_{p,t,\text{seas}} \cdot \frac{1}{\delta_{f,p}} = \sum_{\text{prod}' \in \text{PROD}} X_{\text{prod}, \text{prod}', f, t, \text{seas}} \quad (3.6)$$

$$\forall \text{seas} \in S; \forall t \in T; \forall f \in F; \forall \text{prod} \in \text{PROD}_{3,fo}; \forall \text{prod} \in \text{PROD}_{5,fo}$$

$$\sum_{\text{prod}' \in \text{PROD}} X_{\text{prod}', \text{prod}, f, t} + \sum_{p \in P_{\text{prod}}} PL_{p,t} \cdot \Phi_{f,p} \cdot \beta_{f,p} = \sum_{\text{prod}' \in \text{PROD}} X_{\text{prod}, \text{prod}', f, t} \quad (3.7)$$

$$\forall t \in T; \forall f \in F; \forall \text{prod} \in \text{PROD}_{3,fi}$$

$$\sum_{prod' \in PROD} X_{prod', prod, f, t, seas} = \sum_{p \in P_{prod}} PL_{p, t, seas} \cdot \Phi_{f, p} \cdot \beta_{f, p} \cdot (-1) \quad (3.8)$$

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

Weiterhin ist sicherzustellen, dass die Summe der Flüsse für einzelne Zeitintervalle zwischen zwei Produzenten dem jährlichen Fluss entspricht (3.9). Analoges gilt für die Aktivitätsniveaus der Prozesse (3.10). Mit diesen Gleichheitsbedingungen kann beispielsweise der jährliche Output von Anlagen begrenzt werden, wobei die saisonale Aufteilung Gegenstand der Optimierung bleibt.

$$\sum_{seas \in S} X_{prod, prod', f, t, seas} = X_{prod, prod', f, t} \quad (3.9)$$

$$\forall prod \in PROD; \forall prod' \in PROD; \forall f \in F; \forall t \in T$$

$$\sum_{seas \in S} PL_{p, t, seas} = PL_{p, t} \quad \forall p \in P; \forall t \in T \quad (3.10)$$

Darüber hinaus können auch für einzelne Zeitintervalle die Outputmengen begrenzt werden (z. B. nachts bei Photovoltaikanlagen)<sup>37</sup>. Da in der verwendeten Programmiersprache GAMS<sup>38</sup> Funktionen zur Definition von Minimal- und Maximalwerten für Variablen integriert sind, müssen dafür keine gesonderten Nebenbedingungen definiert werden<sup>39</sup>.

Eine weitere wichtige Funktionalität zur exogenen Vorgabe des Einsatzes von Prozessen ist in Gleichung (3.11) dargestellt. Sie ermöglicht es, Prozesse ausschließlich für die Grundlastproduktion freizugeben. Dies ist für die Abbildung von typischen Grundlastanlagen, wie z. B. Laufwasserkraftwerke, sinnvoll. Des Weiteren kann damit auch die Nutzung fluktuierender Energieträger, bei denen im Rahmen einer langfristigen Betrachtung einer größeren Region von einem gleichmäßigen mittleren Angebot ausgegangen werden muss, modelliert werden (z. B. Windkraft).

$$\frac{PL_{p, t, seas}}{h_{seas}} = \frac{\sum_{seas \in S} PL_{p, t, seas}}{\sum_{seas \in S} h_{seas}} \quad \forall seas \in S; \forall p \in P_{GG}; \forall t \in T \quad (3.11)$$

#### 3.4.3.4 Nebenbedingungen für Kapazitäten

Zur Bestimmung der erforderlichen Anlagenkapazitäten werden Ungleichungen der Form (3.12) verwendet. Dadurch, dass die Ungleichung für jedes Zeitintervall erfüllt sein muss, bestimmt das Intervall mit dem größten Leistungsbedarf auch die erforderliche Anlagenkapazität. Zur Festlegung von minimalen oder maximalen Kapazi-

<sup>37</sup> Dies entspricht Nebenbedingungen der Form  $Variable \left\{ \begin{array}{l} \leq \\ \geq \end{array} \right\} Wert$ .

<sup>38</sup> GENERAL ALGEBRAIC MODELLING SYSTEM (siehe z. B. [Brooke et al. 1998]).

<sup>39</sup> Zur Definition von Unter- bzw. Obergrenzen werden die Variablensuffixe .LO und .UP verwendet [Brooke et al. 1998].

tätsgrenzen auf Anlagenebene kann auf die in GAMS vorhandenen Funktionen zur Definition von Minimal- und Maximalwerten zurückgegriffen werden<sup>39</sup>.

$$\left( CapO_{u,t} + Cap_{u,t} \right) \cdot v_u \cdot h_{year} \geq \sum_{p \in P_u} PL_{t,seas,p} \cdot \frac{h_{year}}{h_{seas}} \cdot \Omega_p \quad \forall seas \in S; \forall u \in U; \forall t \in T \quad (3.12)$$

Neben der Betrachtung von Kapazitäten auf Anlagenebene ist auch eine kumulierte Leistungsvorgabe für einen Produzenten möglich<sup>40</sup>. Die entsprechende Nebenbedingung zur Vorgabe einer kumulierten Maximalleistung für alle Anlagen eines Produzenten ist in Ungleichung (3.13) dargestellt.

$$\sum_{u \in U_{prod}} \left( CapO_{u,t} + Cap_{u,t} \right) \leq Capmax_{prod,t} \quad \forall prod \in PROD; \forall t \in T \quad (3.13)$$

Der minimale und maximale Leistungszubau einer Anlage kann gemäß den Ungleichungen (3.14) und (3.15) abgebildet werden. Für Vorgaben auf Produzentenebene gelten die Ungleichungen (3.16) und (3.17).

$$Cap_{u,t} - Cap_{u,(t-1)} \geq Capmin_{u,t} \quad \forall u \in U; \forall t \in T \quad (3.14)$$

$$Cap_{u,t} - Cap_{u,(t-1)} \leq Capmax_{u,t} \quad \forall u \in U; \forall t \in T \quad (3.15)$$

$$\sum_{u \in U_{prod}} \left( Cap_{u,t} - Cap_{u,(t-1)} \right) \geq Capmin_{prod,t} \quad \forall prod \in PROD; \forall t \in T \quad (3.16)$$

$$\sum_{u \in U_{prod}} \left( Cap_{u,t} - Cap_{u,(t-1)} \right) \leq Capmax_{prod,t} \quad \forall prod \in PROD; \forall t \in T \quad (3.17)$$

### 3.4.3.5 Abbildung von Energiespeichern

Zum Ausgleich einer zeitlichen Differenz zwischen Energiebereitstellung und Energienachfrage können Energiespeicher eingesetzt werden. Dabei ist in der PERSEUS-REG<sup>2</sup> Methodik eine Differenzierung zwischen verschiedenen Speicherarten möglich, die sich durch die Speicherdauer unterscheiden. So können beispielsweise Jahresspeicher, bei denen Energiespeicherung und -nutzung innerhalb eines Jahres stattfinden muss, und Tagesspeicher, die einen Ausgleich zwischen Speicherung und Nutzung innerhalb eines Tages erfordern, unterschieden werden. Diese Differenzierungsmöglichkeiten hängen im Wesentlichen von der gewählten zeitlichen Aufteilung eines Jahres in Intervalle, typische Tage und Jahreszeiten ab<sup>41</sup>.

Im Rahmen der Modellierung wird das Auffüllen eines Speichers über einen Nachfrageprozess und das Entleeren über einen Produktionsprozess modelliert. In Gleichung (3.18) ist die Speicherbedingung angegeben. Sie hängt neben der durch die Intervallmenge  $S^*$  bestimmten Speicherdauer von der Zuordnungstabelle *storemap*

<sup>40</sup> Dies ist beispielsweise dann relevant, wenn im Rahmen einer Potentialabschätzung für erneuerbare Energieträger eine Grenze für die installierbare elektrische Leistung angegeben wird und es verschiedene Anlagentypen gibt, die eingesetzt werden können (z. B. bei Windkraft).

<sup>41</sup> Siehe hierzu auch Kapitel 3.3 und 4.1.1.

ab. In dieser Tabelle werden die zur Modellierung eines Speichers erforderlichen Nachfrage- und Erzeugungsproduzenten sowie die entsprechenden Energieträger einander zugeordnet.

$$\begin{aligned}
 \sum_{seas \in S^*} X_{no,prod,f,seas,t} &= \sum_{seas \in S^*} X_{ni,prod',f',seas,t} \\
 \forall ((prod, f), (prod', f')) &\in storemap; \\
 \forall prod, prod' \in PROD; \forall f, f' \in F; \forall t \in T
 \end{aligned} \tag{3.18}$$

### 3.4.3.6 Modellierung von Marktanteilen

Im Rahmen der Modellierung eines Versorgungssystems kann es erforderlich sein, Marktanteile für einzelne Prozesse oder Anlagen vorzugeben, um z. B. nicht-ökonomisches Verhalten oder technische Rahmenbedingungen abzubilden. Im PERSEUS-Modell werden solche Nebenbedingungen mit Bezug auf einzelne Outputenergieträger formuliert [Fichtner 1999, S. 82]. Da im PERSEUS-REG<sup>2</sup> Modell Energieträger nicht nur bezüglich technischer sondern auch umweltrelevanter Eigenschaften unterschieden und in Form verschiedener Outputs modelliert werden, muss die Abbildung von Marktanteilen unabhängig von Energieträgern formuliert werden. Als Beispiel kann die Zufeuerung von Biomasse in fossilen Kraftwerken angeführt werden. Bei den gewählten Beispielanlagen<sup>42</sup> darf aus technischen Gründen der Biomasseprozess nur einen maximalen Anteil von 25 % bezogen auf den gesamten Energieinput haben. Da aber unterschiedliche Stromarten (grüner und normaler Strom) produziert werden, ist eine Abbildung des Anteils mit Bezug auf die Outputenergieträger nicht möglich.

Die entsprechenden Nebenbedingungen für das Verhältnis zwischen Prozess und Anlage sind in (3.19) - (3.21) formuliert. Für die Definition von Produktionsanteilen zwischen Anlagen und Produzenten haben die Ungleichungen (3.22) und (3.23) sowie Gleichung (3.24) Gültigkeit.

$$\begin{aligned}
 PL_{p,t} &= mal_{p,t} \cdot \sum_{p' \in P_{up}} PL_{p',t} & \forall p \in P; \forall t \in T; & \tag{3.19} \\
 PL_{p,t} &\geq amin_{p,t} \cdot \sum_{p' \in P_{up}} PL_{p',t} & \forall p \in P; \forall t \in T; & \tag{3.20} \\
 PL_{p,t} &\leq amax_{p,t} \cdot \sum_{p' \in P_{up}} PL_{p',t} & \forall p \in P; \forall t \in T; & \tag{3.21} \\
 \sum_{p \in P_u} PL_{p,t} &= mal_{u,t} \cdot \sum_{p' \in P_{produ}} PL_{p',t} & \forall u \in U; \forall t \in T; & \tag{3.22} \\
 \sum_{p \in P_u} PL_{p,t} &\geq amin_{u,t} \cdot \sum_{p' \in P_{produ}} PL_{p',t} & \forall u \in U; \forall t \in T; & \tag{3.23}
 \end{aligned}$$

<sup>42</sup> Zur Charakterisierung der verschiedenen Anlagenoptionen zur Nutzung regenerativer Energieträger siehe Kapitel 4.3.

$$\sum_{p \in P_u} PL_{p,t} \leq amax_{u,t} \cdot \sum_{p' \in P_{produ}} PL_{p',t} \quad \forall u \in U; \forall t \in T; \quad (3.24)$$

Weiterhin ist es auch möglich, die in der Basisversion integrierten Nebenbedingungen zur Berücksichtigung von Energieträgern bei der Definition von Marktanteilen zu nutzen. Die mathematische Darstellung ist analog zu den Gleichungen und Ungleichungen (3.19) - (3.24) allerdings mit zusätzlicher Berücksichtigung des energieträgerabhängigen Flusses  $f$  (siehe dazu z. B. [Fichtner 1999, S. 82f]).

### 3.4.3.7 Kumulierte Produktionsmengen

Für einzelne Anlagen oder Prozesse beziehungsweise Anlagen- oder Prozessgruppen können Obergrenzen für deren kumulierte Produktion vorgegeben werden. Für den Fall einer Vorgabe auf Anlagenebene ist die entsprechende Nebenbedingung in Ungleichung (3.25) dargestellt. Dabei kann unter Beachtung anderer Restriktionen die zur Verfügung stehende Produktionsmenge innerhalb des definierten Zeitraumes  $T$  frei zwischen den beteiligten Anlagen/Prozessen aufgeteilt werden. Damit ist es beispielsweise möglich, verbleibende Produktionsmengen optimal auf bestehende Alternativen aufzuteilen. Ein typischer Anwendungsfall für diese Nebenbedingung ist die Abbildung der Vereinbarung zum sogenannten Kernenergieausstieg<sup>43</sup>.

$$\sum_{t \in T^*} \sum_{p \in P_{U^*}} PL_{p,t} \leq mkum_{U^*, T^*} \quad \forall U^*; \forall T^* \quad (3.25)$$

### 3.4.3.8 Abbildung von relativen Mengenvorgaben für Energieträger

Eine Mengenvorgabe für Energieträger kann durch Angabe eines absoluten Wertes oder durch einen prozentualen Anteil an der Gesamtmenge festgelegt werden. Für den Fall einer absoluten Mengenvorgabe kann dies durch Definition einer Flussbegrenzung in das PERSEUS-REG<sup>2</sup> Modell integriert werden (siehe Kapitel 3.4.3.3). Bei einer prozentualen Vorgabe ist aufgrund der Abhängigkeit von den Flussvariablen eine gesonderte Nebenbedingung erforderlich. Dabei ist zwischen einer Vorgabe, die von einzelnen Produzenten zu erfüllen ist (3.26), und einem kumulierten Wert, der mehrere Produzenten umfasst (3.27), zu unterscheiden. Die angegebenen Ungleichungen stellen den Fall einer vorgegebenen prozentualen Mindestmenge dar. Eine Definition für Maximalanteile oder genau zu erfüllende Vorgaben erfordert lediglich eine Veränderung des Vergleichsoperators.

$$\left( \sum_{f \in Fbase} \sum_{prod \in PROD} X_{prod', prod, f, t} \right) \cdot quota_{prod, t} \leq \sum_{f \in Fgreen} \sum_{prod \in PROD} X_{prod', prod, f, t} \quad (3.26)$$

$$\forall prod \in QProd; \forall t \in T$$

$$\left( \sum_{f \in Fbase} \sum_{prod \in PROD} \sum_{prod \in QProd} X_{prod', prod, f, t} \right) \cdot quota_t \leq \sum_{f \in Fgreen} \sum_{prod \in PROD} \sum_{prod \in QProd} X_{prod', prod, f, t} \quad (3.27)$$

$$\forall t \in T$$

<sup>43</sup> Siehe z. B. [BMU 2000c] sowie Kapitel 4.2.7.2.

### 3.4.3.9 Modellierung von handelbaren grünen Zertifikaten

Im Rahmen der Analyse von Quotenregelungen sind auch handelbare grüne Zertifikate zu berücksichtigen. Dabei bestehen, wie in Kapitel 3.4.2.2 bereits beschrieben, aus modelltechnischer Sicht zwei Alternativen: Einführung zusätzlicher Zertifikatsflüsse oder Integration neuer Nebenbedingungen. Im Rahmen dieser Arbeit erfolgt eine Abbildung der Zertifikate sowie des entsprechenden Handels über zusätzliche Nebenbedingungen. Gleichung (3.28) dient zur Bilanzierung der Erzeugung von Zertifikaten in Anlagen zur Stromproduktion aus regenerativen Energieträgern.

$$\sum_{prod \in GProd} \sum_{prod' \in PROD} \sum_{f \in Fgreen} X_{prod, prod', f, t} = \sum_{prod'' \in QProd} Zert_{prod'', t} \quad \forall t \in T \quad (3.28)$$

Die Verwendung der Zertifikate zur Erfüllung einer Quotenverpflichtung wird für den Fall einer Verpflichtung einzelner Produzenten mit Ungleichung (3.29) modelliert. Der Unterschied zu Ungleichung (3.26) besteht darin, dass zur Quotenerfüllung Zertifikate anstelle von Energieträgerflüssen zu verwenden sind. Für die Abbildung einer kumulierten Quote, die mehrere Produzenten umfasst, ist Ungleichung (3.27) entsprechend zu modifizieren.

$$\left( \sum_{f \in Fbase} \sum_{prod' \in PROD} X_{prod', prod, f, t} \right) \cdot quota_{prod, t} \leq Zert_{prod, t} \quad \forall prod \in QProd; \forall t \in T \quad (3.29)$$

Im Rahmen dieser Modellierung des Marktes für handelbare grüne Zertifikate wird ein Gleichgewicht zwischen Angebot und Nachfrage unterstellt. Weiterhin wird von einer vollständigen Konkurrenz zwischen den verschiedenen Anbietern ausgegangen. Aufgrund dieser Voraussetzungen entsprechen die mit dem Modell berechneten Grenzausgaben der Zertifikatsproduktion dem zu erwartenden Marktpreis. Im Rahmen der Modellierung werden die grünen Zertifikate nicht, wie beispielsweise in [Drillisch 1999a] vorgeschlagen, nach der Herkunft differenziert und gemäß ihres Umweltnutzens unterschiedlich bewertet. Die Integration eines entsprechenden Bewertungsschlüssels in die Methodik ist jedoch grundsätzlich möglich.

### 3.4.4 Kritische Würdigung des entwickelten Modellansatzes

Das im Rahmen der vorliegenden Arbeit entwickelte PERSEUS-REG<sup>2</sup> Modell basiert auf dem Ansatz von Energie- und Stoffflussmodellen. Daher ist auch für dieses Modellsystem die in Kapitel 3.2 formulierte allgemeine Kritik am Modellierungsansatz von Energie- und Stoffflussmodellen von Bedeutung. An dieser Stelle sollen einige weitere Aspekte, die sich speziell auf den hier entwickelten Ansatz beziehen, erörtert werden.

#### 3.4.4.1 Berücksichtigung von Preiselastizitäten der Energienachfrage

Ein Kritikpunkt betrifft die Berücksichtigung von Preiselastizitäten der Energienachfrage. Aufgrund des auch zukünftig zu erwartenden Preisgefälles zwischen grünem und normalem Strom ist im Rahmen einer gezielten Förderung regenerativer Energieträger in der Stromproduktion mit einem Anstieg der mit dem Stromverbrauch verbundenen Ausgaben der Konsumenten zu rechnen. Da die Methodik des PERSEUS-REG<sup>2</sup> Modells von einer festen, exogen vorgegebenen Energienachfrage

ausgeht, können Rückkopplungen des Energiepreises auf die Nachfrage nicht berücksichtigt werden.

Zur Beurteilung der Bedeutung dieses Aspektes und der möglichen Auswirkungen auf die Modellergebnisse ist eine Abschätzung der zu erwartenden Preiselastizitäten erforderlich. Dabei wird üblicherweise zwischen langfristigen und kurzfristigen Preiselastizitäten unterschieden [Wietschel 1995]. Langfristige Preiselastizitäten enthalten die Auswirkungen der Preisänderungen auf den Kapitalstock der Konsumenten. Daher treten die entsprechenden Nachfragereaktionen nur im Falle von Neu- oder Ersatzinvestitionen auf<sup>44</sup>. Kurzfristige Preiselastizitäten beziehen sich dagegen auf Verhaltensänderungen, die der Konsument als Reaktion auf Preisänderungen jederzeit realisieren kann. Daraus ergibt sich, dass im Rahmen einer Energiesystemmodellierung vorrangig kurzfristige Preiselastizitäten zu berücksichtigen sind. In [Rentz et al. 1999a] werden vor dem Hintergrund einer Integration eines preisabhängigen Nachfragemoduls in Energie- und Stoffflussmodelle die kurzfristigen Preiselastizitäten der für die Entwicklung regionaler Energiesystemmodelle relevanten Nachfragebereiche näher untersucht. Die dort erzielten Ergebnisse, dass es keine oder nur sehr geringe kurzfristige Abhängigkeiten zwischen Energiepreis und -nachfrage gibt, werden durch die in anderen Veröffentlichungen genannten, betragslich geringen Elastizitätswerte bestätigt (siehe Tabelle 12).

Dies bedeutet, dass davon ausgegangen werden kann, dass die Energienachfrage nicht oder nur in sehr geringen Ausmaß von Preisänderungen beeinflusst wird. Dementsprechend hat eine zusätzliche Integration einer preisabhängigen Energienachfrage, wie sie beispielsweise in [Wietschel 1995] oder [Morgenstern 1991] vorgestellt wird, keinen nennenswerten Einfluss auf die Modellergebnisse und ist daher im Rahmen der entwickelten Methodik nicht erforderlich.

Tabelle 12: Kurzfristige Preiselastizitäten (Quellen nach [Wietschel 1995])

Nachfragesektor	Kurzfristige Preiselastizitäten	Quelle
Private Haushalte, Gerätestrom	-0,11 bis -0,4	[Karl et al. 1988], [Jochem 1987]
Industrie, Strom	-0,1	[Spieler 2000], [Pfitzner 1990]
Verkehr, Kraftstoffnachfrage	-0,1 bis -0,8	[Spieler 2000], [Wirl 1989], [Dennerlein 1990]
Verkehr, Personenverkehrsleistung	-0,012 bis -0,085	[Dreher et al. 1999c]

#### 3.4.4.2 Lineare Programmierung

Das PERSEUS-REG<sup>2</sup> Modell baut auf der linearen Programmierung auf, wobei grundsätzlich auch alternative Verfahren wie z. B. eine nicht-lineare Modellierung möglich wären. Die lineare Programmierung wird vor allem aufgrund der im Folgenden dargestellten Aspekte ausgewählt. Für lineare Modelle sind mit den verschiedenen

<sup>44</sup> Bei typischen technischen Lebensdauern von Investitionsgütern von über 15 Jahren bedeutet dies, dass pro Jahr nur ein Fünftel aller betroffenen Konsumenten auf Preisänderungen reagieren kann.

Varianten des Simplex-Verfahrens exakte Lösungsverfahren verfügbar, die, falls das Optimierproblem lösbar ist, die Identifikation der optimalen Lösung gewährleisten. Ein Einsatz von Lösungsheuristiken, die auch suboptimale Lösungen liefern können, ist nicht erforderlich. Des Weiteren können mit dem Verfahren durch eine stückweise Linearisierung auch nicht-lineare Zusammenhänge hinreichend genau nachgebildet werden, so dass grundsätzlich alle relevanten Aspekte modelliert werden können. Für den speziellen Einsatz der linearen Programmierung in der Energiesystemplanung konnte im Rahmen eines Modellvergleichs zwischen einem linearen PERSEUS-Modell und einem vergleichbaren nicht-linearen Modell gezeigt werden, dass von den mit der Linearisierung verbundenen Vereinfachungen bei der Darstellung keine negativen Auswirkungen auf die Ergebnisqualität ausgehen<sup>45</sup>.

Ein grundlegendes Problem der linearen Programmierung ist der Umstand, dass aufgrund der Optimierung Modellergebnisse zustande kommen können, die ausschließlich von einer oder sehr wenigen Optionen geprägt sind. Ursache dafür ist, dass im Zuge der Optimierung die bezüglich der Zielfunktion günstigste Alternative gewählt wird und bis zum Greifen einer Restriktion eingesetzt wird, worauf die nächstbeste Alternative folgt. Für die Energiesystemanalyse bedeutet dies, dass schon aufgrund marginaler Kostenvorteile einzelner Optionen die entwickelten Ausbaustrategien von einer Technologie bestimmt werden können. Bei geringen Veränderungen der Modelldaten z. B. im Rahmen von Szenarioanalysen, kann dann das Ergebnis vollständig von einer anderen Technologie bestimmt werden. Diese starke Beeinflussbarkeit der Modellergebnisse durch marginale Datenänderungen wird auch als „Bang-Bang“ Effekt bezeichnet.

In der Praxis wird allerdings kein Energiesystem ausschließlich auf eine Option ausgerichtet werden, da dann im Falle einer Veränderung der Rahmenbedingungen das gesamte System angepasst werden müsste und damit sehr hohe „stranded Investments“ in Form der stillzulegenden Anlagen entstehen würden. Um die Praxisrelevanz der Modellergebnisse zu erhöhen, sind Funktionalitäten in das Modellsystem zu integrieren, die eine technologische Diversifikation der Modelllösung gewährleisten beziehungsweise unterstützen.

Eine Möglichkeit, diese Anforderung zu erreichen, besteht darin, für einzelne Technologien Marktanteile oder Produktionsmengen vorzugeben. Das Hauptproblem hierbei ist, dass durch diese exogenen Vorgaben die Freiheitsgrade der Systemoptimierung eingeschränkt werden. Es besteht die Gefahr, dass durch zu enge Vorgaben das Modellergebnis in wesentlichen Bereichen vorwegbestimmt wird und keine Optimierung sondern nur noch eine Simulation stattfinden kann. Aus diesem Grund ist es sinnvoll, ausgehend von einem Fall ohne Vorgaben schrittweise entsprechende Restriktionen in das Modell zu integrieren. Dieses Vorgehen ist allerdings mit einem zusätzlichen Modellierungs- und Auswertungsaufwand verbunden.

---

<sup>45</sup> Die Vergleichsrechnungen wurden für das Versorgungsgebiet eines großen deutschen EVU durchgeführt. Das verwendete nicht-lineare Konkurrenzmodell basiert auf der in [Flicke et al. 1998] vorgestellten Methodik. Der Modellvergleich wurde unter Beteiligung des Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion (IIP) der Universität Karlsruhe (TH) durchgeführt.



Eine weitere Alternative zur Vermeidung einer Ausrichtung der Modellergebnisse auf einzelne Optionen liegt in der verstärkten Berücksichtigung technologiespezifischer Einsatzbereiche. Dies kann durch die Abbildung von Lastkurven sowie durch die darauf aufbauenden, in Kapitel 3.4.3.3 dargestellten Nebenbedingungen zur Begrenzung einzelner saisonaler Flüsse erfolgen. Dies erlaubt, dass einzelne Anlagen entsprechend ihrer technologischen Charakteristika, wie z. B. jährliche Verfügbarkeit, eingeplant werden. Da sich daraus üblicherweise Beschränkungen für den Einsatz einzelner Technologien ergeben, bedeutet dies, dass das Modellsystem weitere Optionen berücksichtigt und die entwickelten Ausbaustrategien auf einem breiteren Technologieportfolio basieren.

Die dritte Alternative setzt bei der Integration der Unsicherheit der zukünftigen Entwicklung an, die letztlich der Grund dafür ist, dass in der Praxis ein Energiesystem auf unterschiedlichen Technologien aufbaut<sup>46</sup>. Unsicherheiten können im Rahmen einer stochastischen Programmierung in das lineare Modell integriert werden (siehe z. B. [Göbelt et al. 2000]). Ein grundlegendes Problem hierbei ist, dass zur Abbildung der Unsicherheiten Parameter, wie Standardabweichung, Erwartungswert oder Risikopräferenzen, vom Modellanwender quantifiziert werden müssen. Die Bestimmung dieser Werte ist für einzelne Akteure noch möglich, erscheint aber für eine gesamte Region aufgrund stark unterschiedlicher Einschätzungen der einzelnen Akteure dieser Region nicht mehr realisierbar. Damit ist die Entwicklung eines validen stochastischen Optimiermodells für eine Region kaum möglich.

Weiterhin kann im Zuge von Sensitivitätsanalysen oder einer parametrischen Optimierung der Einfluss einer Variation von Parametern der Zielfunktion oder der Nebenbedingungen auf das Modellergebnis untersucht werden<sup>47</sup>. Aus den Analyseergebnissen der Parametervariation können Rückschlüsse über die Bedeutung verschiedener Technologien im Rahmen einer ungewissen zukünftigen Entwicklung der Rahmenbedingungen des Energiesystems gezogen werden. Darauf aufbauend ist es möglich, die Rolle einzelner Technologieoptionen im Rahmen einer robusten Strategie, welche ein breites Technologieportfolio berücksichtigt, zu identifizieren.

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

---

<sup>46</sup> Durch die Nutzung unterschiedlicher Technologien sollen die Auswirkungen der verschiedenen für die Zukunft möglichen Entwicklungen abgedeckt werden. Ziel dabei ist es, die finanziellen Auswirkungen einer Fehlentscheidung möglichst gering zu halten.

<sup>47</sup> Die Grundlagen dieser Verfahren sind in [Neumann et al. 1993, S. 118 ff.] ausführlich dargestellt.

## **4 Das PERSEUS-REG<sup>2</sup> Modell für die Region Baden-Württemberg**

In diesem Kapitel wird das auf Basis der PERSEUS-REG<sup>2</sup>-Methodik entwickelte Energie- und Stoffflussmodell für die Region Baden Württemberg vorgestellt. Zunächst wird auf grundlegende Rahmenannahmen und Definitionen eingegangen, bevor im darauffolgenden Abschnitt das Modell für die zu untersuchende Region dargestellt wird. Dabei wird auf Aspekte wie die Ausgangssituation des Energiesystems, Nachfrage- und Energieträgerpreisentwicklung sowie die Ankopplung an den liberalisierten Strommarkt eingegangen. Darauf aufbauend werden anschließend die integrierten Optionen zur Erzeugung von grünem Strom vorgestellt. In diesem Rahmen werden, differenziert nach Primärenergieträgern, Technologien, Potentiale und Energieträgerpreise dargestellt. Abschließend wird die Modellintegration der zu untersuchenden umweltpolitischen Instrumente dargestellt.

### **4.1 Grundlegende Rahmenannahmen der Modellierung**

#### **4.1.1 Zeitliche Differenzierung des Analysezeitraumes**

##### *4.1.1.1 Periodeneinteilung*

Im Rahmen einer Systemanalyse auf Basis von Energie- und Stoffflussmodellen wird üblicherweise ein Analysezeitraum zwischen 15 und 50 Jahren betrachtet. Ausschlaggebend für die Festlegung des Zeithorizontes ist die Fristigkeit der zu untersuchenden Fragestellung sowie die Verfügbarkeit von belastbarem Datenmaterial zur künftigen Entwicklung modellexogener Größen. Zur Bearbeitung der vorliegenden Fragestellungen wird ein Zeithorizont bis 2030 gewählt. Eine Betrachtung deutlich über diesen Zeitpunkt hinaus erscheint nicht sinnvoll, weil keine aussagekräftigen Prognosen für erforderliche Inputdaten, wie z. B. für die Nachfrageentwicklung oder für Primärenergieträgerpreise, vorhanden sind. Darüber hinaus besteht allgemein nur eine sehr vage Vorstellung über die mögliche weitere Entwicklung der diskutierten umweltpolitischen Instrumente zur Förderung von grünem Strom nach 2010. Für 2010 ist das in [EC 2000], [EC 1997a] formulierte Mengenziel für grünen Strom von 10,3 % auf politischer Ebene konsensfähig, da dies - unter anderem in Deutschland - mit national definierten Mengenvorgaben sehr gut übereinstimmt [Bräuer et al. 2000]. Zur weiteren Ausgestaltung gibt es bisher nur Einzelmeinungen, wie z. B. die des Bundesumweltministers [Strom 2000b]. Auf dieser Grundlage ist die Wahl des Zeithorizontes bis 2030 sinnvoll, da für diese Zeitspanne einerseits noch Prognosedaten verfügbar sind und andererseits der Zeitraum lang genug ist, um die Auswirkungen eines Instrumenteneinsatzes auch bei langlebigen Erzeugungsanlagen untersuchen zu können.

Der gesamte Untersuchungszeitraum erstreckt sich damit von 2000 bis 2030 und wird in die in Tabelle 13 dargestellten Teilperioden aufgeteilt. Als Basisjahr für die Modellierung wird das Jahr 1996 verwendet, da zum Zeitpunkt der Modellierung die erforderlichen Basisdaten zur Beschreibung des Energiesystems für spätere Jahre nur lückenhaft zur Verfügung gestanden haben. Mit Hilfe der Periode 1996 – 1999 wird die aktuelle Ausgangslage für das Modellsystem dargestellt, wobei aufgrund der

bereits historischen Entwicklung in diesem Zeitraum kein Optimierungsspielraum mehr zugelassen ist. Dem Zeitraum 2000/2001 kommt innerhalb des Modells eine Übergangsrolle zu. In dieser Zeitspanne sind grundsätzlich noch Änderungen des Energiesystems – z. B. in Form von Neuinvestitionen – möglich. Allerdings zeichnet sich ab, dass in Baden-Württemberg keine größeren Anlagenbauten geplant sind. Somit kann unter Berücksichtigung des notwendigen Planungsvorlaufes davon ausgegangen werden, dass frühestens ab 2002 eine nennenswerte Modifikation des Energiesystems realisiert werden kann. Daher beginnt die erste Periode, in der das Modell eine Systemoptimierung vornehmen kann, mit dem Jahr 2002.

Als nächstes Stützjahr wird 2005 gewählt, da ab diesem Zeitpunkt mit einer Entscheidung auf europäischer Ebene über die zukünftige Ausgestaltung eines EU-weit harmonisierten Förderinstrumentariums gerechnet werden muss<sup>1</sup>. Für die Modellierung bedeutet dies, dass für den Zeitraum vor 2005 keine Änderung der Fördermodalitäten zugelassen wird.

Dem Jahr 2010 kommt eine Schlüsselrolle zu. Für diesen Zeitraum existieren verschiedene nationale wie internationale Verpflichtungen zur Minderung von Emissionen<sup>2</sup>. Obwohl es sich hierbei um Emissionsminderungsziele handelt, die nicht ausschließlich durch Veränderungen im Stromsektor realisiert werden können, fokussiert sich die Öffentlichkeit sehr stark auf diesen Bereich<sup>3</sup>. Aufgrund dieser Situation wird im Rahmen der Szenariorechnungen angenommen, dass erstmalig im Jahr 2010 eine verbindliche Mindestmenge für grünen Strom vorgegeben wird (siehe auch Kapitel 5.1.2).

Tabelle 13: Aufteilung des Untersuchungszeitraumes

Periode	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Stützjahr	1996	2000	2002	2005	2007	2010	2015	2020	2025	2030
Dauer [a]	4	2	3	2	3	5	5	5	5	1
Charakterisierung	Basis	Über- gang	Systemoptimierung							

Da aus Rentabilitätsgründen zu erwarten ist, dass die im Rahmen der Konsensgespräche zum Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie festgelegten Reststrommengen für Baden-Württembergische Kernkraftwerke im Zeitraum zwischen 2005 und 2010 erreicht werden, wird 2007 als weiteres Stützjahr eingeführt. Damit wird eine zeitlich genauere Analyse des sogenannten Kernenergieausstiegs ermöglicht. Ab 2010 erfolgt die Modellierung in Schritten von fünf Jahren, was eine Analyse der Auswirkungen umweltpolitischer Instrumente mit ausreichender Genauigkeit erlaubt.

<sup>1</sup> In [EC 2000] ist nach einer fünfjährigen Beobachtungsphase eine Entscheidung über ein Eu-weit harmonisiertes Förderinstrument vorgesehen. Bei einer Verabschiedung des Richtlinienvorschlages [EC 2000] im Jahr 2000 ist dies frühestens für 2005 zu erwarten.

<sup>2</sup> Z. B. Nationales Klimaschutzprogramm [BMU 2000b] oder Zielzeitraum zur Erfüllung der Verpflichtungen aus dem sogenannten Kyoto-Protokoll [UN 1997].

<sup>3</sup> So werden beispielsweise im Rahmen des Richtlinienentwurfs der Europäischen Kommission die Kyoto-Minderungsziele auf die Stromerzeugung durch regenerative Energieträger heruntergebrochen [EC 2000]. Inwieweit diese Einengung auf den Stromsektor zu einer Fehlallokation finanzieller Mittel führen kann, wird in dieser Arbeit nicht diskutiert.

#### 4.1.1.2 Intervalleinteilung

Die einzelnen Jahre des Analysezeitraumes werden zur Abbildung von jahres- und tageszeitlichen Nachfrageschwankungen in repräsentative Zeitintervalle unterteilt<sup>4</sup>. Zur Modellierung saisonabhängiger Variationen wird in die Jahreszeiten Sommer und Winter unterschieden. Kriterium für die Unterscheidung sind die durchschnittlichen Temperaturen in der zu analysierenden Region Baden-Württemberg, womit die Monate April bis Oktober als Sommer und November bis März als Winter definiert werden. Die Lastverläufe innerhalb dieser Jahreszeiten werden durch jeweils einen typischen Tag modelliert. Dazu wird ein Werktag verwendet. Eine weitere Differenzierung in Wochenenden erfolgt nicht, da hier die Netzbelastung erfahrungsgemäß geringer ist als an Werktagen und somit von diesen Tagen keine zusätzlichen Anforderungen an die Energiebereitstellung ausgehen. Ergänzend zu den Durchschnittstagen wird zur Abbildung von Lastspitzen ein sogenannter Max-Tag als der Tag mit maximaler Netzbelastung in das Modell integriert. Die Einteilung der Tage in einzelne Intervalle zur Nachbildung der Lastkurven orientiert sich am zeitlichen Verlauf der Stromnachfrage in der zu analysierenden Region. Aufbauend auf typischen Lastkurven für Baden-Württemberg<sup>5</sup> wird folgende Einteilung in acht Intervalle gewählt:

Tabelle 14: Intervalleinteilung

Intervall	Charakterisierung
I	0. <sup>00</sup> – 5. <sup>59</sup> Uhr; Nachtbereich, nur Grundlastanwendungen sind in Betrieb
II	6. <sup>00</sup> – 9. <sup>59</sup> Uhr; Morgenbereich, deutlicher Anstieg der Stromnachfrage im privaten wie auch gewerblichen Bereich
III	10. <sup>00</sup> – 11. <sup>59</sup> Uhr; weiterer Anstieg der Nachfrage bis zur Mittagsspitze, allerdings langsamer als in Intervall II
IV	12. <sup>00</sup> – 13. <sup>59</sup> Uhr; Zweiter Teil der Mittagsspitze, der etwas unter den maximalen Werten liegt
V	14. <sup>00</sup> – 16. <sup>59</sup> Uhr; Nachmittagstal, spürbarer Rückgang der Nachfrage
VI	17. <sup>00</sup> – 18. <sup>59</sup> Uhr; Abendspitze mit Nachfrageanstieg
VII	19. <sup>00</sup> – 21. <sup>59</sup> Uhr; Abendbereich, Rückgang der Nachfrage
VIII	22. <sup>00</sup> – 23. <sup>59</sup> Uhr; Nachtbereich, schrittweise Abnahme der Nachfrage, Anschluss an Intervall I

<sup>4</sup> Zu den methodischen Grundlagen siehe Kapitel 3.3 und [Fichtner 1999, S. 69].

<sup>5</sup> Siehe z. B. verschiedene Jahrgänge der „Statistik der öffentlichen Elektrizitätsversorgung in Baden-Württemberg“ des Verband der Elektrizitätswerke Baden-Württemberg e.V. (VdEW).

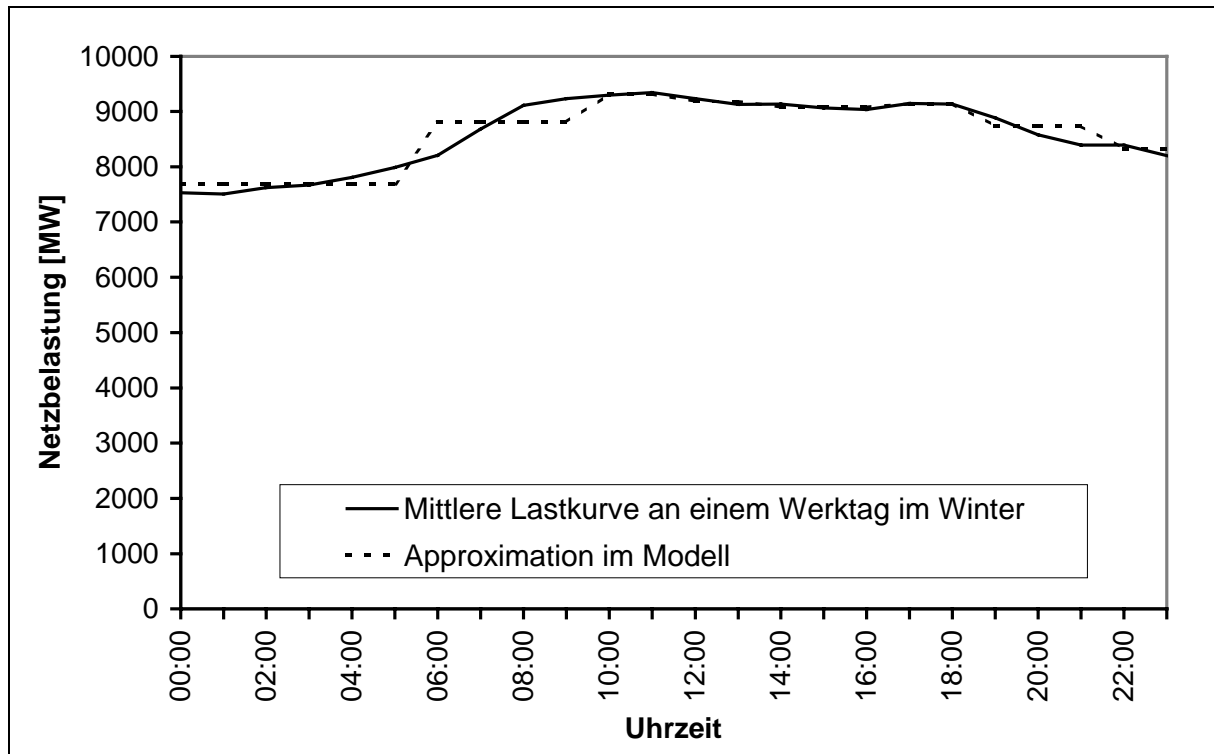


Bild 10: Lastkurve für einen Werktag im Winter in Baden-Württemberg

## 4.2 Das Basismodell für Baden-Württemberg

### 4.2.1 Grundstruktur des Modells

In diesem Kapitel wird die Struktur dargestellt, welche dem entwickelten Modell zur Analyse der Auswirkungen umweltpolitischer Instrumente auf die Region Baden-Württemberg zugrunde liegt. Dabei wird im folgenden Abschnitt auf die Akteure, welche die Entwicklung des Energiesystems beeinflussen können, näher eingegangen. Darauf aufbauend werden anschließend die Beziehungen zwischen den Akteuren und deren modelltechnische Realisierung dargestellt. Aus der Kombination der beiden Elemente Beziehungen und Akteure ergibt sich die Grundstruktur des Modellsystems.

#### 4.2.1.1 Akteure auf dem baden-württembergischen Energiemarkt

Unter dem Begriff Akteure sind aus modelltechnischer Sicht zum einen Wirtschaftssubjekte zu verstehen, die in der untersuchten Region Baden-Württemberg ansässig sind, wie z. B. Stadtwerke oder Kunden, zum anderen werden aber auch Bereiche, die von außen auf die Region einwirken können, wie z. B. der internationale Stromhandel, darunter zusammengefasst. Allgemein können Akteure als die Elemente charakterisiert werden, welche die zukünftige Ausgestaltung des Energiesystems der untersuchten Region beeinflussen können<sup>6</sup>. Dabei wird im Rahmen der Modellierung

<sup>6</sup> Staatliche Akteure können durch Gesetze oder Verordnungen die Systementwicklung beeinflussen. Allerdings stellt ihr Handeln üblicherweise eine Reaktion auf die (zu erwartende) autonome Entwicklung des Energiesystems dar. Da im Rahmen dieser Arbeit auf Grundlage der

zwischen den Bereichen des Energieangebots und der Energienachfrage unterschieden. Die Angebotsseite muss die Befriedigung der Energienachfrage sicherstellen und bestimmt in diesem Rahmen die Ausgestaltung des Energiesystems. Die Nachfrageseite gibt die Höhe und Struktur der Energienachfrage vor. Der Bereich des Stromhandels, welcher bei Angebot und Nachfrage angesiedelt werden kann, nimmt in diesem Zusammenhang eine Sonderstellung ein.

#### 4.2.1.1.1 Akteure der Energieangebotsseite

Auf der Energieangebotsseite ist aufgrund bestehender Unterschiede eine Untergliederung in verschiedene Gruppen erforderlich, um das zu untersuchende Energiesystem adäquat abbilden und die Auswirkungen der diskutierten umweltpolitischen Instrumente detailliert analysieren zu können. Dabei werden Versorgungs- und Erzeugungsunternehmen, die in der Region ansässig sind, private Anlagenbetreiber und Stromhandel unterschieden. Da es im Zusammenhang mit der Einführung umweltpolitischer Instrumente aus baden-württembergischer Sicht auch interessant sein kann, Potentiale für regenerative Energieträger in anderen Regionen zu nutzen, wird als weiterer Akteur der Markt für grünen Strom auf gesamtdeutscher Ebene, differenziert nach Angebot und Nachfrage integriert. Aufgrund des Umstandes, dass auf europäischer Ebene die Einführung eines einheitlichen beziehungsweise kompatiblen Förderinstruments für grünen Strom angestrebt wird [EC 2000], wird auch das Angebotspotential für grünen Strom aus dem europäischen Ausland im Modell berücksichtigt.

Innerhalb der Gruppe der in Baden-Württemberg ansässigen Erzeugungs- und Versorgungsunternehmen gibt es teilweise deutliche strukturelle Unterschiede, so dass hier eine weitere Differenzierung einen detaillierteren Blick auf die zukünftige Entwicklung des Energiesystems ermöglicht. Aus diesem Grund wird auf Basis der in Kapitel 3.4.2.1 herausgearbeiteten relevanten unternehmensspezifischen Merkmale „Existenz eines Fernwärmenetzes“, „Unternehmensgröße“ und „existierender Kraftwerkspark“ eine Unterteilung der Unternehmen in folgende drei Gruppen vorgenommen:

- Große Erzeugungsunternehmen und überregionale Versorger: Unternehmen, die große Erzeugungsanlagen betreiben und deren Kerngeschäftsfeld die Erzeugung und der Verkauf von Elektrizität ist. Diese Unternehmen betreiben üblicherweise Übertragungsnetze auf allen Spannungsebenen und agieren auch auf nationaler und internationaler Ebene. Aufgrund der früheren Versorgungsgebiete im regulierten Markt versorgen sie auch nach der Liberalisierung überwiegend Endkunden in ländlichen Regionen, in denen keine Stadtwerke existieren.
- Versorgungsunternehmen, die ein Fernwärmenetz betreiben: Hierbei handelt es sich typischerweise um mittlere und große Stadtwerke, welche im ganzen Stadtgebiet oder einzelnen Stadtteilen ein Fernwärmenetz unterhalten. Diese Unternehmen betreiben häufig aufgrund der Fernwärmeversorgung eigene Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen. Unternehmen, die lediglich kleine Nahwärmenetze als

Insel- oder Individuallösungen betreiben (z. B. einzelne Straßenzüge oder Gebäude), fallen nicht in diese Gruppe.

- Kleinere Versorgungsunternehmen: In dieser Klasse sind Versorgungsunternehmen zusammengefasst, die weder ein Fernwärmenetz noch eigene Stromerzeugungsanlagen in nennenswertem Umfang betreiben. Hierzu gehören auch die Unternehmen, die kleine Nahwärmenetze, z. B. auf Basis einzelner Blockheizkraftwerke, betreiben<sup>7</sup>. Dabei handelt es sich typischerweise um kleinere Stadtwerke.

Charakteristisch für diese hier gewählte Aufteilung der Versorgungsunternehmen ist die Betrachtung des gesamten Unternehmens als vertikal integrierte Einheit. Das bedeutet, dass die für den Wettbewerb relevanten Bereiche Stromproduktion, Netzbetrieb und Handel als Einheit agieren. Diese Sichtweise widerspricht der im Energiewirtschaftsgesetz<sup>8</sup> vorgeschriebenen wirtschaftlichen und organisatorischen Entflechtung früherer monopolistischer Versorgungsunternehmen im liberalisierten Markt. Allerdings wird anhand der aktuellen Entwicklungen auf dem bundesdeutschen Strommarkt deutlich, dass in der Praxis die geforderte Entflechtung häufig nur in Form einer getrennten Bilanzierung der verschiedenen Teilgesellschaften realisiert wird. Im Rahmen des Stromgeschäfts arbeiten die einzelnen Unternehmensteile nach wie vor sehr eng zusammen, was sich beispielsweise darin äußert, dass für eigene Handels- und Verkaufsabteilungen andere Durchleitungsentgelte angesetzt werden als für externe Händler<sup>9</sup>.

Auf Basis dieser drei Unternehmensklassen wird im Modell die gesamte Region Baden-Württemberg aufgeteilt. Grundlage bilden dabei die von den zur jeweiligen Klasse gehörenden Unternehmen versorgten Endkunden. Als Datenbasis können hierfür aktuelle Geschäftsberichte sowie die Statistiken des VdEW<sup>10</sup> herangezogen werden. Anhand der Entwicklung des Marktes seit Inkrafttreten der Liberalisierung zeigt sich, dass es bisher keinem einzelnen Unternehmen oder einer Unternehmensklasse gelungen ist, größere Marktanteile für sich zu gewinnen und damit eine tiefgreifende Veränderung der aus dem regulierten Markt stammenden Marktaufteilung herbeizuführen. Ursache dafür ist, dass die Mehrheit der Unternehmen wettbewerbsbedingte Preissenkungen durchgeführt hat und somit die Kunden auf lange Sicht durch einen Anbieterwechsel keine entscheidenden Preisvorteile realisieren konnten. Hinzu kommt, dass durch die Höhe der Netznutzungsentgelte im Falle einer Durchleitung auch Sondervertragskunden dazu bewegt werden können, beim bisherigen Versorger und Netzbetreiber zu bleiben. Aufgrund neuer energiepolitischer Rahmen-

---

<sup>7</sup> Eine Analyse Kraftwerksanlagen der in Baden-Württemberg ansässigen Versorgungsunternehmen lässt deutlich werden, dass die überwiegende Mehrheit der Unternehmen entsprechende Anlagen z. B. für Schwimmbäder oder Krankenhäuser betreibt.

<sup>8</sup> § 7, Energiewirtschaftsgesetz.

<sup>9</sup> Dies wird beispielsweise durch einen Vergleich von Strompreisen und Netznutzungsentgelten verschiedener Versorgungsunternehmen deutlich, wonach sich bei Berücksichtigung der veröffentlichten Netznutzungsentgelte z. T. negative Stromgestehungskosten ergeben müssten (siehe dazu z. B. Aufstellung in [Seyfried 2000]). Diese Praxis gewährleistet nicht den geforderten diskriminierungsfreien Netzzugang für alle Teilnehmer.

<sup>10</sup> Jahresstatistiken des Verbandes der Elektrizitätswerke Baden-Württemberg e. V. (VdEW).

bedingungen z. B. zur Durchleitungsregelung oder eines geänderten Nachfrageverhaltens kann es allerdings zukünftig zu Verschiebungen der Marktanteile kommen. Die Entwicklung in diesem Bereich ist aus heutiger Sicht kaum abschätzbar. Daher wird im Rahmen der Modellierung davon ausgegangen, dass es auch künftig zwischen den abgebildeten Unternehmensklassen keine nennenswerten Verschiebungen bei den Marktanteilen geben wird.

Tabelle 15: Aufteilung des baden-württembergischen Versorgungsgebiets auf die Unternehmensklassen

Unternehmensklassen	Versorgungsgebiet von ...
Große Erzeugungsunternehmen	Energie Baden-Württemberg (EnBW)
EVU mit Fernwärmenetz	Mannheimer Versorgungs- und Verkehrsgesellschaft mbH, Neckarwerke Stuttgart, Stadtwerke Heidelberg, Stadtwerke Reutlingen, Stadtwerke Karlsruhe, Stadtwerke Rottweil, Stadtwerke Ulm, Stadtwerke Pforzheim, Stadtwerke Schwäbisch Hall, Stadtwerke Bad Säckingen, Stadtwerke Bietigheim-Bissingen, Stadtwerke Crailsheim, Stadtwerke Esslingen, Stadtwerke Tübingen
Kleinere EVU	Übrige Versorgungsunternehmen in Baden-Württemberg

Die Gruppe unabhängiger gewerblicher Betreiber größerer Kraftwerksanlagen, sogenannte Independent Power Producer (IPP), wird nicht gesondert im Modell berücksichtigt, weil bisher keine entsprechenden Anlagen in Baden-Württemberg existieren und daher eine Abbildung bestehender Kapazitäten nicht erforderlich ist. Eine zukünftige Etablierung solcher Unternehmen in der untersuchten Region wird in der Klasse „Große Erzeugungsunternehmen“ abgebildet, weil davon ausgegangen werden kann, dass IPP nur dann eine Marktchance haben, wenn sie mit den Preisen großer Erzeuger konkurrieren können.

Als weitere Gruppe werden neben etablierten Versorgungsunternehmen unabhängige Betreiber von Stromerzeugungsanlagen berücksichtigt. Dabei handelt es sich typischerweise um Privatpersonen oder Betreibergesellschaften, welche Anlagen auf Basis erneuerbarer Energieträger betreiben oder um Industrie- und Handwerksbetriebe, welche eine Überproduktion aus kleinen Anlagen ins Netz einspeisen. Aufgrund der hier zu untersuchenden Problemstellung stehen Betreibergesellschaften beziehungsweise private Betreiber von regenerativen Erzeugungsanlagen im Vordergrund. Charakteristisch für diese Akteure ist der Betrieb von Kleinanlagen, welche im Rahmen staatlicher Förderprogramme unterstützt werden. Dazu gehören beispielsweise das Stromeinspeisungsgesetz / Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) aber auch länderspezifische Förderungen für einzelne Technologien oder Energieträger<sup>11</sup>. Dieser Bereich ist vor allem für die Abbildung der Entwicklung unter den Rahmenbedingungen des EEG, welche im Referenzszenario untersucht wird, von Bedeutung (siehe dazu auch Kapitel 4.4.1).

Der Einsatz umweltpolitischer Instrumente zur Förderung der Erzeugung von grünem Strom wird auf nationaler beziehungsweise europäischer Ebene diskutiert. Da es zwischen verschiedenen Regionen innerhalb des Geltungsbereiches des Instruments

<sup>11</sup> Siehe dazu z. B. [Staiß 2000, S. I-102].



sehr starke Unterschiede bei der Verfügbarkeit von Potentialen regenerativer Energieträger geben kann, besteht die Möglichkeit, dass durch eine Verschiebung der Erzeugung grünen Stroms in Regionen mit für die Stromerzeugung sehr gut nutzbaren Potentialen ökonomische Vorteile im Vergleich zu einer gleichmäßigen Nutzung in allen betroffenen Regionen realisiert werden können. Daraus ergibt sich, dass die Potentiale regenerativer Energieträger sowie deren Ausnutzung im gesamten Geltungsbereich des Instruments in das Modellsystem zu integrieren sind. Dazu werden die Erzeugungsmöglichkeiten für grünen Strom in den übrigen Bundesländern sowie das europaweite Angebot in das Modell integriert.

#### 4.2.1.1.2 Energienachfrageseite

Der Bereich der Konsumenten umfasst die gesamten, in der untersuchten Region ansässigen Endkunden für Strom und Fernwärme. Es ist anzumerken, dass der Schwerpunkt der Arbeit auf der Analyse des Strommarktes liegt. Der Bereich Fernwärme wird nur aufgrund seiner Bedeutung für die Stromerzeugung in KWK-Anlagen und der sich daraus ergebenden Wechselwirkungen zwischen Strom- und Wärme-produktion in das Modell integriert (siehe auch Kapitel 4.2.9). Weil es bei den Nachfragecharakteristika deutliche Unterschiede zwischen verschiedenen Konsumenten geben kann, wird auf dieser Ebene zwischen Tarif- und Sondervertragskunden differenziert.

Da die Nachfrage auch ausschlaggebend für die Entwicklung von Energieanbietern ist, erfolgt für jede der drei modellierten Unternehmensklassen eine getrennte Abbildung der jeweiligen Energienachfrage. Eine detaillierte Darstellung der Modellierung der Nachfrageseite ist in Kapitel 4.2.6 gegeben. Die Abbildung der Energienachfrageseite ist für das Modell von besonderer Relevanz, da auf dieser Ebene die Höhe wie auch der zeitliche Verlauf als wichtige exogene Modellgrößen vorgegeben werden.

Für die Untersuchung der Auswirkungen umweltpolitischer Instrumente kommt den Konsumenten eine Schlüsselrolle zu, da sich beispielsweise bei der Diskussion um die Ausgestaltung einer Quotenregelung abzeichnet, dass eine Verpflichtung der Endkunden eine sinnvolle Alternative ist [Drillisch 1999b, S. 272] (siehe auch Kapitel 2.5).

Zur korrekten Modellierung der Potentialausnutzung regenerativer Energieträger in anderen Bundesländern ist für die Erzeugung von grünem Strom auf nationaler Ebene auch eine Nachfrage vorzugeben. Mit diesem Nachfragewert wird die Höhe der Mengenverpflichtung für grünen Strom in den übrigen Bundesländern abgebildet.

#### 4.2.1.1.3 Handelsakteure

Neben einer Erzeugung der nachgefragten Elektrizität innerhalb der zu untersuchenden Region kommt auch ein Zukauf über einen nationalen beziehungsweise internationalen Strommarkt in Frage. Analog ist auch ein Verkauf überschüssiger Produktion in andere Regionen möglich. Zur Abbildung der sich dadurch ergebenden Anknüpfung an den nationalen/internationalen Strommarkt wird der Stromhandel als gesonderter Akteur in das Modellsystem integriert.

#### 4.2.1.2 Modellierung einzelner Akteure

Zielsetzung der Anwendung des PERSEUS-REG<sup>2</sup> Modells für Baden-Württemberg ist die Analyse der Auswirkungen der verschiedenen diskutierten umweltpolitischen Instrumente sowie die Identifikation einer optimalen zukünftigen Ausgestaltung des Energieversorgungssystems. Dies bedeutet, dass Akteure, die einen Einfluss auf die Analyseergebnisse haben, auch sehr detailliert abgebildet werden müssen.

Aus modelltechnischer Sicht können die beschriebenen Akteure, wie z. B. Energieversorgungsunternehmen, Teile des Versorgungssystems, die durch verschiedene Kraftwerke und Energie- und Stoffflüsse charakterisiert werden können, umfassen. Aus diesem Grund muss die Akteurebene in Form von Modellsektoren im PERSEUS-REG<sup>2</sup> Modell abgebildet werden (siehe Bild 8). Da die Energienachfrage einzelnen angebotsseitigen Akteuren zugeordnet wird, werden zusammengehörige Angebots- und Nachfrageakteure in einem gemeinsamen Modellsektor zusammengefasst. Dies erhöht die Übersichtlichkeit des gesamten Modellsystems.

Mit Hilfe der Versorgungsunternehmensklassen wird der Bereich der öffentlichen Strom- und Fernwärmeversorgung in Baden-Württemberg abgebildet. Diese Akteure repräsentieren zum einen die Ausgangslage des Versorgungssystems, zum anderen sind sie auch maßgeblich für die zukünftige Entwicklung. Aufgrund dieser Schlüsselrolle erfolgt hier eine detaillierte Modellierung auf Basis unterschiedlicher Erzeugungstechnologien. Ausgangspunkt bildet dabei der bestehende Kraftwerkspark im Basisjahr 1996. Grundsätzlich wird zwischen regenerativen Primärenergieträgern und der damit verbundenen Produktion von grünem Strom und grüner Wärme und fossilen Primärenergieträgern unterschieden. Erzeugungsanlagen werden differenziert nach Anlagengröße abgebildet, wobei große Kraftwerke als Einzelanlagen modelliert werden, während kleinere Einheiten in Form von Kraftwerksklassen Berücksichtigung finden. Diese vergleichsweise detaillierte Darstellung der Ausgangssituation ermöglicht eine Untersuchung der Rückwirkungen einer Förderung grünen Stroms auf existierende Anlagen, z. B. in Form von vorzeitigen Stilllegungen. Die zukünftigen Ausbauoptionen werden ebenfalls detailliert abgebildet, wobei hier der Schwerpunkt auf Optionen zur Nutzung regenerativer Energieträger liegt. Eine ausführliche Darstellung der Ausgangslage und der abgebildeten Zukunftsoptionen findet sich in den Kapiteln 4.2.7, 4.2.8 und 4.3. Die Energienachfrage, welche von den einzelnen Unternehmensgruppen zu befriedigen ist, wird differenziert nach Sondervertrags- und Tarifkunden modelliert (siehe Kapitel 4.2.6).

Die Möglichkeiten zur Erzeugung von grünem Strom in den übrigen Bundesländern werden aufgrund der Bedeutung eines Imports von grünem Strom beziehungsweise von Zertifikaten nach Baden-Württemberg ebenfalls detailliert auf der Ebene einzelner Technologien abgebildet. Um die Potentialausschöpfung und damit die Kosten für grünen Strom oder Zertifikate aus einer Produktion außerhalb Baden-Württembergs korrekt bestimmen zu können, muss auch die Nachfrage der übrigen 15 Bundesländer nach grünem Strom integriert werden.

Der Ausbau und die Nutzung regenerativer Energieträger zur Stromerzeugung wird derzeit vor allem durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) gefördert. Die EEG-Förderung wird dabei überwiegend von unabhängigen Anlagenbetreibern, deren Gesellschafter privater Anleger sind, in Anspruch genommen. Da bei privaten

Anlegern, wie in Kapitel 2.4 dargestellt, neben den Renditeerwartungen auch andere Aspekte wie z. B. Einkommenssteuereffekte oder Idealismus von Bedeutung sein können, ist eine Modellierung der zu erwartenden Förderwirkungen des EEG ausschließlich auf Basis der im PERSEUS-REG<sup>2</sup> Modell umgesetzten Optimierung ökonomischer Parameter nicht zielführend. Aus diesem Grund wird ein Ausbaupfad für die einzelnen Technologien vorgegeben, der sich an den Zuwachsraten vergangener Jahre orientiert<sup>12</sup>. Da beim EEG eine Abnahmeverpflichtung durch die Netzbetreiber besteht, ist hier keine gesonderte Nachfragemodellierung notwendig. Die Bedeutung dieses Bereichs für die Instrumentenanalysen liegt darin, dass eine Förderung entsprechend dem EEG als Referenzentwicklung zu interpretieren ist (siehe Kapitel 5.1.1).

Der europaweite Markt für grünen Strom beziehungsweise grüne Zertifikate wird in Form einer Angebotskurve integriert (siehe Kapitel 4.3.4). Eine disaggregierte Modellierung, wie sie für die bundesdeutschen Potentiale vorgenommen wird, erfolgt nicht. Ausschlaggebend dafür sind die aktuellen Entwicklungen innerhalb verschiedener Mitgliedsstaaten der Europäischen Union. Derzeit werden im Rahmen der Entwicklung nationaler Instrumente zur Förderung regenerativer Stromerzeugung teilweise sehr unterschiedliche Definitionen für grünen Strom und für Anlagen, welche grüne Zertifikate erhalten, entwickelt<sup>13</sup>. Die mangelnde Kompatibilität der verschiedenen Systeme führt dazu, dass es in absehbarer Zeit kaum möglich sein wird, ein einheitliches Produkt in Form von Zertifikaten oder grünem Strom zwischen den Ländern zu handeln, da aus Gründen wie Rechts- und Investitionssicherheit auf nationaler Ebene die jeweiligen Regierungen kaum bereit sein werden, eingeführte Instrumente zu revidieren beziehungsweise abzuschaffen. Damit zeichnet sich ab, dass einem europäischen Markt in der näheren Zukunft nur eine untergeordnete Rolle zukommen wird. Aufgrund dieser sehr ungewissen Entwicklung eines europäischen Marktes für grüne Stromprodukte und der sich daraus ergebenden Rolle dieses Marktes erscheint die mit einer detaillierten Modellierung dieses Bereiches einhergehende deutliche Komplexitätssteigerung des Modells nicht gerechtfertigt.

Der Stromhandel, differenziert nach Im- und Export, stellt die Schnittstelle des entwickelten Modells zum liberalisierten Strommarkt dar. Er wird über entsprechende Eingangs- und Ausgangsflüsse modelliert (siehe dazu auch Kapitel 4.2.3).

#### *4.2.1.3 Beziehungen zwischen den Akteuren*

Die Beziehungen zwischen den verschiedenen abgebildeten Akteuren repräsentieren die existierenden Verflechtungen des zu untersuchenden Energiesystems von Baden-Württemberg. Dabei ist von Bedeutung, dass jeder Akteur mindestens eine Beziehung zu einem der anderen unterhält. Ein isolierter Akteur hat nicht die Möglichkeit, mit den weiteren Systemteilen zu interagieren, und kann daher die System-

---

<sup>12</sup> Die jeweiligen Ausbaupfade in Abhängigkeit der einzelnen Energieträger sind in Kapitel 4.4.1 angegeben.

<sup>13</sup> So ist beispielsweise in Italien im Gegensatz zu anderen Ländern die Müllverbrennung zur Erzeugung von grünem Strom zugelassen. Österreich beschreitet mit seiner Festlegung, dass nur kleine Wasserkraftanlagen entsprechende Zertifikate erhalten, ebenfalls einen sehr individuellen Weg.

entwicklung nicht beeinflussen. Dementsprechend kann er im Rahmen einer Einzelanalyse untersucht werden. Darüber hinaus muss bei solchen Akteuren auch die Frage beantwortet werden, ob sie aufgrund ihrer Isolation überhaupt zum betrachteten System gehören und im Rahmen der Untersuchung Berücksichtigung finden müssen. Aus diesem Grund stellt nach der Identifikation der relevanten Akteursgruppen die Identifikation der Beziehungen einen wichtigen Modellierungsschritt dar, weil durch das Ausschließen isolierter und damit nicht relevanter Einheiten aus dem Systemmodell die Modellkomplexität reduziert und die Analysen vereinfacht werden können<sup>14</sup>.

Aus modelltechnischer Sicht werden die Beziehungen über Energie- und Stoffflüsse dargestellt. Diese fließen zwischen den als Produzenten modellierten Elementen verschiedener Akteure, welche in Form von Sektoren abgebildet werden. Bei den Flüssen können unterschiedliche Energieträger und Stoffe, Preise, Transportverluste sowie Transportentgelte berücksichtigt werden. Im entwickelten PERSEUS-REG<sup>2</sup> Modell für die Region Baden-Württemberg werden durch die Beziehungen Handelsverflechtungen zwischen den abgebildeten Akteuren modelliert.

Die Absatzbeziehungen zwischen jeweils zusammengehörigen Akteuren der Erzeugungs- und der Nachfrageseite stellen das Grundgerüst des Energiesystems dar. Da die einander entsprechenden Erzeugungs- und Nachfrageakteure in jeweils einem Modellsektor zusammengefasst sind, werden diese Beziehungen als Flüsse innerhalb eines Sektors modelliert.

Zwischen den verschiedenen Erzeugungsakteuren bestehen Handelsbeziehungen für Elektrizität und Fernwärme. Der Austausch von Fernwärme bezieht sich auf die Wärmeauskopplung in Großkraftwerken, die Unternehmen gehören, welche selbst kein Fernwärmenetz betreiben. Der entsprechende Fernwärmebezug der Akteursgruppe „EVU mit Fernwärmenetz“ wird über direkte Flüsse zwischen den betroffenen Akteuren abgebildet.

Aufgrund der europaweiten Liberalisierung des Strommarktes wird im Rahmen der Modellierung vereinfachend unterstellt, dass sich ein nationaler/internationaler Markt für normalen Strom etabliert, für den ein einheitlicher Strompreis ermittelt werden kann. Damit ist eine Unterscheidung des Stromhandels in Austauschbeziehungen zwischen Akteuren innerhalb Baden-Württembergs und einen Handel mit Partnern außerhalb der modellierten Region nicht erforderlich. Sämtliche Import- und Exportbeziehungen einzelner Akteure können über Flussverbindungen mit dem in das Modellsystem integrierten Handelsbereich abgebildet werden.

Da grüner Strom in dieser Arbeit im Mittelpunkt steht, müssen die Austauschbeziehungen für grünen Strom gesondert modelliert werden. Baden-Württemberg verfügt im Vergleich zur übrigen Bundesrepublik Deutschland nur in sehr begrenztem Umfang über Potentiale regenerativer Energieträger, die konkurrenzfähig zu den Potentialen anderer Regionen (vor allem Offshore-Windkraft) sind. Aus diesem Grund ist die Annahme gerechtfertigt, dass Baden-Württemberg im Rahmen einer

---

<sup>14</sup> Erfahrungen bei der Modellierung von Energiesystemen zeigen, dass es vorteilhafter ist, mehrere einfache Modelle als ein sehr komplexes Modell zu unterhalten und auszuwerten.

Mengenvorgabe für grünen Strom ein Importeur von regenerativ erzeugtem Strom sein wird. Damit sind im Modellsystem für Akteure in Baden-Württemberg nur Importbeziehungen für grünen Strom abzubilden. Aufgrund der Herkunftsmöglichkeiten müssen dazu Importflüsse von den Modellbereichen der bundesdeutschen und europäischen Erzeugung für grünen Strom modelliert werden.

Da im Rahmen der mit dem Modellsystem durchzuführenden Analysen auch ein Handel mit grünen Zertifikaten berücksichtigt werden soll, müssen die für grünen Strom abgebildeten Beziehungen auch für Zertifikate integriert werden.

Auf Basis der in diesem Kapitel identifizierten Akteure und Beziehungen ergibt sich die in Bild 11 dargestellte Grundstruktur des entwickelten Energie- und Stoffflussmodells für die Region Baden-Württemberg. Die angegebenen Energiemengen beschreiben die Ausgangssituation im Basisjahr 1996, wobei sich die Mengenangaben auf die Summe aus grünem und normalem Strom beziehungsweise auf Fernwärme beziehen.

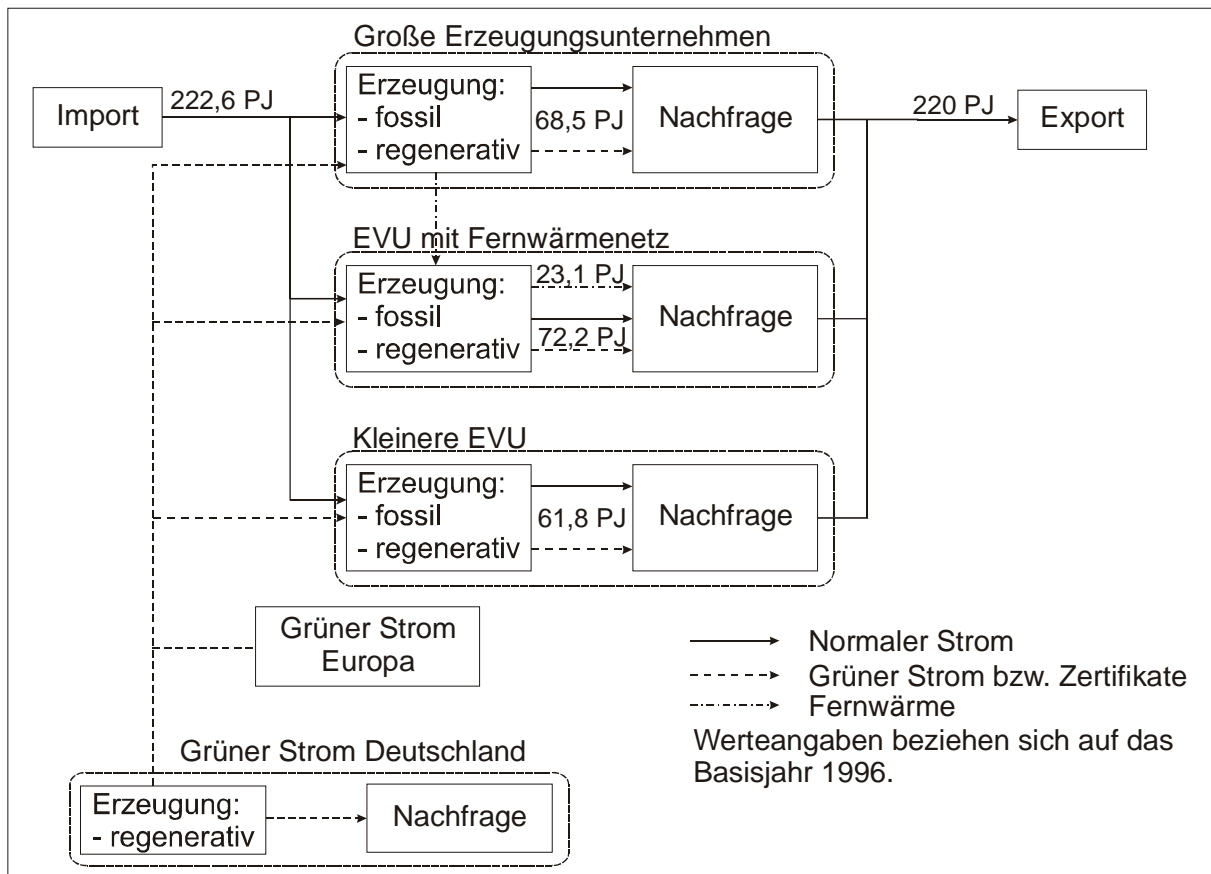


Bild 11: Struktur des entwickelten PERSEUS-REG<sup>2</sup> Modells für Baden-Württemberg

#### 4.2.2 Exkurs: Stromnetz und Stromflüsse

Unter dem Oberbegriff Stromnetz wird das für den Transport und die Verteilung elektrischer Energie erforderliche Leitungsnetz zusammengefasst. Das gesamte Netzsystem umfasst unterschiedliche Spannungsebenen von der Hoch- und Höchstspannung (220/119 kV bzw. 380 kV) bis zur Niederspannung mit 0,4 kV. Während Hoch- und Höchstspannungsnetze für zentrale Verbund- und Übertra-

gungsaufgaben genutzt werden, übernehmen die Mittel- und Niederspannungsbereiche überwiegend Verteilungs- und Anschlussfunktionen [Haubrich et al. 1995, S. 11 ff.]. Im Rahmen des europäischen Verbundsystems UCTE<sup>15</sup> sind die Transportnetze der verschiedenen Betreiber inklusive der daran angeschlossenen Verteilnetze miteinander zu einem Gesamtnetz verbunden. Im Rahmen des hier entwickelten Energiesystemmodells wird das gesamte Stromnetz als eine Einheit betrachtet, ohne differenzierte Abbildung der einzelnen Spannungsebenen mit ihren spezifischen Aufgaben, da die technischen Aspekte der Stromverteilung im Rahmen der vorliegenden Arbeit nicht betrachtet werden.

Die Aufgabe des Stromnetzes liegt in der Übertragung elektrischer Energie von den Kraftwerken zu den Verbrauchern, wobei es eine Sammel- und Verteilfunktion übernimmt. Im Stromnetz ist im Sinne der Sicherung einer hohen Versorgungsqualität dauerhaft ein bestimmter durch Qualitätskriterien, wie z. B. Frequenz und Spannung, definierter physikalischer Zustand zu erhalten. Einer Veränderung dieses Zustands aufgrund einer Stromentnahme muss durch eine Einspeisung durch ein Kraftwerk entgegengewirkt werden. Aufgrund der Sammelfunktion des Netzes ist nicht mehr feststellbar, welche Erzeugungsanlage eine Energieentnahme kompensiert. Eine Zuordnung zwischen Erzeugung und Verbrauch ist nur soweit möglich, dass im Gesamtsystem zu jedem Zeitpunkt Einspeisung und Entnahme einander entsprechen müssen. Dieser Zusammenhang bedeutet, dass eine Handelsbeziehung zwischen zwei Akteuren lediglich eine Beziehung zwischen Energiebereitstellung und Energieentnahme innerhalb eines definierten Zeitraumes aus dem Pool des Verbundnetzes repräsentiert. Aussagen zur Netzbelastung aufgrund einzelner Handelsbeziehungen können nur in sehr eingeschränktem Umfang abgeleitet werden.

In der Bundesrepublik Deutschland findet aufgrund der landesweiten Verteilung der Kraftwerksstandorte die Stromerzeugung verbrauchsnahe statt. Im Zuge der Systementwicklung hat dies zu einer Verkürzung der mittleren Entfernung zwischen Erzeugung und Verbrauch geführt [Müller 1996], [Brumshagen 2000]. Für den Fall, dass es eine regionale Schwerpunktbildung von Erzeugung und/oder Nachfrage innerhalb des Netzes (z. B. aufgrund einer umfangreichen Produktion von grünem Strom in Küstenregionen) gibt, führt dies zu einer Zunahme der Netzbelastung zwischen den Erzeugungs- und Nachfrageregionen.

Im PERSEUS-REG<sup>2</sup> Modellsystem wird das Stromnetz durch (direkte) Verbindungen zwischen den verschiedenen Akteuren modelliert. Dies entspricht einer vereinfachenden Darstellung des real existierenden Verbundnetzes, wobei sich die Abbildung technischer Parameter auf maximale Übertragungsleistungen und Transportverluste beschränkt. Bei der Angabe der maximalen Übertragungsleistung ist sinnvollerweise das Minimum der Summe der verfügbaren Kapazitäten aller möglichen Wege anzugeben. Da dies aufgrund der sehr komplexen Zusammenhänge im Verbundnetz oft nur sehr schwer möglich ist, wird üblicherweise das Minimum aus

---

<sup>15</sup> „Union für die Koordinierung des Transportes elektrischer Energie“, franz.: „Union pour la Coordination du Transport de l' Electricité“.

der Exportleistung des Erzeugers und der Importleistung des Empfängers angegeben.

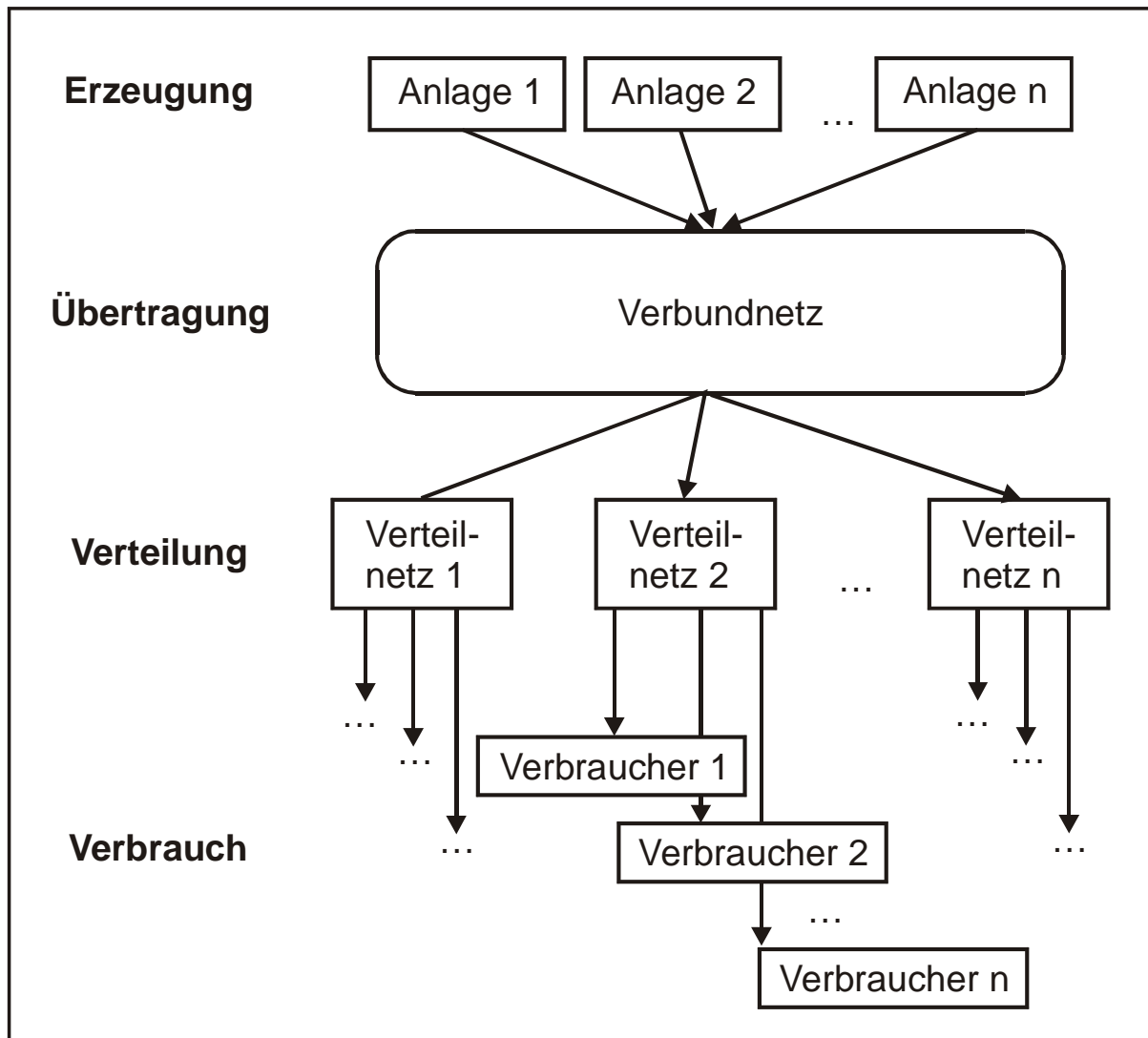


Bild 12: Schematische Darstellung des Verbundsystems (in Anlehnung an [Haubrich et al. 1995, S. 12] und [Pffaffenberger 1993, S. 28])

Im Rahmen der Systemoptimierung werden vom Modell die zur Befriedigung der vorgegebenen Nachfrage optimalen Energieflüsse bestimmt. Dabei sind Angaben zum Energieoutput beim Erzeuger sowie zum Energieinput beim Empfänger und über die grundsätzliche Flussrichtung möglich. Vor dem Hintergrund der physikalischen Zusammenhänge in Stromnetzen sind diese Modellergebnisse für den Bereich der Elektrizität als Handelsbeziehung zwischen zwei Akteuren zu interpretieren, wobei die Flussrichtung im Modell vom Erzeuger zum Konsumenten zeigt. Aussagen über die aus dem Transport resultierenden Belastungen einzelner Teilnetze zwischen den Akteuren können nicht oder nur sehr eingeschränkt getroffen werden. Ausschlaggebend für den Detaillierungsgrad der Aussagen zur Netzbelastung ist der regionale Aggregationsgrad und damit die Abbildungsschärfe einzelner Teilnetze der modellierten Region. An dieser Stelle ist allerdings darauf hinzuweisen, dass eine detaillierte Abbildung der elektrotechnischen Zusammenhänge des Verbundnetzes nicht das Ziel von Energie- und Stoffflussmodellen ist.

Im Rahmen der vorliegenden Arbeit ist unter anderem die Frage zu beantworten, wo der zur Erfüllung einer Mengenvorgabe in Baden-Württemberg erforderliche grüne Strom produziert wird. Dazu erfolgt die in Bild 11 dargestellte regionale Differenzierung, welche zwischen den möglichen Erzeugungsregionen Baden-Württemberg, übrige Bundesrepublik und Mitgliedsländer der europäischen Union differenziert. Die Verbindung der Regionen über das Verbundnetz ist durch direkte Modellflüsse aus diesen Regionen zu den Versorgungsakteuren in Baden-Württemberg modelliert. Da das Stromnetz außerhalb Baden-Württembergs somit nicht modelliert ist, sind mit dem Modellsystem lediglich Aussagen in Bezug auf die Netzbelastung beim Import nach Baden-Württemberg möglich. Aus einem Stromhandel resultierende Netzbelastungen außerhalb der untersuchten Region können daher nicht mit dem Modell erfasst werden.

### **4.2.3 Ankopplung eines regionalen Modells an den liberalisierten Strommarkt**

#### *4.2.3.1 Modellrelevante Bereiche des liberalisierten Marktes*

Im Rahmen dieser Arbeit steht die zukünftige Entwicklung des Versorgungssystems der Region Baden-Württemberg im Mittelpunkt. Daher fokussiert sich das entwickelte PERSEUS-REG<sup>2</sup> Modell auf die in Kapitel 4.2.1 dargestellte Abbildung der relevanten Zusammenhänge innerhalb dieser Region sowie auf die Modellierung der Stromerzeugung aus regenerativen Energieträgern. Aufgrund der Deregulierung des Strommarktes auf nationaler und europäischer Ebene muss allerdings auch die Ankopplung an den liberalisierten Markt in das Modellsystem integriert werden. Der deregulierte Strommarkt bietet die Möglichkeit eines freien Elektrizitätshandels mit Akteuren anderer Regionen. Neben dem ungehinderten Im- und Export von Strom auf Unternehmensebene besteht auch die Möglichkeit, dass baden-württembergische Versorgungsunternehmen neue Kunden in anderen Regionen dazugewinnen und dass bisherige Endkunden zu anderen Anbietern abwandern.

Bei einer Untersuchung des Wechselverhaltens von Endkunden ist grundsätzlich zwischen Tarif- und Sondervertragskunden zu unterscheiden. Auf Seiten der Tarifbeziehungsweise Privatkunden ist die Wechselbereitschaft mit einer Wechselquote von 3 - 5 % gering und erreicht nicht die anfänglichen Erwartungen<sup>16</sup>. Damit kommt dem Tarifkundenwechsel derzeit keine marktbeeinflussende Stellung zu, weshalb eine Modellintegration nicht erforderlich ist.

Für das Sondervertragskundengeschäft werden Angaben zu Wechselquoten und Preisvereinbarungen im Allgemeinen nicht veröffentlicht. Dies hängt mit der großen Bedeutung dieses Marktsegments für die Versorgungsunternehmen zusammen. Die Entwicklungstendenz kann allerdings anhand der folgenden Punkte abgeschätzt

---

<sup>16</sup> Aus [VDEW 1999b] ergibt sich eine Wechselquote von 3 %. In [GFK 2000] werden Werte zwischen 3 und 5 % genannt. In [Warentest 2000] nennt die Stiftung Warentest eine Wechselquote von 24 %, die im Rahmen einer Leserumfrage ermittelt wurde. Bei einer Leserumfrage eines Magazins wie dem „Warentest“, welches sich mit Fragen der Produktqualität beschäftigt, stellt sich grundsätzlich die Frage nach der Repräsentativität der Ergebnisse. Da davon auszugehen ist, dass besonders kritische Kunden dieses Magazin lesen und damit auch auf die Umfrage antworten, ist die Repräsentativität der Umfrage und damit die allgemeine Gültigkeit dieser Werte nicht sichergestellt.



werden. Zunächst ist aufgrund der Marktentwicklung davon auszugehen, dass baden-württembergische Stromanbieter wettbewerbsfähig sind. Dies bedeutet, dass sich Kundenzugewinne und Kundenverluste grundsätzlich die Waage halten. Diese Annahme wird durch bundesweite Preisvergleiche zu Sondervertragskunden unterstützt, aus denen hervorgeht, dass es zwischen verschiedenen Regionen kaum grundlegende Preisdifferenzen gibt (siehe z. B. [VIK 2000, S. 18]). Weiterhin sind im Rahmen eines Wechsels des Versorgungsunternehmens neben den reinen Strompreisen auch die Durchleitungsentgelte für den Strombezug von einem externen Anbieter relevant. Hier wird seitens der bisherigen Versorgungsunternehmen, die üblicherweise auch das Verteilnetz betreiben, versucht, durch die Festlegung sehr hoher Netznutzungsgebühren<sup>17</sup> eventuelle Preisvorteile von Angeboten anderer Unternehmen zu kompensieren. Aufgrund dieser Entwicklungen bei Strompreisen und Durchleitungsentgelten kann davon ausgegangen werden, dass bei Sondervertragskunden keine ausgeprägten Veränderungen der Marktanteile der verschiedenen abgebildeten Unternehmensgruppen auftreten.

Aufgrund dieser Zusammenhänge werden im Rahmen der Modellierung die Wechselmöglichkeiten bei Endkunden nicht weiter berücksichtigt. Die Abbildung des liberalisierten Strommarktes beschränkt sich auf die Darstellung von Handelsmöglichkeiten auf der Ebene von Versorgungsunternehmen. Im Modell bilden dabei die Handelsakteure zur Abbildung von Im- und Export die Schnittstelle der detailliert modellierten Region Baden-Württemberg zum umgebenden liberalisierten Strommarkt.

#### 4.2.3.2 Möglichkeiten zur Integration des liberalisierten Strommarktes

In ein PERSEUS-REG<sup>2</sup> Modell zur Abbildung eines regionalen Energiesystems kann der liberalisierte Strommarkt auf zwei grundlegende Arten integriert werden. Zum einen kann eine Ankopplung des regionalen Modells an ein Marktmodell erfolgen. Zum anderen ist die Integration einer Angebotsfunktion, welche die Preisverhältnisse des liberalisierten Marktes widerspiegelt, möglich. Im Folgenden wird auf die Vor- und Nachteile beider Alternativen näher eingegangen.

##### 4.2.3.2.1 Modellkopplung - Gesamtmodell und Dekomposition

Im Falle einer Modellkopplung werden das regionale Modell für Baden-Württemberg sowie das Modell zur Abbildung des übrigen liberalisierten Marktes zu einem Gesamtsystem verbunden. Dabei entsteht ein sogenanntes „Large-Scale-System“, das sich durch seine hohe Dimensionalität und komplexe Struktur auszeichnet<sup>18</sup>. Dies kann durch eine Zusammenführung beider Modelle zu einem Modell sowie durch eine Kopplung auf Basis eines Dekompositionsalgorithmus erfolgen.

Für den Fall, dass die Teilmodelle zusammengefügt werden, entsteht ein Gesamtmodell, das aufgrund des Umfangs des liberalisierten Marktes und der detaillierten Abbildung des baden-württembergischen Versorgungssystems sehr umfangreich ist.

---

<sup>17</sup> Siehe z. B. [Seyfried 2000].

<sup>18</sup> Zur Diskussion des Begriffs der „Large-Scale-Systems“ sei beispielsweise auf [Morgenstern 1991, S. 55 ff.], [Siljak 1983] oder [Haimes 1982] verwiesen.

Im Falle von optimierenden Energie- und Stoffflussmodellen führt dies neben besonderen Anforderungen an die Datenverwaltung üblicherweise - auch bei modernen PC - zu Anforderungen bezüglich Speicherplatz und Rechenzeit, die an die Leistungsgrenzen heutiger PC-Rechnersysteme gehen. Darüber hinaus ist in diesem Fall auch der Austausch eines der beiden Teilmodelle, z. B. zur Berücksichtigung eines europäischen anstelle eines nationalen Marktes, mit einem großen zusätzlichen Modellierungsaufwand verbunden, da die entsprechenden Modellteile entfernt und durch neue ersetzt werden müssen. Für den Fall, dass die Teilmodelle im Rahmen anderer Fragestellungen auch unabhängig voneinander weiter betrieben werden sollen, ergibt sich ein deutlich erhöhter Pflegeaufwand für die Datenbasis sowie eine zusätzliche Fehlerquelle, da alle Änderungen mehrfach durchgeführt werden müssen. Aufgrund dieser Nachteile erscheint die Entwicklung eines Gesamtmodells zur simultanen Optimierung der Teilsysteme Baden-Württemberg und übriger Markt nicht sinnvoll.

Die zweite Alternative zur Modellkopplung besteht in der Anwendung eines Dekompositionsalgorithmus. Anwendungen dieses Ansatzes bei großen Energie- und Stoffflussmodellen werden beispielsweise in [Ardone 1999], [Morgenstern 1991], [Ho et al. 1979], [Nurminski et al. 1983] und [Bahn et al. 1994] beschrieben. Das bekannteste Verfahren zur Dekomposition von linearen Optimierungsmodellen ist der Dantzig-Wolfe-Algorithmus [Dantzig et al. 1960]. Ein weiteres Dekompositionsverfahren ist der Nurminski-Algorithmus [Nurminski 1982]. Beide Ansätze haben eine ähnliche Vorgehensweise, bei der das Gesamtproblem in Teilprobleme zerlegt wird und anschließend im Rahmen eines iterativen Verfahrens eine Koordination der Subsysteme erfolgt. Auf Grundlage der Ergebnisse der Teilsysteme wird dann eine optimale Lösung für das Gesamtproblem bestimmt. Die Stärke des Verfahrens liegt vor allem in der Berücksichtigung der sich aus den Lösungen der verschiedenen Teilprobleme ergebenden Interdependenzen. Dabei wird die Konvergenz der Teilprobleme über Mengen- und Preisbeziehungen gesteuert. Da die Teilprobleme der vorliegenden Problemstellung als umfangreich charakterisiert werden können, ist in diesem Fall der Dekompositionsalgorithmus von Nurminski dem Verfahren von Dantzig-Wolfe vorzuziehen [Ohse 1971, S. 78 ff.]. Für eine detaillierte Darstellung der Implementierung des Verfahrens im Zusammenhang mit PERSEUS-Modellsystemen sei auf [Ardone 1999] verwiesen. Aufgrund des iterativen Vorgehens und der Lösung mehrerer Teilprobleme steigt bei diesem Verfahren die erforderliche Rechenzeit im Vergleich zum Lösen eines einfachen Modells deutlich an.

#### 4.2.3.2.2 Angebotsfunktion

Ausschlaggebend für den Energiehandel zwischen verschiedenen Akteuren sind vor allem die zu erwartenden Strompreise, die z. B. in Form einer Angebotskurve dargestellt werden können. Damit besteht grundsätzlich die Möglichkeit, Handelsbeziehungen über Angebotskurven in ein regionales Energie- und Stoffflussmodell zu integrieren. Zur Umsetzung im entwickelten Modell für die Region Baden-Württemberg können die Im- und Exportflüsse der Handelsakteure verwendet werden. Die Preisentwicklung kann beispielsweise aus Studien zur Entwicklung des liberalisierten Strommarktes oder auf Basis von Marktpreismodellen abgeleitet werden. Wichtig ist, dass zur Ableitung der Marktdaten die gleichen Prämissen unterstellt werden, wie sie

auch im Modellsystem, in welches sie integriert werden sollen, angenommen werden. Aus diesem Grund ist im Rahmen der vorliegenden Problemstellung eine Bestimmung der entsprechenden Daten mit Hilfe eines Marktpreismodells auf Basis des PERSEUS-Ansatzes sinnvoll. Hierfür kann beispielsweise das zur Analyse der Entwicklung des deutschen und europäischen Strommarktes erstellte PERSEUS-ICE Modell verwendet werden [Forum 2000].

Wesentlicher Vorteil der Integration einer Angebotskurve im Vergleich zu den anderen genannten Alternativen ist, dass dies ohne Veränderung der Modellstruktur oder Integration zusätzlicher Modellparameter realisiert werden kann. Darüber hinaus werden von dieser Alternative die Rechneranforderungen zur Lösung des Optimierproblems nicht nennenswert beeinflusst.

#### 4.2.3.2.3 Realisierung im Rahmen des entwickelten Modells für die Region Baden-Württemberg

Aus der Darstellung der drei verschiedenen Alternativen wird deutlich, dass lediglich die Anwendung eines Dekompositionsalgorithmus oder die Integration von Angebotskurven sinnvolle Alternativen für die Ankopplung des regionalen Modells für Baden-Württemberg an den liberalisierten Markt darstellen. In beiden Fällen wird ein Marktmodell zur Abbildung des liberalisierten Marktes benötigt. Wesentlich hierbei ist, dass das regionale Modell wie auch das Marktmodell von identischen Rahmenannahmen ausgehen und damit gewährleistet ist, dass die Modelle und deren Ergebnisse vergleichbar sind. Aufgrund dieser Anforderungen kann hier das Marktmodell PERSEUS-ICE, welches auf der gleichen methodischen Grundlage wie das PERSEUS-REG<sup>2</sup> Modell aufbaut, verwendet werden. Damit sind beide Systeme nicht nur bezüglich der Methodik sondern auch im Hinblick auf die unterstellten Annahmen vergleichbar, was eine Modellkopplung grundsätzlich ermöglicht. Bei der Anwendung eines Dekompositionsalgorithmus wäre die im Marktmodell vorhandene Abbildung der Region Baden-Württemberg zu deaktivieren und durch die Ankopplung des disaggregierten regionalen Modells zu ersetzen.

Aus Systemsicht stellt das disaggregiert modellierte Energiesystem der Region Baden-Württemberg einen Teil des gesamten liberalisierten Strommarktes dar. Aufgrund des Größenverhältnisses bezüglich der Stromproduktion und der Nachfrage zwischen Baden-Württemberg und dem europäischen Strommarkt kann davon ausgegangen werden, dass die Entwicklung in dieser Region den gesamten Strommarkt in Bezug auf die Strompreise nur in einem sehr untergeordneten Maß beeinflussen kann. Damit ist es nicht erforderlich, Rückwirkungen der Systementwicklungen in Baden-Württemberg auf den gesamten Markt zu berücksichtigen. Allerdings hat die Entwicklung des gesamten Marktes deutlichen Einfluss auf einzelne Regionen, so dass von einer Abhängigkeit Baden-Württembergs von der allgemeinen Marktentwicklung ausgegangen werden kann.

Zur Entwicklung einer konsistenten Zukunftsstrategie ist für beide Kopplungsalternativen eine Abstimmung der Modelle notwendig, so dass eine einheitliche Ausgangssituation abgebildet wird. Aufgrund der beschriebenen Abhängigkeit zwischen den Systemen müssen – eine korrekte Modellierung vorausgesetzt – bei abgestimmten Modellen das Marktmodell und das regionale Modell identische Ergebnisse erzielen.

Andernfalls kann davon ausgegangen werden, dass die Anforderung der Modellabstimmung nicht erfüllt ist. Damit ist eine Modellkopplung auf Grundlage der Dekomposition zur Ermittlung einer abgestimmten Lösung des Gesamtproblems nicht erforderlich.

Für die vorliegende Modellierung der Region Baden-Württemberg bedeutet dies, dass auf die modelltechnisch einfach zu realisierende Integration einer Angebotsfunktion zurückgegriffen werden kann. Zur Ableitung der erforderlichen Marktpreise für Elektrizität wird aus Konsistenzgründen das PERSEUS-ICE Modell eingesetzt (siehe Kapitel 4.2.4.3).

## 4.2.4 Stromhandel

### 4.2.4.1 Der Strommarkt aus Sicht der Modellierung

Der Stromhandel wird in der in den vorangegangenen Kapiteln beschriebenen Weise in das PERSEUS-REG<sup>2</sup> Modell für Baden-Württemberg integriert. Dabei wird der Handel auf der Ebene von Versorgungsunternehmensklassen abgebildet. Aufgrund der Marktöffnung wird der gesamte Stromhandel als Austausch über den Strommarkt interpretiert. Demzufolge werden auch bilaterale Handelsbeziehungen zwischen den modellierten Unternehmenstypen als Export beziehungsweise Import dargestellt. Aufgrund der besonderen Rolle grünen Stroms im Rahmen dieser Arbeit bezieht sich der Bereich des Stromhandels ausschließlich auf normalen Strom. Die Austauschbeziehungen für grünen Strom werden gesondert modelliert, wobei aufgrund der Charakteristik der verfügbaren Potentiale in Baden-Württemberg davon ausgegangen wird, dass baden-württembergische Unternehmen keinen grünen Strom exportieren werden.

Im Rahmen der Modellierung werden die verschiedenen Strommärkte, wie Spot- und Terminmarkt, in Form **eines** übergeordneten Gesamtmarktes abgebildet. Aufgrund des langfristigen Zeithorizontes des Modells ist hier vor allem die grundlegende Preisentwicklung relevant. Dies bedeutet, dass eine Untergliederung in einzelne Teilmärkte, wie z. B. Spot- und Terminmarkt, grundsätzlich nicht erforderlich ist, da diese Märkte vor allem die Preisentwicklung im kurz- bis mittelfristigen Zeithorizont<sup>19</sup> bestimmen. Darüber hinaus ist eine detaillierte Abbildung von Spot- und Terminmärkten nur sehr schwer zu realisieren, da sich diese Märkte derzeit noch in der Entwicklungs- beziehungsweise in Anfangsphase befinden<sup>20</sup> und es kaum möglich ist, Preisprognosen für diese Märkte zu erstellen<sup>21</sup>. Allerdings ist zu berück-

---

<sup>19</sup> Auf Spotmärkten werden üblicherweise Kontrakte auf 15-Minuten- oder Stundenbasis über einen Zeithorizont bis zu einer Woche gehandelt, während auf Terminmärkten alle längerfristigen Produkte gehandelt werden. Die Strombörsen LPX (Leipzig) und EEX (Frankfurt/Main) planen standardisierte Terminkontrakte mit einem Zeithorizont von bis zu 1,5 Jahren.

<sup>20</sup> So plant z. B. die EEX ab Mitte Dezember 2000 die Veröffentlichung von Strompreisindizes auf Basis der Börsenpreise [Strom 2000a]. Dabei kommt dem Spotmarkt allgemein die Aufgabe zu, eine Preistransparenz für alle Marktteilnehmer zu gewährleisten [Wietschel 2000, S. 94]. In diesem Zusammenhang wird auch die Verfügbarkeit entsprechender Preisindizes als Voraussetzung für die Entwicklung eines funktionierenden Terminmarktes angesehen.

<sup>21</sup> In [Dreher et al. 1999d] wird eine Vorgehensweise zur Abschätzung der Preisentwicklung für einen noch in der Entwicklung begriffenen deutschen Spotmarkt vorgestellt. Allerdings konnten die dort

sichtigen, dass durch eine vereinfachte Abbildung der nachfragebedingten tageszeitlichen Preisverläufe die Modellgenauigkeit erhöht werden kann, weil damit den unterschiedlichen Stromgestehungskosten der modellierten Grund-, Mittel- und Spitzenlastanlagen eine entsprechende Preisdifferenzierung der Strombezugsoption gegenübersteht.

#### 4.2.4.2 Handelsmengen

Im Rahmen der Modellierung sind für den Stromhandel Mengenbegrenzungen vorzugeben. Für den Stromexport müssen aus zweierlei Gründen Obergrenzen für die Exportmenge definiert werden. Zum einen ist zu vermeiden, dass das Optimierproblem unbeschränkt wird. Eine solche Situation kann sich dann ergeben, wenn die Marktpreise höher sind als die Erzeugungskosten und damit durch die entsprechenden Einnahmen der Zielfunktionswert verringert werden kann. Sind in diesem Fall keine Exportgrenzen definiert, kann der Zielfunktionswert gegen  $-\infty$  konvergieren und das Modell wird unlösbar. Zum anderen ist nicht davon auszugehen, dass für baden-württembergische Erzeugungsunternehmen eine unbegrenzte Expansionsmöglichkeit auf dem liberalisierten Markt besteht, da in anderen Regionen zu ähnlichen Preisen Strom erzeugt werden kann. Über die Mengenbegrenzung sind daher die zu erwartenden Marktanteile vorzugeben.

Da sich aus der bisherigen Entwicklung des liberalisierten Strommarktes keine eindeutige Verschiebung der Marktanteile zwischen verschiedenen Regionen ergeben hat, wird im Rahmen der Modellierung für die zukünftige Entwicklung davon ausgegangen, dass die baden-württembergischen Erzeuger auch weiterhin ihre Marktanteile halten können. Basis für die Abschätzung bildet dabei die Situation im Basisjahr 1996. Nach [VDEW 1997a] belief sich im Jahr 1996 die Stromlieferung an andere Bundesländer auf rund 80 PJ. Im gleichen Zeitraum wurden 40 PJ an ausländische Abnehmer geliefert. Der Stromverkauf innerhalb Baden-Württembergs erreichte ein Volumen von 98 PJ, wobei hier ca. 88 PJ von der Klasse der großen Erzeugungsunternehmen überwiegend an kleine EVU verkauft wurde. Im Sinne der Modellierung beläuft sich damit der Stromexport, das heißt die Summe aller Verkäufe baden-württembergischer EVU, für das Basisjahr auf 218 PJ. Für die zukünftige Entwicklung des Exports wird bis 2020 von einem Wachstum von 0,8 % p.a. ausgegangen, das ab 2020 auf 0,4 % p.a. zurückgeht. Basis für diese Abschätzung bildet die in [Prognos 2000, S. 370] dargestellte zu erwartende Entwicklung der Industriestromnachfrage. Die hierfür angesetzten Wachstumsraten liegen über den Werten für die Haushaltsnachfrage. Damit kann die unterstellte Entwicklung des Stromexports als etwas über dem Durchschnitt der Gesamtnachfrage eingestuft werden. In [Prognos 2000] reicht der Zeithorizont für die Nachfrageprojektionen nur bis 2020. Zur Fortschreibung der Nachfrageentwicklung bis zum Ende des Analysezeitraumes in 2030 wird im Rahmen dieser Arbeit von einer Weiterentwicklung des Trends der letzten Jahre vor 2020 ausgegangen. Aufgrund dieser Entwicklung wird ein Rückgang der Wachstumsrate auf 0,4 % p.a. unterstellt.

---

vorgestellten Modelle aufgrund des kurzen bisherigen Handelszeitraumes noch nicht evaluiert werden, so dass eine entsprechende Modellintegration dieses Ansatzes (noch) nicht sinnvoll erscheint.

Tabelle 16: Maximale Exportmengen für Strom

	1996	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Export [PJ]	218	233	244	255	264	273	278	283

Eigene Berechnungen in Anlehnung an [Prognos 2000, S. 370].

Im Basisjahr 1996 betrug der Stromimport rund 126 PJ, wobei davon 45 PJ auf das Ausland entfallen. Entsprechend dem Baden-Württemberg-internen Handel von 98 PJ ist im Modell eine gesamte Importmenge von 224 PJ vorzugeben. Die Definition der zukünftigen Importmengen erfolgt in Anlehnung an den Wachstumspfad des Exports.

Im Zusammenhang mit den hier definierten Mengenvorgaben für den Stromhandel ist auch auf den in Kapitel 3.4.4.2 diskutierten „Bang-Bang“ Effekt linearer Optimiermodelle hinzuweisen. Für den Fall, dass die Erlöse aus dem Stromverkauf/Export über den für die Stromerzeugung erforderlichen Ausgaben liegen, wird aufgrund dieses Effektes das vorgegebene Potential vollständig ausgeschöpft. Im umgekehrten Fall erfolgt keine Nutzung des Handelspotentials<sup>22</sup>. Aufgrund dieses „Kippens“ des Modells können anhand der Modellergebnisse nur sehr eingeschränkt Aussagen zum Handelsvolumen gemacht werden. Damit beschränkt sich die Rolle der Mengenvorgaben für die Handelsbeziehungen auf zwei grundlegende Funktionen. Zum einen dienen sie dazu, eine Unbeschränktheit des Optimierproblems zu vermeiden, zum anderen wird über eine Mengenvorgabe eine Aussage über die aufgrund des Handels vorrangig eingesetzten Erzeugungstechnologien möglich. Damit liegt die Rolle der Mengenvorgaben darin, eine Abschätzung der Auswirkungen eines Stromhandels zu ermöglichen, während genaue Aussagen zum zukünftigen Handelsvolumen kaum möglich sind. Zur Ableitung entsprechender Aussagen eignen sich Marktpreismodelle wie z. B. das Modell PERSEUS-ICE.

#### 4.2.4.3 Marktpreise und Durchleitungsentgelte

Die Strompreise als Entscheidungsgrundlage für die Nutzung der Alternativen Stromimport oder –export sind im entwickelten Modell erst ab der Periode 2002 relevant. Im Basisjahr 1996 sowie in der Übergangsperiode 2000 kann keine Systemoptimierung im eigentlichen Sinne erfolgen, da für diese Zeiträume die Systemstruktur und die Anlagennutzung durch die Entwicklung in der Realität weitestgehend vorgegeben sind. In den anschließenden Perioden sind für den Strombezug der Marktpreis für die Ware Strom sowie die für den Transport zu entrichtenden Netznutzungsentgelte entscheidungsrelevant. Im Gegensatz dazu ist für den Export nur der erzielbare Erlös für den Strom, welcher dem Marktpreis ohne Berücksichtigung der Durchleitungsentgelte entspricht, anzusetzen<sup>23</sup>.

Die zu erwartenden Marktpreise für den gesamten Analysezeitraum bis 2030 werden mit Hilfe des PERSEUS-ICE Modells abgeschätzt. Es handelt sich dabei um ein Ener-

<sup>22</sup> Analoges gilt für den Import von Elektrizität.

<sup>23</sup> Durchleitungsentgelte sind üblicherweise vom Empfänger zu bezahlen.

gie- und Stoffflussmodell, das auf Basis eines nationalen PERSEUS-Modells<sup>24</sup> für die Bundesrepublik Deutschland entwickelt wurde. Anwendungsgebiet des PERSEUS-ICE Modells ist die Analyse der zukünftigen Struktur und der Marktentwicklung des liberalisierten deutschen und europäischen Strommarktes [Forum 2000]. Das PERSEUS-Ice Modell wird als Grundlage der Preisbestimmung gewählt, weil hier, im Gegensatz zu anderen in Frage kommenden Quellen, wie z. B. [Prognos 2000] oder [Hoster 1996], bereits aktuelle energiepolitische Rahmenbedingungen und deren Folgen berücksichtigt sind. Ein Beispiel hierfür ist der sogenannte Kernenergieausstieg [BMU 2000c]. Eine Auswertung des zu erwartenden Preispfades zeigt, dass die mit der Stilllegung von Kernkraftwerken verbundene Umstrukturierung des Kraftwerksparks im Zeitraum 2005 bis 2020 spürbare Preisanstiege nach sich zieht<sup>25</sup>.

Die aus den Modellergebnissen abgeleiteten Strompreise repräsentieren die reinen Erzeugungskosten. Sie können damit zur Abschätzung der Handelspreise auf dem Hoch- und Höchstspannungsniveau verwendet werden<sup>26</sup>.

Tabelle 17: Vergleich der zu erwartenden Stromerzeugungskosten als Abschätzung der zukünftigen Preisentwicklung auf dem Hochspannungsniveau in [Pf/kWh]

Jahr	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
PERSEUS-ICE (eigene Berechnung)	5	5,24	5,64	6,03	6,35	6,5	6,5
[Hoster 1996, S. 106]	8,03	8,21	7,57	7,28	7,76	-	-
[Prognos 2000, S. 392]	-	4,1	5,5	5,5	5,5	-	-

Als Ausgangslage wird für das Jahr 2000 ein mittleres Preisniveau von 5 Pf<sub>2000</sub>/kWh<sup>27</sup> angenommen. Dieser Wert wird beispielsweise durch Angaben in [VIK 2000] (nach Abzug von Steuern und Abgaben) beziehungsweise [Seyfried 2000] bestätigt. Darüber hinaus kann dieses Preisniveau anhand von Auswertungen der Datenbasis für das zu entwickelnde Modell für Baden-Württemberg bestätigt werden<sup>28</sup>. Damit kann davon ausgegangen werden, dass mit dieser Preisannahme das aktuelle Marktpreisniveau hinreichend genau beschrieben wird. Für die folgenden Jahre ist ein Preisanstieg zu erwarten, der vor allem auf die Umstrukturierung des Kraftwerksparks zurückgeht. Ausschlaggebend dafür ist vor allem der bereits erwähnte Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie. Für den Zeitraum ab 2025 ist mit einer Stabilisierung auf einem Preisniveau von etwa 6,5 Pf/kWh zu rechnen. Im

<sup>24</sup> Siehe z. B. [Forum 1999].

<sup>25</sup> Ein Vergleich der verschiedenen Szenarios in [Hoster 1996] bestätigt dieses Ergebnis. Allerdings sind andere Annahmen zum Ausstieg unterstellt, als sie in [BMU 2000c] vereinbart sind.

<sup>26</sup> Da Strom-, Mehrwertsteuer und Konzessionsabgaben unabhängig von der Erzeugungstechnologie sind, ist die Investitionsentscheidung für einzelne Technologien auf Unternehmensebene davon weitestgehend unbeeinflusst. Die Versorgungsunternehmen bezahlen zwar die Steuern und Abgaben, geben diese aber an die Kunden weiter.

<sup>27</sup> Die Basis für alle im Rahmen der Modellanalyse dargestellten monetären Größen bildet das Jahr 2000. Bei den angegebenen Werten handelt es sich um reale Größen, da im PERSEUS-REG<sup>2</sup> Modell die Inflation nicht berücksichtigt wird. Aus Gründen der übersichtlichen Darstellung wird im Weiteren bei monetären Angaben auf die Nennung der Preisbasis 2000 verzichtet.

<sup>28</sup> Entsprechende Kontrollrechnungen für das Basisjahr, differenziert nach den abgebildeten Unternehmensklassen, führen zu Werten zwischen 4,5 und 6,7 Pf/kWh.

Vergleich zum PERSEUS-ICE Modell zeichnen sich die in [Hoster 1996, S. 106] genannten Preise für ein Kernenergieausstiegsszenario durch deutlich höhere Werte zu Beginn des betrachteten Zeitraumes aus. Dies liegt vor allem daran, dass im Rahmen des Szenarios ein Kernenergieausstieg bis 2005 angenommen wird. Weiterhin ist zu berücksichtigen, dass in [Hoster 1996] im Gegensatz zum PERSEUS-ICE Modell die Abschreibungen für bereits im Basisjahr der Modellierung bestehende Kraftwerke in die Berechnung der Erzeugungskosten einbezogen werden. Die Berücksichtigung dieser Kostenkomponente erscheint allerdings aus folgenden Gründen nicht erforderlich. Unter den Rahmenbedingungen des regulierten Marktes war aufgrund der Preisgarantie eine Amortisation von Kraftwerksanlagen innerhalb eines bestimmten Zeitraumes gewährleistet. Dabei war es das Ziel der Anlagenbetreiber, diesen Zeitraum möglichst kurz zu wählen. Weiterhin wurden in den vergangenen Jahren im Vergleich zur installierten Anlagenleistung nur in geringem Umfang Neuanlagen errichtet. Aufgrund dieser Ausgangslage ist die Annahme des PERSEUS-ICE Modells gerechtfertigt, dass der bestehende Kraftwerkspark zu Beginn des im Rahmen dieser Arbeit betrachteten Analysezeitraumes bereits vollständig abgeschrieben ist und Abschreibungen für bestehende Anlagen nicht berücksichtigt werden. In [Prognos 2000, S. 392] wird kein gezielter Ausstieg aus der Kernenergienutzung unterstellt, so dass nach allgemeinen Umstrukturierungsmaßnahmen bereits ab 2010 eine Preiskonstanz auf vergleichsweise niedrigem Niveau eintritt. Da in [Hoster 1996] wie auch in [Prognos 2000] die Annahmen zur weiteren Kernenergienutzung nicht mit den Ergebnissen der Konsensgespräche [BMU 2000c] übereinstimmen, erscheint eine weitere Verwendung dieser Preispfade im Rahmen der vorliegenden Arbeit nicht sinnvoll.

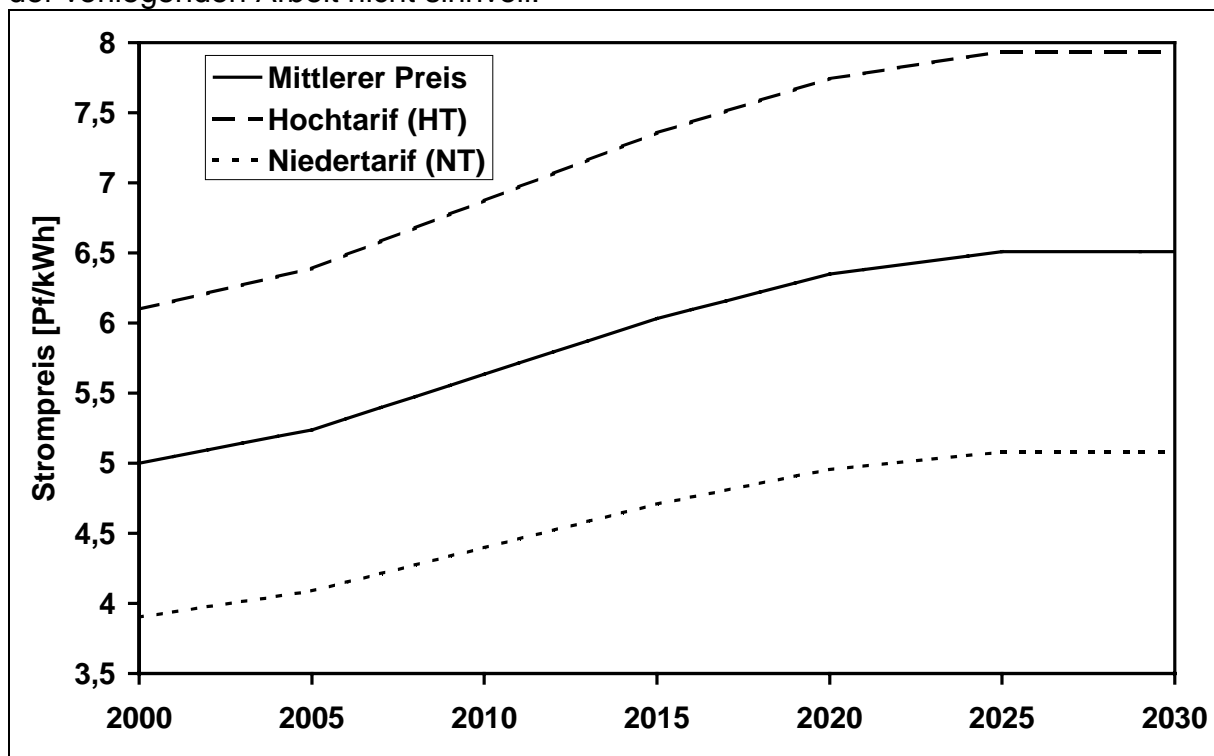


Bild 13: Entwicklung der Preise auf dem Strommarkt



Zur weiteren zeitlichen Differenzierung erfolgt eine Unterscheidung in Hoch- und Niedertarifzeiten (HT/NT). Die Abend- und Nachtstunden zwischen 19.<sup>00</sup> und 6.<sup>00</sup> Uhr werden dem Niedertarif, der übrige Zeitraum dem Hochtarif zugerechnet. Die Preisunterschiede zwischen den verschiedenen Tarifzeiten werden auf Basis der Angaben in [Dreher et al. 1999d] und [Prognos 2000] abgeschätzt. Nach [Dreher et al. 1999d] sind auf einem Spotmarkt im Tagesverlauf Preisabweichungen von bis zu 25 %, bezogen auf den mittleren Preis, zu erwarten. Die entsprechenden Werte in [Prognos 2000, S. 392] liegen für die Perioden ab 2010 mit rund 33 % noch darüber. Aufbauend auf dem mit dem PERSEUS-ICE Modell bestimmten Preispfad ergeben sich die in Bild 13 dargestellten Preisverläufe, differenziert nach Hoch- und Niedertarif. Diese Werte werden als Exporterlöse für baden-württembergische Erzeugungsunternehmen vorgegeben.

Tabelle 18: Netznutzungsentgelte für Industriekunden (Stand: 07.07.2000, ohne KWK-Förderung in Höhe von 0,53 Pf/kWh)

	<b>Spannungsebene</b>	<b>Grundpreis [DM/kW a]</b>	<b>Arbeitspreis [Pf/kWh]</b>	<b>Preis in [Pf/kWh]<sup>a</sup></b>
EnBW	Höchstspannung	35,55	0,19	1,08
	Umspannung zur Hochspannung	42,35	0,19	1,25
	Hochspannung	71,6	0,38	2,17
	Umspannung zur Mittelspannung	87,15	0,38	2,56
	Mittelspannung	114,9	0,62	3,49
	Umspannung zur Niederspannung	141,4	0,62	4,16
	Niederspannung	167,5	0,9	5,09
NWS	Hochspannung	64,05	0,48	2,08
	Umspannung zur Mittelspannung	60,45	0,77	2,28
	Mittelspannung	105,75	1,31	3,95
	Umspannung zur Niederspannung	108,8	1,81	4,53
	Niederspannung	133,25	2,5	5,83
HEW	110 kV	34,18	0,84	1,69
	10 kV	95,76	1,54	3,93
	0,4 kV	163,48	3,1	7,19

<sup>a</sup>: Nutzungsdauer 4000h pro Jahr

Quelle: Preislisten der genannten Unternehmen vom 07.07.2000.

Für den Stromimport sind noch die Netznutzungsentgelte hinzuzurechnen. Auf Grundlage der sogenannten zweiten Verbändevereinbarung [VDEW et al. 1999] ergeben sich in Abhängigkeit der Spannungsebene unterschiedliche Netznutzungsbeziehungsweise Durchleitungsentgelte. Ab 01.07.2000 werden noch die nach dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWK-Gesetz) zu zahlenden Förderbeträge für KWK-Anlagen auf die Netznutzung umgelegt. Dies hat eine Anhebung der Entgelte um 0,53 Pf/kWh zur Folge. Aus einem Vergleich der veröffentlichten Gebühren

verschiedener Netzbetreiber<sup>29</sup> geht hervor, dass es teilweise sehr deutliche Unterschiede zwischen den verschiedenen untersuchten Unternehmen gibt. Im Bereich der Privatkunden werden die Entgelte häufig in Form eines Arbeitspreises angegeben. Es gibt allerdings auch Unternehmen, die nach Grund- und Arbeitspreis differenzieren. Bei Sondervertragskunden, für die eine Lastanmeldung erforderlich ist, wird nach Spannungsebenen sowie nach erforderlichen Umspannungen zwischen verschiedenen Ebenen unterschieden. Die Tarife gliedern sich hier überwiegend in Arbeits- und Grundpreis. Damit hängen die pro Kilowattstunde zu zahlenden Gebühren sehr stark von der gesamten Nutzungsdauer ab. Für den Bereich des Stromhandels zwischen Versorgungsunternehmen wird im Rahmen der Modellierung von einer Nutzung während des gesamten Jahres ausgegangen. Diese Annahme ist gerechtfertigt, da im Rahmen der Modellierung langfristige Strategien auf Jahresbasis entwickelt werden und daher die abgebildeten Bezugsmöglichkeiten grundsätzlich für längere Zeitspannen genutzt werden. Damit ergibt sich für die relevanten Ebenen der Hoch- und Höchstspannung ein Netznutzungsentgelt von rund 1 Pf/kWh (zuzüglich KWK-Umlage). Bei den Privatkunden liegt das zu zahlende Durchleitungsentgelt bei etwa 11,5 Pf/kWh (zuzüglich KWK-Umlage). Für die Modellierung des Stromimports ergibt sich damit aus der Summe aus Netznutzungsentgelt (1 Pf/kWh) und KWK-Förderung (0,53 Pf/kWh) ein Preisniveau, das um 1,53 Pf/kWh über dem in Bild 13 dargestellten Preisfad liegt.

#### 4.2.5 Preisentwicklung bei fossilen Primärenergieträgern

Stromgestehungskosten werden außer von den Umwandlungstechnologien auch entscheidend von den Primärenergieträgerpreisen beeinflusst. Damit kommt in Energie- und Stoffflussmodellen den Annahmen zur zukünftigen Entwicklung der Primärenergieträgerpreise eine Schlüsselrolle zu, da sie einen deutlichen Einfluss auf die Verteilung von Eigenerzeugung und Zukauf sowie auf die Technologiewahl haben. Im Zusammenhang mit der Analyse von Fördermöglichkeiten für grünen Strom können sich aus der Preisentwicklung der fossilen Konkurrenzenergieträger zusätzliche Förderwirkungen oder Hemmnisse für den Ausbau der Nutzung regenerativer Energieträger in der Stromerzeugung ergeben.

Im Rahmen von Energiesystemanalysen ist es aus Gründen der Konsistenz vorteilhaft, Inputdaten aus einer Quelle oder aus Quellen, die von identischen Annahmen ausgehen, zu verwenden. Daher, sowie aufgrund des Umstandes, dass es sich um eine aktuelle und anerkannte Quelle für Energieträgerpreisprognosen handelt, werden für die Modellentwicklung die Preisprognosen aus [Prognos 2000, S. 204] genutzt. Die dort angegebenen Entwicklungspfade decken ausgehend von 1998 den Zeitraum von 2005 bis 2020 in Fünfjahresschritten ab. Aufgrund der gewählten Periodeneinteilung des PERSEUS-REG<sup>2</sup> Modells müssen aus diesen Daten Zwischenwerte für die Jahre 2000, 2002 und 2007 berechnet werden. Dazu werden die

---

<sup>29</sup> Es wurden die zum 07.07.2000 veröffentlichten, auf Grundlage der Verbändevereinbarung vom 13.12.99 bestimmten Netznutzungsentgelte folgender Unternehmen miteinander verglichen: EnBW, HEW, NWS, RWE, TEAG.

Es ist anzumerken, dass zu diesem Zeitpunkt nur sehr wenige Unternehmen der Verpflichtung zur Veröffentlichung der Netznutzungsentgelte nachgekommen waren.

vorhandenen Werte linear interpoliert. Für den Analysezeitraum nach 2020 sind ebenfalls keine Prognosewerte angegeben. Hier erfolgt eine Fortschreibung auf Basis der für den Zeitraum 2015 bis 2020 angegebenen Werte. Damit ergibt sich die in Bild 14 dargestellte Entwicklung für die Preise der fossilen Primärenergieträger Steinkohle, Erdgas und Heizöl. Braunkohle wird nicht berücksichtigt, da für diese nur eine Verwertung in räumlicher Nähe zu den Lagerstätten sinnvoll ist und somit diese Option für Baden-Württemberg nicht in Frage kommt. Da im Rahmen dieser Arbeit die kommerzielle Nutzung der Energieträger in Kraftwerken im Mittelpunkt steht, sind die Großhandels- beziehungsweise Kraftwerkspreise zu verwenden.

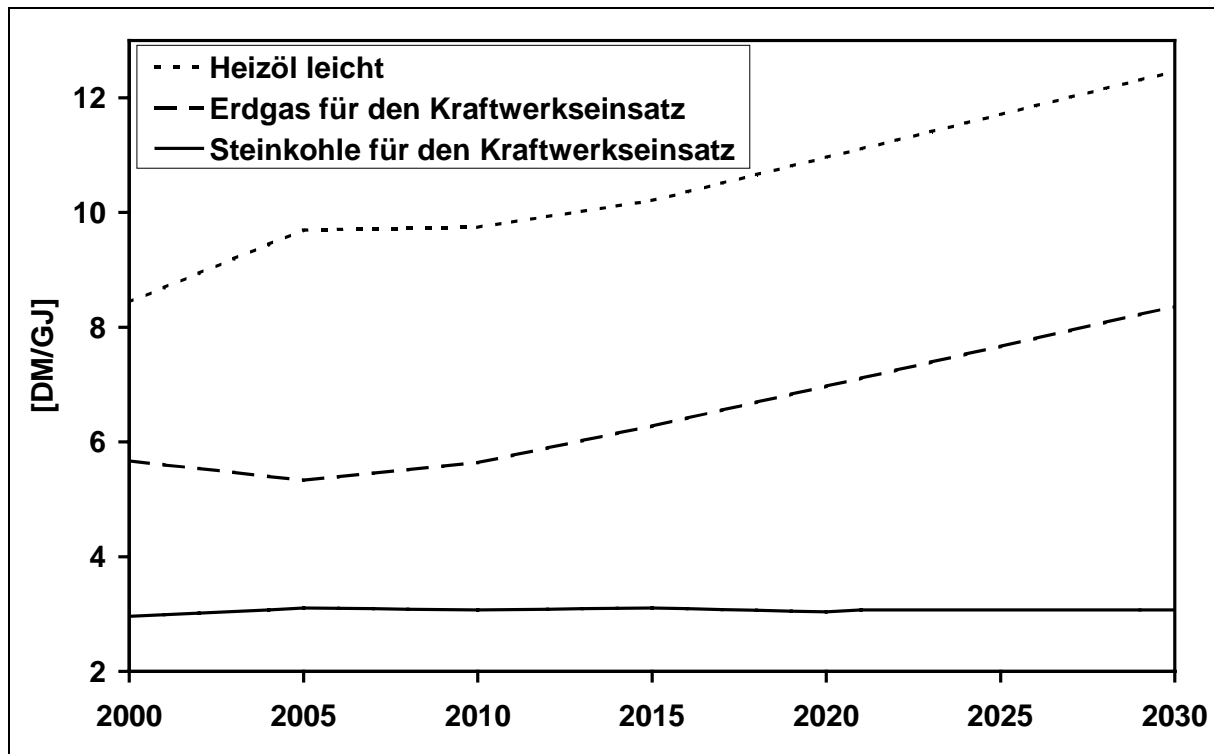


Bild 14: Preisentwicklung fossiler Primärenergieträger (nach [Prognos 2000] und eigene Berechnungen)

Bei den Preisen für Steinkohle wird davon ausgegangen, dass diese sich auch langfristig auf dem gegenwärtigen Niveau von rund 3 DM/GJ halten werden. Als Gründe für diese Annahme werden in [Prognos 2000] die umfangreichen Kohleressourcen sowie zu erwartende Kostensenkungen bei Förderung und Verteilung genannt. Weiterhin besteht ein zunehmender Wettbewerbsdruck aufgrund der Konkurrenzsituation zwischen den Förderländern. Die Annahme weitgehend stabiler Preise für den Weltkohlemarkt wird für einen kurzfristigen Zeitraum bis 2004 auch in [Gruß 2000, S.3 und 38] geäußert. Im Rahmen einer Langfristprognose wird in [Rheinbraun 2000] von einem Preisanstieg zwischen 0,7 und 1 % p.a. für den Zeitraum bis 2020 ausgegangen. Hierbei ist allerdings zu berücksichtigen, dass diese Analyse auf Daten von 1995 basiert und damit die Entwicklungen der letzten Jahre nicht berücksichtigt.

Für Erdgas wird davon ausgegangen, dass die Anlegbarkeit an die Konkurrenzenergie-träger grundsätzlich erhalten bleibt. Für den Bereich der Stromerzeugung

bedeutet dies, dass eine Orientierung am Kohlepreis zu erwarten ist<sup>30</sup>. Aufgrund dieser Voraussetzungen ergibt sich bis etwa 2010 ein Erdgaspreis von unter 6 DM/GJ. Aufgrund einer hohen Erdgasnachfrage in Westeuropa wird in [Prognos 2000, S. 83 ff.] unterstellt, dass ab 2010 auch der Import aus weiter entfernten Regionen, wie z. B. Russland, an Bedeutung gewinnen wird. Die dadurch verursachten höheren Transportkosten führen zu dem in Bild 14 erkennbaren deutlichen Preisanstieg.

Aufgrund des geringen Ölanteils von etwa 0,5 % an der gesamten bundesdeutschen Stromproduktion [VDEW 2000, S. 26] kommt der Ölpreisentwicklung im Rahmen einer Analyse des Stromerzeugungssystems nur eine untergeordnete Rolle zu. Für die zukünftige Entwicklung wird zunächst von real konstanten Preisen ausgegangen, die ab 2010 ansteigen werden. Damit ist bei leichtem Heizöl (HEL) ein Preisanstieg von rund 9,7 DM/GJ in 2005 auf 10,95 DM/GJ in 2020 verbunden. Diese Abschätzung liegt nach [Prognos 2000, S. 185] leicht unter dem Mittelwert verschiedener in [IEA 1999] verglichener Studien. Für den Zeitraum nach 2020 wird im Rahmen der für die Modellanwendung erforderlichen Fortschreibung der Daten von einem weiteren Preisanstieg ausgegangen.

## 4.2.6 Energienachfrage

### 4.2.6.1 Nachfragegruppen

Die Energienachfrage wird im PERSEUS-REG<sup>2</sup> Modell auf Basis der Nachfragemenge und der Nachfrageganglinie modelliert, wobei grundsätzlich zwischen der Strom- und der Fernwärmenachfrage unterschieden wird. Dabei ist die Ganglinie ein für einzelne Konsumentengruppen charakteristisches Merkmal, welches maßgeblich den Nachfrageverlauf im Tages- und Jahresrhythmus bestimmt. Von der Ganglinie und damit von der Laststruktur gehen wichtige Impulse für die strukturelle Zusammensetzung des Kraftwerksparks aus, weil dadurch der Einsatz verschiedener Kraftwerkstypen, wie z. B. Grund-, Mittel- und Spitzenlastanlagen, determiniert wird. Die Nachfragehöhe dagegen ist vor allem für Umfang und Ausbau der zu installierenden Kraftwerkskapazitäten von Bedeutung. Das Zusammenwirken beider Nachfragegrößen bestimmt die Entwicklung des zur Befriedigung der Nachfrage erforderlichen Kraftwerksbestands.

Da es zwischen verschiedenen Konsumentengruppen markante Unterschiede bezüglich der Lastganglinie geben kann<sup>31</sup>, ist im Rahmen einer Energiesystemmodellierung eine Differenzierung der Gesamtnachfrage in einzelne Gruppen sinnvoll. Damit besteht die Möglichkeit, die Auswirkungen von Nachfrageveränderungen bei einzelnen Gruppen sowie deren Bedeutung für den Anlageneinsatz und Systemausbau detailliert zu untersuchen. Grundsätzlich ist der im Modell gewählte Detaillierungsgrad nur von der Verfügbarkeit belastbarer Ganglinien- und

---

<sup>30</sup> Im Bereich der Wärmeversorgung wird sich der Erdgaspreis am wichtigsten Konkurrenzenergieträger Heizöl orientieren.

<sup>31</sup> Vergleiche z. B. [Schöttle 1998, S. 169] oder [Fichtner 1999, S. 110].

Nachfragedaten abhängig. Da die entsprechende Datenerhebung mit aufwendigen Messungen verbunden ist, existieren hierfür nur wenige verlässliche Datenquellen.

Für die im Rahmen dieser Arbeit betrachtete Region Baden-Württemberg erfolgt aufgrund der beschränkten Datenverfügbarkeit sowie in Anlehnung an die Tarifformen eine Differenzierung der Gesamtnachfrage in die Gruppen Tarifikunden und Sondervertragskunden. Bei den Tarifikunden werden Privathaushalte sowie Kleinverbraucher zusammengefasst, während die Gruppe der Sondervertragskunden größere Industriebetriebe abbildet. Im jahreszeitlichen Verlauf wird zwischen einem typischen Sommer- und Wintertag sowie einem Maximaltag mit maximaler Netzbelastung unterschieden. Wie aus den entsprechenden Statistiken hervorgeht, handelt es sich bei dem Maximaltag typischerweise um einen Wintertag (siehe Kapitel 4.1.1.1 und z. B. [VDEW 1997a]).

Bei der Bestimmung der Lastganglinien spielt die gewählte Intervalleinteilung eine wesentliche Rolle, weil dadurch die Anpassungsgenauigkeit der Modelllastkurve an den realen Lastverlauf bestimmt wird. Auf Basis der in Kapitel 4.1.1 dargestellten Tageseinteilung in acht Intervalle sind die Ganglinien der baden-württembergischen Konsumenten mit ausreichender Genauigkeit abzubilden. Die Lastganglinie für den Bereich der Stromtarifikunden wird aus den Anteilen der wichtigsten Einzelanwendungen, wie z. B. Kochen, Kühlen, Waschen, an der gesamten Stromnachfrage und deren charakteristischen Nutzung bestimmt<sup>32</sup>. Dabei wird primär auf Studien zu Stromnachfrage und Benutzungsgewohnheiten von bundesdeutschen Durchschnittshaushalten zurückgegriffen [VDEW 1985], [VDEW 1992], [VDEW 1994], [VDEW 1996], [BEWAG 1986], [Geiger et al. 1995]. Die ermittelten Ganglinien werden zur Konsistenzprüfung mit den Ergebnissen internationaler Studien, wie z. B. [Gellings 1992], verglichen. Die Angaben zu Kleinverbrauchern basieren auf [Fritsche 1993, Anhang 3.1, S. 3] und werden durch Messreihen einzelner Verteilstationen im Versorgungsgebiet der Stadtwerke Karlsruhe verifiziert. Die Lastganglinie für Sondervertragskunden kann aufgrund einer unzureichenden Datenlage nicht mit Hilfe existierender Studien bestimmt werden. Sie wird aus der Differenz der baden-württembergischen Gesamlastkurve, welche beispielsweise aus [VDEW 1997a] abgeleitet werden kann, und der Ganglinie der Tarifnachfrage berechnet.

Zur Modellierung der Lastganglinie der Fernwärmenachfrage muss aufgrund fehlender Daten auf Werte, die sich aus dem Betrieb des Fernwärmenetzes der Stadtwerke Karlsruhe ergeben, zurückgegriffen werden<sup>33</sup>.

#### 4.2.6.2 Nachfrageprognose

Ausgangspunkt für die Nachfrageentwicklung ist die Situation im Jahr 1996, dem Basisjahr der Modellierung. Die Nachfragewerte ergeben sich aus [VDEW 1997a] sowie aus einer Auswertung von Geschäftsberichten verschiedener Versorgungs-

---

<sup>32</sup> Ein analoges Vorgehen zu Bestimmung von Lastganglinien wird beispielsweise auch in [Fichtner 1999] und [Dreher et al. 1999b] gewählt.

<sup>33</sup> Diese Daten wurden im Rahmen der Arbeiten von [Fichtner 1999] zur Analyse des Versorgungssystems der Stadtwerke Karlsruhe aus Messwerten ermittelt.

unternehmen<sup>34</sup>. Für die zukünftige Entwicklung der Stromnachfrage wird aus Gründen der Datenaktualität und der Konsistenz der gesamten Inputdaten des Modells der in [Prognos 2000, S. 370] dargestellte Wachstumspfad angenommen. Dabei wird für die privaten Haushalte bis 2010 ein Wachstum der Stromnachfrage um rund 7 % gegenüber 1996 erwartet, bevor in den folgenden Jahren ein leichter Rückgang zu verzeichnen sein wird. Bei den Kleinverbrauchern wird bis 2020 ein deutlicher Nachfrageanstieg von 21 % im Vergleich zu 1996 unterstellt. Damit ergibt sich für die gesamte Tarifnachfrage, welche private Haushalte wie auch Kleinverbraucherkunden umfasst, ein Nachfragezuwachs, der sich aber ab 2010 spürbar abschwächt. Auf dieser Basis wird für die in [Prognos 2000] nicht dargestellte Entwicklung nach 2020 von einer stagnierenden Nachfrage zwischen 2020 und 2030 ausgegangen.

Die Entwicklung der Stromnachfrage von Sondervertragskunden, wobei es sich überwiegend um Industriebetriebe handelt, geht - in Analogie zum Kleinverbrauch - von einem Wachstum bis 2020 aus, das sich von 1 % p. a. im Zeitraum um 2000 auf 0,5 % p. a. in 2020 abschwächt. Für die weitere Entwicklung bis 2030 wird ein konstanter Nachfrageanstieg auf dem Niveau von 2020 angenommen. Damit ergibt sich der in Tabelle 19 dargestellte Nachfragepfad, differenziert nach Unternehmenstyp und Kundengruppe.

Tabelle 19: Entwicklung der Energienachfrage für die verschiedenen abgebildeten Unternehmenstypen in Baden-Württemberg

		1996	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
<b>Elektrizität [PJ]</b>									
Große Erzeugungsunternehmen	Tarifikunden	34,3	35,3	36,5	37,8	38,5	38,7	38,7	38,7
	Sondervertragskunden	34,3	35,7	37,5	39,2	40,4	41,5	42,5	43,5
EVU mit Fernwärmenetz	Tarifikunden	27,2	28	29	30	30,6	30,7	30,7	30,7
	Sondervertragskunden	45	46,9	49,3	51,5	53	54,5	55,8	57,2
Kleine EVU	Tarifikunden	29,2	30,1	31,1	32,3	32,8	33	33	33
	Sondervertragskunden	32,6	34	35,7	37,3	38,4	39,5	40,5	41,5
<b>Fernwärme [PJ]</b>		25	24,7	24,8	24,7	24,3	23,6	23,6	23,6

Für die zukünftige Entwicklung der Fernwärmenachfrage wird der in [Prognos 2000, Kap. 7.2 und 7.3] dargestellte Pfad für den Bereich private Haushalte und Kleinverbrauch unterstellt. Daraus ergibt sich nach einer Stagnation ab 2010 ein leichter Rückgang der Nachfrage. Für den Zeitraum nach 2020, welcher nicht in [Prognos 2000] abgedeckt ist, wird von einer konstanten Nachfrage auf dem Niveau von 2020 ausgegangen. Die Werte für das Basisjahr werden aus [AGFW 1998] sowie aus

<sup>34</sup> In diesem Zusammenhang wurden die Geschäftsberichte der Vorgängergesellschaften der EnBW – Badenwerk und Energieversorgung Schwaben – sowie der unter dem Unternehmenstyp „EVU mit Fernwärmenetz“ zusammengefassten Versorgungsunternehmen für das Basisjahr 1996 ausgewertet (siehe auch Kapitel 4.2.1.1.1 und Tabelle 15).

einer Auswertung der Geschäftsberichte der abgebildeten Versorgungsunternehmen mit Fernwärmenetz abgeleitet.

#### **4.2.7 Existierender Kraftwerkspark in Baden-Württemberg**

In den folgenden Abschnitten wird der baden-württembergische Kraftwerkspark des Basisjahres 1996 dargestellt. Er repräsentiert das Energiesystem, in welches im Rahmen eines zukünftigen Ausbaus der Nutzung regenerativer Energieträger die entsprechenden Erzeugungsanlagen zu integrieren sind. Der gesamte Kraftwerkspark wird aufgrund der vorliegenden Problemstellung in Anlagen, die mit fossilen und nuklearen Brennstoffen betrieben werden, und in Kraftwerke auf Basis regenerativer Energieträger aufgeteilt. Weiterhin erfolgt aufgrund der Unterscheidung verschiedener Unternehmenstypen eine Differenzierung nach den Besitzverhältnissen.

##### *4.2.7.1 Anlagen auf Basis fossiler Energieträger*

Bei den bestehenden fossilen Kraftwerken wird zwischen Großanlagen mit einer elektrischen Leistung von über 100 MW und Kleinanlagen unterschieden. Großanlagen werden aufgrund des bedeutenden Anteils einzelner Anlagen an der gesamten Kraftwerksleistung differenziert nach Standorten in das PERSEUS-REG<sup>2</sup> Modell integriert. Dies erlaubt eine detaillierte Analyse der Auswirkungen einer Anlagenstilllegung, z. B. im Rahmen des Ausstiegs aus der Kernenergienutzung, sowie der Rückwirkungen einer Mengenvorgabe für grünen Strom auf den Betrieb bedeutender fossiler Kraftwerke. Die Daten zu einzelnen Kraftwerken beziehungsweise Kraftwerksblöcken, wie z. B. Anlagentyp und Installationsjahr, stammen aus Geschäftsberichten der Anlagenbetreiber sowie aus [VDEW 1997a], [VDEW 1997b] und [Brecht et al. 1995]. Die Anlagenleistung wird entsprechend der Eigentumsverhältnisse auf die Unternehmenstypen aufgeteilt.

Kleinere Kraftwerksanlagen werden nach Anlagentypen zu Kraftwerksklassen zusammengefasst. Dabei werden Daten für eine Durchschnittsanlage des entsprechenden Typs verwendet. Die Sterbelinien werden - falls möglich - auf Basis der Installationsjahre ermittelt. Andernfalls wird von einer gleichmäßigen Stilllegung der Anlagen in Abhängigkeit von der mittleren technischen Lebensdauer ausgegangen<sup>35</sup>. In Tabelle 20 ist der Anlagenbestand für das Basisjahr 1996 angegeben.

Bei den bestehenden Kraftwerken erreicht nur ein geringer Anteil innerhalb des Zeitraumes bis 2010 das Ende der technischen Nutzungsdauer, so dass für diese Zeitspanne keine umfangreichen Ersatzinvestitionen erforderlich sind. Im weiteren Verlauf ist dann für die Mehrheit der abgebildeten Kraftwerksstandorte mit der Stilllegung oder Erneuerung von Anlagenteilen zu rechnen. Dies bedeutet, dass für die Perioden nach 2010 der Umfang der Kraftwerksneuinvestitionen durch den Nachfrageanstieg aber auch durch den Bedarf an Ersatzanlagen bestimmt werden wird.

---

<sup>35</sup> Dies bedeutet, dass pro Jahr ein Anteil von 1/Lebensdauer der Anlagen außer Betrieb geht.

Tabelle 20: Elektrische Leistung der modellierten fossilen und nuklearen Kraftwerke in Baden-Württemberg im Basisjahr 1996

Kraftwerksstandort/ -typ	Energieträger	Leistungsanteil der Eigentümer [MW <sub>el</sub> ]		
		Große Erzeugungsunternehmen	EVU mit Fernwärmeversorgung	Kleine EVU
Karlsruhe	Erdgas/Kohle	810	100	-
Altbach	Überwiegend Steinkohle	420	392 <sup>a</sup>	-
Mannheim	Überwiegend Steinkohle	912	1060	-
Heilbronn	Steinkohle	1230	-	-
Marbach	Öl	320	-	-
Gaisburg	Erdgas/Öl	-	124	-
Münster	Mischfeuerung	-	163	-
Walheim	Steinkohle/Öl	-	507	-
Philipsburg	Uran	2378	-	-
Neckarwestheim	Uran	701	1421	83
Obrigheim	Uran	215	79	64
Blockheizkraftwerke	Erdgas/Öl	20	30	52
Sonstige Gaskraftwerke	Erdgas	-	142	5
<i>Summe</i>		<i>7006</i>	<i>4018</i>	<i>204</i>

<sup>a</sup>: Hinzu kommen noch 380 MW<sub>el</sub> mit Inbetriebnahme des Block 6.

Quelle: [VDEW 1997a], [VDEW 1997b], [Brecht et al. 1995] sowie eigene Berechnungen.

#### 4.2.7.2 Kernkraftwerke und Kernenergieausstieg

In Baden-Württemberg sind im Basisjahr 1996 an den drei Standorten Obrigheim, Philipsburg und Neckarwestheim Kernkraftwerke mit einer elektrischen Leistung von rund 4900 MW installiert (siehe Tabelle 20). An diesen Kraftwerken besitzen Versorgungsunternehmen aller modellierten Unternehmenstypen Beteiligungen. Unter den Kernkraftwerken befinden sich mit Obrigheim und Neckarwestheim 1 Anlagen, die voraussichtlich im Zeitraum bis 2010 das planmäßige Ende ihrer Nutzungsdauer erreichen werden. Dem gegenüber steht mit Neckarwestheim 2 eines der neuesten bundesdeutschen Atomkraftwerke, welches bei einer unterstellten technischen Nutzungsdauer von 40 Jahren noch bis 2028 eingesetzt werden könnte.

Durch die mit dem Titel „Kernenergieausstieg“ bezeichnete Vereinbarung zwischen der Bundesregierung und den Energieversorgungsunternehmen von 14. Juni 2000 [BMU 2000c] wird die weitere Nutzung der bestehenden Kernkraftwerke mit dem Ziel



einer Beendigung der Kernenergienutzung geregelt<sup>36</sup>. Die verbleibenden Nutzungsmöglichkeiten werden durch die Definition von Reststrommengen für jedes einzelne Kraftwerk festgelegt. Diese Produktionsmengen werden auf Grundlage der Restnutzungsdauer bei einer unterstellten Anlagenlebensdauer von 32 Jahren bestimmt. Daraus ergibt sich für baden-württembergische Kernkraftwerke eine Reststrommenge von 587,84 TWh. Diese kann von den Betreibern beliebig zwischen allen bundesdeutschen Anlagen aufgeteilt werden. Da die Anlagenbetreiber eine möglichst lange Nutzung vor allem der neueren Kraftwerke anstreben, ist nicht damit zu rechnen, dass baden-württembergische Betreiber ihre Mengen an Erzeugungsunternehmen anderer Bundesländer abgeben werden. Aufgrund dieser Rahmenbedingungen erfolgt die Abbildung des Kernenergieausstiegs in Form einer Vorgabe der kumulierten Produktionsmenge von 587,84 TWh für alle abgebildeten Kernkraftwerke in Baden-Württemberg. Diese Menge kann innerhalb des Planungszeitraumes ab 2000 beliebig zwischen den Anlagen aufgeteilt werden.

#### 4.2.7.3 Anlagen auf Basis regenerativer Energieträger

Eine Analyse der Eigentumsverhältnisse bei existierenden Stromerzeugungsanlagen auf Basis regenerativer Energieträger lässt deutlich werden, dass diese Anlagen - mit Ausnahme von Großwasserkraftwerken - überwiegend von Privatpersonen oder von Unternehmen, welche von EVU unabhängig sind<sup>37</sup>, betrieben werden. Etablierte Versorgungsunternehmen unterhalten nur einen sehr geringen Anteil der Anlagen. Die Ursachen für diese Situation liegen zum einen in der Förderpraxis vor Inkrafttreten des EEG<sup>38</sup>, welche eine Förderung von regenerativ betriebenen Erzeugungsanlagen bei Versorgungsunternehmen nicht unterstützt hat, und zum anderen darin, dass es für etablierte EVU attraktivere Investitionsalternativen gibt und dass ein weiterer Kapazitätsausbau vor dem Hintergrund der bestehenden Überkapazitäten nicht im Interesse der Versorgungsunternehmen ist (siehe auch Kapitel 2.4). Aufgrund dieser Situation muss bei der Erfassung bestehender Anlagen neben den abgebildeten Unternehmensklassen auch die Gruppe der privaten Anlagenbetreiber berücksichtigt werden.

Da nicht für alle regenerativen Energieträger Leistungsdaten für das gewählte Basisjahr 1996 verfügbar sind, beziehungsweise weil es zwischen verschiedenen Quellen widersprüchliche Werte gibt, mussten einige der Werte zur installierten Leistung abgeschätzt werden (siehe Tabelle 21).

Der bedeutendste regenerative Energieträger in Baden-Württemberg ist die Wasserkraft. Hier ist entsprechend der in Kapitel 1.4 dargestellten Definition für grünen Strom zwischen Groß- und Kleinanlagen zu unterscheiden. Großanlagen mit einer

---

<sup>36</sup> Ausschlaggebend für die Initiative der Bundesregierung, die Nutzung von Atomkraftwerken zu beenden, ist die im Koalitionsvertrag 1998 zwischen den Regierungsparteien SPD und Bündnis 90/Die Grünen getroffene Vereinbarung.

<sup>37</sup> Ein typisches Beispiel hierfür sind Betreibergesellschaften für Windparks.

<sup>38</sup> Wichtigstes Förderinstrument für die Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen war in der Vergangenheit das Stromeinspeisungsgesetz (StrEG). Dieser Vorläufer des EEG hat nur eine Förderung von Anlagen, die sich nicht im Besitz von Versorgungsunternehmen befinden, vorgesehen. Mit dem EEG wurde diese Beschränkung aufgehoben.

elektrischen Leistung über 5 MW sind zwar auch als regenerativ einzustufen, produzieren aber gemäß der gewählten Definition keinen grünen Strom. Diese Anlagen befinden sich ausschließlich im Besitz von Versorgungsunternehmen. Im Basisjahr 1996 haben sie mit einer installierten Leistung von 640 MW<sub>el</sub> einen Anteil von 72 % an der gesamten in Baden-Württemberg installierten Anlagenleistung auf Basis regenerativer Energieträger. Kleinwasserkraftanlagen mit einer installierten Leistung von 91 MW befinden sich im Besitz privater Betreiber, während 99 MW von Versorgungsunternehmen betrieben werden.

Zu den existierenden Wasserkraftanlagen in Baden-Württemberg sind - bei Kleinanlagen wie auch bei Großwasserkraftwerken - kaum Daten zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme der aktuell genutzten wesentlichen Anlagenteile, wie Maschinensätze, verfügbar. Dies bedeutet, dass das Potential für Ersatzinvestitionen in den einzelnen Perioden nicht anhand der tatsächlichen Lebensdauern der Anlagen bestimmt werden kann, sondern abgeschätzt werden muss. Zur Ableitung der sogenannten Sterbelinie wird von einer Lebensdauer von 30 Jahren ausgegangen. Weiterhin wird angenommen, dass in der Vergangenheit der Anlagenzubau beziehungsweise die Ersatzinvestitionen gleichmäßig über die Jahre verteilt vorgenommen wurden. Damit ergibt sich eine gleichmäßige Sterbelinie, welche pro Jahr den Ersatz von einem Dreißigstel der im Basisjahr bestehenden Anlagenkapazität vorsieht.

Windkraft spielt in Baden-Württemberg im Vergleich zu küstennahen Bundesländern nur eine geringe Rolle, was vor allem durch die im Vergleich zu anderen Regionen schlechten Windverhältnisse begründet ist. Die im Jahr 1996 installierten Anlagen mit einer Leistung 6,9 MW befinden sich zu 91 % im Besitz von Betreibern, die unabhängig von EVU sind. Etablierte Versorgungsunternehmen engagieren sich in diesem Bereich kaum. Anhand von Installationszahlen aus [Wagner 1998], [Wiese et al. 1994, S. 62], [BWE 2000e] und [Diekmann et al. 1995, S. 127] ergibt sich, dass in Baden-Württemberg ab 1990 Windkraftanlagen installiert wurden. Auf dieser Grundlage kann eine zu erwartende Sterbelinie für bestehende Windkraftkonverter abgeleitet werden. Bei einer unterstellten Lebensdauer von 20 Jahren ist ab 2010 mit der planmäßigen Stilllegung der ersten Anlagen zu rechnen.

Für Photovoltaikanlagen wird die installierte Leistung für 1996 sowie die Aufteilung auf die Betreibergruppen aufgrund fehlender Daten auf Basis der Werte für 1994 aus [Grawe et al. 1995], [Wagner 1999], [Wagner 1998] abgeschätzt. Daraus ergibt sich eine installierte Leistung von 2 MW, die überwiegend bei privaten Betreibern installiert ist. Anhand der aus den genannten Quellen abgeschätzten installierten Leistung kann, ausgehend von 1990, eine Sterbelinie für die existierenden Anlagen abgeleitet werden. Unter Berücksichtigung einer mittleren Anlagenlebensdauer von 20 Jahren ergibt sich dann ab 2010 eine gleichmäßige Sterbelinie für die zu Beginn des Modellierungszeitraumes bereits existierenden Photovoltaikanlagen.

Die im Rahmen einer Klärgasnutzung gewonnene Elektrizität und Wärme wird aufgrund des hohen Eigenbedarfs überwiegend in den Kläranlagen selbst genutzt und steht daher der öffentlichen Stromversorgung nur zu einem geringen Anteil von etwa 4 % der gesamten in Klärgasanlagen erzeugten Strommenge zur Verfügung [Diekmann et al. 1995, S. 212]. Aufgrund des hohen elektrischen Eigenbedarfs und

der Möglichkeit zur Wärmenutzung stellt die Klärgasnutzung eine interessante Option für die Kläranlagenbetreiber dar. Aus diesem Grund wird im Rahmen dieser Arbeit davon ausgegangen, dass die Anlagenbetreiber das Klärgas selbst nutzen. Damit besteht eine eingeschränkte Relevanz dieser Option für die hier näher betrachtete allgemeine Stromversorgung sowie für Energieversorgungsunternehmen.

Bei Deponiegasanlagen ergibt sich aus [VDEW 1997b], dass hier ein deutlicher Anteil der existierenden Anlagen von Versorgungsunternehmen betrieben wird. Offensichtlich gibt es in diesem Bereich ein im Vergleich zu anderen regenerativen Energieträgern starkes Engagement der Versorgungsunternehmen, was durch die Vorschriften der TA Siedlungsabfall<sup>39</sup> zur Deponiegasnutzung einerseits und durch die häufig beim Deponiebetreiber selbst fehlenden Absatzmöglichkeiten für Strom und Wärme andererseits erklärt werden kann.

Die Nutzung von Biogas aus Gülle und anderen organischen Reststoffen findet aufgrund des Energieträgeranfalls vorrangig in landwirtschaftlichen Betrieben statt. Allerdings nimmt dieser Bereich mit rund 100 Anlagen in Baden-Württemberg derzeit noch eine untergeordnete Stellung ein [Nitsch 1999, S. 8], [Staiß 2000, S. II-46].

Für die in Baden-Württemberg für die öffentliche Versorgung verfügbare elektrische Leistung von rund 28 MW<sup>40</sup> aus Deponie-, Klär- und Biogasanlagen wird aufgrund der Vielzahl der Einzelanlagen von einem kontinuierlichen Ausbau in der Vergangenheit ausgegangen. Damit ergibt sich eine gleichmäßige Sterbelinie für die existierenden Anlagen. Aus den Installationszahlen in [Diekmann et al. 1995], [Wagner 1999], [Wagner 1998] und [Grawe et al. 1995] folgt, dass ab 1985 entsprechende Anlagen installiert wurden. Bei einer unterstellten Lebensdauer von 20 Jahren bedeutet dies, dass ab 2005 die ersten Aggregate ersetzt werden müssen.

Tabelle 21: Im Jahr 1996 in Baden-Württemberg installierte Leistung regenerativer Stromerzeugungsanlagen

Energieträger	Installierte Leistung [MW <sub>el</sub> ]	Anteil an der installierten Leistung	
		Private/Unabhängige Betreiber	Versorgungsunternehmen
Wasserkraft (Groß)	640	-	100 %
Wasserkraft (Klein)	190	48 %	52 %
Windkraft	6,9	91 %	9 %
Solarstrahlung	2	95 %	5 %
Klärgas	12	100 %	-
Deponiegas	24	50 %	50 %
Biogas (Gülle/Kofermentation)	3,5	100 %	-
Feste Biomasse	9,6	100 %	-

Quellen: [Grawe et al. 1995], [Wagner 1998], [Wagner 1999], [Staiß et al. 1994], [BWE 2000a], [Diekmann et al. 1995], [VDEW 1997b] sowie eigene Berechnungen.

<sup>39</sup> Siehe TA Siedlungsabfall Abschnitt 10.6.5.2 (z. B. in [Krause 1999]).

<sup>40</sup> 24 MW aus Deponiegasanlagen, 3,5 MW aus Biogasanlagen und 4 % der installierten 12 MW aus Klärgasanlagen.

Feste Biomasse, die überwiegend Alt- und Restholz umfasst, wird in Baden-Württemberg hauptsächlich in gewerblichen Feuerungen der Betriebe, in denen die Hölzer anfallen, genutzt [Nitsch 1999, S. 7], so dass auch in diesem Bereich von Versorgungsunternehmen keine Anlagen in nennenswertem Umfang betrieben werden. Da in Baden-Württemberg im Basisjahr nur Biomasseanlagen mit einer geringen elektrischen Leistung Strom in das öffentliche Netz eingespeist haben, ist es aufgrund der untergeordneten Bedeutung nicht erforderlich, eine differenzierte Sterbelinie in das Modell zu integrieren. Anhand der Angaben in [Wagner 1999], [Wagner 1998], [Grawe et al. 1995] kann davon ausgegangen werden, dass die Anlagen Mitte der 90er Jahre installiert wurden. Dementsprechend wird eine Außerbetriebnahme für die Periode 2015 modelliert.

Da es sich bei den Anlagen – mit Ausnahme der Großwasserkraft - um Kleinanlagen handelt, werden sie im Modell nicht nach Standorten differenziert, sondern nach Erzeugungstechnologien zusammengefasst.

#### 4.2.8 Zukunftsoptionen für fossile Kraftwerke

Der in Kapitel 4.2.7 dargestellten Kraftwerkspark stellt die Ausgangssituation für die Entwicklung von Zukunftsstrategien für die Stromversorgung in Baden-Württemberg dar. Im Folgenden werden die in das PERSEUS-REG<sup>2</sup> Modell integrierten zukünftigen Optionen zum Ausbau des fossilen Kraftwerksparks dargestellt. Die Technologiealternativen im Bereich regenerativer Energieträger werden aufgrund der besonderen Bedeutung für diese Arbeit in Kapitel 4.3 detailliert erläutert.

Tabelle 22: Technologiedaten von Kraftwerksoptionen zur Stromerzeugung aus fossilen Brennstoffen

Anlagentyp		Kohlekraftwerk (Staubfeuerung)	Gas- und Dampfkraftwerk	Gasturbine	Dampfkraftwerk (KWK)
Technische Parameter	Input	Steinkohle	Erdgas	Erdgas	Steinkohle/ Erdgas
	Output	Elektrizität	Elektrizität	Elektrizität	Elektrizität/ Fernwärme
	Jahresnutzungsgrad	42 %	56 %	36 %	73 %
Ökonomische Parameter	Spez. Investition [DM/kW <sub>el</sub> ]	1560	1050	480	1500
	Spez. fixe Ausgaben [DM/kW <sub>el</sub> a]	72	30	11	80
	Betriebsmittelverbrauchsabhängige Ausgaben [Pf/kWh <sub>el</sub> ] <sup>a</sup>	0,3	0,1	0,1	0,3
Emissionsfaktoren	CO <sub>2</sub> [kt/PJ <sub>Input</sub> ]	93,7	55,6	55,6	93,7
	NO <sub>x</sub> [t/PJ <sub>Input</sub> ]	68	83	83	68
	SO <sub>2</sub> [t/PJ <sub>Input</sub> ] <sup>b</sup>	71	0,34	0,34	71

<sup>a</sup>: Ohne Ausgaben für Brennstoffe.

<sup>b</sup>: SO<sub>3</sub>-Emissionen werden üblicherweise aufgrund der Anforderungen der 13. BImSchV in SO<sub>2</sub>-Emissionen umgerechnet und den SO<sub>2</sub>-Emissionswerten hinzugerechnet. Die Definition von Grenzwerten sowie die Angabe von Emissionsfaktoren für Schwefeloxide erfolgt daher im Allgemeinen nur für SO<sub>2</sub>.

Die für die Kraftwerksmodellierung erforderlichen technischen, ökonomischen und ökologischen Anlagendaten werden aus [Ardone 1999, S. 292 ff.] sowie aus den GEMIS- und IKARUS-Technologiedatenbanken [Fritsche et al. 1999a], [FIZ 2000] abgeleitet. Die in Tabelle 22 dargestellten Kraftwerkoptionen stehen allen drei modellierten Unternehmensklassen zur Verfügung.

#### 4.2.9 Die Fernwärmeversorgung im Rahmen der Modellierung

Zielsetzung der vorliegenden Arbeit ist die Analyse der Auswirkungen einer gezielten Förderung regenerativer Energieträger in der Stromproduktion. Daher fokussiert sich das in diesem Rahmen entwickelte PERSEUS-REG<sup>2</sup> Modell auf die Abbildung des Stromsektors. Da allerdings bei Kraftwerken, die in Kraft-Wärme-Kopplung betrieben werden, in Kuppelproduktion Elektrizität und Wärme erzeugt wird, ist es erforderlich, den Fernwärmemarkt ebenfalls in das Modellsystem zu integrieren.

Zur Abbildung der sich ergebenden Interdependenzen zwischen der Strom- und Wärmeproduktion genügt die Modellierung der Fernwärmenachfrage. Eine Ausdehnung auf den gesamten Wärmebereich, der dann auch alternative Heizanlagen oder Maßnahmen zur Wärmedämmung an Gebäuden erfordern würde, ist in diesem Rahmen nicht notwendig. Aufgrund der untergeordneten Bedeutung bei den durchzuführenden Analysen wird der Fernwärmebereich nur auf einem sehr aggregierten Niveau modelliert. Die Fernwärmenachfrage wird auf die Unternehmensklasse der EVU mit Fernwärmeversorgung konzentriert. Kleinere Inselsysteme, die von zahlreichen Stadtwerken, z. B. zur Versorgung eines Krankenhauses oder eines Schwimmbades, unterhalten werden<sup>41</sup>, finden keinen gesonderten Eingang in die Modellierung.

In einigen Fällen wird nicht die gesamte benötigte Fernwärmemenge vom jeweiligen Fernwärmenetzbetreiber selbst erzeugt, sondern von anderen Kraftwerksbetreibern oder Versorgungsunternehmen zugekauft. Diese Situation macht es erforderlich, den Fernwärmeaustausch zwischen den abgebildeten Unternehmensklassen zu modellieren (siehe auch Bild 11). Im Rahmen der vorliegenden Arbeit wird für die Austauschbeziehung ein konstanter Wärmepreis angesetzt. Er beläuft sich auf 15 DM/MWh<sub>th</sub>. Dieser Wert wurde auf Basis von Geschäftsberichten verschiedener Großkraftwerke, die Fernwärme auskoppeln und an Stadtwerke verkaufen, ermittelt. Er repräsentiert den Übergabepreis auf Kraftwerksebene. Vereinfachend wird dieser Betrag auch als Erlös für den Fernwärmeverkauf an Endkunden angenommen.

Da die bestehenden KWK-Anlagen üblicherweise mit fossilen Brennstoffen befeuert werden, produzieren die entsprechenden Versorgungsunternehmen eine durch die Wärmenachfrage bestimmte Menge an fossilem Strom. Im Zusammenhang mit einer Mengenvorgabe für grünen Strom stellt sich dann die Frage, ob sich aus dieser Situation ökonomische Nachteile für die betroffenen Unternehmen ergeben können, weil sie aufgrund der Verpflichtung zur Befriedigung der Wärmenachfrage nicht so flexibel

---

<sup>41</sup> Eine Analyse der Anlagenstatistiken in [VDEW 1997b] oder [VDEW 1997a] lässt deutlich werden, dass eine große Zahl von Stadtwerken Blockheizkraftwerke betreiben, die typischerweise für Insellösungen in einzelnen Straßenzügen oder Gebäudekomplexen eingesetzt werden (siehe auch [Gailfuß 1998, S. 57 und S. 151 ff.]).

wie andere Unternehmen reagieren können. Diese aus Sicht der vorliegenden Arbeit besonders relevante Fragestellung wird in Kapitel 5.3.3 näher analysiert.

### **4.3 Erzeugung von grünem Strom**

#### **4.3.1 Modellintegration regenerativer Stromerzeugungsanlagen**

Das im Abschnitt 4.2 beschriebene Energiesystemmodell zur Abbildung des Versorgungssystems von Baden-Württemberg und dessen Einbettung in den liberalisierten Energiemarkt stellt das Grundmodell für die zu untersuchende Region Baden-Württemberg dar. Zur Bearbeitung der dieser Arbeit zugrundeliegenden Fragestellungen sind die gegenwärtigen und zukünftigen Möglichkeiten zur Erzeugung von grünem Strom in das Ausgangsmodell zu integrieren. Aufgrund der zentralen Bedeutung dieses Bereichs wird dieser detailliert abgebildet. Dabei werden die verschiedenen Produktionsregionen des grünen Stroms Baden-Württemberg, übrige Bundesrepublik Deutschland und Europäische Union unterschieden (siehe auch Kapitel 4.2.1.2 und Bild 11).

Die Abbildung der Erzeugungsmöglichkeiten für grünen Strom innerhalb der Bundesrepublik Deutschland erfolgt getrennt nach den verschiedenen regenerativen Energieträgern. In diesem Rahmen sind die verfügbaren Potentiale, die Energieträgerpreise sowie die Umwandlungstechnologien und deren zu erwartende Entwicklung als Größen berücksichtigt, die für die zukünftige Rolle der verschiedenen regenerativen Energieträger im Rahmen eines Förderinstruments ausschlaggebend sind.

Da innerhalb der zu untersuchenden Region Baden-Württemberg zwischen verschiedenen Unternehmenstypen differenziert wird, sind hier die verfügbaren Potentiale regenerativer Energieträger von besonderer Relevanz. Daher muss in diesem Rahmen auch die Erzeugung von grünem Strom durch private bzw. unabhängige Betreiber abgebildet werden, da diese Gruppe aufgrund der bisherigen Förderpraxis einen wesentlichen Teil der existierenden Anlagen zur Erzeugung von grünem Strom betreibt (siehe Tabelle 21). Die bisherige Potentialausnutzung durch diese Gruppe bestimmt die Potentialverfügbarkeit für die zu untersuchenden Versorgungsunternehmen. Auf Ebene der übrigen Bundesländer ist eine entsprechende Unterteilung nicht erforderlich, da hier die gesamte Erzeugung von grünem Strom ohne weitere Untergliederung nach Organisationseinheiten modelliert wird.

Zunächst wird der im Rahmen der Darstellung der Alternativen zur Stromerzeugung aus regenerativen Energieträgern relevante Begriff des Potentials erläutert. Darauf aufbauend werden in Kapitel 4.3.3 die getroffenen Annahmen zur Abbildung der Erzeugungsmöglichkeiten für grünen Strom in der Bundesrepublik Deutschland, differenziert nach den verschiedenen Energieträgern, dargestellt. Die Ableitung der Angebotskurve für grünen Strom auf europäischer Ebene wird im anschließenden Abschnitt 4.3.4 vorgestellt.

#### **4.3.2 Der Potentialbegriff**

Bei der Abschätzung der Nutzungsmöglichkeiten regenerativer Energieträger spielt der Begriff des Potentials eine zentrale Rolle. Dabei ist zwischen dem theoretischen,

technischen, wirtschaftlichen und ausschöpfbaren Potential zu unterscheiden [Hensing et al. 1998, S. 104 f.], [Kaltschmitt et al. 1993, S. 4 ff.]:

- Theoretisches Potential: Beschreibt auf Grundlage naturwissenschaftlicher Gegebenheiten das maximale Angebot erneuerbarer Energieträger.
- Technisches Potential: Ergibt sich aus dem theoretischen Potential und beschreibt das zur Energiegewinnung nutzbare Potential. Dabei sind neben anlagentechnischen Restriktionen auch die Standortverfügbarkeit, Fragen der ökologischen Verträglichkeit, strukturelle Aspekte sowie Beschränkungen aufgrund von erzeugungs- und nachfrageseitigen Rahmenbedingungen zu berücksichtigen.
- Wirtschaftliches Potential: Beschreibt den Anteil des technischen Potentials, der unter Berücksichtigung ökonomischer Aspekte zur Energieerzeugung genutzt werden kann. In diesem Zusammenhang sind vor allem Einsatzcharakteristika der verschiedenen regenerativen Energieträger sowie die ökonomischen Rahmendaten konkurrierender Alternativen aus dem Bereich fossiler Energieträger von Bedeutung.
- Ausschöpfbares Potential<sup>42</sup>: Beschreibt das tatsächlich zur Energieerzeugung genutzte Potential. In diesem Zusammenhang spielen Hemmnisse wie z. B. rechtliche und administrative Barrieren, Restlebensdauer vorhandener Erzeugungsanlagen, mangelnde Information usw. aber auch fördernde Rahmenbedingungen wie beispielsweise umweltpolitische Instrumente eine Rolle.

Mit Ausnahme des theoretischen Potentials handelt es sich bei den verschiedenen Potentialen um dynamische Größen, welche sich im Zeitablauf ändern können. Ausschlaggebend dafür sind Weiterentwicklungen und Veränderungen in den Bereichen, welche die Potentiale einschränken. So ist hier beispielsweise für das technische Potential die Entwicklung neuer Anlagentechnologien zu nennen.

Die für die Modellierung der Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen erforderlichen Potentialangaben stellen jeweils das technische Potential dar. Anhand der im Modell hinterlegten Technologiedaten zu bestehenden und zukünftigen Anlagen wird im Zuge der Optimierung das ausschöpfbare Potential bestimmt. Dieses Potential stimmt im Wesentlichen mit dem wirtschaftlichen Potential überein, da aus dem Bereich der Hemmnisse, welche das ausschöpfbare Potential bestimmen, nur die Restlebensdauern bestehender Anlagen im Modell berücksichtigt werden.

### 4.3.3 Optionen in der Bundesrepublik Deutschland

#### 4.3.3.1 Wasserkraft

Im Rahmen dieser Arbeit wird bei der Nutzung der Wasserkraft als regenerative Energiequelle zwischen großen und kleinen Laufwasserkraftwerken sowie Pumpspeicher- beziehungsweise Speicherkraftwerken mit natürlichem Zufluss unterschieden. Entsprechend der in Kapitel 1.4 vorgenommenen Definition von grünem Strom kann nur mit kleinen Laufwasserkraftwerken mit einer elektrischen Leistung

---

<sup>42</sup> Wird auch als Erwartungspotential bezeichnet.

von  $\leq 5$  MW grüner Strom erzeugt werden. Alle übrigen Laufwasserkraftwerke werden der normalen Stromerzeugung zugerechnet. Speicherkraftwerke nehmen in diesem Zusammenhang eine Sonderrolle ein, da sie, sofern ein natürlicher Zufluss besteht oder die Pumparbeit mit grünem Strom erbracht wird, grünen wie auch normalen Strom erzeugen können. Allerdings ist zu berücksichtigen, dass diese Kraftwerksklasse üblicherweise zum Abfahren von sehr kurzfristigen Nachfrageschwankungen betrieben werden. Eine Berücksichtigung dieser Anlagen im Rahmen einer strategischen Planung auf Basis durchschnittlicher Tage ist nur sehr eingeschränkt möglich, da hierbei eine Berücksichtigung sehr kurzfristiger Schwankungen weder möglich noch sinnvoll ist. Im PERSEUS-REG<sup>2</sup> Modellsystem können diese Anlagen aufgrund der Lastkurvenmodellierung zur Befriedigung von Lastspitzen grundsätzlich durch das Modellsystem eingeplant und damit deren strategische Bedeutung außerhalb des sehr kurzfristigen Einsatzes analysiert werden. Als emissionsfreie Alternative zur Erzeugung von normalem Strom werden Laufwasserkraftwerke über 5 MW Leistung berücksichtigt.

In Baden-Württemberg existieren neun Speicherkraftwerke mit einer Leistung von 2080 MW [Giesecke et al. 1994, S. 40]. Für die zukünftige Entwicklung wird davon ausgegangen, dass diese Anlagen auch weiterhin bestehen bleiben und nur Reparaturen beziehungsweise Investitionen zur Instandhaltung erforderlich sind. Für Erweiterungen der bestehenden Pumpspeichieranlagen bestehen nach [Giesecke et al. 1998, S. 685] zwar Pläne, allerdings ist über eine Realisierung derzeit nichts bekannt, so dass aufgrund der restriktiven Genehmigungspraxis bei neuen Wasserkraftanlagen nicht von einer Realisierung innerhalb des Analysezeitraumes ausgegangen wird. Des Weiteren stehen mit der Fertigstellung des Pumpspeicherkraftwerks Goldisthal ab 2002/2003 zusätzliche Kapazitäten in Höhe von 1060 MW auf dem bundesdeutschen Markt bereit, was ebenfalls gegen einen weiteren Kapazitätsausbau in diesem Segment spricht.

Tabelle 23: Leistungsdaten zu Laufwasserkraftanlagen

	Betreiber/Region	Anlagentyp	Existierende Leistung in 1996 [MW]	Maximales Ausbaupotential [MW]	Vollbenutzungsstunden [h/a]
<b>Baden-Württemberg</b>	Große Erzeugungsunternehmen	Groß	390	117	4120
		Klein	38	11,4	3850
	EVU mit Fernwärmenetz	Groß	15	4,5	4360
		Klein	22	6,8	4620
	Kleine EVU	Groß	235	70,5	5990
		Klein	40	11,9	5220
Private Betreiber	Klein	91	27,4	3060	
<b>Übrige Bundesländer</b>	Groß	1465	439	4120	
	Klein	1162	349	3850	

Quelle: [VDEW 1997b], [Wagner 1999], [Wagner 1998], [Grawe et al. 1995], [Giesecke et al. 1994], eigene Berechnungen.



Bei Laufwasserkraftanlagen wird in Baden-Württemberg von einem Anlagenbestand mit einer elektrischen Leistung von 831 MW ausgegangen, von dem 191 MW grünen Strom erzeugen können. Trotz bestehender Planungen für neue Anlagen, z. B. Rheinstaufstufe bei Karlsruhe, ist auch bei Laufwasserkraftwerken aufgrund von Umweltauswirkungen und der bereits erwähnten Genehmigungspraxis nicht mit einem Anlagenzubau zu rechnen. Als Zukunftsoptionen kommen damit nur Maßnahmen zur Instandhaltung beziehungsweise Ertüchtigung bestehender Anlagen in Frage. In diesem Rahmen sind vor allem die Installation neuer Maschinensätze, die Reduktion von Verlusten sowie die Vergrößerung der Ausbauwassermenge bzw. der Fallhöhe als leistungssteigernde Optionen möglich<sup>43</sup>. Ergänzend ist bei kleinen Wasserkraftanlagen auch die Wiederinbetriebnahme alter Kraftwerksstandorte möglich. Insgesamt kann in Baden-Württemberg durch die Erneuerungsmaßnahmen eine Leistungssteigerung von maximal 30 % erreicht werden [Giesecke et al. 1994, S. 48]. Damit ergibt sich, differenziert nach Groß- und Kleinanlagen, die in Tabelle 23 dargestellte Situation. Dabei ist anzumerken, dass die Zuordnung der Kraftwerksleistungen zu einzelnen Unternehmenstypen auf Basis der Eigentumsanteile an bestehenden Kraftwerken vorgenommen wurde. Für die übrigen Bundesländer wird ausgehend von einer Leistung von 2627 MW ebenfalls ein Ausbaupotential bestehender Anlagen von 30 % angenommen.

Bei den leistungssteigernden Maßnahmen (z. B. Erhöhung der Ausbauwassermenge, neue Maschinensätze) wird von spezifischen Investitionen in Höhe von 2500 DM/kW bei Kleinanlagen und 1700 DM/kW bei Großanlagen und spezifischen fixen Ausgaben von 150 bzw. 100 DM/kW·a ausgegangen [Giesecke et al. 1994, S. 76]. Die Vollbenutzungsstunden der Anlagen sind neben den Ausgabenbestandteilen ausschlaggebend für die Stromgestehungskosten der Wasserkraftanlagen. Sie werden auf Basis der Angaben zur Stromerzeugung des Basisjahres 1996 ermittelt. Da die Wasserverhältnisse für dieses Jahr mit 97 % des Normaljahres sehr dicht an den zu erwartenden Verhältnissen eines durchschnittlichen Jahres sind, ist nur eine geringfügige Korrektur der rechnerisch ermittelten Nutzungsstunden erforderlich. Bei diesen Daten ist auffällig, dass vor allem kleinere EVU höhere Benutzungsstunden realisieren können als größere Unternehmen. Die Vollbenutzungsstunden privat betriebener Anlagen liegen deutlich unter den Werten der übrigen Betreiber. Verantwortlich dafür ist der Umstand, dass ein Teil der erzeugten Elektrizität von den Betreibern selbst verbraucht wird und somit nicht die gesamte Produktion in das öffentliche Netz eingespeist wird. Dementsprechend ist für die hier durchzuführenden Analysen die ausgewiesene geringere Nutzungsdauer anzusetzen. Für die Erzeugung in den übrigen Bundesländern werden im Rahmen einer konservativen Abschätzung die für die Gruppe der großen Erzeugungsunternehmen ermittelten Werte verwendet.

---

<sup>43</sup> Für eine detaillierte Beschreibung der verschiedenen Optionen aus technischer Sicht siehe z. B. [Giesecke et al. 1994].

#### 4.3.3.2 Windkraft

Bei der Stromerzeugung aus Windkraft sind vor allem die Windverhältnisse am Anlagenstandort ausschlaggebend für den Anlagenenertrag<sup>44</sup>. Aus diesem Grund erfolgt bei der Analyse der Windkraftnutzung eine Differenzierung der Standorte nach gleichen mittleren Windgeschwindigkeiten. In diesem Rahmen wird eine Untergliederung der Festlandstandorte<sup>45</sup> in die Geschwindigkeitsklassen schwach ( $\leq 4,5$  m/s), mittel (4,5 – 6,5 m/s) und stark ( $\geq 6,5$  m/s) gewählt. Da die Anlaufgeschwindigkeiten für Windkraftanlagen üblicherweise im Bereich von 3 - 4 m/s liegen<sup>46</sup>, ist für Standorte mit geringeren Windgeschwindigkeiten eine Nutzung nicht sinnvoll. Für die als Offshore-Bereich bezeichneten Standorte in küstennahen Meerestgewässern wird nur eine Klasse mit Geschwindigkeiten über 8 m/s berücksichtigt, da für die Küstengewässer mittlere Windgeschwindigkeiten von über 8 m/s in Nabenhöhe zu verzeichnen sind (siehe z. B. [Greenpeace 2000, S. 9]). Der existierende wie auch der zukünftig zu erwartende Gesamtbestand an Windkraftanlagen setzt sich aufgrund der im Vergleich zu üblichen fossilen Kraftwerken geringen Anlagenleistung aus einer sehr großen Anzahl von Einzelanlagen zusammen. Die große Anlagenzahl sowie der Umstand, dass die Windverhältnisse benachbarter Anlagen nahezu unkorreliert sind, bedeutet, dass schon bei dem bereits bestehenden Anlagenpark Leistungsschwankungen durch einen Ausfall einzelner Anlagen aufgrund technischer Störungen oder der Windbedingungen vernachlässigbar sind (siehe dazu auch [Dany et al. 2000a] und [Molly 1990, S. 214 ff.]). Damit kann die Windstromerzeugung im Rahmen einer langfristigen Modellierung, welche Schwankungen im Sekunden- oder Minutenbereich nicht berücksichtigt, als Grundlastproduktion betrachtet werden. Aufgrund großflächiger Schwankungen des Winddargebots (z. B. im Rahmen der allgemeinen Wetterentwicklung) ist in der Praxis davon auszugehen, dass nur ein Teil der gesamten installierten Leistung gesichert als Grundlast zur Verfügung steht. Da die Modellierung des Winddargebots der verschiedenen Standortklassen auf Grundlage von Vollbenutzungsstunden erfolgt, muss in der vorliegenden Arbeit allerdings davon ausgegangen werden, dass die Windkraftanlagen in diesem Zeitraum ihre vollständige Nennleistung erbringen. Weiterhin ist in diesem Zusammenhang zu berücksichtigen, dass im Rahmen einer langfristigen Energiesystemanalyse auf Grundlage durchschnittlicher Tage zufällige meteorologische Schwankungen nicht berücksichtigt werden können. Dies bedeutet, dass davon ausgegangen wird, dass die gesamte installierte Leistung als Grundlast zur Verfügung steht. Zur Berücksichtigung möglicher Leistungsschwankungen erfolgt eine Abbildung von Back-up Kapazitäten.

Die Potentialabschätzung erfolgt auf Basis der innerhalb der Standortklassen zur Anlageninstallation verfügbaren Fläche. Diese entspricht nicht der gesamten Fläche, die einer Windklasse zugeordnet werden kann, da bei der Errichtung von Windkraft-

---

<sup>44</sup> Das Arbeitsvermögen des Windes – die Windleistung – hängt in der dritten Potenz von der Windgeschwindigkeit ab. Für weitere physikalische Grundlagen der Windkraftenerzeugung siehe z. B. [Molly 1990].

<sup>45</sup> Auch Onshore-Standorte genannt.

<sup>46</sup> Siehe z. B. Datenblätter zu aktuellen Windkraftanlagen in [BWE 2000d], [BWE 1999].

anlagen zahlreiche Restriktionen, wie beispielsweise Mindestabstände zu anderen Objekten, einzuhalten sind<sup>47</sup>. Auf Grundlage des ermittelten technisch nutzbaren Flächenpotentials kann die theoretisch installierbare Anlagenleistung, die als Basis für die Potentialbegrenzung im PERSEUS-REG<sup>2</sup> Modell dient, bestimmt werden. Eine Auswertung der Angaben zu verfügbaren Flächenpotentials für Windkraftanlagen in [Nitsch 1999], [Kaltschmitt et al. 1992], [Wiese et al. 1994] lässt deutlich werden, dass zwischen den verschiedenen Quellen deutliche Unterschiede existieren. So reichen beispielsweise die Angaben zu den verfügbaren Flächen mit starken Windgeschwindigkeiten in Baden-Württemberg von 14 km<sup>2</sup> in [Wiese et al. 1994, S. 56] bis zu 48 km<sup>2</sup> in [Nitsch 1999, S. 16]. Auf dieser Basis ergibt sich die in Tabelle 24 dargestellte Spannweite für die Potentialabschätzung. Grundlage der angegebenen Leistungswerte ist eine Umrechnung der Flächenangaben mit einheitlichen Daten zu Flächenverbräuchen pro installierter Leistung, die aus [Wiese et al. 1994] abgeleitet werden. Im Rahmen einer vorsichtigen Potentialabschätzung wird der unterste Wert von 811 MW für Baden-Württemberg angenommen, womit dem bisher sehr zögerlichen Ausbau der Windkraftnutzung in Baden-Württemberg Rechnung getragen werden soll. Zur Abschätzung der Potentiale für die übrigen Bundesländer wird auf [Diekmann et al. 1995 zurückgegriffen. Die dort ausgewiesenen Potentiale werden in [Diekmann et al. 1995, S. 143] im Vergleich zu anderen Studien, insbesondere [Kaltschmitt et al. 1993], als deutlich geringer charakterisiert.

Tabelle 24: Potentiale für Windkraftanlagen an Festlandsstandorten

Regionaler Bezug	Quelle	Leistungspotential nach Windklasse [MW]			Summe [MW]
		Schwach	Mittel	Stark	
Baden-Württemberg	[Wiese et al. 1994]	3120 - 3370	159 - 171	22 - 24	3301 - 3525
	[Kaltschmitt et al. 1992]	529 - 571	259 - 278	22 - 24	811 - 875
	[Nitsch 1999]	961 - 1038	244 - 262	75 - 82	1281 - 1385
Übrige Bundesländer	[Diekmann et al. 1995]	30377	7070	672	38119

Eigene Berechnungen auf Basis der angegebenen Quellen.

Für den Bereich der Offshore-Standorte wird in [Matthies et al. 1995, S. 79] auf Basis eines geografischen Informationssystems eine für die Aufstellung von Windkraftanlagen verfügbare Fläche von 16959 km<sup>2</sup> für die Bundesrepublik Deutschland genannt. Bei der in [Matthies et al. 1995] unterstellten Aufstellung von Anlagen mit einer Leistung von 6 MW und einem Anlagenabstand von einem Kilometer ergibt sich eine theoretisch installierbare Leistung von 101 GW. Für den Fall, dass von derzeit verfügbaren Anlagen mit 2,5 MW ausgegangen wird, beläuft sich das Potential auf 42 GW. Allerdings ist aufgrund der aktuellen Entwicklungen nicht davon auszugehen, dass dieses sehr umfangreiche Potential in den kommenden Jahren problemlos erschlossen werden kann. Obwohl Offshore-Windparks mit einer Leistung von mindestens 600 MW in Planung sind, ist nicht mit einer Realisierung vor dem Jahr 2005

<sup>47</sup> Für eine vollständige Aufstellung der entsprechenden Restriktionen siehe z. B. [Kaltschmitt et al. 1993S. 82 ff.] und die dort angegebenen Quellen.

zu rechnen [BWE 2000c]. Aufgrund dieser Situation, die unter anderem durch die Planungsverfahren, die Vielzahl der beteiligten Institutionen wie auch durch Anwohnerproteste bestimmt ist [BWE 2000c], wird im Rahmen der Modellierung von einem zunächst sehr restriktiven Ausbau der vorhandenen Offshore-Potentiale ausgegangen. Die angenommenen Zubauraten sind in Tabelle 25 angegeben.

Tabelle 25: Angenommene Zubaupotentiale für Offshore-Windkraftanlagen

	2010-2015	2015-2020	2020-2025	2025-2030
Mögliche Zubaumengen [MW]	600	600	5000	5000

In Abhängigkeit von den Windverhältnissen ergeben sich Unterschiede bei den Stromerträgen von Windkraftanlagen. Dabei gibt es grundsätzlich Unterschiede zwischen geografischen Regionen, wie z. B. Küste und Binnenland, aber auch zwischen Standorten mit unterschiedlichen mittleren Windgeschwindigkeiten. Für die Abbildung der Stromerzeugung aus Windkraft wird daher zwischen Baden-Württemberg als typischer Binnenlandregion und den übrigen Bundesländern, die auch Küstengebiete und flache Regionen abdecken, differenziert. Diese unterschiedlichen Verhältnisse in den einzelnen Klassen werden über die jährlichen Vollbenutzungsstunden (VBh) der Anlagen ausgedrückt. Die Ausgangswerte werden dabei aus den Angaben zum Windjahr 1998 in [Wagner 1999] bestimmt. Damit ergeben sich für ein Windnormaljahr 780 VBh für Baden-Württemberg und 1486 VBh für die übrigen Bundesländer. Die weitere Differenzierung nach Windklassen ist in Tabelle 26 dargestellt. Für Offshore-Anlagen wird aufgrund der besseren Windverhältnisse mit 3500 VBh von deutlich höheren Erträgen ausgegangen [BMU 2000a, S. 47], [Greenpeace 2000, S. 15], [LTI 1998, S. 91].

Tabelle 26: Vollbenutzungsstunden bei Windkraftanlagen

Region	Windklasse	Vollbenutzungsstunden [VBh] im Jahr ...		
		2000	2010	2020
Baden-Württemberg	stark	1661	1722	1722
	mittel	1232	1273	1273
	schwach	780	807	807
Übrige Bundesländer	stark	3167	3284	3284
	mittel	2350	2428	2428
	schwach	1486	1540	1540
Offshore	stark	3500	3629	3629

Im Rahmen der technischen Weiterentwicklung sowie aufgrund von Lerneffekten bei der Industrie, die gerade im Bereich der Windkraftanlagen anhand der hohen Installationszahlen der vergangenen Jahre stetig voranschreiten, sind Erhöhungen der Anlageneffizienz wie auch Reduktionen bei den spezifischen Investitionen und den Betriebskosten zu erwarten. Zur Abbildung dieser Effekte wird für die Jahre 2010 und 2020 die Verfügbarkeit verbesserter Technologien angenommen. Auf Grundlage der in [BMU 2000a, S. 141 ff.] und [LTI 1998, S. 102 ff.] angegebenen Lernkurven sowie von Werten aus [Diekmann et al. 1995] ergibt sich die in Tabelle 26 und Tabelle 27 dargestellte Entwicklung.

Die Daten zu den spezifischen Investitionen für Onshore-Anlagen wurden anhand einer Auswertung der Datenblätter in [BWE 1999] und [BWE 2000d] bestimmt und stellen somit den aktuellen Stand dar. Für Offshore-Anlagen kann bei den Investitionen nach [LTI 1998, S. 104 und 243] von einem Unterschied in Höhe von mindestens 30 % im Vergleich zu Festlandsanlagen ausgegangen werden. In [Greenpeace 2000, S. 15] wird von spezifischen Investitionen für die Anlage von 1700 DM/kW ausgegangen, wobei noch Zusatzausgaben für Netzanschluss, Fundamente usw. zu berücksichtigen sind. Diese belaufen sich bei einem Küstenabstand zwischen 30 und 50 km auf 82 - 176 % der reinen Anlageninvestition. Auf dieser Basis ergeben sich in Analogie zu [BMU 2000a, S. 47] die in Tabelle 27 ausgewiesenen spezifischen Investitionen von 3000 DM/kW. Die Instandhaltungs- und Wartungskosten sowie weitere aus der Investition abgeleitete Kosten werden auf Basis der Angaben in [Hahn 1999] zu 42 DM/kW a angenommen. Als Lebensdauer wird mit 20 Jahren die bisher typische Auslegungsdauer verwendet [Hahn 1999].

Tabelle 27: Entwicklung der spezifischen Investitionen von Windkraftanlagen

Jahr	Onshore			Offshore		
	2000	2010	2020	2000	2010	2020
spez. Investition [DM/kW <sub>e</sub> ]	1856	1596	1457	3000	2700	2445

#### 4.3.3.3 Biomassenutzung

Obwohl beim Einsatz von Biobrennstoffen CO<sub>2</sub> freigesetzt wird, spielen die Optionen zur Biomassenutzung eine wichtige Rolle in der Diskussion um Alternativen zur Reduktion von Klimagasen bei der Stromerzeugung. In diesem Zusammenhang ist ausschlaggebend, dass Biobrennstoffe als CO<sub>2</sub>-neutral angesehen werden, da das bei der energetischen Nutzung freiwerdende CO<sub>2</sub> zuvor beim Pflanzenwachstum der Atmosphäre entzogen und gebunden wurde. Vor diesem Hintergrund kann die Biomasseverbrennung als CO<sub>2</sub>-neutraler Kreislauf interpretiert werden. Allerdings ist zu berücksichtigen, dass mit einer Biomassenutzung auch die Emission anderer, z. B. versauernd wirkender, Stoffe verbunden ist.

Bei der energetischen Nutzung von Biomasse können neben Holz oder Gülle auch Getreideganzpflanzen zur Verbrennung oder Alkoholerzeugung eingesetzt werden. Da das entsprechende Getreide auch als Nahrungsmittel verwendet werden kann, ist der Einsatz zur Energieerzeugung unter ethischen Gesichtspunkten nicht unumstritten [Flaig et al. 1995, S. 21], [Kaltschmitt et al. 1993, S. 130]. Daher erscheint eine Realisierung dieser Energieerzeugungspotentiale auch bei ökonomischen Vorteilen fragwürdig. Aus diesem Grund werden die Potentiale für die Nutzung von Getreide in dieser Arbeit nicht berücksichtigt.

Aufgrund der unterschiedlichen Kraftwerkstechnologien in Abhängigkeit des Biobrennstoffs wird im Weiteren zwischen den drei Kategorien feste, flüssige und gasförmige Biobrennstoffe unterschieden.

##### 4.3.3.3.1 Flüssige Biobrennstoffe

Im Bereich der flüssigen Biobrennstoffe spielen neben Alkoholen, die beispielsweise durch Vergärung und Destillation aus Getreide gewonnen werden können, Rapsöl

und die daraus hergestellten Produkte eine entscheidende Rolle. Die intensive Nutzung von Alkoholen zur Stromerzeugung wird im Rahmen dieser Arbeit nicht weiter untersucht, da eine umfangreiche Alkoholerzeugung auch den Aufbau einer entsprechenden Infrastruktur zur Destillation erforderlich macht. Dies führt nach derzeitigem Kenntnisstand im Vergleich zu einer Nutzung anderer Biobrennstoffe zu deutlichen Zusatzinvestitionen, so dass im Rahmen einer Produktion von grünem Strom diese Option mit Blick auf die Stromgestehungskosten von anderen Alternativen dominiert wird.

Nach [Flaig et al. 1995, S. 12] sind die Anbaubedingungen für Raps in Baden-Württemberg als ungünstig einzustufen, was dazu führt, dass eine Ausweitung des Rapsanbaus nicht in Frage kommt. Das bisher erzeugte Rapsöl wird überwiegend im Bereich der Nahrungs- und Futtermittelindustrie sowie als Schmierstoff oder biologisch abbaubares Hydrauliköl verwendet [Flaig et al. 1995, S. 12]. Dies bedeutet, dass im Fall einer energetischen Nutzung das Rapsöl nach Baden-Württemberg importiert werden müsste. Dabei wird aufgrund der konkurrierenden Nutzungsmöglichkeiten ein Import aus dem Ausland nicht als realistisch angesehen [Flaig et al. 1995].

Bisher wird Rapsöl überwiegend im Verkehrsbereich verwendet. Da dort weitere umfangreiche Potentiale, z. B. als Biodiesel, bestehen, wird davon ausgegangen, dass eine energetische Nutzung von Rapsöl zur Stromerzeugung auch zukünftig nicht in Frage kommt. Aufgrund der beschriebenen Situation ist es nicht erforderlich, den Bereich flüssiger Biobrennstoffe im Rahmen der vorliegenden Arbeit weiter zu berücksichtigen.

#### 4.3.3.3.2 Biogene Festbrennstoffe

Als Festbrennstoffe kommen vor allem Holz, Stroh sowie spezielle Energiepflanzen, wie z. B. Chinaschilf (*Miscanthus*), in Frage. Bei einem Anbau dieser Energieträger auf Plantagen ist die verfügbare Anbaufläche sowie die konkurrierende Nutzung der Fläche durch die verschiedenen Alternativen als Potentialfaktor zu berücksichtigen. Zur Abschätzung der verfügbaren Anbauflächen werden die Werte aus [Kaltschmitt et al. 1993] verwendet. Die maximalen Potentiale zur Produktion auf Plantagen gehen von einer vollständigen Nutzung der gesamten verfügbaren Fläche durch eine Option aus. Die Erzeugung von Biobrennstoffen auf Plantagen wird zur Modellierung der Flächenaufteilung zwischen den verschiedenen Optionen sowie aufgrund unterschiedlicher Preise verschiedener Energieträger gesondert abgebildet.

Stroh entsteht üblicherweise als Nebenprodukt beim Getreideanbau. Das Getreidestroh wird bisher überwiegend in der Landwirtschaft und Viehzucht, z. B. als Einstreu in Viehställen, genutzt. Dies bedeutet, dass im Falle einer umfangreichen energetischen Nutzung eine Konkurrenzsituation zwischen den verschiedenen Verwendungsmöglichkeiten entstehen kann. Als Potentiale werden für Baden-Württemberg 5,8 PJ/a und für die übrigen Bundesländer 68,7 PJ/a angenommen [Kaltschmitt et al. 1993, S. 216]. Die verfügbaren Preisangaben differieren sehr stark. So ergeben sich aus den Preisangaben in [Diekmann et al. 1995, S. 192], [Kaltschmitt et al. 1993,

S. 219] und [Hartmann et al. 1997, S. 51 ff.] Preise zwischen 3,6 und 9,6 DM/GJ<sup>48</sup>. Allerdings ist nach [Hartmann et al. 1997] bei den Preisangaben zu berücksichtigen, dass es keinen Markt für Stroh gibt. Die Preise werden üblicherweise bilateral ausgehandelt und können sich daher sehr stark unterscheiden. Im Rahmen der Modellierung wird daher für das Jahr 2000 von einem mittleren Preis von 6,4 DM/GJ ausgegangen.

Das zur energetischen Nutzung einsetzbare Holz kann entsprechend der Herkunft und des sich daraus ergebenden Preises in verschiedene Sortimente aufgeteilt werden. Dabei wird üblicherweise zwischen Alt- oder Gebrauchtholz und Restholz aus Industrie, Sägewerken oder Landschaftspflege sowie Rinde unterschieden<sup>49</sup>. Kennzeichnend für einzelne Holzarten ist, dass diese nur beschränkt für die energetische Nutzung verfügbar sind, da auch eine stoffliche Nutzung, z. B. in der Spanplatten- oder Zellstoffindustrie, möglich ist. Dies trifft vor allem für die mit Preisen von unter 2 DM/GJ im Vergleich zu anderen Holzarten billigen unbehandelten Althölzer zu<sup>50</sup>. Für die kommenden Jahre ist nach [Marutzky 2000] durch eine verstärkte Nachfrage aus der Zellstoffindustrie mit einem zunehmenden Wettbewerb zwischen stofflicher und energetischer Holzverwertung zu rechnen. Aufgrund dieser Konkurrenzbeziehung zwischen verschiedenen Nutzungsmöglichkeiten ist es im Rahmen einer längerfristigen Betrachtung nicht sinnvoll, die Planung von Kraftwerksanlagen auf einzelne Holzsortimente einzugrenzen. Aus diesem Grund wird lediglich ein durchschnittliches Holzsortiment mit einem durchschnittlichen Preis in das entwickelte PERSEUS-REG<sup>2</sup> Modellsystem integriert. Der Preis und die Potentiale für Baden-Württemberg werden auf Basis der detaillierten Werte in [Rentz et al. 2000a] abgeleitet<sup>51</sup>. Allerdings sind bei der Bestimmung des im Rahmen der Stromerzeugung energetisch nutzbaren Potentials die folgenden Restriktionen zu berücksichtigen, welche sich potentialmindernd auswirken:

- sich verschärfende Konkurrenzsituation zwischen stofflicher und energetischer Nutzung,
- Eigenverbrauch eines Großteils der in der Industrie anfallenden Holzreste durch die jeweiligen Betriebe [Baumert 1999],
- Konkurrenz zwischen Wärme- und Stromerzeugung aus Holz.

Aufgrund der bestehenden Nutzung industrieller Holzabfälle in den einzelnen Betrieben wird für die Abschätzung eines langfristig verfügbaren Potentials davon ausgegangen, dass diese Holz mengen für die allgemeine Stromversorgung nicht zur Verfügung stehen. Aufgrund der zunehmenden Konkurrenz zwischen stofflicher und energetischer Nutzung verringern sich die in Kraftwerken einsetzbaren Potentiale. In

---

<sup>48</sup> Da sich die in den genannten Quellen verfügbaren Preisangaben auf verschiedene Jahre beziehen, wurden die Werte auf Basis der vom Statistischen Bundesamt veröffentlichten Teuerungsrate für pflanzliche Produkte auf das Jahr 1999 umgerechnet.

<sup>49</sup> Für eine genaue Charakterisierung der verschiedenen Holzarten siehe z. B. [Rentz et al. 2000a, S. 7 ff.].

<sup>50</sup> Zu detaillierten Preisangaben für einzelne Holzsortimente siehe z. B. [Rentz et al. 2000a].

<sup>51</sup> Weitere, teilweise sehr differierende Angaben zu Holzpotentialen in Baden-Württemberg finden sich in [Nitsch 1999], [Baumbach et al. 1998], [Kaltschmitt et al. 1993], [Kaltschmitt et al. 1992].

[Baumert 1999, S. 694] wird der energetisch nutzbare Anteil mit 30 % abgeschätzt. Auf dieser Basis ergibt sich ein Potential von 31 PJ/a. Da es eine Konkurrenzbeziehung zwischen Strom- und Wärmeerzeugung gibt, wird unterstellt, dass auch im Rahmen einer gezielten Förderung grünen Stroms nicht die gesamte Menge zur Stromerzeugung genutzt werden kann. Aus diesem Grund wird ein weiterer Abschlag von einem Drittel zur Wärmeerzeugung abgezogen. Das sich dann ergebende Potential von 20 PJ/a kann auch unter den angegebenen Restriktionen als längerfristig gesichert angesehen werden<sup>52</sup>. Die Abschätzung für die übrigen Bundesländer ergibt ein Potential von 122 PJ/a [Diekmann et al. 1995, S. 203]. Dieser Wert liegt zwischen den Angaben in [Kaltschmitt et al. 1993, S. 192] und [Baumert 1999, S. 694] und kann daher als mittlerer Betrag interpretiert werden. Als Ausgangspreis für das durchschnittliche Holzsortiment ergibt sich unter Berücksichtigung der Angaben in [Hartmann et al. 1997], [Diekmann et al. 1995], [Kaltschmitt et al. 1993], [Rentz et al. 2000a] ein Preis von 7,5 DM/GJ, wobei auch hier anzumerken ist, dass der Holzmarkt sehr stark durch regionale Angebote und Nachfrage geprägt ist.

Tabelle 28: Potentiale und Preisentwicklung fester biogener Brennstoffe

Energieträger	Potential [PJ/a]		Preis [DM/GJ]			
	Baden-Württemberg	Übrige Bundesländer	2000	2010	2020	2030
Durchschnittliches Holzsortiment	20	122	7,5	9,1	10,5	12,7
Plantagenholz	20 <sup>a</sup>	276 <sup>a</sup>	8,4 <sup>a</sup>	10,2	11,7	14,2
Reststroh	5,8	68,7	6,4	7,8	9	10,8
Energiepflanzen	14,6 <sup>a</sup>	218,7 <sup>a</sup>	9,4 <sup>a</sup>	11,4	13,1	15,9

<sup>a</sup>: [Kaltschmitt et al. 1993, S. 150 ff.]

Quellen siehe Text sowie eigene Berechnungen.

Die unterstellte Preisentwicklung bei den biogenen Festbrennstoffen orientiert sich am Wachstumspfad der fossilen Konkurrenzenergieträger Steinkohle, Erdgas und Heizöl. Dadurch wird der grundsätzlichen Konkurrenzbeziehung zwischen regenerativen und fossilen Energieträgern bei der Stromerzeugung Rechnung getragen. Weiterhin sind im Falle einer zunehmenden Nachfrage, z. B. aufgrund der Realisierung eines umweltpolitischen Instruments, steigende Preise bei regenerativen Energieträgern zu erwarten, die sich dann an den zur Verfügung stehenden Alternativen ausrichten werden.

Als Optionen zur Nutzung der verschiedenen festen Biobrennstoffe steht die Verbrennung in reinen Biomassekraftwerken oder die Zufeuerung in Kohlekraftwerken zur Verfügung. Die entsprechenden Technologien sind in zahlreichen Anlagen bereits praxiserprobt, so dass ein breiter Einsatz realisiert werden kann. In [Buchberger 1998], [CBT 1993] und [DEA 1996] finden sich Beschreibungen zahlreicher Biomassekraftwerke. Auf Basis der Daten zu existierenden Biomassekraftwerken werden die in Tabelle 29 angegebenen Charakteristika der im Modell

<sup>52</sup> Im Gegensatz dazu wird im Rahmen eines Exkurses in Kapitel 5.3.1.3 gezielt eine Ausschöpfung des gesamten Potentials untersucht.



abgebildeten Referenzanlagen bestimmt. Bei der Biomassezufuhr in Steinkohlekraftwerken wird in Anlehnung an [Ott 1997] von einem maximalen Biomasseanteil von 25 % am gesamten Energieinput ausgegangen. Bei größeren Biomasseanteilen erhöhen sich aufgrund der Charakteristika der Biobrennstoffe die Volumenströme innerhalb der Kraftwerksanlage derart, dass eine entsprechende Anlage größer dimensioniert werden muss, was zu höheren spezifischen Investitionen führt. Neben der Verbrennung in Heizkraftwerken stellt die thermische Biomassevergasung und die anschließende Verbrennung des Holzgases in Gasturbinen, Motor-BHKW oder Stirling-BHKW eine Zukunftsoption dar. Für diese Anlagenkonzepte existieren derzeit überwiegend Versuchsanlagen. Eine Zusammenstellung der verschiedenen Alternativen sowie der zugrundeliegenden technischen Konzepte findet sich beispielsweise in [Buchberger 1998]. Zur Abbildung der zukünftigen Weiterentwicklung der Technologien zur Nutzung fester Biomasse werden Lerneffekte berücksichtigt. Auf Grundlage der Angaben zu Lernkurven in [LTI 1998] und [BMU 2000a] wird bis zum Jahr 2010 eine Senkung der spezifischen Investitionen um 5 % und bis 2020 um 20 % im Vergleich zur Ausgangslage erwartet.

Tabelle 29: Daten zu Kraftwerksanlagen für biogene Festbrennstoffe

Anlagentyp	Output	Jahresnutzungsgrad	Spezifische Investition [DM/kW <sub>el</sub> ]	Spez. fixe Ausgaben [DM/kW <sub>el</sub> a]	Betriebsmittelverbrauchsabhängige Ausgaben [Pf/kWh <sub>el</sub> ]	Bemerkung
Biomasse-Heizkraftwerk	Elektrizität/Wärme	88 %	5470	88	5	$\eta_{el} = 26 \%$
Fossiles Kraftwerk mit Biomassezufuhr	Elektrizität	35 %	1340	29	0,5	Input Steinkohle und Biomasse, Biomasseanteil nach [Ott 1997] auf 25 % begrenzt, auch KWK möglich
BHKW Holzgas	Elektrizität/Wärme	70 %	4658	46	4	$\eta_{el} = 30 \%$
Stirling BHKW Holzgas	Elektrizität/Wärme	75 %	6767	177	4,2	$\eta_{el} = 26 \%$
Gasturbine Holzgas	Elektrizität/Wärme	78 %	4000	80	7	$\eta_{el} = 28 \%$
IGCC <sup>a</sup>	Elektrizität/Wärme	82 %	5350	94	2,3	$\eta_{el} = 35 \%$

<sup>a</sup>: Integrated Gasification Combined Cycle auf Biomassebasis.

$\eta_{el}$  = Elektrischer Nutzungsgrad.

Quellen: [Buchberger 1998], [Ott 1997], [CBT 1993], [DEA 1996], [BMU 2000a], [Adam 1999] sowie eigene Berechnungen.

#### 4.3.3.3.3 Gasförmige Biobrennstoffe

Bei den gasförmigen Biobrennstoffen handelt es sich um Deponie- und Klärgas sowie Biogas aus der Vergärung biologischer Abfälle. Deponiegas muss gemäß der Technischen Anleitung Siedlungsabfall<sup>53</sup> durch geeignete Anlagen erfasst und verwertet werden. Da für die Zukunft mit einem Rückgang der zu deponierenden Abfallmenge sowie mit einer Veränderung der Abfallzusammensetzung zu rechnen ist [Kaltschmitt et al. 1993, S. 282], [UVM 2000], kann nicht von einer dauerhaft gleichbleibenden Deponiegasmenge ausgegangen werden. Zur Abschätzung der Verfügbarkeit wird der in [Kaltschmitt et al. 1993, S. 283] angegebene Verlauf unterstellt. Dies bedeutet, dass in Baden-Württemberg ein Rückgang der verfügbaren Gasmenge von 2,9 PJ/a in 2000 auf 0,15 PJ/a im Jahr 2020 zu erwarten ist. Für die übrigen Bundesländer wird von 20 PJ/a in 2000 ausgegangen, wobei hier aufgrund fehlender Daten die Neuen Bundesländer nicht berücksichtigt sind.

Klärgas entsteht in Kläranlagen, die mit einer biologisch-anaeroben Klärstufe ausgestattet sind. Für diese Anlagen ist die energetische Nutzung des anfallenden Gases besonders attraktiv, da ein hoher Eigenbedarf, z. B. zur Beheizung der Faultürme, besteht. Aufgrund dieser Situation steht nur ein kleiner Teil der gesamten Energiemenge zur Produktion von grünem Strom für die öffentliche Versorgung zur Verfügung. In [Diekmann et al. 1995, S. 212] wird dafür ein Wert von 4 % genannt, aus [Kaltschmitt et al. 1993, S. 286] ergeben sich 5,5 %. Bei einer Verfügbarkeit von 4 % der erzeugten Elektrizität für die öffentliche Versorgung ergibt sich aus [Kaltschmitt et al. 1993, S. 284] ein Potential von 0,2 PJ<sub>el</sub>/a für Baden-Württemberg und von 0,85 PJ<sub>el</sub>/a für die übrigen Bundesländer.

Die Produktion von Biogas auf Basis einer Vergärung organischer Abfälle beschränkt sich zur Zeit überwiegend auf den Bereich der Landwirtschaft. Dabei werden vor allem Gülle und Mist aus der Nutztierhaltung eingesetzt. Darüber hinaus ist eine Nutzung biogener Abfälle aus der Lebensmittelindustrie oder aus Großküchen möglich<sup>54</sup>. Für Baden-Württemberg wird das verfügbare Biogaspotential mit 6 PJ/a und für die übrigen Bundesländer mit 74,9 PJ/a abgeschätzt [Kaltschmitt et al. 1993, S. 245].

Sämtliche Gase werden üblicherweise in Blockheizkraftwerken (BHKW) verbrannt, wobei Elektrizität und Wärme erzeugt wird. Die zur Modellierung erforderlichen Anlagendaten werden aus [MHKW 1999] abgeleitet und stellen den aktuellen Stand der Technik dar. Für ein Gas-BHKW mit 500 kW<sub>el</sub> ergeben sich spezifische Investitionen von 1200 DM/kW<sub>el</sub>. Zusätzliche Kosten für Anlagen zur Gasfassung werden gesondert berücksichtigt. Im Fall von Deponiegas ist durch die TA Siedlungsabfall eine Gasfassung vorgeschrieben und kann daher zu den Kosten des Deponiebetriebs gerechnet werden. Bei Klärgas können die Kosten für Gasfassung und anaerobe Stufe der Abwasserreinigung zugerechnet werden. Damit ist es gerechtfertigt, dass für die Klär- und Deponiegasnutzung lediglich die Kosten des Motoraggregats bei der

---

<sup>53</sup> TA Siedlungsabfall Abschnitt 10.6.5.2.

<sup>54</sup> In [Schulz 1997] wird sogar empfohlen, die Kofermentation von industriellen Bioabfällen bei der Anlagenplanung in jedem Fall zu berücksichtigen.

Bestimmung der Strom- und Wärmepreise berücksichtigt werden. Bei Anlagen zur Biomassevergärung sind zusätzlich zum BHKW die Reaktoren zur Vergärung erforderlich. Die in diesem Bereich bisher realisierten Anlagen haben überwiegend eine elektrische Leistung von unter 0,5 MW, so dass aufgrund der Anlagengröße mit spezifischen Investitionen, die im Bereich von 1500 – 4000 DM/kW<sub>el</sub> liegen [MHKW 1999], gerechnet werden muss. Auf Basis der Angaben in [BMU 2000a, S. 51], [Buchberger 1998, S. 168], [Jäckel 1997] und [Buschner 1997] können spezifische Investitionen für die Komplettanlage von 13600 DM/kW<sub>el</sub> und spezifische fixe Ausgaben in Höhe von 90 DM/kW<sub>el</sub> a abgeleitet werden. Allerdings ist hierbei anzumerken, dass die in der Literatur genannten Werte eine große Spannweite aufweisen. In Abhängigkeit des Eigenleistungsanteils und der Anlagengröße können auch geringere spezifische Investitionen erzielt werden (siehe dazu auch [Schulz 1997]).

#### 4.3.3.4 Solarstrahlung

Solarstrahlung kann gleichermaßen zur Strom- wie auch zur Wärmeenergieerzeugung genutzt werden. Da im Rahmen der vorliegenden Arbeit der Schwerpunkt auf dem Stromsektor liegt, wird nur die Nutzung zur Stromerzeugung näher in Betracht gezogen. Als technische Systeme kommen dabei photovoltaische Anlagen sowie solarthermische Kraftwerke in Frage. Da zum Betrieb solarthermischer Anlagen ein hoher Anteil direkter Sonneneinstrahlung erforderlich ist, kann dieser Anlagentypus in der Bundesrepublik Deutschland unter technischen wie ökonomischen Gesichtspunkten nicht erfolgreich betrieben werden [Staiß et al. 1994, S. 2]. Aus diesem Grund werden im Weiteren lediglich Photovoltaikanlagen berücksichtigt. Photovoltaik-einzelanlagen weisen, ähnlich wie Windkraftkonverter, üblicherweise sehr geringe Leistungen im Vergleich zu konventionellen Kraftwerken auf, was dazu führt, dass ein Anlagenbestand üblicherweise durch eine große Anzahl an Einzelanlagen gekennzeichnet ist. In Kombination mit der breiten räumlichen Verteilung ist die Annahme zulässig, dass diese Konstellation zu einer Vergleichmäßigung des Leistungsangebots beiträgt. Dies bedeutet, dass die Stromerzeugung aus Photovoltaikanlagen im Rahmen einer Langfristplanung in Form eines während der Tagesstunden gleichmäßigen Lastbandes abgebildet werden muss<sup>55</sup>.

Tabelle 30: Potentialabschätzung für Solarstrahlung

[PJ <sub>el</sub> /a]	Kleinanlagen (Gebäude)	Großanlagen (Freifläche)
Baden-Württemberg	337	225
Übrige Bundesländer	945	4321

Zur Abschätzung der Potentiale wird die verfügbare Aufstellfläche für Photovoltaikanlagen herangezogen. Als Aufstellmöglichkeiten für Solarmodule kommen zum einen Gebäudeflächen, wie Fassade oder Dach, in Frage. Da diese Bereiche üblicherweise nur kleinere zusammenhängende Flächen aufweisen, ist hier überwiegend die Installation von Kleinanlagen relevant. Weiterhin ist zu berücksichtigen, dass diese Flächen aufgrund der in den Gebäuden existierenden Wärmenachfrage auch

<sup>55</sup> Während der Nachtstunden ist eine Produktion in Photovoltaikanlagen nicht möglich.

für thermische Solarkollektoren genutzt werden können. Nach [Nitsch 1999, S. 16] ergibt sich nach Abzug der konkurrierender Nutzungsmöglichkeiten eine für Photovoltaikanlagen verfügbare Gebäudefläche von 75 km<sup>2</sup> für Baden-Württemberg. Andere Studien wie [Kaltschmitt et al. 1992] oder [Staiß et al. 1994] weisen ähnliche Werte aus. Als Alternative zur Gebäudemontage ist auch eine Installation auf Freiflächen möglich. Da hier eine räumliche Nähe zu Wärmenachfragern nicht grundsätzlich gegeben ist, wird eine Konkurrenznutzung durch thermische Solarkollektoren ausgeschlossen. Weil eine Freiflächennutzung üblicherweise zu einem Landschaftsverbrauch und den damit verbundenen negativen Umweltauswirkungen führt, wird hier im Zuge einer restriktiven Abschätzung das Potential mit 50 km<sup>2</sup> [Nitsch 1999, S. 16] angenommen. Werte in [Kaltschmitt et al. 1992], [Kaltschmitt et al. 1993], [Staiß et al. 1994] liegen mit bis zu 317 km<sup>2</sup> deutlich darüber. Zur Abschätzung der Flächenpotentiale für die übrigen Bundesländer wird auf [Kaltschmitt et al. 1993] zurückgegriffen. Da aus diesen Werte der mögliche Anteil thermischer Solarkollektoren noch abgezogen werden muss, werden die Werte entsprechend korrigiert<sup>56</sup>. Bei einer jährlichen Einstrahlung von 1250 kWh/m<sup>2</sup> [Staiß et al. 1994] ergibt sich das in Tabelle 30 dargestellte Potential zur Stromerzeugung aus Photovoltaikanlagen.

Tabelle 31: Daten zu Photovoltaikanlagen

		Charakteristische Daten für Photovoltaikanlagen ab ...			
		2000	2005	2010	2020
Wirkungsgrad $\eta_{AC}$ <sup>a</sup>		9,56%	10,93%	12,83%	14,25%
Spezifische Investition [DM/kW <sub>AC</sub> ]	Kleinanlagen	20250	16560	12860	10180
	Großanlagen	12990	10610	8250	6500

<sup>a</sup>: Wirkungsgrad des Photovoltaikmoduls und des Wechselrichters

Quelle: [Photon (Hrsg.) 2000], [BMU 2000a], [Staiß et al. 1994] und eigene Berechnungen.

Die in das PERSEUS-REG<sup>2</sup> Modell integrierten Daten zu Wirkungsgrad und spezifischen Investitionen für aktuelle Anlagen wurden auf Basis einer Marktübersicht in [Photon (Hrsg.) 2000] ermittelt. Zur Ableitung der zukünftigen Technologieentwicklung, die unter anderem durch die aktuelle Förderpraxis im Rahmen des EEG sowie durch das 100.000-Dächerprogramm stark vorangetrieben wird, werden die entsprechenden Lernkurvendaten aus [LTI 1998] und [BMU 2000a] verwendet. Da im Modellsystem die für die Versorgung zur Verfügung stehende elektrische Leistung abgebildet werden muss, ist es erforderlich, alle Daten für Photovoltaikanlagen, die sich auf die Peakleistung (kW<sub>peak</sub>) der Gleichstromproduktion beziehen, auf die Wechselstromleistung (kW<sub>AC</sub>) umzurechnen. Die entsprechenden Leistungsfaktoren können aus [Staiß et al. 1994] abgeleitet werden. Weiterhin ist noch der Wirkungsgrad des erforderlichen Wechselrichters zu berücksichtigen. Auf Basis dieser Daten ergeben sich die in Tabelle 31 dargestellten charakteristischen Technologien. Aufgrund zu erwartender Größendegressionseffekte bei Großanlagen kann hier von

<sup>56</sup> Die Korrektur wird auf Basis eines Vergleichs der Werte aus [Nitsch 1999] und [Kaltschmitt et al. 1993] für Baden-Württemberg durchgeführt.

geringeren spezifischen Investitionen ausgegangen werden. Zur Abschätzung der Einsparungen wird auf die Angaben in [BMU 2000a] zurückgegriffen. Die jährlichen fixen Ausgaben werden mit einem Prozent der Investition angesetzt.

#### 4.3.3.5 Geothermie

Erdwärme kann im Rahmen einer energetischen Nutzung sowohl zur Wärmege-  
winnung als auch zur Stromerzeugung eingesetzt werden. In Baden-Württemberg  
sind in diesem Zusammenhang aufgrund nachgewiesener hydrothermalener Energie-  
vorkommen vor allem das Oberrheinbecken sowie das Molassebecken von Bedeu-  
tung (siehe dazu z. B. [Kayser 1999, S. 10]). So weist beispielsweise der Oberrhein-  
graben in der Region Karlsruhe/Bruchsal mit einem Temperaturniveau von bis zu  
200°C in 5000 m Tiefe die besten Verhältnisse in Baden-Württemberg auf. Das  
Temperaturniveau der übrigen Regionen Baden-Württembergs bewegt sich bei  
dieser Tiefe im Bereich zwischen 140 und 180°C ([Kayser 1999, S. 10]). Es ist aber  
zu berücksichtigen, dass die Nutzungsmöglichkeiten geothermischer Energie sehr  
stark von den geologischen Rahmenbedingungen des einzelnen Standortes abhän-  
gig sind. Dies bedeutet, dass nicht alle potentiellen Standorte gleichermaßen gut für  
die Stromerzeugung geeignet sind und dass es daher schwierig ist, allgemeingültige  
Aussagen zu den Stromgestehungskosten abzuleiten [Kaltschmitt et al. 1993,  
S. 314].

Aufgrund des an baden-württembergischen Standorten erreichbaren Temperaturniveaus ist eine Stromerzeugung mit herkömmlichen Dampfturbinenanlagen, welche Wasser als Arbeitsmittel nutzen, nicht sinnvoll<sup>57</sup>. Allerdings bietet sich in dieser Situation der Einsatz des, z. B. aus der Abwärmenutzung bekannten, Organic Rankine Cycle Prozesses (ORC-Prozess) an. Der Unterschied zu einem konventionellen Kraftwerkprozess liegt lediglich in der Wahl des Arbeitsmittels. Dieses sollte bereits bei niedrigeren Temperaturen hohe Dampfdrücke und eine große Dichte aufweisen [Bost et al. 1991]. Dazu eignen sich aufgrund der thermophysikalischen Eigenschaften vor allem organische Medien, wie z. B. FCKW oder andere Kältemittel [Kesselmann et al. 1996]. Aus dem Anwendungsfeld industrieller Abwärmenutzung sind verschiedene Einsatzmöglichkeiten von ORC-Anlagen bekannt (siehe z. B. [Bost et al. 1991], [Kesselmann et al. 1996], [Maier 1980]). Die typischen elektrischen Anlagenwirkungsgrade liegen für das in Baden-Württemberg erreichbare geothermische Temperaturniveau bei 10 bis 15 % [Bost et al. 1991]. Als spezifische Investitionen für die ORC-Anlage sind Werte zwischen 3500 und 4000 DM/kW<sub>el</sub> anzusetzen [Bost et al. 1991], [Kesselmann et al. 1996], [Maier 1980]. Dem müssen noch die Kosten für die Bohrungen und weiterer Systemelemente, wie z. B. zusätzliche Wärmeübertrager, hinzugerechnet werden. Die reinen Kosten für eine Bohrung belaufen sich nach [Diekmann et al. 1995, S. 188] auf 3 bis 5 Mio. DM. Nach der in [Kaltschmitt et al. 1993, S. 316] angegebenen Formel ergeben sich für eine Bohrung

---

<sup>57</sup> Nach [Bost et al. 1991] können konventionelle Kraftwerksprozesse bei einem Temperaturniveau zwischen 90 und 250°C nicht mehr wirtschaftlich betrieben werden. In dem aktuellen Stand der Technik entsprechenden Wärmekraftwerken werden üblicherweise Frischdampfzustände über 40 bar/450°C genutzt [Kehlhofer et al. 1984, S. 256], [Baehr et al. 1985, S. 107].

in 2500 m Teufe Kosten von rund 6,4 Mio. DM. Hierzu ist anzumerken, dass das Temperaturniveau und die Ergiebigkeit nicht ausschließlich von der Bohrungsteufe abhängen, so dass zwischen Bohrungskosten und dem dadurch verfügbaren Energiepotential nur ein eingeschränkter Zusammenhang besteht. Ergänzend ist neben den reinen Investitionen auch das - teilweise nicht unerhebliche - Risiko einer Fehlbohrung zu berücksichtigen. Dies ist nach [Diekmann et al. 1995, S. 188] einer der Gründe, warum solche Vorhaben gerade von kommunalen Unternehmen nicht realisiert werden. Hinzu kommt noch, dass sich Verfahren, wie das für die Stromerzeugung interessante Hot-Dry-Rock-Verfahren (HDR-Verfahren), derzeit noch in der Erprobungsphase befinden und deshalb keine fundierten Aussagen zu den Stromerzeugungskosten möglich sind<sup>58</sup>.

Die Situation bei geothermischen Stromerzeugungsanlagen unter den Bedingungen niedriger Temperaturniveaus ist einerseits durch mangelnde Daten und Erfahrungen sowie andererseits durch ein hohes Investitionsrisiko aufgrund möglicher Fehlbohrungen geprägt. Aus diesen Gründen ist es nicht möglich, die für eine Modellintegration dieser Option erforderlichen Daten mit ausreichender Genauigkeit abzuschätzen. Eine Berücksichtigung von Daten, welche mit entsprechenden Unsicherheiten behaftet sind, kann zu einer unerwünschten Verfälschung beziehungsweise deutlichen Verringerung der Validität der Ergebnisse des PERSEUS-REG<sup>2</sup> Modells führen.

Aufgrund des Umstandes, dass sich die Technologie zur geothermischen Stromerzeugung derzeit noch im Versuchsstadium befindet, ist davon auszugehen, dass solche Anlagen erst in der zweiten Hälfte des im Rahmen dieser Arbeit untersuchten Analysezeitraumes für einen breiten Einsatz zur Verfügung stehen werden. In [Kaltschmitt et al. 1993, S. 315] werden Stromgestehungskosten, die auf Basis theoretischer Kostenanalysen ermittelt wurden, genannt. Diese sind im Bereich von 28 – 50 Pf/kWh anzusiedeln. Ein Vergleich mit den Erzeugungskosten anderer regenerativer Energiequellen lässt deutlich werden, dass die geothermische Stromerzeugung zukünftig vor allem in Konkurrenz zu Photovoltaikanlagen treten wird.

#### **4.3.4 Die Angebotsfunktion für grünen Strom auf europäischer Ebene**

Neben den inländischen Erzeugungsmöglichkeiten für grünen Strom und/oder grüne Zertifikate wird zur Abbildung eines europäischen Marktes auch eine Angebotsfunktion für grünen Strom beziehungsweise grüne Zertifikate aus den übrigen Mitgliedsländern der europäischen Union in das PERSEUS-REG<sup>2</sup> Modell integriert (siehe dazu auch Kapitel 4.2.1.2). Die in diesem Rahmen erforderliche Potentialabschätzung für die Nutzungsmöglichkeiten regenerativer Energieträger zur Stromerzeugung in den einzelnen EU-Ländern basiert auf [Bräuer et al. 2000]. Die wesentliche dort getroffene Annahme zur Abschätzung des technischen Potentials unterstellt, dass die Potentialausnutzung jährlich nur um 2 % des gesamten Potentials gesteigert werden kann. Diese sehr restriktive Annahme zu den zukünftigen Nutzungsmöglichkeiten der bestehenden Potentiale stützt sich auf folgende Gesichtspunkte. Zum einen gibt es verschiedene Hemmnisse beim weiteren Ausbau regenerativer

---

<sup>58</sup> Im elsässischen Soultz-sous-Forêts ist eine Pilotanlage für das HDR-Verfahren installiert.

Stromerzeugungstechnologien, wie z. B. zeitaufwendige Planungs- und Raumordnungsverfahren oder die Nicht-Verfügbarkeit entsprechender Technologien. Ein gutes Beispiel hierfür ist die aktuelle Situation bei der Nutzung von Offshore-Windkraftpotentialen in Deutschland (siehe Kapitel 4.3.3.2), aber auch die bisher zögerliche Haltung beim Ausbau der Windkraftnutzung in Schottland [Dudleston 2001, S. 3]. Zum anderen kann eine starke internationale Nachfrage nach Zertifikaten zu einem hohen Anteil an Strom aus erneuerbaren Energiequellen im Verteilnetz der Produktionsregionen führen. Für den Fall, dass diese Elektrizität aus fluktuierenden Energiequellen, wie z. B. Wind, gewonnen wird, müssen die Netzbetreiber in den betroffenen Regionen zusätzlichen Anstrengungen zur Aufrechterhaltung der Netzstabilität unternehmen<sup>59</sup>. Falls grüner Strom und nicht nur Zertifikate in großem Umfang nachgefragt werden, müssen vor allem Regionen, die in Bezug auf die Übertragungskapazitäten eine schwache Anbindung an das europäische Verbundnetz haben, wie z. B. Großbritannien, zusätzliche Leitungskapazitäten zu den Nachfragerregionen, z. B. Deutschland, bereitstellen. Es ist davon auszugehen, dass die bei den Netzbetreibern anfallenden zusätzlichen Kosten letztlich auf die Nachfrage nach grünem Strom beziehungsweise Zertifikaten umgelegt werden. Die daraus resultierenden Preissteigerungen können den Einkauf auf einem internationalen Markt unrentabel machen und damit zu einer geringeren Potentialausnutzung beitragen.

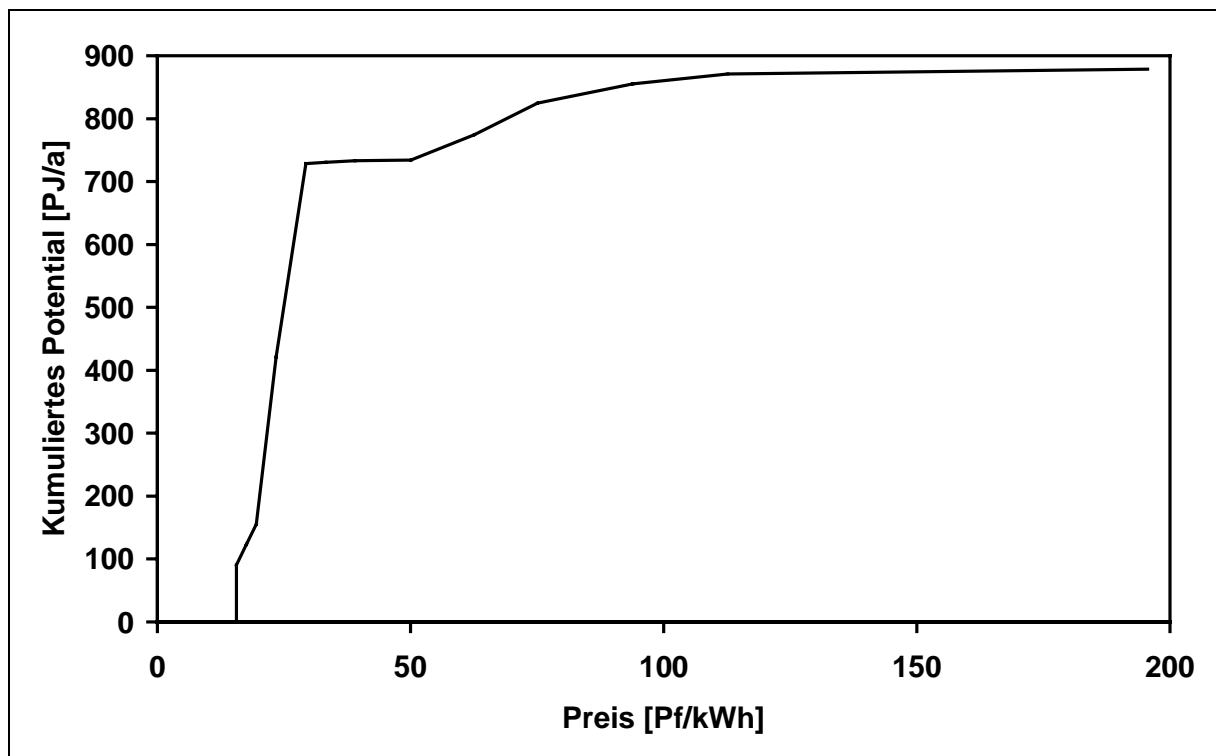


Bild 15: Kumulierte Angebotskurve für grünen Strom beziehungsweise grüne Zertifikate aus EU-Mitgliedsländern für 2010 (ohne Deutschland)

Vom zur Stromerzeugung verfügbaren Potential sind noch die nationalen Verpflichtungen der einzelnen Länder zur Produktion von grünem Strom abzuziehen. In

<sup>59</sup> Zu den Auswirkungen auf die Bereitstellung von Reserveleistung siehe z. B. [Dany et al. 2000a].

diesem Rahmen wird von einer Umsetzung der in [EC 2000] genannten Mengen für die einzelnen Mitgliedsstaaten ausgegangen. Auf dieser Grundlage ergibt sich die in Bild 15 dargestellte kumulierte Angebotskurve für die Kombination Strom und Zertifikat. Anhand des Diagramms ist erkennbar, dass der Großteil des Potentials zu Kosten von unter 30 Pf/kWh<sub>el</sub> genutzt werden kann. Im PERSEUS-REG<sup>2</sup> Modell ist diese Angebotskurve in Form der drei in **Fehler! Ungültiger Eigenverweis auf Textmarke.** dargestellten Potentialklassen abgebildet. Von besonderer Bedeutung ist dabei das Preisniveau der untersten Klasse, weil dadurch der Markteintritt internationaler Potentiale für den bundesdeutschen und baden-württembergischen Markt bestimmt wird.

Tabelle 32: Modellierte Potentialklassen des internationalen Angebots an grünem Strom

	Klasse 1	Klasse 2	Klasse 3
Preis für Kombination Strom und Zertifikat <sup>a</sup> [Pf/kWh]	15,6	26,6	84,4
Potential [PJ/a]	155,2	573,2	150,3

<sup>a</sup>: Als Erlös für den regenerativ erzeugten Strom wird der Marktpreis für Strom unterstellt.

Quelle: [Bräuer et al. 2000] und eigene Berechnungen

#### 4.4 Abbildung umweltpolitischer Instrumente

##### 4.4.1 Modellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)

Beim Erneuerbare-Energien-Gesetz handelt es sich, wie in Kapitel 2.4 dargestellt, um eines der aktuell in der Bundesrepublik Deutschland eingesetzten Instrumente zur Förderung der Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen. Es stellt eine Weiterentwicklung des Stromeinspeisungsgesetzes (StrEG) dar und basiert auf einer Garantipreisregelung. Der Geltungsbereich erstreckt sich auf Anlagen, welche von privaten oder unabhängigen Betreibern wie auch von EVU betrieben werden.

Ein wesentliches Problem des EEG ist der Umstand, dass auch unter Berücksichtigung der festen Einspeisetarife geförderte Anlagen auf Basis regenerativer Energieträger häufig nicht wirtschaftlich betrieben werden können<sup>60</sup>. Ein Vergleich der zu erwartenden Stromgestehungskosten verschiedener geförderter Energieträger und Anlagentypen lässt folgende Situation deutlich werden. Auch bei Berücksichtigung einer geringen Renditeerwartung der Investoren liegen außer bei Deponie- und Klärgasanlagen die zu erwartenden Stromgestehungskosten durchschnittlicher Anlagen über den im EEG festgelegten Förderbeträgen. Selbst bei Windkraftanlagen, welche in den vergangenen Jahren wesentlich weiterentwickelt wurden, ist nur an (küstennahen) Standorten mit sehr guten Windverhältnissen ein wirtschaftlicher Betrieb möglich. Da entsprechende Standortbedingungen in Baden-Württemberg nicht verfügbar sind, ist davon auszugehen, dass die Förderbeträge für baden-württembergische Windverhältnisse zu gering sind.

Für die Realisierung von EEG-geförderten Stromerzeugungsanlagen bedeutet dies, dass neben ökonomischen Kriterien noch weitere Aspekte, wie z. B. Idealismus, Ein-

<sup>60</sup> Siehe dazu auch [Markard et al. 2000, S. 202].



kommensstauereffekte oder die bestehenden Überkapazitäten bei fossilen Stromerzeugungsanlagen, von Bedeutung sind. Da die auf die Ausgabenminimierung ausgelegte Zielfunktion des PERSEUS-REG<sup>2</sup> Modells solche Motivationsfaktoren nicht erfassen kann, ist es erforderlich, die zu erwartende Entwicklung in Form von exogenen Vorgaben in das Modellsystem zu integrieren (siehe auch Kapitel 4.2.1.2).

Im PERSEUS-REG<sup>2</sup> Modell für Baden-Württemberg werden die im Folgenden dargestellten Annahmen zum Ausbau regenerativer Stromerzeugungsanlagen im Bereich privater und unabhängiger Betreiber berücksichtigt. Für Windkraftanlagen wird für das Jahr 1999 in [BWE 2000b] ein Anlagenbestand mit einer Leistung von 4444 MW für die gesamte Bundesrepublik Deutschland angegeben. Zur Entwicklung dieses Bestandes haben vor allem die großen Leistungszuwächse in den Jahren ab 1995 mit Zubauten von bis zu 1500 MW pro Jahr beigetragen. Aufgrund der Zubauraten in den vergangenen Jahren und der Entwicklung im ersten Quartal 2000<sup>61</sup> wird für die Förderung nach EEG ein jährlicher Mindestzubau von 800 MW unterstellt<sup>62</sup>. Die Aufteilung des gesamtdeutschen Ausbaus wird anhand der regionalen Anlagenverteilungen, die z. B. in [Wagner 1999] angegeben sind, auf die Region Baden-Württemberg und die verschiedenen Betreibergruppen übertragen. Auf dieser Basis ergibt sich der in Tabelle 33 dargestellte Windenergieausbau im Bereich privater Betreiber in Baden-Württemberg unter den Förderbedingungen des EEG.

Beim zukünftigen Ausbau von Photovoltaikanlagen im privaten Bereich spielt neben dem EEG auch die Förderung durch das 100.000-Dächerprogramm der Bundesregierung eine bedeutende Rolle<sup>63</sup>. Die Förderwirkung des EEG wird anhand der in der Vergangenheit erreichten Zubauraten abgeschätzt. Auf Basis der Angaben in [Wagner 1999], [Wagner 1998], [Grawe et al. 1995] zu den Jahren 1994 bis 1998, in denen das StrEG gültig war, ergibt sich ein jährlicher Zuwachs von 500 kW<sub>peak</sub> als plausibler Wert. In diesem Zusammenhang wird unterstellt, dass sich die Förderwirkung des EEG trotz der deutlich höheren Vergütung für Photovoltaikanlagen nicht von der des StrEG unterscheidet. Diese Annahme ist gerechtfertigt, da auch beim EEG noch eine beträchtliche Differenz zwischen tatsächlichen Stromgestehungskosten und Förderbetrag existiert und daher keine nennenswerte Steigerung der Attraktivität dieser Option aufgrund der höheren Förderung zu erwarten ist.

Tabelle 33: Entwicklung der installierten Leistung von Windkraft- und Photovoltaikanlagen privater und unabhängiger Betreiber in Baden-Württemberg (eigene Berechnungen)

[MW]	2000	2002	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Windkraftanlagen	36,5	47,6	64,3	92,1	117	111,3	111,3	111,3
Photovoltaikanlagen	10,7	23,6	23,86	23,6	22,46	7,26	1,86	1,66

<sup>61</sup> Siehe dazu z. B. die Statistiken des Bundesverband Windenergie (BWE) unter <http://www.windenergie.de>.

<sup>62</sup> In [BMU 2000a, S. 191] wird von einer geringeren Ausbaurrate ausgegangen. Da allerdings die dort genannten Hemmnisse nicht mehr bestehen, erscheint die angenommene Zubaurate von 200 MW/a zu gering.

<sup>63</sup> Zum 100.000-Dächer Programm siehe z. B. Informationen der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) unter <http://www.kfw.de>.

Das 100.000-Dächer Programm sieht für den Zeitraum bis 2003 die Installation einer Anlagenleistung von 300 MW<sub>peak</sub> vor<sup>64</sup>. Aufbauend auf dem geplanten Ausbaupfad wird die Förderwirkung dieses Instruments für Baden-Württemberg abgeschätzt. Aus der Regionalverteilung der zugesagten Förderungen ergibt sich zum 31.03.2000 bezogen auf die Anlagenleistung ein Anteil von 20 % für Baden-Württemberg<sup>65</sup>, der für den weiteren Zeitraum als konstant angenommen wird. Aus der Kombination der Wirkungen beider Förderinstrumente ergibt sich der in Tabelle 33 dargestellte Ausbaupfad.

Bei Wasserkraftanlagen, die sich nicht im Besitz von EVU befinden, ist eine stetig ansteigende Entwicklung der ans Netz abgegebenen Strommenge zu verzeichnen, die aber nach [Wagner 1998] auf Aspekte wie höhere jährliche Nutzungsdauern, bessere Wasserausnutzung und geringerer Eigenverbrauch der Erzeuger zurückzuführen ist. Förderwirkungen des Stromeinspeisungsgesetzes in den vergangenen Jahren sind in diesem Zusammenhang nicht zu belegen [Wagner 1998]. Gegen starke Förderwirkungen des StrEG und des EEG sprechen auch die Hemmnisse, die sich aus den hohen Anforderungen der Genehmigungsverfahren für Wasserkraftanlagen ergeben. Aufgrund dieser Situation wird davon ausgegangen, dass trotz Förderung durch das EEG kein nennenswerter Ausbau privater Wasserkraftanlagen erfolgt und die bestehenden Kapazitäten im Wesentlichen erhalten bleiben.

Die Abschätzung der zukünftigen Entwicklung von Biogasanlagen auf Basis der Vergärung organischer Stoffe stützt sich ebenfalls auf die Wachstumsraten der vergangenen Jahre. Der mittlere Zubau von 1,7 MW/a im Zeitraum 1994-1998 wird auch für den weiteren Ausbau unter den Rahmenbedingungen des EEG angenommen.

Bei Deponiegasanlagen zeichnet sich aus den Vergangenheitsdaten ein jährlicher Zubau von 10 MW in der gesamten Bundesrepublik Deutschland ab. Auch aufgrund der Vorschriften der TA Siedlungsabfall zur Deponiegasnutzung wird so lange von einer Beibehaltung dieses Wachstumspfades ausgegangen, bis die verfügbaren Potentiale ausgenutzt sind. Eine Aufteilung dieses Wertes auf die einzelnen Bundesländer auf Grundlage der Angaben in [Wagner 1999], [Wagner 1998] ergibt eine Leistungszunahme von 0,85 MW/a für Baden-Württemberg. Bei Klärgas wird aufgrund nahezu konstanter Kapazitäten der Jahre 1997 und 1998 [Wagner 1998], [Wagner 1999] auch weiterhin von einer weitgehend unveränderten installierten Leistung ausgegangen.

Bei der Stromerzeugung aus festen Biobrennstoffen weist die installierte Anlagenleistung bei privaten Betreibern zwischen 1994 und 1998 Schwankungen auf<sup>66</sup>. Zudem gibt es bei der Nutzung des bedeutendsten Biobrennstoffes Holz eine Konkurrenzbeziehung zwischen der stofflichen und der energetischen Nutzung, was zu Schwankungen der Brennstoffverfügbarkeit führen kann. Aufgrund dieser Situation sowie der grundsätzlich zur Stromerzeugung konkurrierenden Wärmegewinnung wird

---

<sup>64</sup> Geplanter Ausbaupfad nach [Grüne 2000]: 1999: 10 MW; 2000: 50 MW; 2001: 65 MW; 2002: 80 MW; 2003: 95 MW.

<sup>65</sup> Der aktuelle Stand der Kreditzusagen kann beispielsweise unter <http://www.uni-muenster.de/Energie/solar/markt/pvprog.html> abgefragt werden.

<sup>66</sup> Siehe z. B. Aufstellungen in [Wagner 1998], [Wagner 1999], [Grawe et al. 1995].

für die Förderung nach EEG von einem auch weiterhin konstanten Bestand von holzbefeuerten Anlagen ausgegangen.

#### **4.4.2 Quotenregelung und Ausschreibungsmodell aus Sicht der Modellierung**

Bei einer Quotenregelung, wie sie in Kapitel 2.5 vorgestellt wird, ist die umweltpolitische Zielsetzung über die Definition einer Mengenvorgabe für grünen Strom formuliert. Im Fall eines Ausschreibungsmodells wird die zu installierende Leistung von Stromerzeugungsanlagen auf Basis regenerativer Energieträger vorgegeben (siehe Kapitel 2.6). Die Leistungsvorgabe kann unter Berücksichtigung der jährlichen Nutzung der geförderten Anlagen ebenfalls in eine Mengenvorgabe für grünen Strom überführt werden. Zur modellgestützten Analyse der Auswirkungen der Instrumente ist eine Integration dieser Zielvorgaben in das Energie- und Stoffflussmodell erforderlich. Da die Ziele einer Quotenregelung wie auch eines Ausschreibungsmodells durch eine Mengenvorgabe für grünen Strom beschrieben werden können, ist es möglich, beide Instrumente in der gleichen Form in das PERSEUS-REG<sup>2</sup> Modell zu integrieren. Eine Differenzierung zwischen den beiden Instrumententypen ist damit aus modelltechnischer Sicht nicht erforderlich.

Die im Rahmen der vorliegenden Arbeit gewählte Sichtweise der diskutierten umweltpolitischen Instrumente aus dem Blickwinkel einer Mengenvorgabe für grünen Strom orientiert sich an der aktuellen energie- und umweltpolitischen Ausgangslage. Hier sind Umweltzielsetzungen zur Minderung von Treibhausgasemissionen bereits in Form von Mengenzielen für grünen Strom formuliert (siehe z. B. [EC 2000]). Daher konzentriert sich die Diskussion nicht mehr auf die Zieldefinition sondern darauf, wie die Ziele erreicht werden können. Da die vorliegende Arbeit an der Frage der Zielerfüllung ansetzt (siehe Kapitel 1.3), werden alternative Blickwinkel auf die Instrumente, wie beispielsweise über eine Budget- oder Emissionsbegrenzung, nicht weiter untersucht.

Neben einer Mengenvorgabe für grünen Strom wäre auch eine Beschränkung des zur Zielerreichung verfügbaren Budgets oder die Definition einer Emissionsgrenze als Vorgaben für die umweltpolitischen Instrumente möglich. Die methodischen Grundlagen zur Berücksichtigung von Obergrenzen für einzelne Schadstoffemissionen sowie speziell für Treibhausgase in einem PERSEUS-Modell werden in [Ardone 1999] vorgestellt und im Rahmen einer Analyse von multinationalen Treibhausgaserminderungsstrategien angewendet. Die Modellierung einer Ausschreibungsregelung auf Grundlage einer Budgetrestriktion wird beispielsweise in [Dreher et al. 2000b] diskutiert. Zur Abbildung eines der Instrumente auf Grundlage von Vorgaben zur installierten Anlagenleistung kann auf die in Kapitel 3.4.3.4 beschriebenen methodischen Möglichkeiten zur Definition von Kapazitätsrestriktionen zurückgegriffen werden.

#### **4.4.3 Modellierung einer Mengenvorgabe für grünen Strom**

Kernelement des entwickelten PERSEUS-REG<sup>2</sup> Modells ist das Elektrizitätsversorgungssystem der Region Baden-Württemberg (siehe Kapitel 4.2). Für diese Region werden die Auswirkungen einer Quotenregelung sowie eines Ausschreibungsmodells in Form einer Mengenvorgabe für grünen Strom analysiert. Die

sich aus einem Instrumenteneinsatz ergebende Nebenbedingung in Form einer Mindestmenge für grünen Strom wird über die in Kapitel 3.4.3.8 formulierten Ungleichungen in das Modellsystem integriert. In diesem Fall kann das Mengenziel als prozentualer Anteil an der gesamten Stromnachfrage definiert werden. Das Modellsystem identifiziert im Zuge der Optimierung die bezüglich der Zielfunktion günstigsten Alternativen zur Erzeugung der vorgegebenen Menge grünen Stroms.

Neben den Erzeugungsmöglichkeiten in der detailliert betrachteten Region Baden-Württemberg sind auch die Potentiale zur Produktion von grünem Strom in den übrigen Bundesländern sowie auf europäischer Ebene in das Modell integriert. Da eine Quotenregelung oder ein Ausschreibungsmodell nicht nur auf regionaler Ebene umgesetzt werden kann, sind auch die Auswirkungen des Instruments auf die Potentialverfügbarkeit in den übrigen modellierten Regionen zu berücksichtigen. Erfolgt keine Berücksichtigung der Nachfrage nach grünem Strom in den weiteren potentiellen Erzeugungsregionen, werden die Ausgaben eines Bezugs aus oder einer Investition in diesen Regionen für baden-württembergische Akteure zu gering eingeschätzt. Für die abgebildeten Potentiale zur Produktion von grünem Strom in den übrigen Bundesländern bedeutet dies, dass auch für diesen Bereich ein Mengenziel vorzugeben ist. Dies wird im Modell über die Einführung einer gesonderten Nachfrage nach grünem Strom für die übrigen Bundesländer erreicht. Die entsprechenden Nachfragemengen sind in Tabelle 34 angegeben. Eine Modellierung als Anteil an der Gesamtnachfrage, wie sie für die Region Baden-Württemberg vorgenommen wird, ist hier nicht möglich, weil für die übrigen Bundesländer die Gesamtnachfrage und die Produktion von normalem Strom nicht abgebildet ist. Für die modellierte Bezugsmöglichkeit aus anderen europäischen Ländern sind die jeweiligen nationalen Ziele bereits in der modellierten Angebotskurve berücksichtigt (siehe Kapitel 4.3.4). Die modellierte Option zum internationalen Bezug kann dabei im Rahmen eines Quotenmodells als internationaler Zertifikatehandel interpretiert werden. Im Zusammenhang mit der Umsetzung der Mengenvorgabe als Ausschreibungsmodell stellt diese Option geförderte Investitionen in ausländische Standorte dar. Im weiteren wird aus Darstellungsgründen diese Alternative nur noch im Kontext eines internationalen Zertifikatehandels diskutiert. Die Ergebnisse besitzen allerdings auch im Zusammenhang mit einem Ausschreibungsmodell Gültigkeit.

## 5 Instrumentenanalyse mit dem PERSEUS-REG<sup>2</sup> Modell

In diesem Kapitel werden Ergebnisse der Anwendung des im Rahmen dieser Arbeit entwickelten Energie- und Stoffflussmodells PERSEUS-REG<sup>2</sup> dargestellt. Gemäß der Problemstellung der Arbeit und den bereits erörterten Rahmenbedingungen liegt der Schwerpunkt auf der Analyse der zu erwartenden Auswirkungen einer im Rahmen eines umweltpolitischen Instruments vorgegebenen Mindestmenge für grünen Strom auf das Elektrizitätsversorgungssystem von Baden-Württemberg.

### 5.1 Szenariodefinition

Im Rahmen der durchgeführten Energieisystemanalysen wird grundsätzlich zwischen zwei Rahmenszenarios unterschieden. Es handelt sich dabei um den Referenzfall sowie um das Szenario einer Mengenvorgabe für grünen Strom. Weiterhin werden im Zuge von Detailanalysen verschiedene Alternativen für die zukünftige Entwicklung der Mengenvorgabe näher untersucht. Beide Rahmenszenarios basieren auf identischen Rahmenannahmen zu allgemeinen Entwicklungen im nationalen wie internationalen Energiesektor, die in Kapitel 4 vorgestellt werden.

#### 5.1.1 Charakterisierung des Referenzfalls

Mit Hilfe des Referenzszenarios soll die zukünftige Entwicklung des baden-württembergischen Versorgungssystems für den Fall untersucht werden, dass keine Änderungen der existierenden Rahmenbedingungen für die Energieversorgung vorgenommen werden.

Es wird unterstellt, dass als wesentliches Förderinstrument zur Unterstützung der Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) in der derzeit vorliegenden Form Gültigkeit behält. Des weiteren wird für den Zeitraum von 1999 – 2003 eine gezielte Förderung von kleinen Photovoltaikanlagen im Privatbereich durch das 100.000-Dächer-Programm der Bundesregierung berücksichtigt. Die aufgrund des EEG und des 100.000-Dächer-Programms zu erwartenden Kapazitätzubauten im privaten Sektor sind in Kapitel 4.4.1 detailliert dargestellt.

Neben diesen Fördermaßnahmen mit Schwerpunkt auf regenerativen Erzeugungstechnologien findet auch die Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) durch das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz Berücksichtigung. Aufgrund des Umstandes, dass zum Zeitpunkt der Modellentwicklung noch kein Entwurf für die Ausgestaltung eines längerfristigen Förderkonzeptes veröffentlicht war, erfolgt im Rahmen dieses Szenarios lediglich eine Abbildung des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes mit einer Gültigkeit bis Ende 2004. Mögliche Auswirkungen einer weiteren Förderung können auch auf Basis der mit diesen Annahmen erzielten Ergebnissen abgeleitet werden, da die grundlegende Wirkungsrichtung auch anhand der Modellergebnisse für diesen kurzen Förderzeitraum identifiziert werden kann (siehe auch Kapitel 5.2.5).

Des Weiteren werden die Ergebnisse der Konsensgespräche zum Kernenergieausstieg [BMU 2000c] in das Modell integriert. Auf die Modellintegration dieser Vorgaben wird in Kapitel 4.2.7.2 näher eingegangen.

Aufgrund der im EEG vorgegebenen Abnahmeverpflichtung für grünen Strom sowie der allgemein geringen Nachfrage nach grünem Strom wird davon ausgegangen, dass sich unter diesen Rahmenbedingungen kein nationaler Markt für grünen Strom entwickeln wird. Daher wird im Rahmen des Referenzszenarios ausschließlich eine Ankopplung des baden-württembergischen Systems an einen nationalen/internationalen Markt für normalen Strom berücksichtigt.

### **5.1.2 Charakterisierung des Szenario einer Mengenvorgabe für grünen Strom**

Zur Untersuchung der Auswirkungen einer staatlichen Mengenvorgabe für grünen Strom auf das Elektrizitätsversorgungssystem von Baden-Württemberg wird das Szenario „Mengenvorgabe“ definiert. Die Mengenvorgabe kann in Form absoluter Werte oder eines relativen Ziels formuliert werden. Daher werden im Folgenden die Begriffe Quote und Mengenvorgabe synonym verwendet. Es soll an dieser Stelle darauf hingewiesen werden, dass die Modellergebnisse unabhängig davon sind, ob die Mengenvorgabe im Rahmen einer Quotenregelung oder in Form eines Ausschreibungsmodells realisiert wird (siehe dazu auch Kapitel 4.4.2).

Bedeutendstes Element dieses Szenarios ist die Definition eines Mengenziels für grünen Strom. Bei den Analysen werden keine vorab definierten, technologiespezifischen Mengenvorgaben für grünen Strom berücksichtigt. Nur so ist es möglich, aus den Arbeitsergebnissen die Auswirkungen einer Mengenvorgabe auf den Einsatz verschiedener Technologien und Energieträger zu identifizieren und Hinweise für eine eventuelle technologiespezifische Ausgestaltung des Förderinstruments abzuleiten. Die Integration von Technologiebändern würde nur einen eingeschränkten Erkenntnisgewinn zu den Auswirkungen einer Quote für grünen Strom liefern und der Zielsetzung dieser Arbeit nicht entsprechen.

Der in diesem Szenario angenommene zeitliche Ablauf der Realisierung eines Mengenziels orientiert sich sehr stark an Vorgaben, die auf nationaler wie auch internationaler Ebene festgelegt wurden. Als wesentliches Element sind hier die Verpflichtungen zur Minderung von Treibhausgasemissionen, die im Kyoto-Protokoll<sup>1</sup> definiert wurden, zu nennen. Die dort definierte Zeitperiode 2008 – 2012 zur Erfüllung der Minderungsziele findet sich in verschiedenen europäischen und deutschen Programmen und Zielsetzungen wieder (siehe dazu z. B. [EC 1997a, S. 10], [EC 2000], [BMU 2000b]). Aufgrund dieser Voraussetzungen wird in Analogie zu den genannten Quellen für 2010 die Festlegung eines verbindlichen Mengenziels für grünen Strom angenommen. Auch auf Basis des im Richtlinienvorschlag der Europäischen Kommission zur Förderung erneuerbarer Energiequellen [EC 2000] vorgesehenen Vorgehens zur Umsetzung eines europaweit kompatiblen Förderinstruments für grünen Strom scheint eine Realisierung bis 2010 möglich. Zur

---

<sup>1</sup> Siehe dazu [UN 1997].

Erreichung des Mengenziels sind folgende Primärenergieträger für die Erzeugung von grünem Strom zugelassen<sup>2</sup>:

- Windkraft
- Solarstrahlung
- Biomasse
- Geothermie
- Wasserkraft bei der Erzeugung von Elektrizität in kleinen Anlagen

Bei der Ausgestaltung der Mengenverpflichtung werden drei Varianten unterschieden:

- Ohne handelbare grüne Zertifikate: Die Mengenverpflichtung muss physisch erfüllt werden, ein Handel mit grünen Zertifikaten ist nicht zugelassen.
- Nationaler Zertifikatehandel: Die Erfüllung der Mengenverpflichtung ist mit Hilfe von grünen Zertifikaten nachzuweisen, eine physische Erfüllung ist nicht erforderlich. Es sind nur Zertifikate zugelassen, die innerhalb der Bundesrepublik Deutschland produziert werden.
- Internationaler Zertifikatehandel: Wie nationaler Zertifikatehandel, allerdings können die Zertifikate europaweit produziert und eingekauft werden.

Zur Analyse der Auswirkungen verschiedener Entwicklungspfade für das Mengenziel werden die in Tabelle 34 dargestellten Quotenpfade näher untersucht.

Tabelle 34: Analysierte Quotenpfade und damit verbundene Mengen an grünem Strom

Szenario		2010	2015	2020	2025	2030
QI	Anteil in %	10,3 %	10,3 %	10,3 %	10,3 %	10,3 %
	Menge in Baden-Württemberg [TWh]	6,5	6,7	6,8	6,9	7
	Menge im übrigen Deutschland [TWh]	46,5	47,7	48,5	49,2	49,9
QII	Anteil in %	10,3 %	15 %	20 %	25 %	30 %
	Menge in Baden-Württemberg [TWh]	6,5	9,74	13,2	16,7	20,4
	Menge im übrigen Deutschland [TWh]	46,5	69,4	94,1	119,3	145,2
QIII	Anteil in %	10,3 %	10,3 %	23,5 %	23,5 %	45,6 %
	Menge in Baden-Württemberg [TWh]	6,5	6,7	15,5	15,7	31
	Menge im übrigen Deutschland [TWh]	46,5	47,7	110,3	111,7	220,8

Als Startwert für das Jahr 2010 wird der in [EC 2000] für die Bundesrepublik Deutschland genannte Anteil an von 10,3 % für Strom aus erneuerbaren Energiequellen (ohne Großwasserkraft) angesetzt. Im Falle des Szenarios QI wird von einem konstanten Anteil in Höhe des Startwertes für den gesamten Analysezeitraum ausgegangen.

Neben diesem Fall werden noch zwei weitere Pfade mit einem Wachstum der Verpflichtung unterschieden. Der Pfad QII geht von einem Anstieg der Verpflichtung

<sup>2</sup> Zur Diskussion der Definition von grünem Strom siehe Kapitel 1.4.

um fünf Prozentpunkte alle fünf Jahre aus<sup>3</sup>. Der dritte untersuchte Fall (QIII) hat eine Verdopplung der Menge grünen Stroms alle zehn Jahre zum Gegenstand und entspricht einem Anteil von rund 45 % in 2030.

Die Mengenvorgabe bezieht sich in allen Fällen auf die von Endverbrauchern nachgefragte Strommenge. Dies entspricht aus Instrumentensicht einer Verpflichtung der Endverbraucher oder der Versorgungsunternehmen, die Endkunden beliefern.

Ergänzend sei angemerkt, dass auch im Rahmen dieses Szenarios davon ausgegangen wird, dass der Ausstieg aus der Kernenergie, wie im Referenzfall, entsprechend der Ergebnisse der Konsensgespräche realisiert wird<sup>4</sup>.

## **5.2 Entwicklungen im Referenzfall**

### **5.2.1 Nicht-regenerative Stromerzeugung**

Für die Zeitperiode 2000 – 2010 ist die Entwicklung des baden-württembergischen Versorgungssystems im Wesentlichen vom Ausstieg aus der Kernenergie geprägt. Die vorgegebene Reststrommenge von 588 TWh<sup>5</sup> wird bis 2009 aufgebraucht. Es zeichnet sich ab, dass aufgrund der Mengenbeschränkung zwischen 2005 und 2010 die vorhandene Leistung der Kernkraftwerke nicht mehr in vollem Umfang genutzt werden kann. Die stillgelegte Leistung muss durch einen Anlagenzubau kompensiert werden. Dafür kommen in der Regel GuD-Kraftwerke sowie Kohlekraftwerke in Frage.

Die Bedeutung gasbetriebener Anlagen verändert sich innerhalb des Analysezeitraumes deutlich. In einer ersten Phase bis 2015 sind GuD-Kraftwerke dominierend. Ab 2020 werden Kohlekraftwerke verstärkt eingesetzt. Ausschlaggebend für diese Entwicklung ist das sich ab 2010 aufbauende Preisgefälle zwischen Steinkohle und Erdgas (siehe Bild 14). Der Leistungszubau bei Gaskraftwerken wird im Wesentlichen von zwei Faktoren bestimmt. Das ist zum einen der Ausstieg aus der Nutzung von Atomkraftwerken sowie der Zuwachs der Nachfrage und der Exportmöglichkeiten. Damit liegt der vom Modellsystem vorgeschlagene Leistungszubau bei über 4000 MW<sub>el</sub><sup>6</sup>.

Unter den angenommenen Rahmenbedingungen werden existierende Kohlekraftwerke weiter genutzt. Eine Abschaltung beziehungsweise ein Zurückfahren bestehender Anlagen ist aufgrund der Höhe der Preisdifferenzen zwischen Kohle und Gas nicht zu erwarten. Beim unterstellten Entwicklungspfad für die Primärenergie-trägerpreise erreicht das Preisverhältnis zwischen Steinkohle und Erdgas in 2020 einen Wert von 1:2,3. Damit setzt ein struktureller Umbau des Kraftwerksparks ein.

---

<sup>3</sup> Dieser Quotenpfad sieht für 2020 einen Anteil von 20 % vor. Über eine entsprechende Entwicklung wird offensichtlich auch auf politischer Ebene nachgedacht [Strom 2000b].

<sup>4</sup> Siehe dazu Kapitel 4.2.7.2.

<sup>5</sup> Siehe [BMU 2000c]. Die Reststrommenge wird auf Grundlage einer angenommenen technischen Nutzungsdauer von 32 Jahren sowie eines Mengenzuschlags von 5,5 % auf die in 32 Betriebsjahren zu erreichende Produktionsmenge bestimmt. Der Mengenzuschlag dient zur Berücksichtigung von produktionssteigernden Anlagenverbesserungen.

<sup>6</sup> Dies entspricht ungefähr der zu ersetzenden Leistung baden-württembergischer Kernkraftwerke.



Ab 2020 werden im Rahmen der erforderlichen Neuinvestitionen Kohlekraftwerke installiert. Bei einem weiteren Anstieg des Gaspreises werden auch existierende gasbetriebene Kraftwerke zurückgefahren, so dass gegen Ende des Analysezeitraumes Kohlekraftwerke eindeutig dominierend sind.

Damit stellt sich die Entwicklung des baden-württembergischen Versorgungssystems in Abhängigkeit des Erdgaspreises wie folgt dar. Bei den bis etwa 2015 vorherrschenden Bezugsmöglichkeiten für Erdgas werden GuD-Kraftwerke in der Grundlast eingesetzt. Im Zuge der erwarteten Preissteigerung erfolgt eine Verschiebung in die Mittellast, bevor sie gegen Ende des Analysezeitraumes nur noch teilweise genutzt oder vorzeitig außer Betrieb genommen werden. Anstelle der GuD-Kraftwerke werden moderne Steinkohlenanlagen eingesetzt. Dabei handelt es sich um Anlagen, die üblicherweise im Grundlastbetrieb eingesetzt werden. Aus dieser Dominanz von typischen Grundlastkraftwerken ergeben sich im baden-württembergischen Versorgungssystem keine Probleme bezüglich der Abdeckung von Lastspitzen, weil Baden-Württemberg eine sehr ausgeglichene Lastkurve aufweist<sup>7</sup>. Weiterhin besteht die Möglichkeit, durch den Export von Elektrizität Lastschwankungen auszugleichen, was wiederum den Einsatz von Grundlastanlagen forciert.

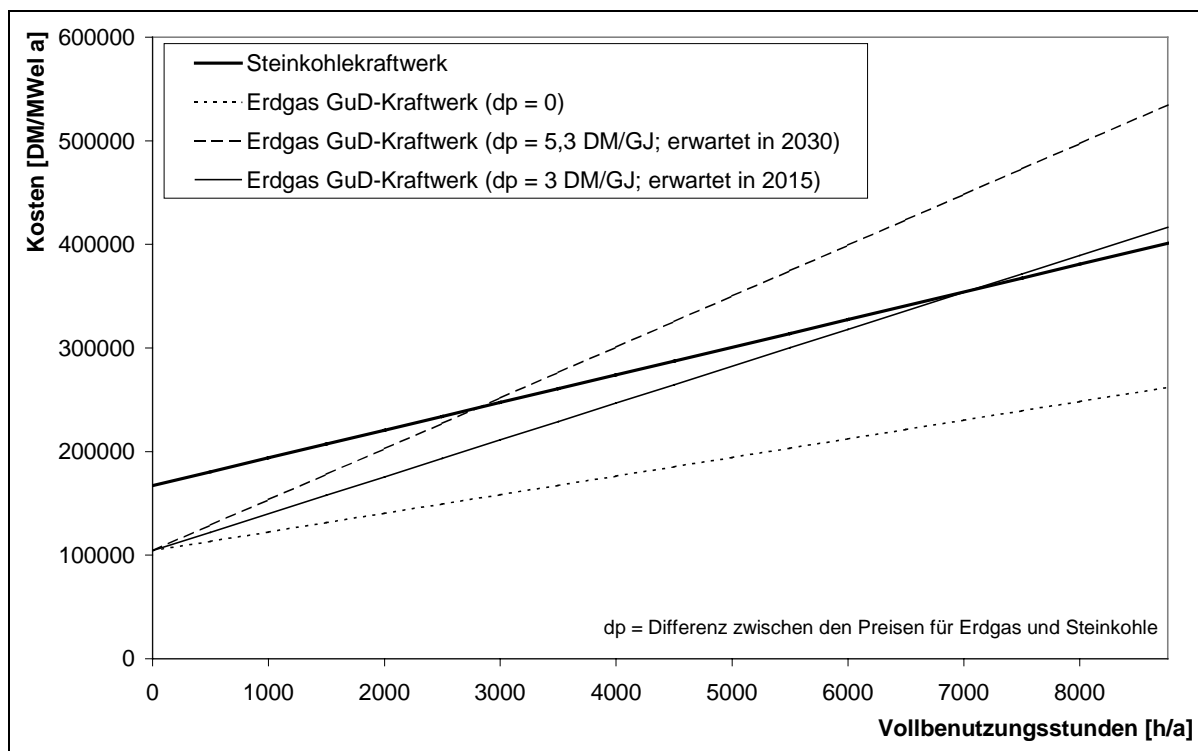


Bild 16: Vergleich der Produktionskosten von Steinkohlekraftwerken und Erdgas GuD-Kraftwerken in Abhängigkeit der Preisdifferenz bei den Primärenergieträgern

Aus den Modellergebnissen folgt, dass vor allem das Preisverhältnis zwischen den Primärenergieträgern Kohle und Erdgas ausschlaggebend für die zukünftige Struktur

<sup>7</sup> Vergleiche z. B. [VDEW 1998]. In 1997 betrug die maximale Lastschwankung am Höchstlasttag 10 % der Maximalleistung. Zur Verringerung der Lastschwankungen trägt auch die weite Verbreitung von Nachtspeicherheizungen in Baden-Württemberg bei.

des baden-württembergischen Kraftwerksparks ist. Falls entgegen der angenommenen Preisentwicklung kein weiteres Auseinanderlaufen der Preise für Kohle und Gas eintritt, ist auch nach 2020 zu erwarten, dass überwiegend Gaskraftwerke anstelle von Kohlekraftwerke betrieben werden.

Ausschlaggebend für den Umfang des Stromexports beziehungsweise –imports ist das Verhältnis von Erzeugungskosten innerhalb der untersuchten Region zum allgemeinen Marktpreis (siehe auch Tabelle 36). Dieser Marktpreis repräsentiert die Gleichgewichtssituation zwischen Angebot und Nachfrage<sup>8</sup>, wobei Angebots- oder Nachfrageänderungen entsprechende Preisvariationen nach sich ziehen. Damit kann ein Marktpreis auf einem niederen Niveau zu einem Nachfrageanstieg führen, weil beispielsweise für einige Versorgungsunternehmen der Bezug billiger als die Eigenerzeugung ist. Mit dem entwickelten Modellsystem durchgeführte Sensitivitätsanalysen bezüglich der Preisentwicklung zeigen, dass schon bei Marktpreisen, die 0,5 – 0,7 Pf/kWh unter dem angenommenen Preisniveau<sup>9</sup> liegen, die Stromproduktion in Baden-Württemberg nicht mehr wettbewerbsfähig wäre und zu Gunsten eines Stromimports aufgegeben werden würde.

### 5.2.2 Nutzung regenerativer Energiequellen

Die wichtigste Option im Bereich der Stromerzeugung aus regenerativen Energieträgern ist die Wasserkraftnutzung. Das Modellsystem schlägt auch ohne zusätzliche Förderung die Nutzung von Ausbauoptionen im Bereich der Laufwasserkraft vor<sup>10</sup>. Der Schwerpunkt liegt hier auf großen Wasserkraftanlagen. Es erfolgt insgesamt ein Ausbau von 639 MW im Jahr 1996 auf 831 MW in 2030. Damit werden die vorgegebenen Potentiale vollständig genutzt. Ein Vergleich der Stromgestehungskosten zwischen GuD-Anlagen und Wasserkraftwerken macht deutlich, dass hier nur sehr geringe Unterschiede zugunsten der Wasserkraft bestehen. Im Fall von niedrigen Gaspreisen kann dies dazu führen, dass die Wasserkraftanlagen ohne Förderung nicht mit GuD-Kraftwerken konkurrieren können. Im Bereich der Kleinwasserkraft erfolgt unter rein ökonomischen Gesichtspunkten kein Ersatz von Anlagen, die das Ende der Nutzungsdauer erreichen, und damit auch kein weiterer Ausbau, da hier aufgrund der typischen Anlagengröße höhere Stromgestehungskosten anfallen. Aus den unterschiedlichen Ergebnissen für große und kleine Wasserkraftanlagen folgt, dass unter den angenommenen Rahmenbedingungen die Wasserkraftnutzung an der Grenze zur Wirtschaftlichkeit steht.

Die im Rahmen dieser Modellanalysen erzielten Ergebnisse basieren grundsätzlich auf „Durchschnittstechnologien“, für die mittlere Werte für Investition sowie fixe und variable Ausgabenbestandteile angenommen werden. Weiterhin ist zu berücksichtigen, dass im Rahmen des normativen Ansatzes alle Optionen an einheitlichen Krite-

---

<sup>8</sup> Als Strommarkt soll hier der Markt auf Hochspannungsebene zwischen Händlern bzw. Versorgungsunternehmen verstanden werden. Dieser wird üblicherweise als Großhandelsmarkt bezeichnet.

<sup>9</sup> Siehe Kapitel 4.2.4.3 für Preisannahmen.

<sup>10</sup> Als Ausbauoptionen sind nur technische Verbesserungen an bestehenden Anlagen, aber keine Errichtung von Anlagen an neuen Standorten zugelassen (siehe auch Kapitel 4.3.3.1).

rien gemessen werden. In der Praxis können aber andere, individuelle Aspekte, z. B. Einspeisevergütungen, für den einzelnen Investor entscheidungsrelevant sein. Diese Rahmenbedingungen der Modellierung können dazu führen, dass die Modellergebnisse – auch im Bereich der hier als rentabel ausgewiesenen Großwasserkraft – von der tatsächlichen Entwicklung abweichen. Ein Beispiel für diese Situation ist der geplante Ausbau des Laufwasserkraftwerkes Rheinfelden.

Neben der Wasserkraft werden im Referenzfall auch alle zur Verfügung stehenden Klär- und Deponiegaspotentiale genutzt. Ausschlaggebend für die vollständige Nutzung der Potentiale sind im Wesentlichen zwei Rahmenbedingungen. Zum einen sind die Primärenergieträger Klär- und Deponiegas ohne oder nur mit geringen zusätzlichen Kosten verfügbar, da eine Gasfassung üblicherweise vorhanden ist beziehungsweise nur zu geringen zusätzlichen Kosten führt<sup>11</sup>. Zum anderen können zur Stromerzeugung bereits bewährte BHKW-Technologien eingesetzt werden. Hier liegen die mittleren spezifischen Investitionen bei 1200 DM/kW<sub>el</sub> [MHKW 1999, S. 7]. Die von den BHKW erzeugte Abwärme wird bei einem Einsatz in Kläranlagen zur Klärschlamm-trocknung oder Beheizung der Faultürme genutzt. Da auf Deponiegebieten üblicherweise keine Wärmenachfrage existiert, kann hier nur in Ausnahmefällen eine gekoppelte Strom- und Wärmeerzeugung erfolgen [Föhlingen et al. 2000], [Doll 1996], [Kaltschmitt et al. 1993, S. 287]. Unter diesen Rahmenbedingungen ergeben sich Stromgestehungskosten von 3 - 4 Pf/kWh ohne Berücksichtigung der Kosten der Gasfassung. Inklusiv Gasfassung bei Deponien liegen sie im Bereich von 7,5 Pf/kWh<sup>12</sup>. Allerdings verhindert die zeitliche und mengenmäßige Begrenztheit der Gaspotentiale einen größeren Ausbau dieser Optionen<sup>13</sup>. Aus diesen Ergebnissen wird deutlich, dass beide Alternativen bereits ohne zusätzliche Förderung wirtschaftlich genutzt werden können. Dies bedeutet, dass hier interessante Betätigungsmöglichkeiten, z. B. für Versorgungsunternehmen in Form von Contracting-Projekten, gegeben sind, die zu einer besseren Potentialausnutzung und zu einer größeren Verfügbarkeit des erzeugten grünen Stroms für die öffentliche Versorgung führen können.

Unter den Rahmenbedingungen des EEG mit einer Vergütung von 15 bzw. 13 Pf/kWh für Strom aus Klär- und Deponiegas bietet es sich aus Sicht der Anlagenbetreiber an, den gesamten mit den Anlagen erzeugten grünen Strom ins Netz einzuspeisen und den Eigenbedarf vollständig über einen Bezug wesentlich billigeren, konventionell erzeugten Stroms zu befriedigen<sup>14</sup>. Aufgrund einer solchen Strategie könnte die für EVU verfügbare Menge grünen Stroms aus diesen Quellen wie auch die zu zahlende Gesamtsumme der EEG-Vergütungen kurzfristig ansteigen. Da dieses Verhalten keinen Anstieg der Produktion grünen Stroms sondern nur eine

---

<sup>11</sup> Eine Gasfassung ist bei Deponien zwingend vorgeschrieben (TA Siedlungsabfall). Bei Kläranlagen mit biologisch-anaerober Klärstufe erfolgt die Gasfassung automatisch. Daher können die Kosten für die Gasfassungsanlage nicht (ausschließlich) der Stromerzeugung zugerechnet werden (siehe beispielsweise auch [Kaltschmitt et al. 1993, S. 288]).

<sup>12</sup> Datenbasis ist [Buchberger 1998, S. 166].

<sup>13</sup> Zu den Potentialabschätzungen siehe Kapitel 4.3.3.3.

<sup>14</sup> Ein entsprechendes Vorgehen wird beispielsweise in [Welter 2000] privaten Betreibern von Photovoltaikanlagen zur Steigerung ihrer Erlöse empfohlen.

andere Verteilung (Netzeinspeisung statt Eigenverbrauch) zur Folge hat, ergeben sich daraus keine Auswirkungen für die Potentialnutzung.

Im Bereich der durch das EEG geförderten Stromerzeugung in Anlagen, die nicht einem etablierten Versorgungsunternehmen gehören, wird entsprechend der in Kapitel 4.4.1 dargestellten zu erwartenden Entwicklung ungefähr 1,5 PJ/a grüner Strom in Baden-Württemberg erzeugt. Die bedeutendsten regenerativen Energieträger sind Wasserkraft in Kleinanlagen, Windkraft sowie Biogas. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass gegen Ende des Analysezeitraumes ein Rückgang der erzeugten Strommenge auftreten kann, falls die in den vergangenen Jahren zu beobachtenden teilweise hohen Zuwachsraten bei der installierten Leistung einzelner Technologien längerfristig nicht beibehalten werden können<sup>15</sup>. Dadurch kann im Zeitraum ab 2020 trotz weiteren Zubaus in der Summe ein Rückgang der installierten Leistung auftreten, womit im Referenzszenario eine um bis zu 20 % geringere Produktion verbunden ist. Aus dieser Entwicklung wird deutlich, dass im Falle von vergleichsweise großen Fördererfolgen eines umweltpolitischen Instruments auch darauf zu achten ist, dass im weiteren zeitlichen Verlauf zumindest eine Stabilisation des Förderniveaus erreicht wird. Andernfalls ist zum Ende der Lebensdauer der Anlagen, die in Perioden mit großen Zubauraten installiert werden, mit einer Verschlechterung des Grades der Zielerreichung des umweltpolitischen Instruments zu rechnen. Unter diesem Aspekt ist es von Bedeutung, dass eine Förderung nicht nur auf kurzfristige Marktstimulation angelegt ist.

Da im Rahmen dieses Szenarios stark fluktuierende regenerative Energieträger wie Wind oder Solarstrahlung nur in geringem Umfang sowie überwiegend im Bereich der privaten Einspeisung eingesetzt werden, spielt die Frage nach der Vorhaltung von Back-up Kapazitäten eine untergeordnete Rolle.

### 5.2.3 Import und Export von Elektrizität

Im Basisjahr 1996 werden rund 222 PJ Strom nach Baden-Württemberg importiert. Gleichzeitig erfolgt ein Export von etwa 220 PJ. Damit ist die Strombilanz nahezu ausgeglichen. Aufgrund des unterstellten Verhältnisses zwischen dem Marktpreis für Strom und den Gestehungskosten einer Erzeugung in Baden-Württemberg, welche von den Energieträgerpreisen und den verfügbaren Technologien bestimmt werden, ist die Eigenerzeugung vorteilhafter als ein Stromimport. Aufgrund dieser Situation sieht das Modell einen Stromimport nur noch zum Ausgleich von Lastschwankungen vor. Vor diesem Hintergrund wird der Stromexport stetig ausgebaut, so dass in der letzten Analyseperiode das gesamte angenommene Exportpotential von 283 PJ/a genutzt wird.

Der geplante Kernenergieausstieg beeinflusst trotz der damit in Baden-Württemberg verbundenen umfangreichen Ersatzinvestitionen die Handelsaktivitäten baden-württembergischer Versorgungsunternehmen nicht. Die Ursache ist darin zu sehen, dass in anderen Regionen, welche einen geringeren Anteil an Kernkraftwerken haben, im relevanten Zeitraum ab 2010 auch zahlreiche fossile Kraftwerke das Ende

---

<sup>15</sup> Z. B. sehr hohe Zubauraten bei Windkraftanlagen in den Jahren 1998 und 1999 [BWE 2000f].

ihrer Nutzungsdauer erreichen und ersetzt werden müssen. Damit ergeben sich kaum beachtenswerte Vorteile für einzelne Regionen auf dem Strommarkt.

Im Rahmen der Modellierung wird, wie in Kapitel 4.2.4 dargestellt, der Strommarkt als ein Großhandelsmarkt mit einheitlichen Preisen für Kauf und Verkauf interpretiert. Aus diesem Grund erfolgt durch das Modellsystem die beschriebene konsequente Nutzung der Exportmöglichkeiten bei gleichzeitiger Reduktion der Importe. Inwieweit diese Entwicklung auf der Importseite tatsächlich eintreten wird, hängt stark von den Arbitragemöglichkeiten ab, die sich für baden-württembergische Unternehmen durch den Handel auf den verschiedenen Märkten mit den unterschiedlichen Produkten ergeben. Eine detaillierte Integration der verschiedenen Handelsmöglichkeiten in das Modell ist derzeit allerdings nicht möglich, da die unterschiedlichen Märkte in der Bundesrepublik Deutschland nicht oder noch nicht lange genug existieren, um die für eine Modellierung notwendigen Aussagen über die Preisentwicklung der verschiedenen Produkte treffen zu können.

Ein wesentliches Modellergebnis in Bezug auf die Bedeutung des Stromhandels ist, dass trotz der Liberalisierung und des Kernenergieausstiegs baden-württembergische Versorgungsunternehmen Elektrizität zu konkurrenzfähigen Preisen produzieren können und damit auch zukünftig ihre bisherige Rolle auf dem Strommarkt beibehalten können.

#### **5.2.4 Der Anteil grünen Stroms**

Auf Basis der in Abschnitt 5.2.2 dargestellten Entwicklung bei der Nutzung regenerativer Energieträger zur Stromerzeugung stellt sich der Anteil grünen Stroms im Netz baden-württembergischer Versorgungsunternehmen wie folgt dar. Ausgangspunkt ist ein Anteil von 5 % (inkl. Großwasserkraft) für regenerativ erzeugten Strom in 1996<sup>16</sup>. Der Rückgang auf 4,3 % in 2000 ist auf die unterstellte Sterbelinie für existierende Großwasserkraftanlagen und die Annahme, dass in der Periode 2000/2001 keine Ersatzinvestitionen getätigt werden<sup>17</sup>, zurückzuführen. Der maximale Anteil grünen Stroms wird in der Periode von 2005 erreicht. Ausschlaggebend hierfür ist vor allem der Ausbau der Deponie- und Klärgasnutzung sowie existierender Großwasserkraftanlagen. In den folgenden Jahren ist ein Rückgang des Anteils zu erwarten, da zur Befriedigung der Nachfragesteigerung und für den Export fossile Anlagen zugebaut beziehungsweise eingesetzt werden. Eine konsequente Fortführung dieser Entwicklung hat bereits in 2015 eine Unterschreitung des Ausgangsniveaus zur Folge.

In diesem Zusammenhang ist allerdings anzumerken, dass das Referenzszenario als sogenannter „Worst-Case“-Fall zu interpretieren ist, da entsprechend der Annahmen in Kapitel 4.2.4.1 kein Handel mit grünem Strom stattfinden kann. Eine Absatzsteigerung und damit auch eine Erhöhung der Produktion grünen Stroms kann unter den Referenzannahmen durch grüne Angebote und einen damit verbundenen verstärkten Handel mit grünem Strom erfolgen. Aufgrund der bisherigen praktischen Erfahrungen

---

<sup>16</sup> Dies entspricht einem Anteil an der baden-württembergischen Erzeugung von rund 6 % (siehe auch [VDEW 1997a, S. 3.2], [Wagner 1998], [Wagner 1999]).

<sup>17</sup> Siehe auch Kapitel 4.1.1.1 zur Rolle der Periode 2000/2001 als Übergangszeitraum.

mit diesem freiwilligen Instrument ist jedoch nicht mit einer nennenswerten Erhöhung der freiwilligen Nachfrage zu rechnen<sup>18</sup>.

Tabelle 35: Anteil grünen Stroms im baden-württembergischen Versorgungssystem<sup>a</sup>

[%]	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Ohne Grosswasserkraft	1,1	1,6	1,3	0,9	0,7	0,6	0,6
Mit Grosswasserkraft	4,3	6,4	5,7	4,1	3,4	3,3	3,3

<sup>a</sup>: Erzeugung in Baden-Württemberg plus Zukauf aus anderen Regionen. Zugekaufter Strom wird als konventionell erzeugter Strom angenommen. Da der Zukauf nur einen geringen Umfang hat, wird der hier ausgewiesene Anteil nur unerheblich von dieser Annahme beeinflusst.

### 5.2.5 Erzeugungskosten für Strom<sup>19</sup>

Die Erzeugungskosten beziehungsweise Stromgestehungskosten werden im Folgenden als Durchschnitt der Erzeugungskosten aller eingesetzten Anlagen berechnet. Der Grund für die Wahl der Durchschnittskosten liegt zum einen darin, dass im Rahmen der durchzuführenden langfristigen Betrachtung tagesverlaufsabhängige Schwankungen, die durch den Einsatz verschiedener Erzeugungsanlagen und damit durch stark unterschiedliche Grenzkosten geprägt sein können, nicht relevant sind. Zum anderen soll im Rahmen der vorliegenden Arbeit die Entwicklung der tatsächlichen Kosten der Erzeugung untersucht werden, weil erst daraus ein Rückschluss auf die Preisentwicklung an einem Strommarkt möglich ist. Eine Berücksichtigung der Grenzkosten der Erzeugung ist in diesem Zusammenhang nicht sinnvoll, weil dadurch bereits die Preisbildung auf einem Strommarkt in die Analysen integriert würde. Weiterhin ist in diesem Zusammenhang zu berücksichtigen, dass für die bei der Mehrheit der Endkunden praktizierte Abrechnung auf Grundlage von Durchschnittspreisen eine Durchschnittsbildung der Stromgestehungskosten der einzelnen Erzeugungs- beziehungsweise Bezugsoptionen erforderlich ist<sup>20</sup>. Die Entwicklung der durchschnittlichen Erzeugungskosten kann daher auch als richtungsweisend für die zukünftige Preisentwicklung angesehen werden.

Bei den Erzeugungskosten werden variablen Ausgaben, wie z. B. Ausgaben für Brennstoffe oder betriebsmittelverbrauchsabhängige Ausgaben, fixe Ausgaben und zur Umlegung der Gesamtinvestitionen auf die Nutzungsjahre die Annuitäten der einzelnen Investitionen berücksichtigt. Beim bereits bestehenden Kraftwerkspark kann aufgrund der geringen Neuinvestitionen in Baden-Württemberg in den vergangenen Jahren vereinfachend davon ausgegangen werden, dass alle existierenden Anlagen bereits vollständig abgeschrieben sind. Dies bedeutet, dass im vorliegenden Fall für bestehende Kraftwerke lediglich variable und fixe Ausgaben in die Bestimmung der Erzeugungskosten einfließen müssen.

<sup>18</sup> Siehe Kapitel 2.7.9.

<sup>19</sup> Es sei an dieser Stelle nochmals darauf hingewiesen, dass es sich bei den angegebenen monetären Größen um reale Werte handelt, die sich auf das Jahr 2000 beziehen. Aus Gründen der Übersichtlichkeit wird jedoch auf die Nennung der Basis 2000 verzichtet.

<sup>20</sup> Zu verschiedenen Verfahren zur Preisbestimmung siehe z. B. [Pffaffenberger 1993, S. 191 ff.].

Für das Basisjahr 1996 liegen die Stromerzeugungskosten baden-württembergischer EVU im Bereich zwischen 4,2 und 4,7 Pf/kWh. Dabei ist eine Vergütung von 15 DM/MWh<sub>th</sub> für in Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) erzeugter Fernwärme berücksichtigt<sup>21</sup>. Für den Zeitraum von 2000 bis Ende 2004 führt die Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung durch das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz zu einer Reduktion der Kosten der Erzeugung. Wie anhand der Tabelle 36 deutlich wird, geht diese Förderung vor allem zu Lasten kleinerer EVU ohne KWK-Anlagen, deren Erzeugungskosten 1 – 2 Pf/kWh über denen geförderter Unternehmen liegen. Eine Weiterführung einer entsprechend hohen finanziellen Unterstützung von KWK-Anlagen kann aufgrund der hier identifizierbaren deutlichen Auswirkungen auf die Stromerzeugungskosten zu einer Beeinflussung des Wettbewerbs im Stromsektor führen. In diesem Fall sind Unternehmen, die kein Fernwärmenetz betreiben, im reinen Preiswettbewerb unterlegen. Eine Verringerung der Förderbeträge kann dieser Entwicklung entgegenwirken. Der Aufbau neuer Fernwärmenetze auf Basis einer KWK-Förderung im gegenwärtigen Umfang erscheint aufgrund des erforderlichen Investitionsvolumens und der Konkurrenz zwischen verschiedenen Energieträgern auf dem Wärmemarkt nicht wahrscheinlich.

Tabelle 36: Stromerzeugungskosten

[Pf/kWh]	2000	2002	2005	2007	2010	2015	2020	2025	2030
Überregionales EVU	3,2	4,0	4,6	4,7	5,5	6,1	6,5	6,7	6,7
EVU ohne Fernwärme	4,0	5,0	5,0	5,1	5,2	5,7	6,3	6,6	6,6
EVU mit Fernwärme	2,0	2,5	5,5	5,6	5,6	5,8	6,0	6,5	6,2

Die im Zuge des Kernenergieausstiegs erforderlichen Ersatzinvestitionen haben ab 2007 einen teilweise sprunghaften Anstieg der Gestehungskosten zur Folge. Dabei wird deutlich, dass davon vor allem das im Modell abgebildete überregionale Erzeugungsunternehmen betroffen ist. Für die Gruppe der Stadtwerke können sich daraus Wettbewerbsvorteile ergeben. Langfristig ist ein Einpendeln der Erzeugungskosten im Bereich von 6,2 – 6,7 Pf/kWh zu erwarten.

### 5.2.6 Emissionen

Die Entwicklung der spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen der Stromproduktion<sup>22</sup> in Baden-Württemberg ist in Bild 17 dargestellt. Ausgehend von einem Wert von 46 kt/PJ<sub>el</sub> in 2000 erfolgt ein Anstieg auf rund 88 kt/PJ<sub>el</sub> im Jahr 2030. Dieser deutliche Zuwachs ist im Wesentlichen auf den vereinbarten Ausstieg aus der Kernenergie zurückzuführen. Der zunächst einsetzende moderate Anstieg der spezifischen Emissionen geht auf den verstärkten Einsatz von gasbetriebenen GuD-Anlagen zur Kompensation des Kernenergieausstiegs zurück. Die sprunghafte Zunahme zwischen 2007 und 2010 wird durch die endgültige Stilllegung der Kernkraftwerke verursacht,

<sup>21</sup> Die Abschätzung zur Vergütung von 15 DM/MWh<sub>th</sub> für Kraftwerksbetreiber basiert auf einer Auswertung verschiedener Geschäftsberichte [EnBW 2000], [EnBW Kraft 2000], [GKM 2000], [GFA 2000].

<sup>22</sup> Hierbei werden sämtliche in KWK-Anlagen anfallenden Emissionen vollständig der Stromproduktion zugerechnet. Da der Fokus der Arbeit auf dem Stromsektor liegt und nur ein kleiner Teil der betrachteten Anlagen in KWK betrieben wird, ist diese Vorgehensweise gerechtfertigt.

wodurch ein Leistungswegfall von über 2000 MW<sub>el</sub> ausgeglichen werden muss. Ab 2020 ist durch den Technologiewechsel von Gas- zu Kohlekraftwerken ein weiterer, deutlicher Anstieg der spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen zu erwarten.

Auch bei den Luftschadstoffen NO<sub>x</sub> und SO<sub>2</sub> spiegelt die Entwicklung der spezifischen Emissionen die Technologiewechsel zwischen Atom-, Gas- und Kohlekraftwerken wieder<sup>23</sup>. Bei SO<sub>2</sub> ist mit dem Einsatz von GuD-Anlagen zunächst ein Rückgang der Emissionswerte zu verzeichnen. Die spezifischen Emissionen stabilisieren sich bis 2020 auf einem Niveau von rund 17 t/PJ<sub>el</sub>. Ab 2020 werden aufgrund des Preisgefüges bei Primärenergieträgern gasbetriebene Anlagen zunehmend durch Kraftwerke auf Kohlebasis ersetzt<sup>24</sup>. Dadurch ergibt sich ein Anstieg der SO<sub>2</sub>-Emissionen auf 56 t/PJ<sub>el</sub> in 2030. Die Werte für NO<sub>x</sub> steigen aufgrund der bevorzugten Nutzung von Erdgas zur Stromerzeugung bis zum Zeitraum 2010 - 2015 deutlich an, so dass zu diesem Zeitpunkt ein maximaler Wert im Bereich von 85 t/PJ<sub>el</sub> zu erwarten ist. Mit der Verdrängung von GuD-Anlagen durch moderne Kohlekraftwerke ab 2020 werden die spezifischen NO<sub>x</sub>-Emissionen wieder zurückgehen<sup>25</sup>.

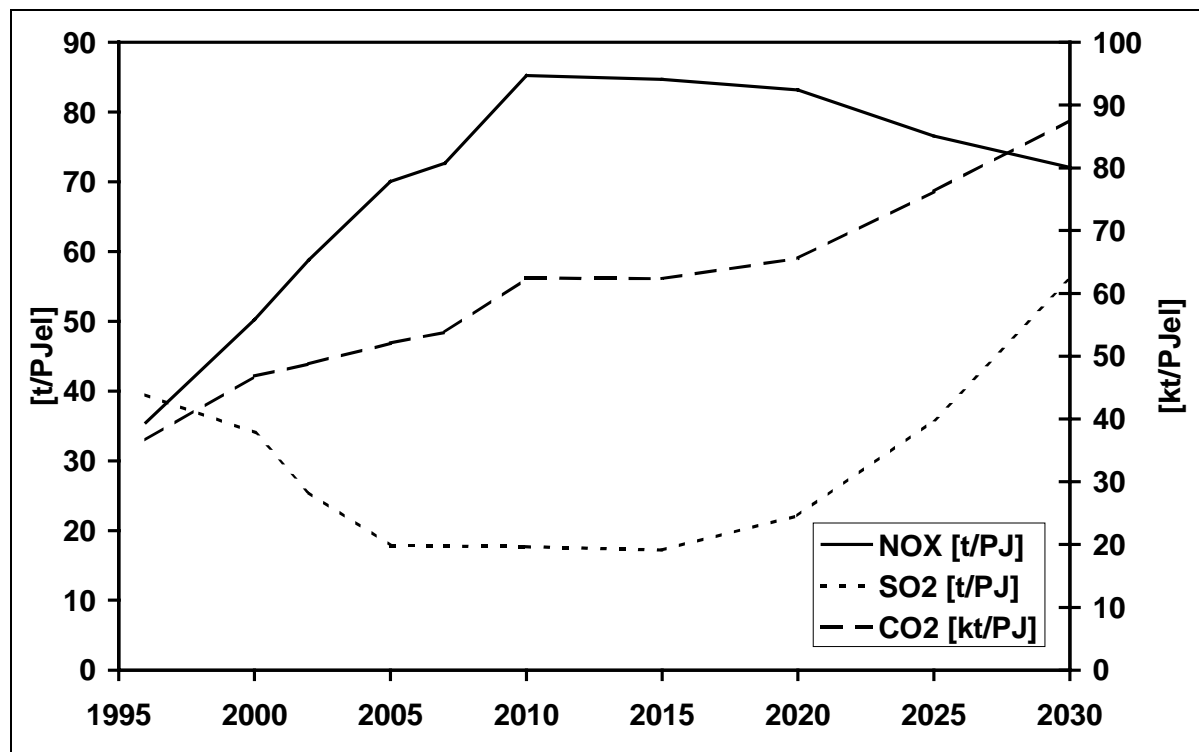


Bild 17: Entwicklung der spezifischen Emissionen im Referenzfall

<sup>23</sup> Neben SO<sub>2</sub> ist auch SO<sub>3</sub> bei den Schwefeloxidemissionen von Kraftwerken zu berücksichtigen. Bei Emissionsmessungen wie auch bei der Definition von Grenzwerten werden die gesamten Schwefeloxidemissionen als SO<sub>2</sub>-Emissionen ausgewiesen, wobei SO<sub>3</sub> in SO<sub>2</sub> umgerechnet wird (siehe dazu auch 13. BImSchV, §§ 4 und 25). Aufgrund dieser allgemein üblichen Praxis werden im Rahmen dieser Arbeit – auch aus Gründen der Vergleichbarkeit zu anderen Arbeiten – Schwefeloxidemissionen als SO<sub>2</sub>-Emissionen ausgewiesen (siehe auch Tabelle 22).

<sup>24</sup> Siehe auch Kapitel 5.2.1.

<sup>25</sup> Für GuD-Anlagen sind Emissionsfaktoren für NO<sub>x</sub> von 100 mg/Nm<sup>3</sup> (bei 15 % O<sub>2</sub> im Rauchgas) Stand der Technik. Dies liegt deutlich unter den Grenzwerten der TA Luft. Kohlekraftwerke weisen in Abhängigkeit vom Abscheidegrad der Rauchgasreinigung geringere Werte auf (siehe z. B. [Fritsche et al. 1999a]).



### **5.3 Zu erwartende Entwicklung im Falle einer Mengenvorgabe für grünen Strom**

Im Folgenden Abschnitt werden die Ergebnisse der Szenarios zur Mengenvorgabe für grünen Strom dargestellt. Dabei wird zunächst anhand des Falles ohne Zertifikatehandel die grundlegende Entwicklung diskutiert, bevor anschließend auf die Auswirkungen eines nationalen und internationalen Zertifikatehandels eingegangen wird.

#### **5.3.1 Mengenvorgabe für grünen Strom ohne Zertifikatehandel**

##### *5.3.1.1 Einsatz fossiler Energieträger*

Auch unter den Annahmen einer Mengenverpflichtung für grünen Strom wird die verbleibende Menge an Kernenergiestrom bis zur Periode 2010 vollständig aufgebraucht. In Analogie zum Referenzfall werden zum Ausgleich der wegfallenden Leistung zunächst Gas- und ab 2020 Kohlekraftwerke eingesetzt. Ausschlaggebend dafür ist das Verhältnis zwischen den Preisen der verschiedenen Primärenergieträger. Die Mengenvorgabe für grünen Strom hat im Fall des Entwicklungspfades QI einen um etwa 1000 MW geringeren Ausbau von GuD-Anlagen zur Folge, der sich in den Verpflichtungsperioden ab 2010 bemerkbar macht. In den Perioden vor 2010 wird die Anlagenleistung zum Ausgleich des Kernenergieausstiegs benötigt, so dass hier keine Unterschiede zwischen den Szenarios existieren. Im weiteren Verlauf wirkt sich dann die Mengenvorgabe vor allem auf den Auslastungsgrad der existierenden GuD-Anlagen und nur zu einem geringen Maß auf die in diesem Zeitraum aufgrund geringerer Stromgestehungskosten vorrangig eingesetzten Kohlekraftwerke aus. Bei hohen Quotenpfaden werden GuD-Anlagen zu rund 50 % ausgelastet, wobei anzumerken ist, dass ab 2025 die ältesten Kraftwerke dieser Art außer Betrieb gehen und aufgrund der wegfallenden Leistung verbleibende Anlagen einen höheren Ausnutzungsgrad erreichen können.

Die Zufeuerung von Biomasse in Kohlekraftwerken nimmt in den Quotenszenarien eine breite Rolle ein, da die Erzeugungskosten dieser Anlagen für grünen Strom nicht über den Kosten anderer Optionen liegen. Grundsätzlich kommen dafür Anlagen mit zirkulierender Wirbelschichtfeuerung wie auch mit Staubfeuerung in Frage<sup>26</sup>. Im Rahmen der Modellierung wird beispielhaft eine Zufeuerung in einer Anlage mit zirkulierender Wirbelschicht abgebildet, welche sich durch geringe spezifische Zusatzinvestitionen auszeichnet. Anhand der Bedeutung der kombinierten Erzeugung von grünem und normalem Strom in Zufeuerungsanlagen wird deutlich, dass mit einer Mengenvorgabe für grünen Strom nicht unbedingt eine Reduktion der Leistung fossiler Anlagen einhergehen muss. Aufgrund der Bedeutung dieser Zukunftsoption für die untersuchte Fragestellung wird in Kapitel 5.3.1.3 gesondert darauf eingegangen.

---

<sup>26</sup> Ein entsprechendes Konzept für eine Zufeuerung in einer Anlage mit zirkulierender Wirbelschicht wurde beispielsweise für die Stadtwerke Pforzheim untersucht [Ott 1997]. Eine Zufeuerung von Holz in Staubfeuerungsanlagen erfolgt z. B. im Kraftwerk Schwandorf.

### 5.3.1.2 Genutzte regenerative Energiequellen

Die verfügbaren Deponie- und Klärgaspotentiale werden wie auch im Fall ohne Mengenverpflichtung in vollem Umfang zur Erzeugung grünen Stroms genutzt. Aufgrund der stark begrenzten Potentiale bleibt der Beitrag zur Erfüllung des Mengenziels allerdings gering.

Bei der Nutzung der Wasserkraft ist, entsprechend der im Rahmen dieser Arbeit gewählten Definition für grünen Strom, zwischen in Groß- und Kleinanlagen zu unterscheiden<sup>27</sup>. Großwasserkraftanlagen werden auch in den Quotenszenarien zur Erzeugung normalen Stroms genutzt. Kleinwasserkraft mit Stromgestehungskosten zwischen 5 und 8 Pf/kWh wird zur Erzeugung grünen Stroms ab 2010 mit Eintreten der Mengenverpflichtung eingesetzt. Während im Referenzfall festzustellen ist, dass Wasserkraftanlagen unter den herrschenden Bedingungen an der Grenze zur Wirtschaftlichkeit stehen und es durchaus Fälle geben kann, in denen unter ökonomischen Aspekten eine Nutzung nicht erfolgt (siehe Kapitel 5.2.2), werden im Fall einer Quotenverpflichtung alle vorhandenen Potentiale ausgenutzt. Damit zeigt sich, dass von einem entsprechend ausgestalteten umweltpolitischen Instrument entscheidende Impulse für einen weiteren Ausbau existierender Wasserkraftanlagen ausgehen können<sup>28</sup>.

Die energetische Nutzung von Biomasse kann einen bedeutenden Beitrag zur Erfüllung von Mengenzielen für grünen Strom leisten. Als bezüglich der Stromgestehungskosten günstigste Technologieoption ist hier zunächst die kombinierte Verbrennung von fester Biomasse und Steinkohle in einer Anlage zu nennen. Für den Fall einer Zufeuerung in einem Kraftwerk mit Wirbelschichtfeuerung ist dies mit zusätzlichen spezifischen Investitionen von rund 174 DM/kW<sub>el</sub> verbunden [Ott 1997]<sup>29</sup>. Diese Option bietet damit die Möglichkeit, mit nur geringen Mehrkosten grünen Strom zu erzeugen. Allerdings ist dabei zu beachten, dass aufgrund technischer Restriktionen nicht beliebig viel Biobrennstoff zugegeben werden kann (siehe auch Kapitel 4.3.3.3.2). Die kombinierte Erzeugung von normalem und grünem Strom bedeutet, dass diese Technologie nur dann eingesetzt werden kann, wenn eine Nachfrage beziehungsweise Absatzmöglichkeit für den fossil erzeugten Stromanteil vorhanden ist. Dieser Aspekt gewinnt vor allem dann an Relevanz, wenn z. B. aufgrund bestehender Überkapazitäten bei fossilen Kraftwerken ein Überangebot an fossilem Strom existiert. Des Weiteren ist die Verfügbarkeit biogener Festbrennstoffe für den Einsatz bestimmend. Nur falls in räumlicher Nähe zum Anlagenstandort ausreichende Potentiale vorhanden sind, kann ein ökonomisch und ökologisch sinnvoller Anlagenbetrieb gewährleistet werden, da andernfalls durch zu große Transportwege zusätzliche Emissionen und Kosten entstehen. Das PERSEUS-REG<sup>2</sup> Modell plant für Baden-Württemberg für die Periode 2010<sup>30</sup> Mischfeuerungsanlagen mit einer

---

<sup>27</sup> Die Grenze liegt bei einer Leistung von 5 MW<sub>el</sub> (siehe auch Kapitel 1.4).

<sup>28</sup> Der Bau von Wasserkraftanlagen an bisher nicht genutzten Standorten wird nicht als Zukunftsoption angesehen (siehe auch Kapitel 4.3.3.1).

<sup>29</sup> Die zusätzlichen Investitionen liegen damit in der Größenordnung von unter 10 % der gesamten Investitionen des reinen Kohlekraftwerks.

<sup>30</sup> Die Mengenverpflichtung für 2010 ist in allen untersuchten Entwicklungspfaden gleich.

elektrischen Leistung des Biomasseanteils von rund 750 MW ein. Damit können bis zu 18,9 PJ/a grüner Strom erzeugt werden.

Als biogene Festbrennstoffe können in den Anlagen grundsätzlich Holz aber auch halmartige Brennstoffe eingesetzt werden. Bei Holz erfolgt eine Unterscheidung in Restholz<sup>31</sup> und Plantagenholz aus Kurzumtriebsplantagen. Halmartige Brennstoffe werden in Reststroh und in auf Plantagen angebautes Energiegetreide sowie Chinaschilf (*Miscanthus*) unterschieden. Dabei kann grundsätzlich davon ausgegangen werden, dass die Preise für Restholz und Reststroh aufgrund ihrer Eigenschaft als Reststoffe geringer sind als die für Energieträger aus einem gezielten Anbau. Somit stehen auf einer ersten Stufe Restholz und Reststroh in direkter Konkurrenz. Beim Stroheinsatz besteht ein erhöhtes Korrosionsrisiko im Kesselbereich der Anlage, z. B. durch HCl-Bildung<sup>32</sup> [Buchberger 1998, S. 39]. Weiterhin ist mit der Emission von HCl auch eine zusätzliche Umweltbelastung verbunden. Aufgrund dieser negativen Eigenschaften einer Stroffeuerung ist bei ähnlichem Preisniveau der Energieträger eine Holznutzung als vorteilhafter einzustufen. Für den Fall eines gezielten Biomasseanbaus zur energetischen Nutzung kann daher davon ausgegangen werden, dass Holzplantagen bevorzugt werden.

Darüber hinaus wird der Einsatz verschiedener biogener Festbrennstoffe von deren Verfügbarkeit beeinflusst. Dabei sind vor allem konkurrierende Anwendungsmöglichkeiten, wie z. B. eine stoffliche Verwertung von Altholz<sup>33</sup> oder die Verwendung von Stroh in der Viehhaltung, von Bedeutung. Im Rahmen der Modellierung werden Konkurrenzbeziehungen der Nutzung bereits bei der Potentialabschätzung eingerechnet<sup>34</sup>. Eine weitere Berücksichtigung bei der Ergebnisauswertung ist daher nicht erforderlich.

Unter diesen Rahmenbedingungen kann für die Einführung einer Quote für grünen Strom von 10,3 % in 2010 davon ausgegangen werden, dass die in Baden-Württemberg vorhandenen Potentiale an Restholz wie auch an Plantagenholz nahezu vollständig genutzt werden. Für die Entwicklungspfade QII und QIII plant das Modellsystem bereits ab 2015 den Einsatz aller in Baden-Württemberg wie auch in der übrigen Bundesrepublik verfügbaren Potentiale ein. Für die zukünftige Entwicklung ist allerdings anzunehmen, dass mit steigender Ausschöpfung der verfügbaren Holzpotentiale auch Halmgüter zum Einsatz kommen werden. Diese Entwicklung zeichnet sich in den Modellergebnissen des Entwicklungspfades QII für den Zeitraum ab 2025 ab. Aufgrund der Ausschöpfung anderer Potentiale werden zunehmend stroh-

---

<sup>31</sup> Unter Restholz sind im Rahmen dieser Arbeit die in Kapitel 4.3.3.3.2 genannten Fraktionen zu verstehen.

<sup>32</sup> Für Stroh (Halmgut) ergeben sich spezifische Emissionsfaktoren für HCl von 75 kg/TJ [Fritsche et al. 1999a] bis zu 194 kg/TJ [Buchberger 1998, S. 15]. Diese Werte liegen deutlich über den Faktoren anderer Brennstoffe wie z. B. Steinkohle. Der Durchschnittswert für Importkohle liegt nach [Fritsche et al. 1999a] bei 37 kg/TJ. Ausschlaggebend für die vergleichsweise hohen Emissionsfaktoren bei Stroh ist die geringe Energiedichte dieses Brennstoffes (siehe z. B. [Buchberger 1998, S. 6]).

<sup>33</sup> Z. B. in der Papier- oder Spanplattenindustrie.

<sup>34</sup> Siehe Kapitel 4.3.3.3.2.

befeuerte Anlagen genutzt. Daraus ergibt sich auch eine Zunahme der Emission säurebildender Gase - vor allem HCl - ab diesem Zeitpunkt.

Bei der Erfüllung von Mengenzielen für grünen Strom kommt der Entwicklung der Windkraftnutzung eine Schlüsselfunktion zu. Dabei ist neben der technischen Entwicklung auch die Standorterschließung bestimmend für die Preisentwicklung des erzeugten grünen Stroms. Grundsätzlich ist bei der Analyse zwischen einer Nutzung an Land (onshore) und in küstennahen Gewässern (offshore) zu unterscheiden. Im Onshore-Bereich zeichnet sich eine stetige Entwicklung auf Basis etablierter Technologien ab, die durch äußere Einflüsse nur unwesentlich behindert wird<sup>35</sup>. Unter diesen Annahmen ist eine zügige Ausnutzung der existierenden Potentiale realistisch. Die zukünftige Nutzung der umfangreichen Offshore-Potentiale hängt dagegen von der technischen Entwicklung und von der Beseitigung von Hemmnissen bei der Potentialnutzung ab (siehe Kapitel 4.3.3.2). Aufgrund der zu erwartenden Stromerzeugungskosten von Offshore-Anlagen im Bereich von ca. 6,9 – 7,5 Pf/kWh ist die Verfügbarkeit dieser Potentiale auch bestimmend für den Einsatz anderer Technologien, die überwiegend höhere Stromerzeugungskosten aufweisen. Als Beispiel kann die Entwicklung im Szenario des Entwicklungspfades QI herangezogen werden. Zu Beginn der Quotenregelung in 2010 erfordern die angenommene geringe Verfügbarkeit von Offshore-Anlagen (600 MW) und die vergleichsweise hohen Erzeugungskosten verstärkte Investitionen in die Nutzung fester Biomasse. Bei zunehmender Verfügbarkeit von Offshore-Potentialen führt dies aufgrund der Differenzen bei den Stromgestehungskosten im Modell ab 2020 zu einer Reduktion des Biomasseanteils in Anlagen mit Mischfeuerung. Da aus Sicht der im Binnenland gelegenen Versorgungsgebiete durch die Nutzung von Offshore-Anlagen verbrauchsnahe Erzeugungsanlagen verdrängt werden, ist in diesem Zusammenhang auch mit einer erhöhten Belastung der Übertragungsnetze in Nord-Süd Richtung durch den Transport von grünem Strom zu rechnen.

Für die Erreichung der Quotenverpflichtung in Höhe von 10,3 % in 2010 werden im Bereich der Windkraft nur vergleichsweise geringe zusätzliche Kapazitäten zugebaut. In Baden-Württemberg bildet eine bei Unternehmen der öffentlichen Versorgung installierte Leistung von rund 2 MW den Ausgangspunkt für die Stromerzeugung aus Windkraft im Jahr 2000. Dem steht eine Leistung von 52 MW im privaten Bereich als Folge der bisherigen Förderpraxis durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz / Stromeinspeisungsgesetz gegenüber. Zur Erfüllung des 10,3 % Mengenziels im Szenario QI sieht das PERSEUS-REG<sup>2</sup> Modell in Baden-Württemberg eine vollständige Nutzung der Potentiale an sehr guten Windstandorten vor. Damit sind in Baden-Württemberg in 2030 Windkraftanlagen mit etwa 22 MW Leistung installiert. Existierende Anlagen an schlechteren Standorten werden nach Erreichen ihrer maximalen Lebensdauer nicht ersetzt. Somit ergibt sich in Summe eine Verringerung der installierten Leistung. Für den übrigen Bereich der Bundesrepublik folgt aus den

---

<sup>35</sup> In den neuen Bundesländern gibt es aufgrund von rechtlichen und finanziellen Problemen bei einzelnen beteiligten Akteuren Verzögerungen bei der Inbetriebnahme von Windparks [Köpke 2000]. Aufgrund der Rahmenbedingungen der hier untersuchten Quotenszenarien mit einer vorgeschriebenen Mindestmenge für grünen Strom ist davon auszugehen, dass Behinderungen in Zukunft nicht weiter existieren werden, da bei Nicht-Erfüllung der Quote Sanktionen drohen.

Modellergebnissen, dass zur Erreichung der Zielsetzung in 2010 die bereits zu Beginn des Jahres 2000 existierende Leistung von 4444 MW [BWE 2000b] nur einer geringen Ergänzung durch Offshore-Anlagen bedarf. Aufgrund des derzeit ungebrochenen Wachstumstrends bei der Installation von Windmühlen [BWE 2000b] ist daher davon auszugehen, dass in Kombination mit den übrigen bezüglich der Stromgestehungskosten billigsten Technologieoptionen (Wasserkraft, Klär- und Depo-niegas sowie Biomassezufeuern) die Zielsetzung in 2010 auch ohne Offshore-Nutzung erreicht werden kann. Ergänzend ist zu berücksichtigen, dass gerade zu Beginn der Quotenregelung von vergleichsweise hohen Stromgestehungskosten bei Offshore-Anlagen ausgegangen werden muss. In Kombination mit niedrigen Biomassepreisen kann somit in diesem Zeitraum der Einsatz von Biomasse begünstigt werden. Bei steigenden Biomassepreisen<sup>36</sup> haben die zukünftig zu erwartenden Kostensenkungspotentiale bei Windkraftanlagen eine vollständige Ausnutzung der angenommenen Offshore-Standorte sowie die bereits beschriebene teilweise Verdrängung der Biomassenutzung zur Folge.

Bei einer wachsenden Mengenvorgabe (Szenarios QII und QIII) ist bereits ab 2015 ein verstärkter Ausbau im Bereich der Windkraft zu erwarten. In diesem Zusammenhang erfolgt auch die Nutzung von Standorten mit Windgeschwindigkeiten von  $\leq 4,5$  m/s in Baden-Württemberg. Daraus ergibt sich eine installierte Leistung von 810 MW bei einer Mengenvorgabe von 30 % für das Jahr 2030. Dies kommt einer vollständigen Potentialausschöpfung gleich. Für den Pfad QII erfolgt ein Ausbau der Potentiale überwiegend zwischen 2015 und 2020 mit der in diesem Zeitraum verfügbaren Technologie. Die Anlagen können bis zum Ende des Analysezeitraumes betrieben werden. Im Szenario QIII mit einer höheren Mengenverpflichtung am Ende des untersuchten Zeitraumes wird der Ausbau der Windkraft in Baden-Württemberg zeitlich verschoben und findet erst ab 2020 statt. Ausschlaggebend für diese Verschiebung ist das Zusammenspiel von Entwicklung der Mengenvorgabe und Effizienz der Ausnutzung vorhandener Potentiale. Gegen Ende des Analysezeitraumes steigt im Fall QIII die Mengenvorgabe für grünen Strom deutlich an. Gleichzeitig ist zu diesem Zeitpunkt auch auf nationaler Ebene ein Großteil der Windkraftpotentiale für die Erfüllung der Quotenverpflichtung in anderen Bundesländern erforderlich, so dass ein weiterer Import nach Baden-Württemberg nicht möglich ist. Aus baden-württembergischer Sicht ist es in dieser Situation vorteilhafter, die eigenen Potentiale erst zu einem späteren Zeitpunkt, wenn effizientere Windkraftanlagen zur Verfügung stehen, zu nutzen und höhere Erträge zu erzielen, weil dadurch am Ende des Analysezeitraumes die Nutzung von regenerativen Energieträgern<sup>37</sup>, die mit hohen Kosten verbunden sind, reduziert werden kann. Auch an dieser Stelle ist anzumerken, dass ein schnellerer Ausbau der Offshore-Potentiale die hier skizzierte Entwicklung deutlich beeinflussen kann. Falls auf nationaler Ebene ausreichend Potentiale zur Verfügung stehen, ist mit einem zeitlichen Vorziehen der Windkraftinvestitionen in Baden-Württemberg und höheren Importen in der letzten Analyseperiode zu rechnen<sup>38</sup>.

---

<sup>36</sup> Zur Biomassepreisentwicklung siehe Tabelle 28.

<sup>37</sup> Z. B. Solarstrahlung.

<sup>38</sup> Entsprechend der Entwicklung unter dem Szenario QII.

Zur Erreichung der Mengenziele der Ausbaupfade QII und QIII, welche für 2020 eine Quote für grünen Strom von 20 % bzw. 23 % vorsehen, reichen verfügbaren Potentiale an Windkraft und festen biogenen Brennstoffen nicht aus. Daher erfolgt im Szenario QII ab 2025 und im Szenario QIII ab 2020 ein Ausbau von Biogasanlagen auf Basis einer Vergärung fester und flüssiger Biomasse bzw. Bioabfälle. Da die Biogaspotentiale bereits bei den für 2025 angenommenen Mengenzielen vollständig ausgeschöpft werden, muss eine Nutzung weiterer regenerativer Energiequellen – in diesem Falle Solarstrahlung – erfolgen. Dabei werden im Wesentlichen Photovoltaikanlagen auf Freiflächen installiert. Bei einer Quotenhöhe von über 40 % in 2030 sieht das Modellsystem eine Erzeugung von Photovoltaikstrom in Höhe von rund 390 PJ vor. Dies entspricht einem Anteil an der gesamten Mengenverpflichtung von 43 %.

Aus den Modellergebnissen geht hervor, dass feste biogene Brennstoffe sowie die Windkraft einen wesentlichen Beitrag zur Erfüllung einer Mengenvorgabe für grünen Strom leisten können. Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage, inwiefern die wichtigsten Optionen gleichermaßen im zukünftigen Kraftwerkspark vertreten sein werden oder ob eine Alternative signifikante Vorteile aufweist und daher die zukünftige Ausrichtung des Energiesystems deutlich dominieren wird.

Die Biomassezufeuerung weist im Vergleich zu den übrigen Technologien geringe Erzeugungskosten auf. Da aber immer eine kombinierte Produktion von normalem und grünem Strom erfolgt, ist die verfügbare Menge grünen Stroms auch an die Situation auf dem Markt für konventionell erzeugten Strom gebunden. So ist es beispielsweise möglich, dass aufgrund eines Überangebots auf dem Markt für fossilen Strom die Zufeuerungsanlagen nicht konkurrenzfähig sind und daher auch kein grüner Strom produziert werden kann<sup>39</sup>. Aufgrund dieser Abhängigkeit ist diese Option nur bedingt mit den weiteren Möglichkeiten zur ausschließlichen Erzeugung von grünem Strom vergleichbar.

Tabelle 37: Erzeugungskosten für grünen Strom einzelner Technologien

Technologie	Erzeugungskosten für grünen Strom	Ausgewählte Einflussparameter
Biomassezufeuerung	5 – 9,2 Pf/kWh	Biomassepreis
Biomassekraftwerk <sup>a</sup>	26 – 31 Pf/kWh	Biomassepreis
Windkraft Onshore	8,5 - 15,7 Pf/kWh	Technologische Weiterentwicklung
Windkraft Offshore	6,9 – 8,1 Pf/kWh	Technologische Weiterentwicklung

Zinssatz 5 %

<sup>a</sup>: Keine Zufeuerung

Bei Windkraft stellt sich das Problem einer möglichen Fluktuation der Stromproduktion aufgrund nicht kontrollierbarer meteorologischer Rahmenbedingungen. Dies macht Strategien zur Abfederung dieser angebotsseitigen Schwankungen erforderlich, z. B. durch fossile Back-up Anlagen<sup>40</sup> oder den verstärkten Einsatz nicht fluktuie-

<sup>39</sup> Aufgrund der bestehenden Ausgangssituation mit umfangreichen Überkapazitäten auf dem Strommarkt ist das Eintreten einer entsprechenden Situation durchaus möglich.

<sup>40</sup> Siehe Kapitel 5.3.1.5.

render regenerativer Energieträger. Durch die damit verbundenen finanziellen wie auch regeltechnischen Mehrbelastungen wird die Einsatzmöglichkeit zur Erreichung großer Anteile grünen Stroms beschränkt. Aufgrund dieser Situation ergibt sich für die zukünftige Entwicklung keine eindeutige Dominanz einzelner Energieträger oder Technologien ausschließlich durch Vorteile bei den Stromgestehungskosten.

### 5.3.1.3 Exkurs: Detailanalyse zur energetischen Nutzung von Holz

Bei der energetischen Nutzung von Holz zur Strom- und Fernwärmeerzeugung steht der Brennstoff Holz in direkter Konkurrenz zu Erdgas und Steinkohle. Für importierte Steinkohle gehen die Preisprognosen auch für einen längerfristigen Zeithorizont von einem sehr niedrigen Preis aus. Für Erdgas ist erst ab etwa 2015 damit zu rechnen, dass die Preise ein Niveau erreichen, das eine Kohlenutzung vorteilhafter werden lässt (siehe [Prognos 2000] und Kapitel 5.2.1). Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage nach dem Einfluss des Holzpreises auf die Konkurrenzfähigkeit von Elektrizität aus holzbefeuerten Kraftwerken sowie nach dem Umfang einer finanziellen Förderung zur Steigerung des Holzanteils in der Stromproduktion. Diese Fragestellung ist für eine wald- und damit holzreiche Region wie Baden-Württemberg vor dem Hintergrund der Diskussion um eine Förderung grünen Stroms von besonderem Interesse. Darüber hinaus steht, unabhängig von energie- und umweltpolitischen Aspekten, auch die Frage nach einer spezifischen Förderung der energetischen Holznutzung aus technologischen Gesichtspunkten im Raum.

Tabelle 38: Preise und Potentiale für verschiedene Holzarten in Baden-Württemberg [Rentz et al. 2000a]

Holzart	Preis [DM/GJ]	Technisches Potential [PJ/a]
Altholz, behandelt	-1,00	10,4
Altholz, unbehandelt	1,99	3
Waldrestholz	9,30	12,9
Sägereste	2,53	12,2
Industrierestholz, unbehandelt	4,72	0,7
Landschaftspflegeholz	4,31	8,3
Rinde	2,08	6,2

Negative Preise bedeuten, dass der Abnehmer eine Vergütung erhält.

Im Rahmen dieses Exkurses werden die Möglichkeiten zur Stromproduktion für den Fall untersucht, dass die bestehenden Holzpotentiale vollständig zur energetischen Nutzung in Kraftwerken eingesetzt werden. Dies setzt voraus, dass eine stoffliche Nutzung der Alt- und Restholzsortimente der energetischen Nutzung untergeordnet wird. Die Fragestellung nach der Gewichtung von energetischer und stofflicher Nutzung ist beispielsweise im Rahmen der für das EEG erforderlichen Biomasseverordnung von besonderer Relevanz, weil dadurch der Förderumfang mitbestimmt wird. Unter diesem Gesichtspunkt stellt die hier getroffene Annahme den aus Sicht der energetischen Nutzung maximalen Fall dar. Aus den Analyseergebnissen kann eine aus dem Blickwinkel der Stromerzeugung sinnvolle Aufteilung der Potentiale auf die Bereiche energetische und stoffliche Nutzung abgeleitet werden.

Bei den Analysen wird grundsätzlich zwischen den Alternativen einer Zufeuerung in Kohlekraftwerken bis zu einem Holzanteil von 25 % und der Nutzung in Kraftwerksanlagen mit reiner Holzfeuerung unterschieden<sup>41</sup>. Damit ergibt sich die in Bild 18 dargestellte Situation bei den Erzeugungskosten für Strom aus Holz und fossilen Energieträgern. Auf Grundlage der unterstellten Anlagendaten ist eine Holznutzung in Zufeuerungskraftwerken bis zu einem Holzpreis von 6 DM/GJ konkurrenzfähig zu einer reinen fossilen Stromerzeugung. Der Einsatz in reinen Holzkraftwerken führt bereits bei Holzpreisen von -1 DM/GJ zu Strompreisen von rund 13 Pf/kWh und ist damit deutlich teurer als die Alternative der Zufeuerung.

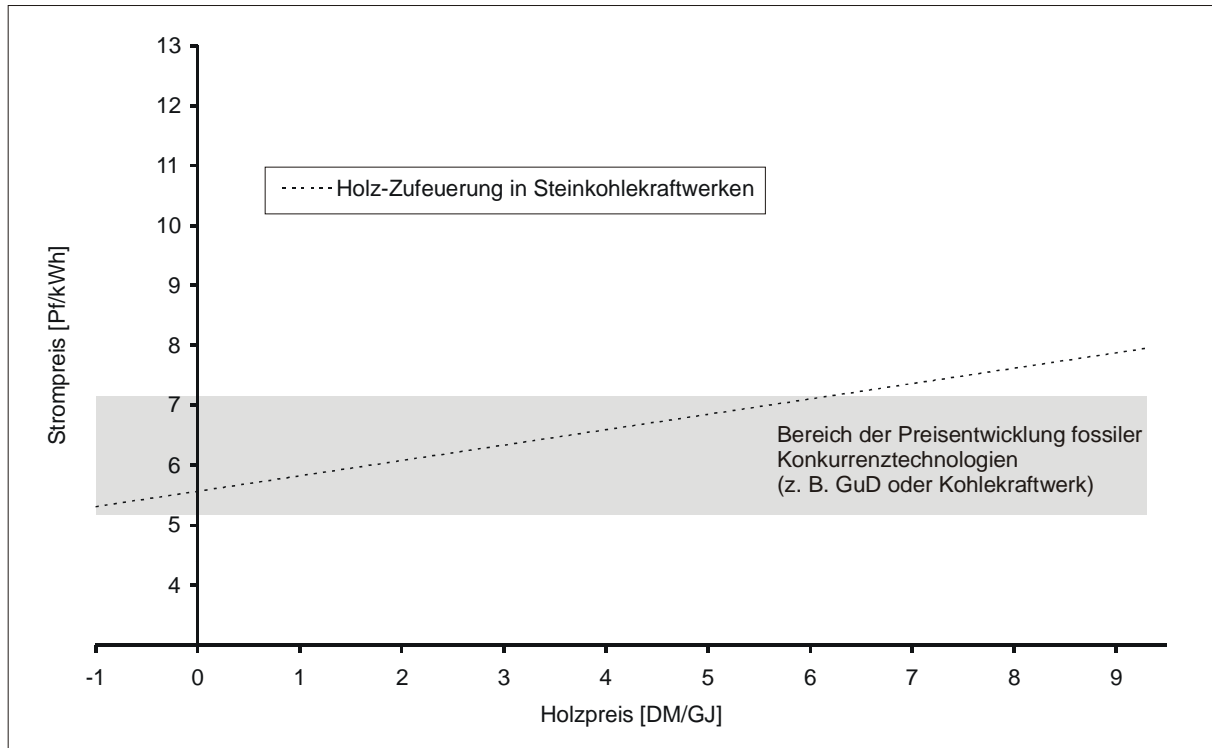


Bild 18: Stromgestehungskosten in Abhängigkeit vom Holzpreis

Aus den Modellergebnissen geht hervor, dass eine Holznutzung in Zufeuerungsanlagen bereits unter den bestehenden Rahmenbedingungen wirtschaftlich sinnvoll ist. Der Umfang hängt allerdings von der Möglichkeit ab, die Anlagen in Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) zu betreiben. Falls die kombinierte Erzeugung von Strom und Wärme, z. B. aufgrund eines fehlenden Wärmeabsatzes, nicht möglich ist, wird Holz aufgrund der unterstellten Entwicklung der Preise fossiler Energieträger erst ab 2007 genutzt. Das genutzte Potential umfasst dann 25,8 PJ, während bei gegebenem Wärmeabsatz bis zu 36,3 PJ genutzt werden können. Es werden behandeltes und unbehandeltes Altholz, Sägereste, Rinde und Landschaftspflegeholz eingesetzt. Aus Tabelle 39 geht hervor, dass im Falle einer gekoppelten Erzeugung von Elektrizität und Fernwärme die Stromgestehungskosten geringer sind als bei einer reinen Stromerzeugung<sup>42</sup>. Für den Fall, dass eine Zufeuerung nicht möglich ist, erfolgt keine

<sup>41</sup> Zu den technischen und ökonomischen Parametern der Anlagen siehe Kapitel 4.3.3.3.2.

<sup>42</sup> Die Höhe der Vergütung von Fernwärme auf Kraftwerksebene von 15 DM/MWh<sub>th</sub> wurde anhand verschiedener Geschäftsberichte von Großkraftwerken ermittelt.



Nutzung der vorhandenen Holzpotentiale. Ursache hierfür sind die deutlich höheren spezifischen Investitionen reiner Biomassekraftwerke im Vergleich zu Zufeuerungsanlagen, die, wie im hier abgebildeten Fall, nur einen Biomasseanteil von maximal 25 % erlauben.

Tabelle 39: Entwicklung der Holznutzung bei einem Einsatz in Zufeuerungsanlagen

		2002	2005	2007	2010	2015	2020	2025	2030
Mit KWK	Holzmenge [PJ/a]	10,4	10,72	15,99	19,6	31,8	31,8	36,25	36,26
	Holzpreis [Pf/kWh]	-0,36	-0,33	0,022	0,156	0,445	0,445	0,58	0,58
	Stromgestehungs- kosten [Pf/kWh] <sup>a</sup>	2,9	2,9	3,3	3,6	4,4	4,4	4,6	4,6
Ohne KWK	Holzmenge [PJ/a]	-	-	0,72	10,4	10,4	16,27	24,15	25,86
	Holzpreis [Pf/kWh]	-	-	-0,36	-0,36	-0,36	0,034	0,29	0,338
	Stromgestehungs- kosten [Pf/kWh]	-	-	5,3	5,3	5,3	5,6	5,8	5,9

<sup>a</sup>: Der Holzfeuerungsanlagen unter Berücksichtigung einer Wärmevergütung von 15 DM/MWh<sub>th</sub>. Dies entspricht der durchschnittlichen Vergütung auf Kraftwerksebene.

Für den Fall, dass die energetische Nutzung auf das gesamte Holzpotential ausgedehnt werden soll, ergibt sich die im Folgenden dargestellte Situation. Unter dem Gesichtspunkt der Stromgestehungskosten ist ein Holzeinsatz in Zufeuerungsanlagen vorzuziehen. Allerdings entsteht daraus die Problematik, dass durch die Biomasseförderung, welche erforderlich ist, damit das gesamte Holzpotential genutzt wird, auch die Stromerzeugung aus Steinkohle gefördert wird. Bei einer Verwendung des gesamten Holzpotentials ergibt sich ein mittlerer Holzpreis von 3,69 DM/GJ. Der Einsatz des Holzbrennstoffes in KWK-Anlagen führt zu Stromgestehungskosten von 6,1 Pf/kWh nach Abzug der Fernwärmevergütung. Mit Blick auf die konkurrierenden Steinkohle- und Erdgaskraftwerke bedeutet dies, dass in diesem Fall nur geringe Förderzahlungen notwendig sind, um die Konkurrenzfähigkeit der aus Holz erzeugten Elektrizität herzustellen. Falls keine Wärmeabsatzmöglichkeiten vorhanden sind und daher KWK-Anlagen nicht eingesetzt werden können, liegen die Strompreise entsprechend höher. Soll die energetische Holznutzung ausschließlich in reinen Biomasseanlagen erfolgen, sind unter der Voraussetzung eines Einsatzes des gesamten Holzpotentials Stromgestehungskosten von bis zu 18,9 Pf/kWh zu erwarten. In diesem Fall wären Subventionen von rund 12 Pf/kWh erforderlich, damit der grüne Strom konkurrenzfähig zu fossilem Strom wird.

Aus den modellgestützten Analysen geht hervor, dass bereits ohne zusätzliche Förderung über die Hälfte des gesamten vorhandenen Holzpotentials wirtschaftlich zur Strom- und Wärmeherzeugung in Zufeuerungsanlagen genutzt werden kann. Es ist zu berücksichtigen, dass bei den genutzten Holzarten eine Konkurrenzbeziehung zwischen energetischer und stofflicher Nutzung besteht, so dass eine Realisierung der Potentialausnutzung einen eindeutigen Vorrang der energetischen Nutzung erfordert. Im Rahmen einer weitergehenden Förderung zur Nutzung des gesamten Potentials hängt der Förderumfang stark davon ab, ob Zufeuerungsanlagen gefördert werden können und damit auch eine indirekte Unterstützung der Kohleverstromung in Kauf genommen wird oder nicht.

#### 5.3.1.4 Entwicklung der Stromgestehungskosten

Im Folgenden werden die Erzeugungskosten für die gesamte, innerhalb des baden-württembergischen Versorgungssystems anfallende Stromnachfrage von Endkunden betrachtet<sup>43</sup>. In den dargestellten Werten sind, gewichtet mit der jeweiligen Menge, die Kosten für fossilen Strom und für grünen Strom zusammengefasst. Dies repräsentiert eine Situation, in der die Mehrkosten der Erzeugung grünen Stroms auf die gesamte Stromproduktion und nicht durch gesonderte Aktivitäten, wie z. B. grüne Angebote, auf einzelne Marktsegmente verteilt werden. Diese Sichtweise entspricht der im Rahmen einer allgemeinen Mengenvorgabe für grünen Strom zu erwartenden Entwicklung. Für die folgende Analyse wird in Analogie zu Kapitel 5.2.5 eine Kalkulation auf Basis durchschnittlicher Erzeugungskosten durchgeführt. Eine Betrachtung der Grenzkosten von grünem Strom, die sich aus den Erzeugungskosten der eingesetzten Anlagen ergeben, erfolgt unter dem Blickwinkel eines Marktes für handelbare grüne Zertifikate in Kapitel 5.3.2.4.

Im Rahmen der unterschiedlichen Szenarios wird davon ausgegangen, dass im Jahr 2010 erstmals ein Mengenziel für grünen Strom einzuhalten ist, wobei die Quotenhöhe für 2010 in allen Szenarios identisch ist<sup>44</sup>. Aufgrund dieser Annahmen ergeben sich bis 2010 keine Unterschiede bei den Erzeugungskosten.

Der stetige Anstieg der Erzeugungskosten im Referenzszenario ist auf die mit dem Kernenergieausstieg verbundenen umfangreichen Ersatzinvestitionen sowie auf die unterstellte Preisentwicklung bei Erdgas zurückzuführen (siehe auch Kapitel 5.2.1). Für den Entwicklungspfad QI mit einem konstanten Anteil grünen Stroms von 10,3 % entwickeln sich die Erzeugungskosten mit einer maximalen Differenz von 0,1 Pf/kWh nur leicht über den Kosten des Referenzfalles. Für 2010, dem Startjahr der Mengenverpflichtung, liegen die Erzeugungskosten kaum über dem Referenzfall. Die geringen Steigerungen der Erzeugungskosten gegenüber dem Referenzfall beruhen im Wesentlichen auf dem Umstand, dass zur Erfüllung der Mengenverpflichtung Windkraft an sehr guten Festland- sowie an Offshore-Standorten und die Zufeuerung von Biomasse ausreichen.

Bei den Entwicklungspfaden QII und QIII, welche von höheren Verpflichtungen ausgehen, stellt sich die Situation differenzierter dar. Die im Szenario QII unterstellte Entwicklung führt in einer ersten Stufe im Zeitraum 2015 bis 2024 zu einem Anstieg von 0,5 – 0,7 Pf/kWh gegenüber dem Referenzfall. In diesem Zeitraum wird die Quote ausgehend von 10,3 % in 2010 zunächst auf 15 % in 2015 und dann auf 20 % in 2020 angehoben. Eine weitere Erhöhung auf 25 % im Jahr 2025 führt zu zusätzlichen Kosten von 1,6 Pf/kWh. Bei einer Quotenhöhe von 30 % in 2030 beläuft sich die Kostensteigerung auf 2,4 Pf/kWh. Wesentliches Ergebnis dieses Szenarios ist, dass eine Anhebung der Mengenverpflichtung im Bereich zwischen 15 und 20 % nur zu zusätzlichen Kosten bei der Erzeugung von 0,2 Pf/kWh führt. Der allgemeine

---

<sup>43</sup> Da das Modellsystem einen beträchtlichen Export von fossilem Strom vorsieht, liegen die Erzeugungskosten bezogen auf die gesamte Erzeugung unter den Werten bezogen auf die Endnachfrage. Ausschlaggebend dafür ist der Umstand, dass die Mengenverpflichtung für grünen Strom nur für die Endnachfrage zu erfüllen ist.

<sup>44</sup> Siehe Kapitel 5.1.2.

Anstieg der Erzeugungskosten gegenüber dem Szenario QI ist auf die verstärkte Nutzung von Windstandorten im Binnenland zurückzuführen.

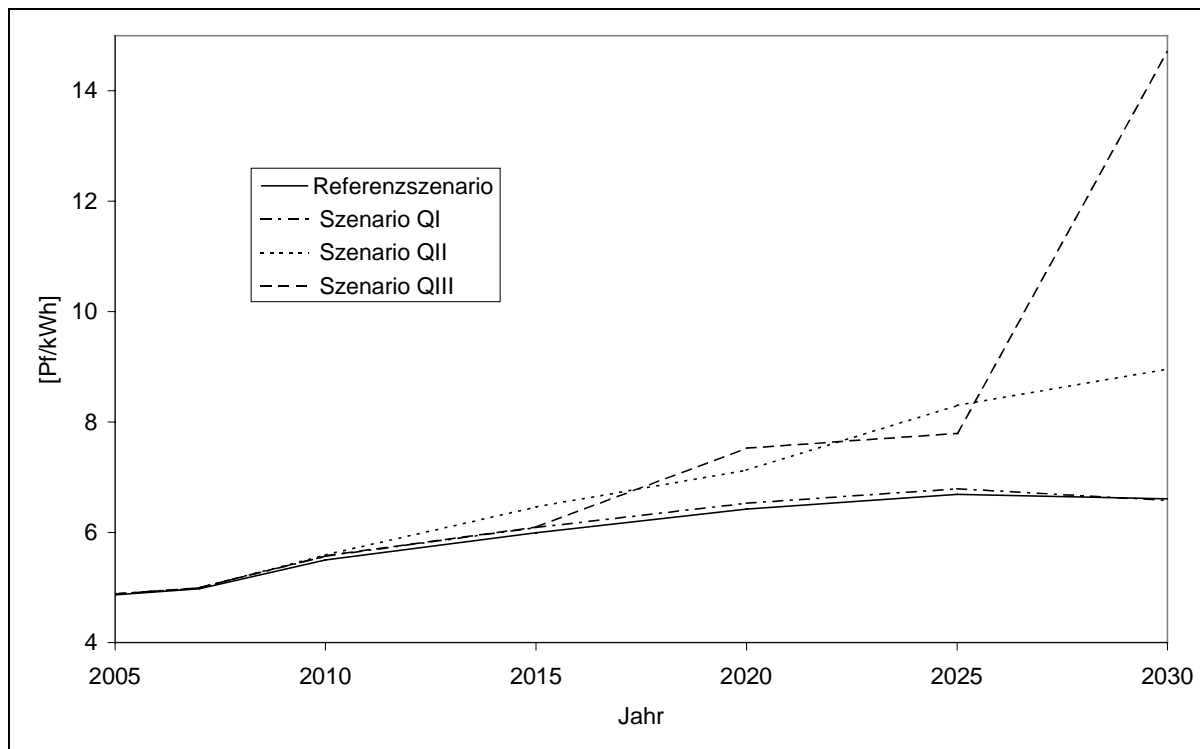


Bild 19: Entwicklung der Stromerzeugungskosten im Falle einer Quotenregelung ohne Zertifikatehandel

Der Quotenpfad QIII zeichnet sich durch eine Veränderung der Mengenverpflichtung in einem Zehnjahresrhythmus aus. Daher tritt erstmalig in der Periode 2020 eine Abweichung von der Entwicklung im Referenz- beziehungsweise QI-Szenario auf. Die zusätzlichen Erzeugungskosten zur Erreichung des Mengenziels von 23 % betragen 1,1 Pf/kWh. Im Vergleich zum Szenario QII hat in diesem Zeitraum eine Anhebung der Quote um nur drei Prozentpunkte zusätzlichen Kosten von 0,4 Pf/kWh zur Folge. Dies ist auf die zur Zielerreichung erforderliche umfangreichere Nutzung von Windkraft auch an Standorten mit schwachen Windgeschwindigkeiten zurückzuführen. Bei einem Anteil grünen Stroms von rund 45 % in 2030 belaufen sich die zusätzlichen Kosten auf 8,1 Pf/kWh. Verantwortlich für diese deutliche Zunahme ist der Einsatz von Photovoltaikanlagen.

### 5.3.1.5 Einlastung von Anlagen auf Basis regenerativer Energieträger

Bei den vom Modellsystem vorrangig eingeplanten regenerativen Energieträgern Wasser- und Windkraft ist die Stromproduktion im Bereich der Grundlast einzuordnen<sup>45</sup>. Lediglich Biomasse kann aufgrund der Lagerfähigkeit des Energieträgers

<sup>45</sup> Die Wasserkraftnutzung erfolgt in Laufwasserkraftwerken, welche typische Grundlastanlagen sind. Bei der Windkraftnutzung ist aufgrund der geografischen Streuung der Standorte sowie der Unbeeinflussbarkeit des Windaufkommens von einer mittleren, gleichmäßigen Erzeugung auszugehen. Da im Rahmen der Modellierung lediglich Durchschnittstage betrachtet werden, ist

dem Lastverlauf entsprechend eingesetzt werden. Allerdings ist hierbei zu berücksichtigen, dass die Erzeugungsanlagen aufgrund ihrer technischen und ökonomischen Eigenschaften Grundlastanlagen sind<sup>46</sup>.

Im Rahmen der in diesem Kapitel untersuchten Szenarios wird eine physische Erfüllung der Quotenverpflichtung vorausgesetzt, wobei die Lieferung grünen Stroms den Lastkurven der Kunden entsprechen muss. In dieser Situation ergibt sich das Problem, dass auf Seiten der Produktion grüner Strom überwiegend im Bereich der Grundlast erzeugt werden kann, während auf der Nachfrageseite auch Lastspitzen und –schwankungen abgedeckt werden müssen. Zur Abdeckung von Nachfrageschwankungen ergeben sich folgende Möglichkeiten:

- Nutzung von Biomasseanlagen: Da es sich hierbei um typische Grundlastanlagen handelt (z. B. Zufeuerung in Kohlekraftwerken), hat ein Einsatz zum Ausgleich von Lastschwankungen üblicherweise einen Anstieg der Erzeugungskosten zur Folge, da die Anlage nicht im optimalen Bereich gefahren werden kann. Darüber hinaus sind technische Restriktionen, z. B. bezüglich der Laständerungsgeschwindigkeit, zu berücksichtigen. Dies bedeutet, dass eine sinnvolle Nutzung von Biomasseanlagen lediglich im Mittellastbereich zur Abfederung kleinerer Schwankungen möglich ist.
- Nutzung von Pumpspeicherkraftwerken: Bei einer Nutzung von überschüssigem grünem Strom zum Befüllen der Speicherbecken kann in Lastspitzen eine entsprechende Menge grünen Stroms erzeugt werden.
- Ausgleich über den Handel: Da bei der Erzeugung grünen Stroms zeitliche und regionale Unterschiede auftreten können (z. B. bei Windkraft), ist ein Ausgleich von Lastschwankungen, zumindest in einem gewissen Maß, auch über den Handel zu erwarten.

Das Modellsystem realisiert den Schwankungsausgleich in extremen Spitzen, z. B. am Tag der maximalen elektrischen Netzlast, über eine Nutzung von Pumpspeichieranlagen. Kleinere Lastschwankungen werden über den Handel ausgeglichen. Es ist allerdings zu berücksichtigen, dass der Ausgleich über den Markt für grünen Strom in der Praxis nur dann funktioniert, wenn das Angebotsvolumen zu Spitzenlastzeiten groß genug ist. Da die oben dargestellten Restriktionen bezüglich der Einlastung entsprechender Anlagen nicht nur in Baden-Württemberg gelten, besteht durchaus die Möglichkeit, dass gerade in Spitzenlastbereichen nicht ausreichend grüner Strom über den Handel zur Verfügung steht. Damit bleibt die Nutzung von Speicherkraftwerken eine wichtige Option zur Sicherstellung einer zur Nachfrage zeitgleichen Erzeugung von grünem Strom. Für Baden-Württemberg wird diese Problematik dadurch abgeschwächt, dass in den vergangenen Jahren eine zunehmend gleichmäßigere Lastkurve zu beobachten ist<sup>47</sup> und damit der Bedarf eines Ausgleichs großer Lastschwankungen nur in einem geringen Umfang besteht. Da es

---

eine Abbildung ähnlich der Grundlaststromerzeugung sinnvoll. Siehe zu dieser Thematik auch Kapitel 4.3.3.2.

<sup>46</sup> Z. B. Biomassezufeuerung in Kohlekraftwerken.

<sup>47</sup> Dies ergibt sich z. B. aus einem Vergleich der Daten in [VDEW 1998] und [VDEW 1997a].

in Baden-Württemberg eine Reihe von Speicherkraftwerken gibt, können aus dieser Situation auch Exportmöglichkeiten für grünen Strom zu Spitzenlastzeiten erschlossen werden.

Die hier dargestellte Problematik des Ausgleichs von Lastschwankungen bei grünem Strom tritt nur bei geforderter Zeitgleichheit von Angebot und Nachfrage auf. Für den Fall, dass der grüne Strom nur in entsprechender Menge aber nicht gemäß der Lastkurve der Nachfrage bereitgestellt werden muss, ergibt sich im Wesentlichen eine Verdrängung von fossiler Grundlastkapazität durch den grünen Strom<sup>48</sup>. Es ist allerdings zu erwarten, dass sich die Betreiber der betroffenen Kraftwerke gegen eine Verdrängung aus dem Markt wehren werden (z. B. durch geringere Preise). Damit wird auch bei einer zeitlichen Entkopplung von Erzeugung und Nachfrage bei der Versorgung mit grünem Strom zumindest eine teilweise Angleichung der Stromproduktion in regenerativ betriebenen Erzeugungsanlagen an Lastschwankungen erforderlich. Dies bedeutet, dass unabhängig vom Kriterium einer Zeitgleichheit von Produktion und Nachfrage Kapazitäten zur Abfederung von Lastschwankungen bei grünem Strom bereitgehalten werden müssen. Der Umfang wird stark vom Verhalten und den Zielsetzungen der einzelnen Akteure geprägt sein.

### 5.3.1.6 Handel mit grünem Strom

Bestimmend für das Handelsvolumen mit grünem Strom zwischen Baden-Württemberg und den übrigen Regionen Deutschlands ist das Gefälle bei den Erzeugungskosten zwischen den Regionen. Nur bei genügend großen Preisunterschieden können die aufgrund des überregionalen Handels zusätzlich anfallenden Transaktionskosten<sup>49</sup> abgedeckt werden. Damit ist die Verfügbarkeit von besonders billigem grünem Strom eine Voraussetzung für einen ausgeprägten interregionalen Austausch. Aufgrund dieser Anforderungen ist der Ausbau der Schlüsseltechnologien Offshore-Windkraft und Biomassezufeuerung in der übrigen Bundesrepublik Deutschland ausschlaggebend für die Entwicklung des Imports von grünem Strom nach Baden-Württemberg<sup>50</sup>.

Für den Fall ohne Importmöglichkeit für grünen Strom ist bereits bei einer konstanten Mengenvorgabe von 10 % für grünen Strom die Nutzung von Windkraftpotentialen an Standorten mit Windgeschwindigkeiten unter 4,5 m/s in Baden-Württemberg erforderlich. Daraus ergeben sich Erzeugungskosten, die zum Teil deutlich über den in Bild 19 dargestellten Werten liegen. Durch eine Ausnutzung der in der Bundesrepublik Deutschland vorhandenen Biomassepotentiale im Rahmen einer Zufeuerung in fossilen Kraftwerken kann die Nutzung von Potentialen, die mit hohen Stromerzeugungskosten verbunden sind (z. B. Windkraft an Standorten mit geringen Durchschnittsgeschwindigkeiten) innerhalb Baden-Württembergs im Szenario QI

---

<sup>48</sup> Die Modellergebnisse für diesen Fall unterscheiden sich nicht von den Ergebnissen des Szenarios mit einem nationalen Zertifikatehandel.

<sup>49</sup> Z. B. Kosten der Informationsbeschaffung über den Markt.

<sup>50</sup> Da Baden-Württemberg eine Region mit nur geringen, bezüglich der Stromgestehungskosten günstig zu erschließenden Potentialen für regenerative Energieträger ist, wird im Rahmen dieser Arbeit davon ausgegangen, dass ein gezielter Export von grünem Strom nicht möglich ist, weil die vorhandenen Potentiale vorrangig zur Befriedigung der eigenen Nachfrage genutzt werden.

vollständig vermieden und bei höheren Mengenverpflichtungen reduziert werden. Bei einer Nutzung der gesamten für Deutschland angenommenen Potentiale kann im Szenario QI über einen Import zwischen 75 und 82 % der Mengenverpflichtung abgedeckt werden<sup>51</sup>. Erfolgt ein Ausbau von Offshore-Windpotentialen, der über die hier getroffenen pessimistischen Annahmen hinaus geht, ist ein weiterer Anstieg der Importrate möglich. Bei Entwicklungspfaden, die höhere Quoten für grünen Strom vorsehen als QI, werden weniger als 75 % der zur Quotenerfüllung erforderlichen Menge an grünem Strom nach Baden-Württemberg importiert, weil dann auch ein zunehmender Anteil der verfügbaren Potentiale für das Erreichen des Mengenziels in den übrigen Bundesländern benötigt wird.

Mit Zunahme der gehandelten Menge grünen Stroms steigt auch die Belastung der Transportkapazitäten der Übertragungsnetze. Bei einer vollständigen Ausnutzung der Importmöglichkeiten von grünem Strom nach Baden-Württemberg beträgt im Szenario QI die dafür erforderliche Leitungskapazität rund 800 MW, während sie bei einer höheren Mengenverpflichtung (QIII) auf 3500 MW ansteigt. Damit würde im Fall QIII ein Anteil von 60 % der verfügbaren Leitungskapazität<sup>52</sup> für den Handel mit grünem Strom benötigt.

#### 5.3.1.7 Back-up für stark fluktuierende Energieträger

Bei den Energieträgern Windkraft und Solarstrahlung hängt das natürliche Dargebot von meteorologischen Rahmenbedingungen ab und kann daher innerhalb kurzer Zeitspannen starken Schwankungen unterworfen sein. Des weiteren besteht trotz verbesserter Prognoseverfahren, beispielsweise für die zu erwartenden Windgeschwindigkeiten, das Problem von Fehlprognosen [Dany et al. 2000a]. Diesen Nebenbedingungen muss im Rahmen einer Kapazitätsplanung für ein Energiesystem Rechnung getragen werden. Es ist deshalb erforderlich, für die installierten Windkraft- und Photovoltaikanlagen Back-up Kapazitäten vorzuhalten. Bei einer geografisch breiten Streuung der Anlagen sowie einer großen Anlagenzahl kann davon ausgegangen werden, dass nicht an allen Orten zur exakt gleichen Zeit das Energieträgerangebot (vollständig) absinkt<sup>53</sup>. Aus diesem Grund muss die Back-up Leistung nicht der gesamten installierten Leistung von Anlagen auf Basis fluktuierender Energieträger entsprechen. In [Dany et al. 2000b] wird für den Back-up von Windkraftanlagen ein Wert zwischen 92 und 83 % der installierten Anlagenleistung angegeben.

---

<sup>51</sup> Im Fall eines Zertifikatehandels *kann* sich aufgrund des Wegfalls von Durchleitungsentgelten und des Hinzukommens von weiteren Transaktionskosten eine Veränderung des Preisgefüges zwischen den Regionen ergeben. Dies kann zu einer Zu- wie auch einer Abnahme der Produktion in Baden-Württemberg führen. Zu den minimalen und maximalen Anteilen siehe Tabelle 40. Die Werte des Falls „Vergütung zu Marktpreis“ für Strom aus regenerativ betriebenen Anlagen repräsentieren auch die Entwicklung des Szenarios ohne Zertifikatehandel.

<sup>52</sup> Kapazität für den Austausch zwischen Baden-Württemberg und anderen Regionen in der Bundesrepublik Deutschland. Ein möglicher „Umweg“ über ausländische Netze ist hier nicht berücksichtigt.

<sup>53</sup> Diese Bedingungen sind aufgrund der typischen Anlagengröße sowie der zahlreich existierenden Einzelanlagen für Windkraft- sowie für Photovoltaikanlagen gegeben (siehe dazu auch [Dany et al. 2000a]).

Im Rahmen der durchgeführten Analysen, die für den Bereich der Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen Potentiale in der gesamten Bundesrepublik Deutschland berücksichtigen, wird für Windkraft wie auch Solarstrahlung eine erforderliche Back-up Leistung in Höhe von 85 % der installierten Kapazitäten angenommen. Für die übrigen betrachteten regenerativen Energieträger wird davon ausgegangen, dass keine gesonderte Back-up Strategie erforderlich ist. Die Kosten für die Vorhaltung von Back-up Anlagen sind bei Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen der regenerativen Energieträger zu berücksichtigen.

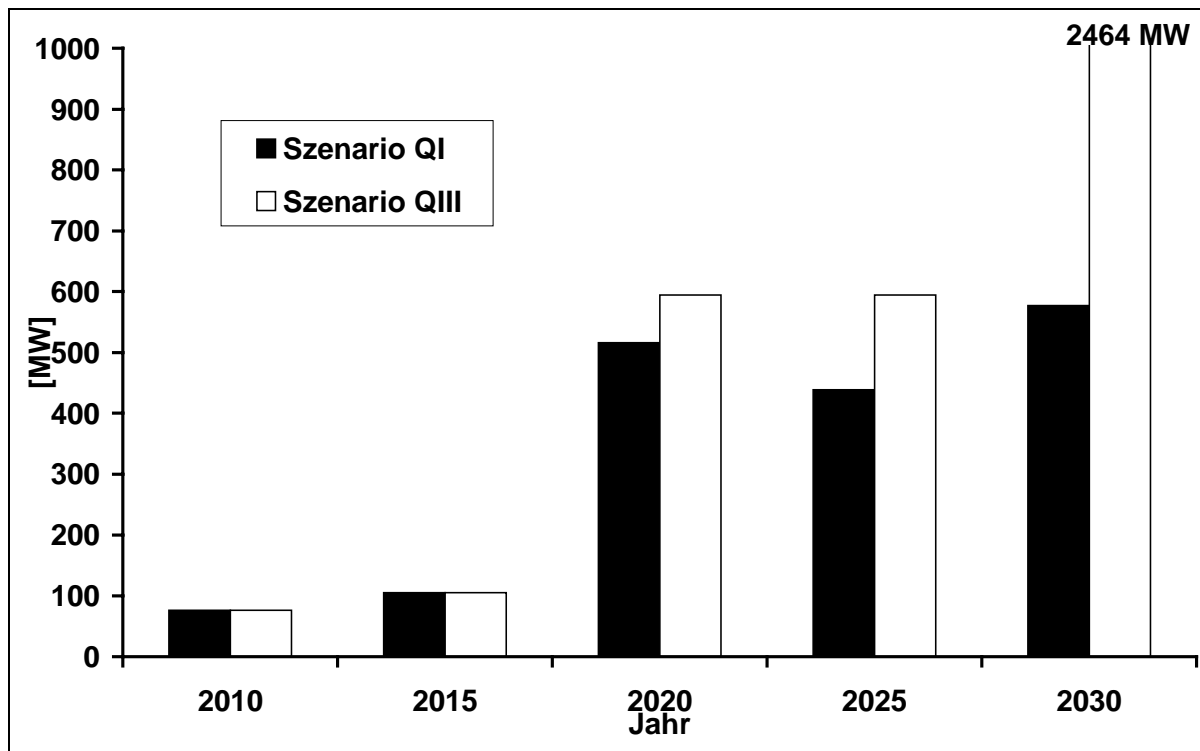


Bild 20: Entwicklung der erforderlichen Back-up Leistung

In Bild 20 ist die unter den getroffenen Annahmen erforderliche Back-up Leistung für die Szenarios QI und QIII dargestellt. Die Höhe der erforderlichen Reservekapazität wird im Rahmen der Modellergebnisse überwiegend durch die starke Nutzung der Windkraftpotentiale bestimmt. Erst bei sehr hohen Mengenzielen für grünen Strom muss auch für Photovoltaikanlagen eine Reserve vorgehalten werden<sup>54</sup>.

Aufgrund des Umstandes, dass die Reserveanlagen sehr schnell angefahren werden müssen, kommen überwiegend Speicherkraftwerke und Gasturbinenanlagen dafür in Frage. Das Modellsystem deckt einen maximalen Anteil von 600 MW über existierende Speicherkraftwerke ab, die in diesem Rahmen auch grünen Strom liefern können. Aus Umweltgesichtspunkten ist diese Option dem Einsatz von fossilen Anlagen vorzuziehen. Für den Fall, dass ausschließlich Gasturbinenanlagen als Back-up bereitgehalten werden, ergeben sich bei einer erforderlichen Leistung von 600 MW für Baden-Württemberg reservebedingte zusätzliche Kosten von rund 0,35 % bezo-

<sup>54</sup> Ab 2030 im Szenario QIII.

gen auf die durchschnittlichen Erzeugungskosten. Im hier untersuchten Maximalfall von 2464 MW Reserveleistung liegt der Aufschlag bei 2,7 %.

Der in Bild 20 im Szenario QI erkennbare Rückgang der Reserveleistung um rund 90 MW in 2025 im Vergleich zu 2020 hängt mit dem in Periode 2025 verstärkten Ausbau von Wasserkraftanlagen außerhalb Baden-Württembergs zusammen. Damit steigt der Anteil von Back-up-freiem grünem Strom beim Import nach Baden-Württemberg. Die begrenzte Verfügbarkeit von billigeren Offshore-Potentialen für Windkraftanlagen ist dabei ausschlaggebend für den Umstand, dass die vorhandenen Wasserkraftpotentiale erst in 2025 vollständig genutzt werden<sup>55</sup>. Für den Fall einer stärkeren Nutzung von Windkraftstandorten offshore steigt aufgrund des Stromhandels die erforderliche Back-up-Leistung auch für Baden-Württemberg an.

### 5.3.1.8 Emissionen

Zur Untersuchung der Auswirkungen der verschiedenen Mengenziele für grünen Strom werden die spezifischen Emissionen der von den Quotenverpflichteten, das heißt den Endkunden, nachgefragten Strommenge untersucht<sup>56</sup>. Eine Analyse der Emissionen bezogen auf die Stromproduktion spiegelt die Auswirkungen des Instrumenteneinsatzes nur ungenügend wieder, da angenommen wird, dass die Produzenten nicht zur Einhaltung des Mengenziels verpflichtet werden<sup>57</sup>. Damit besteht grundsätzlich die Möglichkeit, dass in Baden-Württemberg bei gegebenen Absatzmöglichkeiten fossiler Strom zum Export erzeugt wird. Dies kann, bezogen auf die Stromproduktion, trotz Mengenziel für grünen Strom zu einer Zunahme der spezifischen Emissionen innerhalb Baden-Württembergs führen. Da ein umweltpolitisches Instrument nicht im Alleingang in einer Region implementiert wird, werden sich die spezifischen Emissionen, bilanziert über den gesamten Geltungsbereich des Instruments<sup>58</sup>, den hier untersuchten Werten angleichen. Damit können die im Folgenden dargestellten Emissionspfade auch als repräsentativ für eine bundesweite Entwicklung angesehen werden.

Da grüner Strom per Definition als CO<sub>2</sub>-frei beziehungsweise CO<sub>2</sub>-neutral gilt, wäre zunächst zu erwarten, dass bei der Vorgabe von Mengenzielen die CO<sub>2</sub>-Minderung gegenüber dem Referenzfall genau der Quotenhöhe für grünen Strom entspricht. Dies gilt allerdings nur für den Fall, dass ausschließlich eine Verdrängung von fossilem Strom durch grünen Strom erfolgt und dadurch innerhalb der fossilen Stromproduktion keine Veränderungen des Technologie- und Energieträgermixes induziert werden.

---

<sup>55</sup> Durch den unterstellten Nachfrageanstieg nimmt auch die durch die Quotenregelung induzierte absolute Menge grünen Stroms zu, was bedeutet, dass weitere Potentiale (in diesem Fall Wasserkraft) genutzt werden müssen.

<sup>56</sup> In Kapitel 5.2.6 werden für das Referenzszenario die spezifischen Emissionen der Stromproduktion untersucht. Diese Werte sind mit den hier gewählten spezifischen Emissionen der Endnachfrage vergleichbar, da im Referenzfall davon ausgegangen werden kann, dass der Strommix von Endnachfrage und Export identisch ist. Dies muss bei den untersuchten Quotenszenarios nicht der Fall sein, da beispielsweise der Export nicht der Quotenregelung unterliegt.

<sup>57</sup> Siehe Kapitel 5.1.2.

<sup>58</sup> Das heißt die gesamte Bundesrepublik Deutschland.



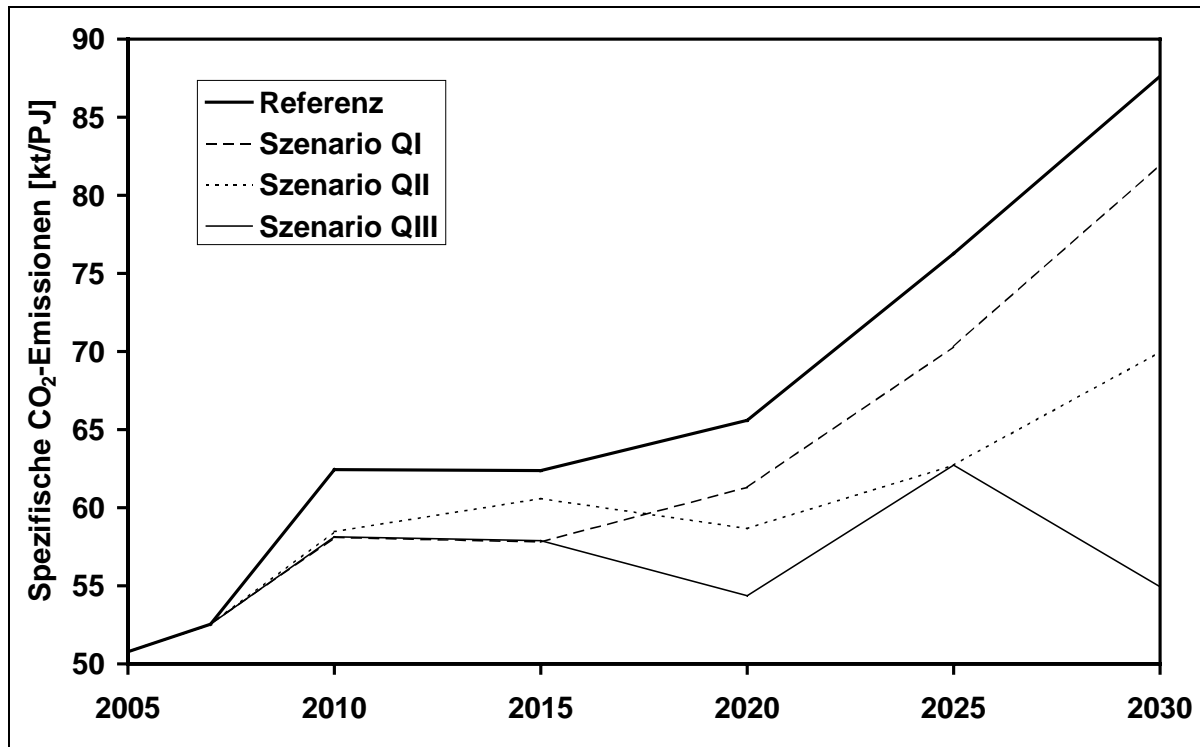


Bild 21: Entwicklung der spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen

Unter den angenommenen Rahmenbedingungen wird aufgrund der wirtschaftlichen Vorteilhaftigkeit ein Teil des erforderlichen grünen Stroms in Kraftwerken zur kombinierten Verbrennung von fester Biomasse und Kohle erzeugt. Dies bedeutet, dass mit der Produktion von grünem Strom auch die Erzeugung einer festen Menge fossilen Stroms aus Kohle verbunden ist. Diese Elektrizität muss abgesetzt werden und verdrängt daher andere fossile Technologien, die im Fall von Gaskraftwerken geringere CO<sub>2</sub>-Emissionen aufweisen. Da aufgrund der Ergebnisse des Referenzszenarios zu erwarten ist, dass GuD-Anlagen vor allem im Zeitraum bis 2020 stark genutzt werden, steht der Emissionsminderung durch grünen Strom gleichzeitig – als Seiteneffekt – eine Emissionszunahme seitens der fossilen Stromproduktion aufgrund der Substitution von Erdgas durch Steinkohle gegenüber. Daher führt eine Mengenvorgabe für grünen Strom in Höhe von rund 10 % nur zu einer Reduktion der spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen von ungefähr 7 % während des gesamten Analysezeitraumes (Szenario QI). Für das Szenario QII führen diese Zusammenhänge in 2015 zu deutlich höheren Emissionen als im Fall QI, obwohl die Mengenvorgabe für grünen Strom um fünf Prozentpunkte höher ist. Ursache hierfür ist die Potentialbegrenzung für andere regenerative Energieträger, wie z. B. Wind oder Wasser, in diesem Zeitraum, welche zu einer deutlichen Ausweitung der Nutzung von Zufeuerungsanlagen und damit zu Mehremissionen führt.

Damit zeigt sich, dass mit einer Erhöhung von Mengenvorgaben für grünen Strom nicht unbedingt auch Emissionsminderungen einhergehen müssen. Für die Ausgestaltung von Quotenregelungen bedeutet dies, dass emissionssteigernde Effekte nur dann vermieden werden können, wenn der Quotenpfad entsprechend der Potentialverfügbarkeit für regenerative Energieträger ausgestaltet wird. Sehr ambitionierte

Mengenziele können somit auch dem eigentlichen Ziel des Instrumenteneinsatzes, einer Emissionsminderung, zuwider laufen.

Diese Aussagen werden durch die Entwicklung der Emissionskurven der verschiedenen Szenarios im Jahr 2020 bestätigt. Hier führt eine Anhebung der Quote von 20 auf 23 % zu einer deutlichen Reduktion der spezifischen Emissionen<sup>59</sup>. Grund dafür ist die für diesen Zeitpunkt angenommene größere Verfügbarkeit von Offshore-Windkraftpotentialen, die eine zusätzliche Nutzung von Zufeuerungsanlagen, die im Bereich der fossilen Stromerzeugung höhere Emissionen verursachen, nicht erforderlich macht.

Im weiteren Verlauf steigen in allen Szenarios die Emissionswerte an, was durch den Energieträgerwechsel zwischen Gas und Kohle bei der fossilen Stromerzeugung verursacht wird. Für die Szenarios QII und QIII sind die Werte in 2025 fast identisch, da zu diesem Zeitpunkt nahezu identische Mengenverpflichtungen zu erfüllen sind.

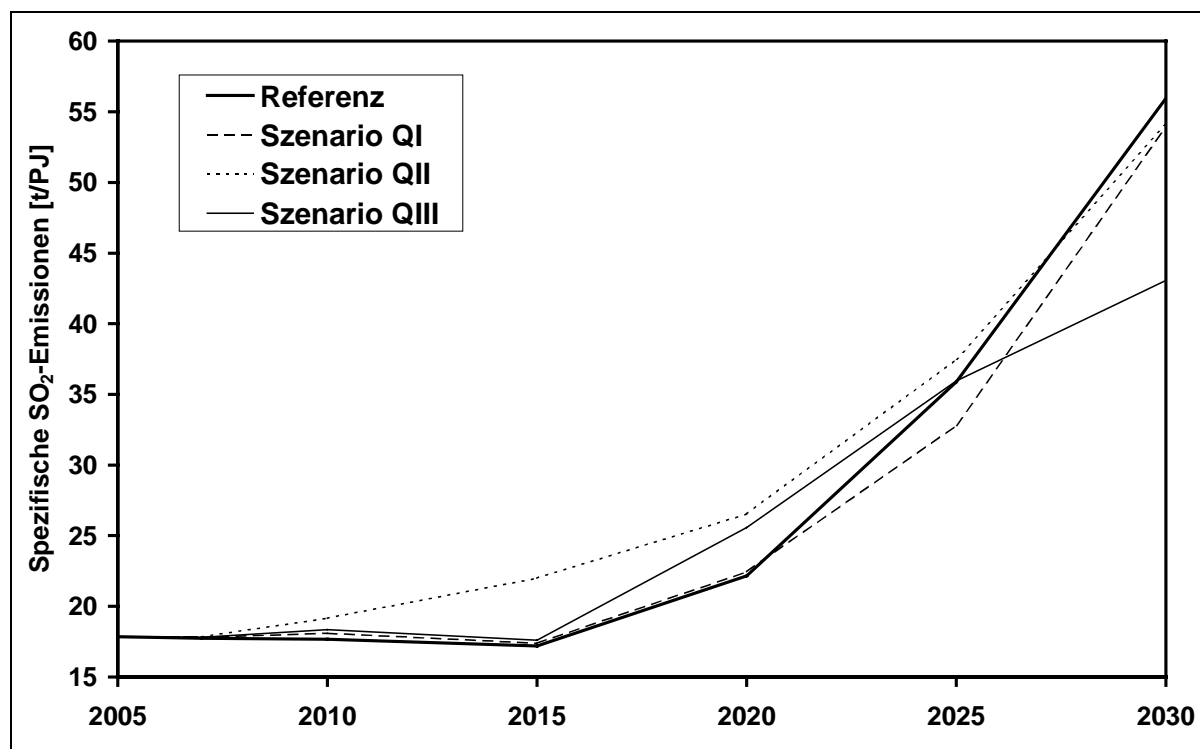


Bild 22: Entwicklung der spezifischen SO<sub>2</sub>-Emissionen

In 2030 ist für den Entwicklungspfad QIII mit einem Mengenziel von rund 45 % der Einsatz von Photovoltaik-Anlagen erforderlich, weil sämtliche bezüglich der Stromgestehungskosten billigeren Biomasse- und Windkraftpotentiale vollständig ausgeschöpft sind. Aufgrund der Reihenfolge der Potentialausnutzung<sup>60</sup> wird deutlich, dass nur falls eine Kuppelproduktion von grünem und fossilem Strom nicht (mehr) möglich ist, der Wachstumspfad bei den CO<sub>2</sub>-Emissionen verlassen werden kann.

<sup>59</sup> Vergleich der Szenarios QII und QIII.

<sup>60</sup> Zuerst Wasserkraft, dann Windkraft, dann Biomasse und schließlich Solarstrahlung.

Die SO<sub>2</sub>-Emissionen werden im Wesentlichen durch den Einsatz von Steinkohle sowie zu einem geringen Ausmaß durch die Verbrennung von biogenen Festbrennstoffen bestimmt. Damit verläuft bei geringen Mengenvorgaben, die einen Einsatz von fester Biomasse in Kombikraftwerken nicht erfordern, die Emissionsentwicklung analog zum Referenzfall. Sobald ein größerer Anteil von Biomasse in Zufeuerungsanlagen verbrannt wird und dadurch die bereits beschriebene Verdrängung von Erdgas durch Kohle einsetzt, steigen die SO<sub>2</sub>-Emissionswerte an. Dies ist für das Szenario QII und QIII zu beobachten. Mit zunehmender Nutzung von emissionsfreien Optionen, wie z. B. Windkraft oder Solarstrahlung, sinken die Werte unter den Entwicklungspfad des Referenzfalles.

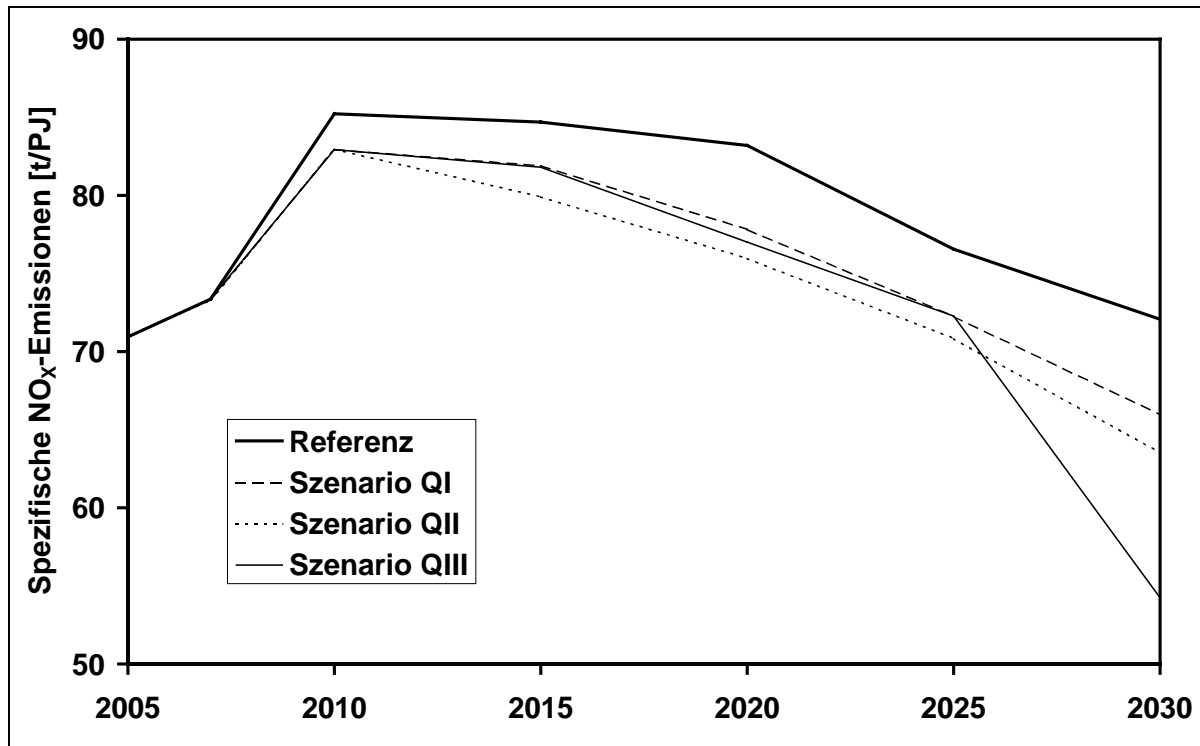


Bild 23: Entwicklung der spezifischen NO<sub>x</sub>-Emissionen

Die spezifischen NO<sub>x</sub>-Emissionen erreichen zwischen 2010 und 2025 aufgrund der starken Erdgasnutzung ein hohes Niveau. Eine Mengenvorgabe für grünen Strom führt in allen Fällen zu einer Reduktion, da alle in Frage kommenden Optionen zur Erzeugung von grünem Strom geringere Emissionsfaktoren für NO<sub>x</sub> aufweisen als die eingesetzten fossilen Alternativen. Während bei SO<sub>2</sub> und CO<sub>2</sub> eine verstärkte Zufeuerung von Biomasse in Kohlekraftwerken zu einem Anstieg der spezifischen Emissionen führt, wirkt sich dies bei NO<sub>x</sub> emissionsmindernd aus. Damit können im Szenario QII in der Periode 2015, welche aufgrund der Quotenhöhe eine starke Biomassezufeuerung vorsieht, deutliche Reduktionen realisiert werden, weil zusätzlich durch den in Kuppelproduktion erzeugten fossilen Strom aus Steinkohle Elektrizität aus Erdgas verdrängt wird. Im Szenario QIII führt der große Anteil von Photovoltaikanlagen im Jahr 2030 zu einem deutlichen Rückgang der spezifischen NO<sub>x</sub>-Emissionen im Vergleich zu den übrigen Szenarios.

## 5.3.2 Auswirkungen eines Zertifikatehandels

### 5.3.2.1 Verteilung und Nutzung des regenerativ erzeugten Stroms

Bei einem Modell mit handelbaren grünen Zertifikaten wird der grüne Strom in seine grüne Eigenschaft (Service), welche in Form von Zertifikaten gehandelt wird, und in den regenerativ produzierten Strom (Commodity) aufgeteilt. Dieser Strom wird aufgrund der Trennung von Service und Commodity wie konventionell erzeugter Strom behandelt. Durch diese mögliche Entkopplung muss die erzeugte Elektrizität nicht beim Mengenverpflichteten verbraucht werden. Damit entfällt zum einen die Durchleitung des Stroms, die bei entsprechender Quotenhöhe zu einer deutlichen Belastung des Netzes führen kann (siehe Kapitel 5.3.1.6). Zum anderen muss die Erzeugung nicht an den Lastverlauf des Verpflichteten angepasst werden. Damit kommen die in Kapitel 5.3.1.5 beschriebenen Probleme einer gezielten Erzeugung von grünem Strom zu Spitzenlastzeiten prinzipiell nicht zum Tragen. Dies bedeutet, dass der Anlagenbetrieb besser an das natürlichen Angebot regenerativer Energieträger<sup>61</sup> beziehungsweise an den optimalen Betriebspunkt der Anlagen angepasst werden kann.

Allerdings können die sich aus der Trennung von Service und Commodity ergebenden Vorteile eingeschränkt werden. Aufgrund starker regionaler Unterschiede bei den Potentialen regenerativer Energieträger<sup>62</sup> besteht die Möglichkeit, dass im Einzugsbereich einzelner Verteilnetze vergleichsweise große Mengen an Strom aus regenerativen Anlagen erzeugt werden. Dies kann in Extremfällen dazu führen, dass eine Weitergabe des gesamten regenerativ erzeugten Stroms an Endverbraucher im betroffenen Netz nicht möglich ist. Eine solche Situation kann beispielsweise aufgrund eines geringen Nachfrageniveaus oder technisch bedingter Restriktionen beim Betrieb fossiler Kraftwerksanlagen auftreten. Zur Vermeidung entsprechender Konstellationen ist entweder die Produktion in regenerativen Erzeugungsanlagen an den Lastverlauf anzupassen oder der Strom muss über den Handel weiterverkauft werden<sup>63</sup>. In beiden Fällen würden damit die Vorteile der Entkopplung von grünem Strom und Zertifikat zumindest teilweise zunichte gemacht. Dieser Aspekt ist für die hier durchgeführten Analysen von besonderer Bedeutung, weil anhand der Modellergebnisse<sup>64</sup> deutlich wird, dass aus baden-württembergischer Sicht eine Nutzung der sehr guten Windkraftpotentiale anderer Regionen vorteilhaft ist.

Ausschlaggebend für diese Situation ist zum einen die Menge regenerativ erzeugten Stroms, die ein betroffenes Netz unter technischen Gesichtspunkten aufnehmen kann. Zum anderen spielt auch der Preis eine Rolle, der für Strom aus regenerativen Energieträgern gezahlt wird. Es ist anzunehmen, dass bei einem (zeitlich begrenzten) Überangebot die Preise sinken werden, was in allen Fällen zu einer Nachfrage

---

<sup>61</sup> Vor allem wichtig bei Windkraft und Solarstrahlung.

<sup>62</sup> Z. B. in Niedersachsen und Schleswig-Holstein im Vergleich zu Baden-Württemberg [Jopp 2000], [Büchner et al. 1993].

<sup>63</sup> Der Weiterverkauf über den Handel kann dabei mit einer Kooperation mehrerer Netzbetreiber zur Verteilung des notwendigen Regelaufwandes gleichgesetzt werden (siehe auch [Jopp 2000]).

<sup>64</sup> Siehe Kapitel 5.3.1.2.

nach dem „überschüssigen“ Strom führen wird. Somit ist eine Anpassung der Produktion in regenerativen Stromerzeugungsanlagen an eine Nachfragekurve nicht zu erwarten.

Für die Modellierung wird davon ausgegangen, dass der aus regenerativen Energiequellen stammende Strom erzeugungsnah verbraucht werden kann. Für die im Rahmen dieser Arbeit näher betrachtete Region Baden-Württemberg bedeutet dies, dass Strom, der in anderen Regionen erzeugt wird, aufgrund der oben dargestellten Zusammenhänge nicht nach Baden-Württemberg importiert werden muss, sondern anderweitig abgenommen wird.

### 5.3.2.2 Die Rolle der Vergütung für Strom und Zertifikate

Wie bereits in Kapitel 2.5 dargestellt, bestimmt sich der Preis, den die Erzeuger für die grünen Zertifikate verlangen, aus der Differenz der Erzeugungskosten und der Erlöse für den produzierten Strom. Entsprechend des in der Ökonomie üblichen Grenzkostenansatzes setzt die teuerste erforderliche Anlage den Marktpreis für Zertifikate.

Aus Sicht der Verpflichteten ergeben sich zwei grundlegende Alternativen zur Erfüllung einer Mengenvorgabe. Zum einen können Zertifikate über den Markt eingekauft werden und der zur Befriedigung der Nachfrage erforderliche Strom wird selbst erzeugt oder zugekauft. Zum anderen können die Zertifikate und damit auch die entsprechende Strommenge selbst erzeugt und verbraucht werden. Da grundsätzlich die Zertifikate und die Elektrizität zur Befriedigung der Nachfrage bereitzustellen sind, wird die Entscheidung Zertifikatekauf oder Eigenerzeugung von den Kosten für die Kombination Strom und Zertifikat bestimmt. Aus diesem Grund müssen in den Analysen die Erzeugungskosten für Strom plus Zertifikat untersucht werden<sup>65</sup>.

Bei den Preisen für die Zertifikate sind auch eventuelle Transaktionskosten für den Zertifikatehandel einzurechnen. Im Rahmen dieser Arbeit werden diese Kosten nicht explizit berücksichtigt, weil noch keine Erfahrungen über deren konkrete Höhe vorliegen<sup>66</sup>. Zusätzliche Kosten für eine Zertifikatebeschaffung können dazu führen, dass eine Eigenerzeugung vorteilhafter wird. Entsprechend ist aus baden-württembergischer Sicht mit zunehmender Höhe der Transaktionskosten ein Anstieg der Zertifikatproduktion innerhalb des Bundeslandes zu erwarten. Aus diesem Grund können die im Weiteren dargestellten Ergebnisse als jeweils untere Grenze für die Produktion in Baden-Württemberg interpretiert werden.

---

<sup>65</sup> Die Aussagen können auf die Entwicklung der Zertifikatspreise übertragen werden, weil nur der Marktpreis für Strom als für alle Alternativen identischer Wert abzuziehen ist.

<sup>66</sup> Bei anderen umweltpolitischen Instrumenten zur Minderung von Emissionen, wie z. B. Joint Implementation, belaufen sich die Transaktionskosten auf 10 – 20 % der Projektkosten beziehungsweise des Handelsvolumens ([Wietschel 2000, S. 308 ff.]).

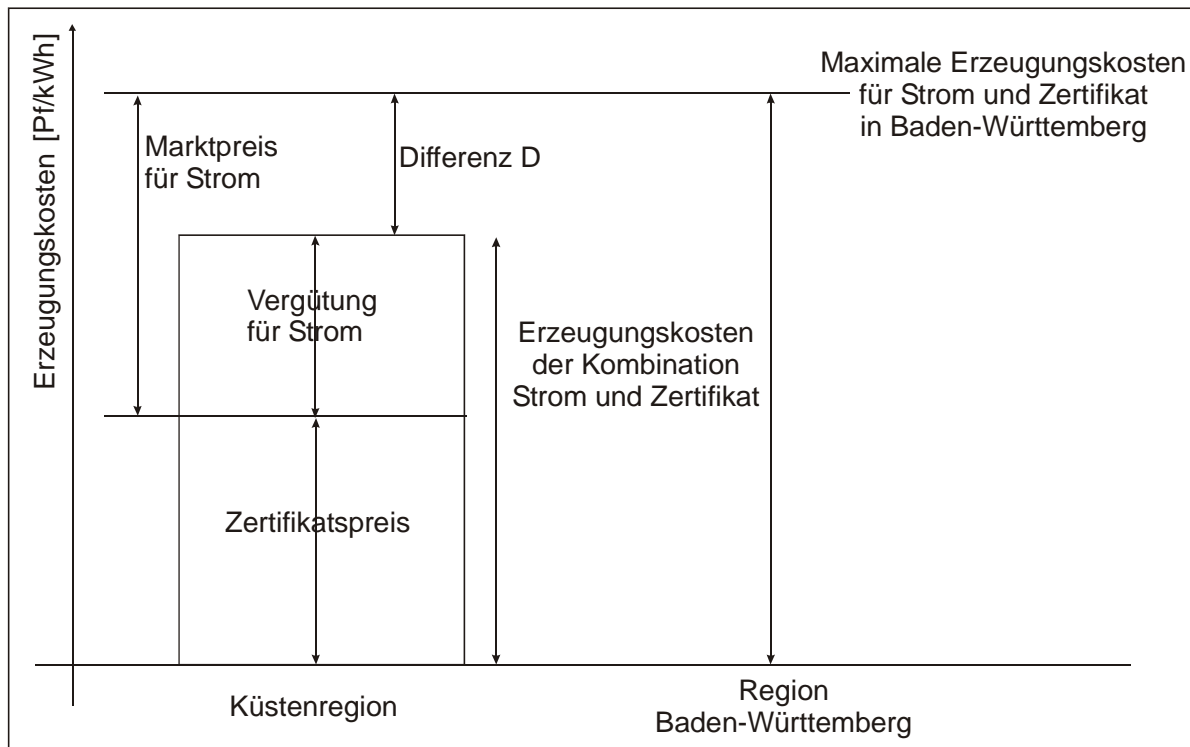


Bild 24: Vergleich von Zertifikatekauf und Eigenerzeugung

Ist für einen Verpflichteten die Summe der Kosten für den Erwerb von Zertifikaten und den Einkauf<sup>67</sup> von Strom kleiner als die Kosten der Eigenerzeugung der Kombination von Zertifikaten und Strom in regenerativen Erzeugungsanlagen, so wird ein Zertifikatekauf vorgezogen. Im umgekehrten Fall ist die Eigenproduktion vorteilhafter. Im Fall einer regional ungleichen Verteilung der Potentiale regenerativer Energieträger kann es regionale Unterschiede bei den Erzeugungskosten für die Kombination von Strom und Zertifikat geben. Die Frage, welche Potentiale in welcher Region zur Erzeugung von Zertifikaten genutzt werden, hängt jedoch nicht nur von den Erzeugungskosten für Strom und Zertifikat sondern auch von der Vergütung für den produzierten Strom ab. Dies soll anhand des folgenden Vergleichs zwischen einer Küstenregion und Baden-Württemberg verdeutlicht werden. Die Küstenregion kann dadurch charakterisiert werden, dass umfangreiche Potentiale zur Installation von Offshore-Windkraftanlagen bestehen, deren Produktionskosten für Strom und Zertifikate unter den Kosten der in Baden-Württemberg vorhandenen Potentiale regenerativer Energieträger liegen. Für Baden-Württemberg ist so lange der Zukauf von Zertifikaten vorteilhaft, wie die Summe aus Zertifikatspreis und Strompreis unter den Kosten der Nutzung der eigenen Potentiale zur Produktion von Strom und Zertifikat liegt. Entspricht die Vergütung für den Strom aus den Windkraftanlagen der Küstenregion dem Marktpreis für Strom, so ist der Zertifikatekauf für Baden-Württemberg grundsätzlich vorteilhaft. Für den Fall, dass die Vergütung unter dem Marktpreis liegt, kann für Baden-Württemberg auch die Nutzung der (teueren)

<sup>67</sup> Es wird vereinfachend davon ausgegangen, dass im Fall eines Zertifikatekaufs auch der Strom eingekauft wird. Die getroffenen Aussagen haben ohne Einschränkung auch für die Eigenerzeugung von Strom Gültigkeit, da nur dann eine Eigenerzeugung stattfindet, wenn dies zu Marktpreisen möglich ist.

eigenen Potentiale von Vorteil sein. Ausschlaggebend dafür ist, dass die zusätzlichen Kosten aus der Nutzung der eigenen Potentiale kleiner sind, als die Differenz zwischen dem Marktpreis für Strom und der gezahlten Vergütung für den regenerativ erzeugten Strom in der Küstenregion (Differenz D in Bild 24). Die Problematik einer Vergütung unterhalb des Marktpreises ist vor allem für Stromerzeugungsanlagen auf Basis fluktuierender Energieträger, wie z. B. Windkraft oder Solarstrahlung, von Bedeutung. Die Auswirkungen dieses Zusammenhangs auf die Zertifikateproduktion in Baden-Württemberg sind in Kapitel 5.3.2.3 für die maximale Vergütung zum Marktpreis und die (theoretisch) minimale Vergütung von Null dargestellt.

### 5.3.2.3 Nationaler Zertifikatehandel

Im Falle eines Zertifikatehandels auf nationaler Ebene ergibt sich in Abhängigkeit der für den erzeugten Strom gezahlten Vergütung die in Tabelle 40 dargestellte Zertifikateherkunft zur Erfüllung der Mengenverpflichtung in Baden-Württemberg.

Tabelle 40: Anteil der in Baden-Württemberg erzeugten Zertifikate

Szenario	Vergütung für regenerativ erzeugten Strom	Anteil der in Baden-Württemberg erzeugten Zertifikate in der Periode ...				
		2010	2015	2020	2025	2030
QI	0	98%	94%	91%	90%	89%
	Marktpreis <sup>a</sup>	23%	21%	19%	18%	18%
QII	0	98%	69%	55%	46%	38%
	Marktpreis <sup>a</sup>	23%	69%	50%	46%	38%
QIII	0	98%	94%	50%	49%	25%
	Marktpreis <sup>a</sup>	23%	21%	50%	49%	25%

<sup>a</sup>: Diese Anteile werden auch im Fall ohne Zertifikatehandel realisiert (siehe Kapitel 5.3.1).

Aufgrund der gewählten minimalen / maximalen Vergütungen von Null / Marktpreis repräsentieren die in Tabelle 40 angegebenen Werte die maximal / minimal möglichen Anteile der Produktion in Baden-Württemberg. Diese Werte können daher als Grenzen der möglichen Variation der baden-württembergischen Produktion in Abhängigkeit von der Vergütung für Strom aus regenerativen Energieträgern interpretiert werden.

Beim unterstellten Startwert für die Mengenverpflichtung von 10,3 % in 2010 existiert eine große Spreizung bezüglich der Zertifikateherkunft zwischen den untersuchten Vergütungsalternativen. Für den Fall keiner Vergütung für den Strom aus regenerativ erzeugten Anlagen werden 98 % der in Baden-Württemberg erforderlichen Zertifikate auch in der Region erzeugt. Bei einer Vergütung zum Marktpreis beträgt der Anteil nur 23 %. Unter diesen Rahmenbedingungen werden aufgrund der vergleichsweise geringen Stromgestehungskosten in Baden-Württemberg nur die Wasserkraft- sowie die Deponie- und Klärgaspotentiale genutzt. Da eine Vergütung über dem Marktpreisniveau nicht zu erwarten ist, stellt diese Situation den aus Sicht der untersuchten Region minimalen Produktionsanteil dar. Im Rahmen eines Fortbestandes der zehnpromtigen Mengenvorgabe bis 2030 ist ein Absinken des Anteils der eigenerzeugten Zertifikate auf 18 bzw. 89 % zu erwarten. Dieser Rückgang hängt

mit der unterstellten zunehmenden Verfügbarkeit von Offshore-Windkraftpotentialen zusammen, die zu einer zunehmenden Rentabilität des Zertifikateeinkaufs führen und eine Zertifikateproduktion in der Region Baden-Württemberg verdrängen.

Im Rahmen höherer Quoten für die Jahre nach 2010 verliert die Höhe der Vergütung für regenerativ erzeugten Strom an Bedeutung. Bereits bei einer Mengenverpflichtung von 15 % in 2015 (Entwicklungspfad QII) besteht kein Unterschied mehr zwischen den untersuchten Vergütungsfällen. Der Anteil der in Baden-Württemberg erzeugten Zertifikate beträgt rund 70 %. Die Ursache für diese Entwicklung liegt darin, dass bereits bei einer geringen Anhebung der Quote über 10 % alle in Baden-Württemberg vorhandenen konkurrenzfähigen Potentiale erneuerbarer Energieträger ausgeschöpft sind. Die zusätzlichen Kosten der übrigen Potentiale liegen deutlich über dem Niveau verfügbarer Potentiale in anderen Bundesländern, so dass eine Variation der Zertifikatspreise um die Höhe der Stromvergütung keinen Einfluss auf die Nutzung baden-württembergischer Potentiale hat.

Aus diesen Ergebnissen folgt, dass der Anteil von in Eigenproduktion erzeugten Zertifikaten bei baden-württembergischen Verpflichteten überwiegend von zwei Faktoren bestimmt wird. Dies ist zum einen die Verfügbarkeit von Offshore-Windkraftpotentialen für die Erzeugung von Zertifikaten auf nationaler Ebene. Bei steigender Potentialverfügbarkeit nimmt der Anteil nach Baden-Württemberg importierter Zertifikate zu. Zum anderen spielt vor allem bei Mengenzielen bis zu rund 10 % die Vergütung für den produzierten Strom aus regenerativen Quellen eine Rolle. Falls die Zertifikate aufgrund einer zu geringen Vergütung zu teuer werden, gewinnt Eigenerzeugung der Kombination Strom und Zertifikat an Bedeutung.

Im Entwicklungspfad QI sind Kleinwasserkraftanlagen und die Biomassezufeuerung in fossilen Kraftwerken ausschlaggebend für die Erzeugungsgrenzkosten. Diese liegen für die Periode 2010 bei ungefähr 6,1 Pf/kWh. Sie steigen an auf 8,2 – 11 Pf/kWh in 2030. Entscheidend für diese Preissteigerung ist der Anteil bereits bestehender kleiner Wasserkraftanlagen, die aufgrund des normativen Modellierungsansatzes<sup>68</sup> nur mit ihren variablen Ausgabenbestandteilen berücksichtigt werden. Mit zunehmendem Anteil der Anlagen mit Neuinvestitionen<sup>69</sup> steigen die Erzeugungskosten gegen 2030 an. Des Weiteren spielt der Ausnutzungsgrad von Anlagen zur Zufeuerung von Biomasse eine Rolle. Wird gegen Ende des Analysezeitraumes, z. B. aufgrund größerer verfügbarer Windkraftpotentiale, die in früheren Perioden installierte Leistung von Biomasseanlagen nicht mehr in vollem Umfang genutzt, so kann auch dies zu steigenden Erzeugungskosten führen. Darüber hinaus ist auch die Entwicklung des Brennstoffpreises zu berücksichtigen<sup>70</sup>.

Ein Anstieg der Mengenziele gemäß den Szenarios QII und QIII hat eine zum Teil deutliche Steigerung der Erzeugungsgrenzkosten zur Folge. Bei einem Mengenziel von 15 % in 2015 werden die Grenzkosten durch Windkraftanlagen an Standorten mit schwachen Windgeschwindigkeiten bestimmt. Sie können dabei bis zu

---

<sup>68</sup> Siehe Kapitel 3.2 und 4.2.4.3.

<sup>69</sup> Z. B. neue Maschinensätze.

<sup>70</sup> Siehe dazu Kapitel 5.3.1.3.



20,6 Pf/kWh erreichen. Im weiteren Verlauf sind Biogasanlagen zur Vergärung organischer Reststoffe sowie der Einsatz von Stroh in Kombikraftwerken bestimmend. Die zu erwartenden Kosten reichen bis ca. 26 Pf/kWh. Ausschlaggebend ist auch hier die Ausnutzung der Anlagen und die gewählte Technologie. Ab 2025 setzen Photovoltaikanlagen auf Freiflächen die Grenzkosten. Aufgrund der unterstellten technologischen Weiterentwicklung werden Kosten von rund 51 Pf/kWh für realisierbar gehalten (siehe auch Tabelle 41).

#### 5.3.2.4 Internationaler Zertifikatehandel

Für das Zertifikateangebot auf europäischer Ebene wird die in Kapitel 4.3.4 angegebene Entwicklung bei den Erzeugungskosten für die Kombination von Zertifikat und Strom unterstellt. Die Potentiale werden dabei zu den drei in Vor zur Stromerzeugung verfügbaren Potential sind noch die nationalen Verpflichtungen der einzelnen Länder zur Produktion von grünem Strom abzuziehen. In diesem Rahmen wird von einer Umsetzung der in [EC 2000] genannten Mengen für die einzelnen Mitgliedsstaaten ausgegangen. Auf dieser Grundlage ergibt sich die in Bild 15 dargestellte kumulierte Angebotskurve für die Kombination Strom und Zertifikat. Anhand des Diagramms ist erkennbar, dass der Großteil des Potentials zu Kosten von unter 30 Pf/kWh<sub>el</sub> genutzt werden kann. Im PERSEUS-REG<sup>2</sup> Modell ist diese Angebotskurve in Form der drei in **Fehler! Ungültiger Eigenverweis auf Textmarke.** dargestellten Potentialklassen abgebildet. Von besonderer Bedeutung ist dabei das Preisniveau der untersten Klasse, weil dadurch der Markteintritt internationaler Potentiale für den bundesdeutschen und baden-württembergischen Markt bestimmt wird.

Tabelle 32 dargestellten Klassen zusammengefasst<sup>71</sup>.

Da im Rahmen einer nationalen Erfüllung der Mengenverpflichtung des Szenarios QI Erzeugungsgrenzkosten zwischen 6 Pf/kWh in 2010 und maximal 11 Pf/kWh in 2030 zu erwarten sind, ist davon auszugehen, dass aufgrund der höheren Kosten von rund 15,5 Pf/kWh ein internationaler Handel mit Zertifikaten nicht zu Kostenreduktionen führen wird. Damit wird bei einem zehnpromtigen Mengenziel aus baden-württembergischer Sicht ein internationaler Zertifikatehandel keine nennenswerte Bedeutung erlangen.

Ein Zukauf von Zertifikaten aus dem europäischen Ausland wird erst bei Mengenzielen, die eine vollständige Ausschöpfung der zu Stromgestehungskosten von unter 15,5 Pf/kWh zu erschließenden nationalen Potentiale zur Folge haben, interessant. Im Rahmen der hier durchgeführten Analysen gilt dies für die Szenarios QII ab 2015 und QIII ab 2020. Dies führt zu einer Kappung der von bis zu 51 Pf/kWh reichenden Kostenspitzen, die durch den Einsatz von Photovoltaikanlagen entstehen.

Beim Entwicklungspfad QII kann durch die Möglichkeit eines Zukaufs von Zertifikaten aus dem Ausland im Wesentlichen eine Nutzung von Windkraftanlagen an

---

<sup>71</sup> Es sei an dieser Stelle nochmals darauf hingewiesen, dass bei der Potentialabschätzung davon ausgegangen wird, dass auch in den übrigen EU-Ländern Mengenziele für grünen Strom zu erfüllen sind. Dabei wird angenommen, dass die bezüglich der Stromgestehungskosten besten Potentiale innerhalb der jeweiligen Länder genutzt werden.

Standorten mit schlechten Windverhältnissen vermieden werden. Dies führt zu einer Reduktion der Erzeugungsgrenzkosten von rund 20 Pf/kWh auf 15,5 Pf/kWh im Zeitraum bis 2020. Im weiteren Verlauf des Szenarios wird der Zertifikatspreis durch das europäische Angebot bestimmt. Falls allerdings auf europäischer Ebene die Ausnutzung vorhandener Potentiale auf einem geringen Niveau bleibt, wie im Rahmen dieser Arbeit unterstellt<sup>72</sup> wird, ist ab 2025 in der Bundesrepublik Deutschland eine Nutzung von Biogas und Wind an Standorten mit Windgeschwindigkeiten  $\leq 4,5$  m/s erforderlich. Durch den internationalen Zertifikatehandel kann in dieser Situation nur der Einsatz von Photovoltaikanlagen vermieden werden. Die Grenzkosten belaufen sich dann auf ca. 27 Pf/kWh.

Tabelle 41: Vergleich der Erzeugungsgrenzkosten für grünen Strom und Zertifikate

		Szenario	2010	2015	2020	2025	2030
Grenzkosten <sup>a</sup> [Pf/kWh]	QII	national	6	20,6	20,2	51	51
		international	6	15,5	15,5	26,6	26,6
Einsparung in %			0 %	24,8 %	23,3 %	47,9 %	47,8 %
Grenzkosten <sup>a</sup> [Pf/kWh]	QIII	national	6	7	25,6	51	51
		international	6	7	15,5	15,5	26,6
Einsparung in %			0 %	0 %	39,5 %	69,6 %	47,9 %

<sup>a</sup>: Grenzkosten der kombinierten Erzeugung von Zertifikat und Strom

Das Szenario QIII zeichnet sich vor allem gegen Ende des Analysezeitraumes durch ein sehr hohes Mengenziel von rund 45 % aus. Dies führt bei der unterstellten geringen Verfügbarkeit europäischer Zertifikate zu 15,5 Pf/kWh zunächst zu einer Nutzung weiterer inländischer Potentiale. Dabei werden überwiegend Biogas, Biomasse und Windkraft eingesetzt. Da die bei diesem Ausbaustand noch in Deutschland verfügbaren Potentiale stark begrenzt sind, wird auch die zweite Potentialklasse des internationalen Angebots genutzt. Damit steigen die Erzeugungsgrenzkosten auf 26,6 Pf/kWh an. Auch hier gilt, dass der Preisanstieg stark von der Verfügbarkeit von Wasser- und Windkraftpotentialen auf europäischer Ebene abhängt. Wie aus den Modellergebnissen hervorgeht, können vor allem bei höheren Mengenzielen für grünen Strom durch einen europaweiten Handel mit Zertifikaten Kostensenkungen realisiert werden. Dabei sind selbst bei sehr restriktiven Annahmen bezüglich der Potentialausnutzung auf internationaler Ebene Kostensenkungen von rund 50 % möglich.

### 5.3.2.5 Zusammenhang zwischen Zertifikatehandel und Emissionsentwicklung

Ein Handel mit Zertifikaten für grünen Strom kann grundsätzlich als ein Umetikettieren von Elektrizität bezeichnet werden. Aus Sicht der Emissionsbilanzierung wird dabei fossiler Strom durch die Zertifikate zu grünem Strom und erhält dessen Emissionseigenschaften, während gleichzeitig der regenerativ erzeugte Strom, von dem

<sup>72</sup> Da es sich bei den Energieträgern mit vergleichsweise geringen Erzeugungsgrenzkosten überwiegend um Windkraft und Wasserkraft handelt, ist die Annahme eines langsamen Potentialausbaus durchaus relevant. So gibt es beispielsweise in Schottland eine sehr zögerliche Haltung beim Ausbau der Windkraftpotentiale [Dudleston 2001].

die Zertifikate stammen, zu normalem Strom mit den entsprechenden Emissionswerten wird.

Grundsätzlich stellt sich die Frage, ob ein Handel mit grünen Zertifikaten nur aus ökonomischen und technischen Aspekten interessant ist, weil damit z. B. günstigere Potentiale genutzt oder Belastungen des Transportnetzes verringert werden können, oder ob dadurch auch eine Reduktion von Emissionen möglich ist. Dies kann beispielsweise durch die verstärkte Nutzung von regenerativen Energiequellen mit geringeren Emissionen in anderen Regionen geschehen. Bezüglich der CO<sub>2</sub>-Emissionen ist diese Frage einfach zu beantworten. Da grüner Strom grundsätzlich als CO<sub>2</sub>-frei beziehungsweise CO<sub>2</sub>-neutral angesehen wird, spielt der eingesetzte erneuerbare Primärenergieträger keine Rolle. Somit kann durch einen Zertifikatehandel keine CO<sub>2</sub>-Minderung im Vergleich zum Fall ohne Handel erreicht werden.

Bei den Luftschadstoffen SO<sub>2</sub> und NO<sub>x</sub> stellt sich die Situation etwas differenzierter dar. Da es bei den Emissionswerten für diese Stoffe Unterschiede zwischen verschiedenen regenerativen Energieträgern gibt<sup>73</sup>, kann eine Veränderung der Potentialausnutzung aufgrund eines Zertifikatehandels zu Mehr- oder Minderemissionen führen. Ausschlaggebend dafür ist im Wesentlichen die Frage, ob es durch den Zertifikatehandel zu einer Veränderung bei der Nutzung von Biomassepotentialen kommt oder nicht.

Aus Sicht der im Rahmen dieser Arbeit untersuchten Region Baden-Württemberg stellt sich die Situation wie folgt dar. Da in Baden-Württemberg aufgrund der geografischen Rahmenbedingungen Standorte mit guten Windverhältnissen nur in geringem Umfang vorhanden sind, ist die energetische Nutzung von Biomasse eine der ökonomisch vorteilhaftesten Optionen. Aus diesem Grund werden die vorhandenen Biomassepotentiale in allen untersuchten Szenarios genutzt. Im Falle eines geringen Zukaufs von Zertifikaten aus anderen Regionen müssen selbst bei einem Ziel von 10,3 % (Szenario QI) in Baden-Württemberg außer Biomasse weitere regenerative Energieträger eingesetzt werden. Dies bedeutet die Nutzung von Windkraft auch an Standorten mit Windgeschwindigkeiten um 4,5 m/s. Durch den verstärkten Einsatz von Windkraftkonvertern werden die spezifischen NO<sub>x</sub>- und SO<sub>2</sub>-Emissionen des erzeugten grünen Stroms beziehungsweise der Zertifikate im Vergleich zu einer reinen Biomassenutzung gesenkt.

Falls Zertifikate in größerem Umfang aus anderen Bundesländern zugekauft werden können, führt dies in den entsprechenden Regionen zu einer Erweiterung der Produktion von Strom aus erneuerbaren Energieträgern. In diesem Zusammenhang wird vor allem die Nutzung von Biomasse und Biogas als Brennstoff<sup>74</sup> ausgedehnt. Für Baden-Württemberg bedeutet der Zertifikatezukauf eine Verdrängung von „eigenen“ Zertifikaten aus Windkraft durch Zertifikate aus Biomasse. Damit steigen die durchschnittlichen SO<sub>2</sub>- und NO<sub>x</sub>-Emissionen der in Baden-Württemberg genutzten

---

<sup>73</sup> Wasser-, Windkraft und Solarstrahlung sind emissionsfrei, während bei der energetischen Nutzung von Biomasse NO<sub>x</sub> und SO<sub>2</sub>-Emissionen anfallen (siehe z. B. [Deimling et al. 1999]).

<sup>74</sup> Die Biomassepotentiale werden im Szenario QI in anderen Regionen nicht so stark genutzt, weil dort die Potentiale an Standorten mit hohen Windgeschwindigkeiten umfangreicher sind und eine entsprechende Nutzung zu geringeren Strompreisen führt als ein Biomasseeinsatz.

Zertifikate an. Nur für den Fall, dass eine Zunahme der Zertifikateproduktion in den übrigen Regionen zu einer weiteren Nutzung von emissionsfreien regenerativen Energieträgern (z. B. Wind- oder Wasserkraft) führt, hat aus baden-württembergischer Sicht ein Zertifikateeinkauf keine Emissionssteigerung zur Folge. Dies ist unter den im Rahmen dieser Arbeit angenommenen Restriktionen nur dann der Fall, wenn größere Wasser- und/oder Windkraftpotentiale zur Verfügung stehen.

Grundsätzlich zeigt sich anhand dieser Modellergebnisse, dass unter Emissionsgesichtspunkten ein Zertifikatehandel nur dann sinnvoll ist, wenn dadurch eine verstärkte Nutzung von emissionsfreien regenerativen Energieträgern gefördert wird. Dies kann nur dann der Fall sein, wenn in einzelnen Regionen die Potentiale emissionsfreier regenerativer Energieträger größer sind als die regionale Nachfrage nach diesen Energieträgern. Dem Zertifikatehandel kommt dann die Aufgabe zu, diese Potentiale für andere Regionen nutzbar zu machen, ohne gleichzeitig eine zusätzliche Belastung des Übertragungsnetzes zu bewirken und damit den andernfalls erfolgenden Einsatz emissionsintensiver regenerativer Energieträger zu vermeiden. Gleiches gilt auch für einen Zertifikatehandel auf europäischer Ebene. Hier kommt nach aktuellem Kenntnisstand vor allem den umfangreichen On- und Offshore Windkraftpotentialen in Großbritannien und Spanien sowie der Frage nach einer Integration Norwegens mit seinen bedeutenden Wasserkraftpotentialen eine Schlüsselrolle zu. Des weiteren sind in diesem Zusammenhang auch die Möglichkeiten zur Stromerzeugung aus Solarstrahlung in Südeuropa zu nennen.

#### 5.3.2.6 Problematik der „stranded Investments“

Üblicherweise wird der Einsatz einzelner Technologien zur Erzeugung von grünem Strom von den vorhandenen technischen und wirtschaftlichen Potentialen bestimmt<sup>75</sup>. So kann beispielsweise die Verfügbarkeit einer neuen Technologie oder die technologische Weiterentwicklung dazu führen, dass im Laufe der Zeit die verfügbaren Potentiale regenerativer Energieträger zur Erzeugung grünen Stroms zunehmen.

Ein Beispiel für eine solche Entwicklung ist die Nutzung der Windkraft. Im Offshore-Bereich ist davon auszugehen, dass aufgrund verschiedener Hemmnisse frühestens ab 2005 eine schrittweise Nutzung vorhandener Potentiale erfolgen kann<sup>76</sup>. Hinzu kommt, dass aufgrund der technologischen Weiterentwicklung die zu erwartenden Stromerträge der Standorte steigen werden, z. B. aufgrund größerer Nabenhöhen bei Windkraftanlagen.

Aus der technologischen Weiterentwicklung bzw. aus einer gesteigerten Verfügbarkeit einzelner Potentiale ergibt sich die Möglichkeit zu Erzeugungskosten zu produzieren, die unter denen bisher genutzter Technologien liegen können. In dieser Situation existieren zwei grundlegende Möglichkeiten. Zum einen besteht die Option einer vorzeitigen Stilllegung der teureren Anlagen. Damit entsprechen die Investitio-

---

<sup>75</sup> Zu einer näheren Erläuterung der verschiedenen Potentialbegriffe siehe Kapitel 4.3.2.

<sup>76</sup> Siehe Kapitel 4.3.3.2 und [BWE 2000c].

nen in diese Erzeugungsanlagen sogenannten „stranded Investments“<sup>77</sup>, weil sie unter den geänderten Rahmenbedingungen nicht mehr ökonomisch betrieben werden können und somit die anfallenden Kosten nicht mehr zu erwirtschaften sind. Zum anderen kann auch mit der Nutzung der vorteilhafteren Alternative so lange gewartet werden, bis eine Ersatzinvestition fällig ist.

Bestimmend für die Wahl der Option „Warten“ oder „Stillegen“ ist das Kostengefüge der zur Disposition stehenden Alternativen. Hierbei sind auf Seiten der bestehenden Anlage lediglich variable Ausgabenbestandteile als entscheidungsrelevant zu berücksichtigen. Da die Neuanlage noch nicht errichtet ist, sind hier zusätzlich die Investition und die fixen Ausgaben beim Vergleich der Alternativen einzubeziehen. Eine Anlagenstillegung kommt nur dann in Frage, wenn die entscheidungsrelevanten Ausgaben der neuen Option geringer sind als die der bestehenden Anlage<sup>78</sup>.

Im Rahmen der hier durchgeführten Modellanalysen tritt eine solche Entscheidungssituation in Szenarios mit moderaten Mengenverpflichtungen (z. B. QI) auf. Gegen Ende des Analysezeitraumes nimmt entsprechend der Annahmen die Verfügbarkeit von Offshore-Windkraftpotentialen zu. Damit steigt das Potential zu Erzeugung von vergleichsweise billigem grünem Strom an. Gleichzeitig ist in vorangegangenen Perioden zur Erfüllung der Mengenziele für grünen Strom die Installation kostenintensiverer Alternativen z. B. auf Basis fester biogener Brennstoffe erforderlich. In dieser Situation schlägt das Modellsystem aufgrund des angenommenen deutlichen Anstiegs der Biomassepreise eine Stillegung der Zufeuerungsanlagen vor. Erst bei Preisen, die etwa 50 % unter dem angenommenen Niveau liegen ist ein Weiterbetrieb der Biomasseanlagen vorteilhafter. Hierbei ist allerdings anzumerken, dass bei der betrachteten Zufeuerung in Anlagen mit zirkulierender Wirbelschicht die Brennstoffpreise einen sehr starken Einfluss auf die Erzeugungskosten haben.

Grundsätzlich wird aus diesen Modellergebnissen deutlich, dass eine frühzeitige Anhebung der Mengenverpflichtung auf ein im Weiteren relativ konstant gehaltenes Niveau die Entstehung von „stranded Investments“ begünstigt. Ursache dafür ist der Umstand, dass zur Zielerfüllung Technologien mit hohen Stromgestehungskosten erforderlich sind, die später – noch vor Ende ihrer Lebensdauer – aufgrund steigender Potentialverfügbarkeit durch billigere Anlagen ersetzt werden können. Dabei ist zu erwarten, dass dieser Verdrängungswettbewerb zwischen Windkraftanlagen und Kraftwerken zur Nutzung biogener Festbrennstoffe stattfinden wird. Falls der Preis für Biobrennstoffe auf einem Niveau von 6 – 6,5 DM/GJ gehalten werden kann, ist zu erwarten, dass eine Verdrängung nur in geringem Umfang stattfinden wird.

---

<sup>77</sup> Der Begriff der „stranded Investments“ (auch „stranded Costs“ oder „stranded Assets“ genannt) wird vor allem im Zusammenhang mit dem Übergang von einem regulierten zu einem deregulierten Markt verwendet. Damit werden Ausgaben oder Investitionen bezeichnet, die aufgrund geänderter Rahmenbedingungen vom Investor nicht mehr erwirtschaftet werden können (siehe z. B. [Silver et al. 1996], [Goudarzi et al. 1997]).

<sup>78</sup> Diese Darstellung bezieht sich auf den Fall, dass ein vorzeitiger Anlagenrückbau nicht in Frage kommt. Falls dies möglich ist, sind die Rückbaukosten sowie die aufgrund des Rückbaus vermiedenen fixen Ausgaben der Altanlage ergänzend zu berücksichtigen.

Diese Problematik verdeutlicht aber auch, dass vor allem Technologien mit hohen Stromgestehungskosten, die unter anderen Förderinstrumenten, wie z. B. Photovoltaik durch das EEG und das 100.000-Dächer-Programm, stark gefördert werden, bei einer Änderung der Förderpraxis auch weiterhin einen Bestandsschutz benötigen. Andernfalls besteht hier die Gefahr, dass zahlreiche „stranded Investments“ entstehen.

### **5.3.3 Rolle der Fernwärmeversorgung im Rahmen einer Mengenvorgabe für grünen Strom**

Ein Vergleich zwischen den abgebildeten drei Unternehmensklassen lässt deutlich werden, dass für das Basisjahr - bei ähnlichen Marktanteilen bei den Endkunden - Unternehmen mit Fernwärmenetz die geringste installierte Leistung im Bereich regenerativer Stromerzeugungsanlagen aufweisen. Diese Unternehmensklasse bleibt mit einem Anteil von grünem Strom von 1,2 % an der gesamten Produktion hinter den anderen Unternehmenstypen, welche bis zu 2 % erreichen, zurück. Die Erzeugung des grünen Stroms erfolgt dabei bisher überwiegend in kleinen Wasserkraftanlagen, wie anhand der Installationszahlen in Tabelle 21 ersichtlich ist. Eine Ursache für diese Unterschiede zwischen den Unternehmensklassen liegt darin, dass Versorgungsunternehmen mit Fernwärmeversorgung üblicherweise in städtischen Räumen angesiedelt sind, wo im Vergleich zu ländlichen Gebieten die Potentiale für regenerative Energieträger, wie z. B. Wind- und Wasserkraft, nur in geringerem Umfang vorhanden sind<sup>79</sup>. Weiterhin kann auch die Existenz von Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (KWK-Anlagen) aufgrund der Fernwärmeversorgung dafür verantwortlich sein, dass es bisher nicht erforderlich war, Potentiale regenerativer Energieträger zur Stromerzeugung zusätzlich zu den vorhandenen fossilen KWK-Anlagen zu nutzen.

Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage, ob sich im Rahmen einer Mengenvorgabe für grünen Strom Vor- beziehungsweise Nachteile für einzelne Unternehmensgruppen ergeben können. In diesem Zusammenhang könnten sich aufgrund der unterschiedlichen Ausgangslage bei der Produktion von grünem Strom vor allem für Unternehmen mit Fernwärmeversorgung Nachteile gegenüber anderen Unternehmensgruppen ergeben. Dabei ist vor allem die Problemstellung bedeutend, ob die Einsatzmöglichkeiten fossiler KWK-Anlagen, die in Abhängigkeit der Wärmenachfrage Elektrizität produzieren, durch eine Mengenvorgabe für grünen Strom beeinflusst wird. Als mögliche Folge solch einer Situation wäre denkbar, dass Unternehmen, beispielsweise durch erhöhte Handelsaktivitäten, „überschüssigen“ fossilen Strom aus KWK-Anlagen zu sehr geringen Preisen verkaufen müssen, woraus sich eine Beeinflussung der Preisentwicklung auf dem Strommarkt ergeben kann.

Versorgungsunternehmen, die im Rahmen einer Fernwärmeversorgung beziehungsweise eines Fernwärmeverkaufs auch KWK-Anlagen unterhalten, bieten sich

---

<sup>79</sup> So befinden sich z. B. einige der Städte mit Fernwärmesystem in Regionen mit geringen Windgeschwindigkeiten (z. B. Mannheim und Karlsruhe im Oberrheingraben). Eine Auswertung der Installationsorte von Kleinwasserkraftanlagen lässt deutlich werden, dass diese überwiegend in ländlichen Regionen des Schwarzwaldes und der Schwäbischen Alb, welche nicht zu den typischen Einzugsgebieten von EVU mit Fernwärmeversorgung gehören, installiert sind (siehe z. B. Aufstellung in [Giesecke et al. 1994, S. 110 ff.]).

verschiedene Möglichkeiten, unter Berücksichtigung der Fernwärmeproduktion auf eine Mengenvorgabe für grünen Strom zu reagieren. Eine Analyse der in KWK-Anlagen erzeugten Strom- und Wärmemengen für das Basisjahr macht deutlich, dass das Verhältnis von produzierter Strom- zu Wärmemenge im Mittel bei einer Stromkennziffer<sup>80</sup> von 2,5 liegt. Bei den überwiegend in Baden-Württemberg installierten Dampfturbinenanlagen sind Stromkennziffern im Bereich von 0,2 bis 0,8 möglich (siehe z. B. [Forum für Zukunftsenergien 1995, Kap. 5.2.5.4, S. 4], [Kehlhofer et al. 1984, S. 258]). Dies bedeutet, dass durch eine bessere Ausnutzung der Wärmeproduktionsmöglichkeiten die aufgrund der Wärmenachfrage erforderliche Stromproduktion in KWK-Anlagen bei gleichbleibender Wärmemenge verringert werden kann. Damit kann die Fahrweise fossiler KWK-Anlagen durch eine Mengenvorgaben für grünen Strom beeinflusst werden. Aufgrund der bestehenden Variationsmöglichkeiten bezüglich des produzierten Stromanteils ist allerdings nicht damit zu rechnen, dass KWK-Anlagen stillgelegt werden müssen. Allerdings ist in diesem Zusammenhang zu berücksichtigen, dass eine vollständige Ausnutzung der Wärmeauskopplungsmöglichkeiten nicht sinnvoll ist, da die Strom- und Wärmenachfrage häufig nicht zur gleichen Zeit auftritt<sup>81</sup>. Dadurch wird es erforderlich, einen Puffer zum Ausgleich der Lastunterschiede zwischen Strom und Wärme bereitzuhalten. Dazu können entweder reine Heizwerke eingesetzt werden oder es erfolgt eine Variation der Auslastung der Wärmeauskopplungsmöglichkeiten in KWK-Anlagen.

Eine weitere Option liegt in einem verstärkten Einsatz von Heizwerken und damit im Verzicht auf die Kuppelproduktion von Strom und Wärme. Dabei ist zu berücksichtigen, dass eine Nutzung reiner Heizwerke nur dann ökonomisch sinnvoll ist, wenn die sich aus dem getrennten Betrieb von Strom- und Wärmeerzeugungsanlagen ergebenden zusätzlichen Kosten<sup>82</sup> gegenüber der Kraft-Wärme-Kopplung durch geringere Wärme- und Stromgestehungskosten kompensiert werden können. Da bei thermischen Kraftwerken aufgrund der vergleichbaren Technologie von Heiz- und Kraftwerken im Allgemeinen keine Kostenvorteile aus der getrennten Produktion von Strom und Wärme entstehen, ergeben sich kaum ökonomische Vorteile aus einer Umstellung der Fernwärmeversorgung auf reine Heizwerke. Darüber hinaus wird dadurch auch die Nutzung der als umweltschonend charakterisierten Kraft-Wärme-Kopplung zurückgedrängt. Dies ist aus umweltpolitischer Sicht nicht sinnvoll und läuft den Zielen der KWK-Förderung zuwider. Aufgrund dieser Nachteile ist der Einsatz von Heizwerken im Kontext einer langfristigen Entwicklungsstrategie nicht empfehlenswert. Eine Perspektive für Heizwerke besteht lediglich im Rahmen einer kurzfristig verstärkten Nutzung existierender Anlagen vor dem Hintergrund der sehr niedrigen Strompreise sowie im bisher bereits praktizierten Ausgleich von Nachfrageschwankungen.

Neben der Nutzung fossiler Energieträger zur reinen Wärme- beziehungsweise zur gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung können auch regenerative Energieträger

---

<sup>80</sup> Die Stromkennziffer beschreibt das Verhältnis von Strom- zu Wärmeabgabe.

<sup>81</sup> Z. B. die Situation im Sommer mit einem witterungsbedingten starken Rückgang der Wärmenachfrage im Vergleich zum Winter.

<sup>82</sup> Die zusätzlichen Kosten resultieren z. B. aus dem Umstand, dass verschiedene Anlagenteile wie Gebäude, Kessel usw. mehrfach benötigt werden.

dafür eingesetzt werden. Dabei kommt im Zusammenhang mit einer Mengenvorgabe für grünen Strom vor allem der Zufeuerung fester biogener Brennstoffe in Kohlekraftwerken eine bedeutende Rolle zu, weil diese Option vor allem bei höheren Mengenvorgaben umfangreich zur Erzeugung von grünem Strom genutzt wird (siehe Kapitel 5.3.1.2). Ein Einsatz von Kombikraftwerken in Kraft-Wärme-Kopplung führt dazu, dass die Wärmemenge nicht nur an fossile Energieträger sondern auch an die Menge grünen Stroms gekoppelt ist. Dies bedeutet, dass in solchen Anlagen auch grüne Wärme erzeugt werden kann. Damit bietet sich den Versorgungsunternehmen die Möglichkeit, in Analogie zum Elektrizitätsmarkt auch grüne Angebote für die Fernwärmeversorgung zu etablieren beziehungsweise die Umweltverträglichkeit von Fernwärmesystemen weiter zu unterstreichen. Aus unternehmensstrategischer Sicht kann damit weiterer Schritt in Richtung nachhaltiger Unternehmensentwicklung sowie im Bereich einer positiven Unternehmensdarstellung vollzogen werden. Aus rein ökonomischer Sicht sollte, da eine Mengenvorgabe für grüne Wärme nicht diskutiert wird, zur Wärmeproduktion der Energieträger, welcher zu den geringsten Wärmegestehungskosten führt, eingesetzt werden. Entsprechend der unterstellten Preisentwicklungen handelt es sich dabei um Steinkohle beziehungsweise Erdgas<sup>83</sup>. Für die Erzeugung in Biomasse-Kombi-Kraftwerken wird aufgrund der Eigenschaften der Kuppelproduktion von Strom und Wärme immer ein den Anlagencharakteristika entsprechender Anteil an Wärme aus regenerativen Energieträgern erzeugt. Im Rahmen der unterstellten Preisentwicklung bedeutet dies, dass bei höheren Preisen für regenerative Energieträger eine Steigerung der Fernwärmeerzeugungskosten im Vergleich zum ökonomisch günstigsten Fall der Nutzung fossiler Energieträger erfolgt.

Als Fazit kann aus den durchgeführten Analysen folgendes festgehalten werden. Zunächst ist eine bezüglich der Produktion von grünem Strom unterschiedliche Ausgangslage der verschiedenen abgebildeten Unternehmenstypen erkennbar. Daraus ergibt sich, dass Versorgungsunternehmen mit Fernwärmeversorgung tendenziell größere Anstrengungen zur Erreichung eines Mengenziels für grünen Strom unternehmen müssen. Im (realistischen) Fall einer Mengenvorgabe für grünen Strom unter 50 % ist eine vorzeitige Stilllegung von KWK-Anlagen aufgrund der Verdrängung von fossilem KWK-Strom durch grünen Strom nicht erforderlich. Eine wichtige Reaktionsmöglichkeit besteht darin, den Anteil von KWK-Strom ausgehend von 25 % im Basisjahr auf einen Anteil von rund 5 % in 2030, z. B. durch Erhöhung der Fernwärmeauskopplung, zu reduzieren. Ausschlaggebend für die zukünftige Bedeutung des Stroms aus Kraft-Wärme-Kopplung ist der Grad der Nutzung der beschriebenen Alternativen KWK in Biomassezufeuerungsanlagen sowie Veränderung des Auskopplungsverhältnisses von Strom und Wärme. Dabei kommt vor allem der Wärmeerzeugung in Biomasse-Kombi-Kraftwerken, welche im Rahmen einer Mengenvorgabe für grünen Strom besonders relevant ist, eine Schlüsselrolle zu. Durch die damit mögliche Erzeugung von grüner Wärme ergibt sich ein neuer Geschäftsbereich für EVU mit Fernwärmeversorgung. Insgesamt sind somit aufgrund der bestehenden Ausgangssituation selbst bei höheren Quoten für grünen Strom im Bereich von 50 % keine Wettbewerbsnachteile aufgrund struktureller Unterschiede zu

---

<sup>83</sup> Zu Preisentwicklungen siehe Kapitel 4.2.5.



erwarten, da es für die betroffenen Unternehmen mit den beschriebenen Alternativen eine Reihe von Reaktionsmöglichkeiten gibt.

## 6 Schlussfolgerungen und Ausblick

### 6.1 Empfehlungen hinsichtlich des freiwilligen Instruments Grüne Angebote

Als ein grundlegendes Problem Grüner Angebote konnte die fehlende Transparenz und Glaubwürdigkeit am Markt befindlicher Angebote identifiziert werden. Die durchgeführten Analysen zu Grünen Angeboten lassen deutlich werden, dass es eine Reihe von Angeboten gibt, die keinen oder nur einen eingeschränkten zusätzlichen Umweltnutzen haben. So wird z. B. grüner Strom aus Anlagen, die auch ohne zusätzliche Förderung wirtschaftlich betrieben werden können, im Rahmen Grüner Angebote dem Kunden offeriert. Solche Angebote haben keine Förderwirkung und genügen daher dem Kriterium der Zusätzlichkeit nicht oder nur eingeschränkt. Dies kann eine mangelnde Akzeptanz zur Folge haben. Des Weiteren lässt eine Auswertung der verschiedenen Angebotsformen deutlich werden, dass es Grüne Tarifangebote gibt, bei welchen das Verhältnis zwischen der Menge geförderten grünen Stroms und der im Rahmen des Angebots verkauften Strommenge nicht transparent ist<sup>1</sup>. Auch dieser Aspekt kann zu Akzeptanzproblemen beitragen. Im Zuge der Erhöhung der Glaubwürdigkeit und der Kundenakzeptanz ist daher verstärkt darauf zu achten, dass die notwendige Transparenz bezüglich der Förderwirkung Grüner Angebote gewährleistet ist. Zur Vermeidung dieser Problematik wurden bereits in der Vergangenheit verschiedene Gütesiegel (Labels oder Zertifikate) etabliert. Aufgrund der Vielzahl dieser Labels und der teilweise recht unterschiedlichen Anforderungen, die diese Gütesiegel stellen, konnten die beabsichtigten Ziele der Qualitätssicherung, der Erhöhung der Transparenz bezüglich der Förderwirkung und der besseren Vergleichbarkeit Grüner Angebote noch nicht erreicht werden. Aus dieser Situation folgt, dass die Definition einheitlicher Mindestqualitätsanforderungen an Grüne Angebote notwendig ist. Diese sollten durch alle angebotenen Gütesiegel überprüft werden, um die erforderliche Transparenz und Vergleichbarkeit erreichen zu können. Als weitere Anforderung kommt die internationale Kompatibilität der Labels hinzu, da im Zuge der Liberalisierung der Strommärkte auch grüner Strom aus anderen Ländern in Grüne Angebote in Deutschland einbezogen werden kann. Da es immer noch zahlreiche Anbieter gibt, die ein Gütesiegel für ihr Angebot ablehnen, sollte darauf hingearbeitet werden, dass eine Zertifizierung Grüner Angebote zur Pflicht wird.

Weiterhin gibt es keine hinreichend genaue Abgrenzung zwischen Grünen Angeboten und anderen Förderinstrumenten wie z. B. dem EEG. Hierdurch kann eine Doppelförderung mit entsprechenden Renditemöglichkeiten für die Anbieter realisiert werden. Dies kann sich negativ auf die Glaubwürdigkeit und Kundenakzeptanz des freiwilligen Instruments Grüner Angebote auswirken. Aus diesem Grund ist eine Trennung der Einflussbereiche verschiedener Förderinstrumente erforderlich. Dies kann beispielsweise über Herkunftsnachweise für den verkauften grünen Strom umgesetzt werden. Vor dem Hintergrund der vorgeschlagenen Definition von Mindestqualitätsanforderungen für Grüne Angebote ist es

---

<sup>1</sup> Sogenannte „entkoppelte Tarife“.

möglich, diese derart zu erweitern, dass auch die erforderliche Abgrenzung zu anderen Förderinstrumenten durch die Gütesiegel beziehungsweise Labels gewährleistet werden kann.

Aus den vorangegangenen Ausführungen geht hervor, dass im Bereich der Qualitätssicherung und Zertifizierung Grüner Angebote vordringlicher Handlungsbedarf besteht, weil dadurch die Grundlage für glaubwürdige, transparente und vergleichbare grüne Stromprodukte geschaffen werden kann. Solange diese Kernvoraussetzungen nicht erfüllt sind, können größere Kundengruppen nur sehr schwer von diesem freiwilligen umweltpolitischen Instrument überzeugt werden und der Umweltnutzen bleibt weiterhin auf einem geringen Niveau.

Im Zuge der Untersuchung des bundesdeutschen Marktes für Grüne Angebote konnten Angebotsformen identifiziert werden, die in Form eines teilweise festen Preisaufschlags oder eines Festpreises abgerechnet werden. Durch das partielle Fehlen der verbrauchsabhängigen Preiskomponente besteht bei diesen Angeboten kein oder nur ein eingeschränkter Anreiz zur rationellen Energieverwendung. Aufgrund dieser negativen Eigenschaft sollte eine weitere Ausbreitung dieser Angebotsform vermieden werden.

Des Weiteren zeichnet sich die aktuelle Situation auf dem Markt für grünen Strom und Grüne Angebote durch eine geringe Wettbewerbsintensität aus. Die Ursache liegt darin, dass die überwiegende Mehrheit der etablierten Versorgungsunternehmen ihre Grünen Angebote regional begrenzt haben, während die noch geringe Anzahl unabhängiger Ökostromhändler auf nationaler Ebene anbietet. Diese Situation erlaubt es den Unternehmen, aufgrund des fehlenden Wettbewerbs tendenziell höhere Preise für grünen Strom zu verlangen. Durch eine Stärkung überregionaler Angebote kann der Wettbewerb gefördert werden. In diesem Zusammenhang kommt der Beseitigung von Handelshemmnissen, wie z. B. der Gewährleistung eines diskriminierungsfreien Netzzugangs, eine besondere Rolle zu, da hiervon vor allem die überregional anbietenden Ökostromhändler betroffen sind.

Die Analyse existierender Grüner Angebote macht deutlich, dass zahlreiche Angebote in Form eines Zusatzes zum normalen Stromangebot verkauft werden. Dies wird in der Angebotsform – Gestaltung in Form eines Aufschlages auf den Normaltarif – wie auch bei den Marketingaktivitäten – Fehlen eines eigenständigen Marketingkonzeptes – deutlich. Diese Situation wirkt sich negativ auf die Entwicklung eines eigenständigen Marktes für grünen Strom aus und behindert damit den Wettbewerb in diesem Marktsegment. Aus dieser Situation ergibt sich, dass zur Förderung eines eigenständigen Marktes für grünen Strom die Grünen Angebote weitgehend vom Geschäft mit normalem Strom entkoppelt werden sollten. Diese Entwicklung, die vor allem etablierte Versorgungsunternehmen betrifft, kann durch das verstärkte Auftreten unabhängiger Anbieter für grünen Strom und den daraus resultierenden Wettbewerb unterstützt werden. Aufgrund der immer noch starken Marktposition ehemals monopolistischer Versorgungsunternehmen kann diese Entwicklung nicht ohne eine aktive Teilnahme dieser Gruppe stattfinden. Aus diesem Grund ist darauf hinzuwirken, dass vor allem etablierte Versorgungsunternehmen auch weiterhin verstärkt eigenständige Grüne Angebote offerieren, die nicht an den Bezug eines normalen Stromangebots gekoppelt sind.

## **6.2 Schlussfolgerungen bezüglich einer Mengenvorgabe für grünen Strom**

### **6.2.1 Förderung einzelner Technologien und regenerativer Energieträger**

Die modellgestützten Analysen zeigen, dass Deponie- und Klärgasanlagen auch ohne zusätzliche Förderung konkurrenzfähig zu anderen Alternativen zur Stromerzeugung sind. Hinzu kommt, dass durch die TA Siedlungsabfall eine weitgehende Deponiegasnutzung vorgeschrieben ist und daher durch eine Förderung der Erzeugung von grünem Strom aus solchen Anlagen kaum zusätzliche Potentiale erschlossen werden können. Vor diesem Hintergrund ist die Frage nach der Berechtigung einer weiteren Förderung dieser Optionen zu stellen. Es besteht in diesem Bereich vielmehr die Möglichkeit, z. B. für Versorgungsunternehmen, im Rahmen von Contracting-Projekten die Nutzung der Deponie- und Klärgaspotentiale weiter voranzutreiben.

Die vom entwickelten Modellsystem vorgesehene Nutzung von Laufwasserkraftwerken zeigt, dass beim aktuellen Preisniveau auf dem Strommarkt diese Technologie nur eingeschränkt konkurrenzfähig zu alternativen Stromerzeugungstechnologien ist. Das bedeutet, dass es durchaus Standorte für Großwasserkraftanlagen geben kann, die entgegen der allgemeinen Auffassung (siehe z. B. [EC 1997a], [EC 2000]) im Preiswettbewerb fossilen Kraftwerken unterlegen sind. In dieser Situation ist eine grundsätzliche Integration der Großwasserkraft in eine Förderregelung aus Gründen einer teilweise Überförderung genau so wenig zu rechtfertigen wie ein kategorischer Ausschluss, der die Nutzung einzelner Standorte verhindern würde. Daher erscheint für die Wasserkraft ein Fördermechanismus auf Grundlage einer Einzelfallprüfung am sinnvollsten, wobei dann diese Anlagengruppe aus einem Förderinstrument auf Basis einer Mengenvorgabe ausgeschlossen werden sollte. Dieser Aspekt besitzt vor allem für die Region Baden-Württemberg Relevanz, da hier die Wasserkraft aufgrund der verfügbaren Potentiale eine größere Bedeutung als im Bundesdurchschnitt hat und im Zuge von anstehenden Ersatzinvestitionen die Frage nach einem wirtschaftlichen Betrieb zu klären ist. Bei Kleinwasserkraftanlagen ist anhand der höheren Stromgestehungskosten nur in Ausnahmefällen ein wirtschaftlicher Anlagenbetrieb ohne Förderung möglich. Daher sowie aufgrund der großen Anlagenzahl erscheint eine Einzelfallprüfung nicht sinnvoll. In diesem Fall ist eine Integration in ein allgemeines Förderinstrument, wie z. B. eine Quotenregelung, zu empfehlen.

Im Rahmen einer Mengenvorgabe für grünen Strom kommt biogenen Festbrennstoffen eine bedeutende Rolle zu. Aufgrund der geringen Zusatzinvestitionen stellt dabei vor allem die Zufeuerung in Steinkohlekraftwerken eine erfolgversprechende Alternative dar. Allerdings ist zu berücksichtigen, dass durch die Förderung von Zufeuerungsanlagen auch die Produktion von fossilem Strom aus Steinkohle unterstützt wird. Für den Fall, dass aufgrund niedriger Erdgaspreise in großem Umfang gasbefeuerte Anlagen in den Kraftwerkspark integriert sind, besteht die Gefahr, dass durch die Förderung der Kuppelproduktion von Strom aus Biomasse und Steinkohle Gaskraftwerke vom Markt verdrängt werden. Aufgrund der unterschiedlichen CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktoren von Steinkohle und Erdgas kann somit eine Förderung der Biomassezufeuerung in Steinkohlekraftwerken zu einer Erhöhung der spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen der erzeugten Elektrizität im Vergleich zum Fall ohne Förderung führen.

Aus dieser Konstellation folgt, dass eine Unterstützung der Biomassezufuhr in Steinkohlekraftwerken unter dem Gesichtspunkt der CO<sub>2</sub>-Emissionen nur dann sinnvoll ist, wenn keine emissionsärmeren Technologien verdrängt werden. Anhand der Modellanalysen zeichnet sich ab, dass diese Verdrängungsproblematik vor allem im Zeitraum bis 2020 für erdgasbefeuerte Anlagen relevant ist. Daher empfiehlt es sich, eine Kopplung zwischen der Nutzung von Erdgas und der Förderung von Biomassemitverbrennung in ein zukünftiges Förderinstrument zu integrieren. Eine einfache Möglichkeit hierfür wäre z. B. eine Kopplung der Förderbeträge mit dem Erdgaspreis.

Neben den bereits diskutierten regenerativen Energieträgern kann die Windkraft einen deutlichen Beitrag zur Erreichung von Mengenzielen für grünen Strom leisten. Dabei nehmen die Offshore-Standorte aus zwei Gründen eine Schlüsselrolle ein. Zum einen ist aufgrund der hohen Zubauraten in den vergangenen Jahren ein Großteil der Festlandstandorte mit hohen Windgeschwindigkeiten bereits genutzt. Für Baden-Württemberg kommt hinzu, dass aufgrund der geografischen Rahmenbedingungen Anlagenstandorte mit hohen Windgeschwindigkeiten nur in sehr begrenztem Umfang vorhanden sind. Zum anderen weisen Offshore-Standorte aufgrund der Windverhältnisse Stromgestehungskosten auf, die unter denen konkurrierender Optionen zur Erzeugung von grünem Strom liegen. Ausschlaggebend für die zukünftige Nutzung im Rahmen einer Mengenvorgabe für grünen Strom ist die Verfügbarkeit dieser Standorte, die durch die erforderlichen Planungsverfahren sowie durch Proteste der Bevölkerung derzeit noch beeinträchtigt wird. Es ist zu erwarten, dass die Potentialverfügbarkeit deutliche Auswirkungen auf die Erfüllung einer Mengenvorgabe für grünen Strom haben wird. So ist es beispielsweise möglich, dass durch Offshore-Anlagen andere Technologien und regenerative Energieträger verdrängt werden, was, wie aus den Ergebnissen des PERSEUS-REG<sup>2</sup> Modells hervorgeht, zu „stranded Investments“ führen kann. Darüber hinaus erlaubt eine umfangreiche Verfügbarkeit vorhandener Potentiale auch die Erfüllung hoher Mengenziele, ohne dass die Grenzkosten der Erzeugung grünen Stroms stark ansteigen. Aus diesem Zusammenhang ergibt sich auch ein Einfluss auf die Bedeutung eines internationalen Marktes für grüne Zertifikate. Für den Fall, dass die Offshore-Potentiale in Deutschland zu einem großen Maß genutzt werden können, sind durch einen internationalen Zertifikatehandel nur geringe Kosteneinsparungen bei der Erfüllung auch von hohen Mengenvorgaben für grünen Strom zu realisieren. Im umgekehrten Fall einer restriktiven Potentialausnutzung kommt dem internationalen Markt aufgrund der bestehenden Einsparungsmöglichkeiten eine große Bedeutung zu. Aufgrund dieser entscheidenden Einflüsse von Offshore-Windkraftanlagen auf die Erfüllung einer Mengenvorgabe für grünen Strom ist es erforderlich, die Potentialverfügbarkeit bei der Festlegung des Entwicklungspfades einer Mengenvorgabe zu berücksichtigen. Dies erfordert eine in regelmäßigen Zeitabständen durchzuführende Anpassung der Instrumentenvorgaben. In diesem Zusammenhang kommt der Abschätzung der Hemmnisse bei der Potentialnutzung eine entscheidende Rolle zu.

Da in Baden-Württemberg aufgrund seiner geografischen Lage keine Offshore-Potentiale vorhanden sind, ist dieser Bereich unter dem Gesichtspunkt eines Engagements baden-württembergischer Akteure außerhalb der Region von Bedeutung. In diesem Zusammenhang können Investitionen baden-württembergischer Unternehmen in Offshore-Windparks wie auch die Unterstützung der Einführung eines

Zertifikatemarktes sinnvoll sein. Ziel der Aktivitäten sollte der diskriminierungsfreie Zugang baden-württembergischer Akteure zu diesem Markt sein, da andernfalls wirtschaftliche Nachteile bei der Erfüllung der Mengenvorgaben zu erwarten sind.

Die Nutzung von Biogas aus der Vergärung organischer Reststoffe erfolgt bei dem unterstellten begrenzten Ausbau der Offshore-Windkraftpotentiale erst bei einem Anteil von rund 20 % für grünen Strom. Da sich der Einsatz dieser Option auf landwirtschaftliche Betriebe fokussiert, kann eine gezielte Förderung von Biogasanlagen zusätzliche Einkommen im Bereich der Landwirtschaft ermöglichen. Inwieweit eine Stärkung landwirtschaftlicher Betriebe durch eine Förderung im Energiebereich erfolgen soll, ist im Zuge einer politischen Diskussion zu klären. Da die Förderwirkung erst bei höheren Mengenzielen<sup>2</sup> eintritt, ist hier gegebenenfalls eine technologie-spezifische Unterstützung zu erwägen.

Im Zuge einer Mengenvorgabe für grünen Strom stellt sich die Frage, ob Unternehmen, welche fossil befeuerte Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (KWK-Anlagen) unterhalten, durch die Einführung der Mengenvorgabe Nachteile gegenüber anderen Unternehmen erleiden, da sie aufgrund der Wärmebereitstellung nicht so flexibel auf die geänderten Rahmenbedingungen reagieren können. Aus den durchgeführten Modellanalysen geht hervor, dass die Unternehmen beispielsweise durch eine Variation der ausgekoppelten Wärmemenge in fossilen KWK-Anlagen oder durch die gekoppelte Produktion von grünem Strom und grüner Wärme ausreichend Spielraum für die Erfüllung auch ambitionierter Mengenziele haben. Dies bedeutet, dass eine gesonderte Behandlung der KWK im Rahmen einer Mengenvorgabe für grünen Strom nicht erforderlich ist.

### **6.2.2 Ausgestaltung einer Mengenvorgabe für Grünen Strom**

Aus den im vorangegangenen Abschnitt dargestellten Empfehlungen bezüglich der Förderung einzelner regenerativer Energieträger und Technologien ergibt sich für die Ausgestaltung eines umweltpolitischen Förderinstruments, dass im Rahmen einer regelmäßigen Überprüfung der Zielvorgaben und der Rahmenbedingungen Möglichkeiten zur Anpassung in das Instrument integriert werden sollten. Nur unter dieser Voraussetzung kann den zukünftigen Entwicklungen der Rahmenbedingungen, welche die Nutzung der verschiedenen Optionen beeinflussen können, Rechnung getragen werden. Die in diesem Zusammenhang zu berücksichtigenden Faktoren sind Preisentwicklungen bei Energieträgern, wie z. B. bei festen Biobrennstoffen, technologische Weiterentwicklungen sowie die Potentialverfügbarkeit, z. B. bei Offshore-Windkraft. Für die Instrumentenausgestaltung bedeutet dies, dass technologie- oder energieträgerspezifische Elemente in das Instrument integriert werden müssen. Weiterhin wird dadurch ein regelmäßiger Abstimmungs- und Analyseprozess zur periodischen Definition der Mengenvorgabe notwendig. Der Vorteil dieser Vorgehensweise liegt in der gezielten Steuerungsmöglichkeit der Förderwirkung des Instruments. Ein wesentlicher Nachteil ist die aus der variablen Gestaltung erwachsende erhöhte Planungsunsicherheit für Investoren. Als Alternative ist auch eine bewusst

---

<sup>2</sup> Vorher werden die verfügbaren Potentiale der Wasserkraft, biogener Festbrennstoffe sowie der Windkraft an Standorten mit hohen Windgeschwindigkeiten ausgeschöpft.

einfach gehaltene Instrumentengestaltung möglich, die lediglich eine Mengenvorgabe ohne weitere spezifische Elemente vorsieht. Dann können die im Rahmen dieser Arbeit ermittelten, teilweise negativen Seiteneffekte, wie z. B. „stranded Investments“, auftreten.

Aus den Modellergebnissen wird, vor allem mit Blick auf die gezielte, zeitlich begrenzte Förderung der Photovoltaik im Rahmen des 100.000-Dächer Programms, deutlich, dass die Förderung regenerativer Energieträger kontinuierlich erfolgen sollte. Bei einer intensiven, aber zeitlich eng begrenzten Förderung besteht das Problem, dass nach dem Ende der Förderung das erreichte hohe Zubauniveau üblicherweise ohne weitere Unterstützung nicht gehalten werden kann. Spätestens am Ende der Nutzungsdauer der geförderten Anlagen ist dann ein deutlicher Rückgang der installierten Anlagenleistung zu verzeichnen. In diesem Fall hat das Instrument keine langfristige Wirkung entwickelt. Darüber hinaus ist im Allgemeinen ein Aufrechterhalten einer intensiven Förderung über längere Zeitintervalle nicht zu finanzieren. Für den Fall der hier diskutierten Mengenvorgabe für grünen Strom bedeutet dies, dass eine langfristig angelegte, kontinuierliche Förderung vorzuziehen ist, da es im Bereich regenerativer Stromerzeugungstechnologien noch eine Reihe von Alternativen gibt, für die ein kurzfristiger Förderimpuls nicht ausreicht, um die Konkurrenzfähigkeit zu etablierten fossilen Kraftwerkstechnologien zu erreichen. Für den Fall einer zu kurzen Förderung würde die Gefahr bestehen, dass mit dem Ende des Instrumenteneinsatzes die alte Situation einer überwiegenden Stromerzeugung auf Grundlage fossiler Energieträger wieder hergestellt wird.

Anhand der ermittelten Modellergebnisse wird deutlich, dass ab 2010 aufgrund des beschlossenen Ausstiegs aus der Kernenergienutzung ein starker Anstieg der spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen der Stromerzeugung zu erwarten ist. Vor diesem Hintergrund ist das mit dem Einsatz der diskutierten umweltpolitischen Instrumente verfolgte Ziel einer Minderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen nur unter der Vorgabe hoher Mengenziele im Bereich von mindestens 40 % für grünen Strom zu erreichen. In diesem Zusammenhang sind auch die negativen Auswirkungen einer Förderung der Biomassezufuhr in Steinkohlekraftwerken auf die CO<sub>2</sub>-Emissionen zu erwähnen, durch die der beschriebene Trend wachsender Kohlendioxidemissionen noch verstärkt werden kann. Aus dieser Situation folgt, dass zur Erreichung einer CO<sub>2</sub>-Minderung neben Mengenvorgaben für grünen Strom auch weitere flankierende Maßnahmen eingesetzt werden sollten, wenn nicht bewusst hohe Zielvorgaben für grünen Strom vorgegeben werden sollen.

Bei Mengenzielen für grünen Strom ab 15 % kann ein internationaler Handel mit grünen Zertifikaten zu Einsparungen im Vergleich zu einer nationalen Lösung führen, weil dann die zu erwartenden Grenzkosten der internationalen Zertifikate unter den Grenzkosten von in Deutschland erzeugten Zertifikaten liegen. Dies bedeutet, dass bei den angestrebten Zielen von 10,3 % für das Jahr 2010 aus ökonomischen Gründen eine Ankopplung des bundesdeutschen Marktes an einen europaweiten Zertifikatsmarkt nicht zwingend erforderlich ist. Vor dem Hintergrund der erforderlichen europaweiten Abstimmung der verschiedenen nationalen Förderinstrumente bedeutet dies für die Bundesrepublik Deutschland, dass unter ökonomischen Gesichtspunkten die nationale Quote für grünen Strom erst dann auf einen Anteil

über 15 % angehoben werden sollte, wenn eine Bezugsmöglichkeiten für grüne Zertifikate oder grünen Strom aus anderen europäischen Ländern bestehen.

Aus Sicht der Region Baden-Württemberg ist eine Einführung von handelbaren grünen Zertifikaten zum Nachweis der Erfüllung der Mengenverpflichtung sinnvoll. Dies ist vor allem vor dem Hintergrund der besonderen Rolle der Offshore-Windkraft und der sich daraus ergebenden Produktionsmöglichkeiten für Zertifikate und grünen Strom in den Küstenregionen von Bedeutung. Für die im Binnenland gelegenen Regionen ist der Transfer des Umweltnutzens dieser Stromproduktion so einfach wie möglich zu gestalten, um die entsprechenden Kostenvorteile nutzen zu können. Ein Transfer im Rahmen einer Durchleitung mit Fahrplananmeldung wäre dabei zu aufwendig. Aus Gründen der einfacheren Handhabung ist daher die Einführung von Zertifikaten vorzuziehen.

### **6.3 Anwendung von Energiesystemmodellen**

Zur Entwicklung von Strategien für die zukünftige Ausgestaltung regionaler Energiesysteme können optimierende Energie- und Stoffflussmodelle beziehungsweise Energiesystemmodelle eingesetzt werden (siehe z. B. [Rentz et al. 1998a], [Schöttle 1998]). Unter den bisherigen Rahmenbedingungen eines regulierten Strommarktes konnte für die Systemanalyse ein abgeschlossenes Modell für die zu betrachtende Region verwendet werden, da eine Einflussnahme durch externe Akteure aufgrund abgegrenzter Versorgungsgebiete im Allgemeinen nicht möglich war. Mit der Liberalisierung des Strommarktes ist durch die Aufhebung der Gebietsmonopole eine Veränderung der Rahmenbedingungen eingetreten. Aus Sicht der Modellentwicklung ergibt sich daraus die zentrale Frage, wie ein regionales Energiesystemmodell zur Berücksichtigung der Rahmenbedingungen des liberalisierten Strommarktes im Vergleich zu bisherigen Modellen ausgestaltet sein muss.

Aus der im Rahmen der vorliegenden Arbeit durchgeführten Entwicklung und Anwendung des PERSEUS-REG<sup>2</sup> Modells ergeben sich bezüglich der Modellgestaltung folgende Schlussfolgerungen:

- Zur Abbildung des Versorgungssystems einer Teilregion des liberalisierten Strommarktes kann die Methodik bestehender Energie- und Stoffflussmodelle eingesetzt werden. Zusätzlich können, z. B. zur Berücksichtigung unterschiedlicher Marktmacht, verschiedene, in der Region ansässige Typen von Versorgungsunternehmen integriert werden. Eine Berücksichtigung der Wechselmöglichkeiten von Endkunden ist durch die Definition von Marktanteilen mit der bestehenden Modellierungsmethodik möglich. Da bisher die Wechselbereitschaft vor allem bei Privatkunden gering war und eine Abschätzung der zukünftigen Entwicklung in diesem Bereich kaum möglich ist, ist eine Modellintegration aus Gründen der Datenverfügbarkeit bisher nicht umzusetzen.
- Als Zielfunktion des Modells ist die Minimierung der entscheidungsrelevanten Ausgaben zu verwenden. Wie sich seit der Marktliberalisierung gezeigt hat, gibt es keine nennenswerten Verschiebungen der Marktanteile zwischen verschiedenen Unternehmen oder Unternehmensgruppen. Die Ursache ist darin zu sehen, dass die Strompreise der Unternehmen sehr homogen sind. Weiterhin besitzt aufgrund der großen Anzahl von Anbietern auf dem liberalisierten Markt kein ein-



zelner Akteur genügend Marktmacht, um die Preissetzung entscheidend zu beeinflussen. Damit kann aus Sicht einer Teilregion des Gesamtmarktes der Marktpreis als „exogene“ Größe interpretiert werden. Unter diesen Voraussetzungen sind die Ausgaben zur Erfüllung der vorgegebenen Energienachfrage ausschlaggebend für den Unternehmenserfolg und sind daher als Gegenstand der Optimierung zu wählen. Wichtig ist in diesem Zusammenhang, dass es sich um eine Teilregion handelt, in der nicht die Mehrheit der Anbieter auf dem liberalisierten Markt oder der installierten Anlagenkapazität ansässig ist. Für den Fall, dass ein größerer Teil des liberalisierten Marktes betrachtet werden soll, gilt die Aussage zur Preissetzung nicht mehr. Dann ist die Anwendung eines Marktpreismodells sinnvoller als eine regionale Systemanalyse.

- Zwischen der zu analysierenden Region und den übrigen Teilen des liberalisierten Marktes bestehen Interdependenzen, z. B. durch Stromhandel. Diese sind in Form einer Ankopplung des regionalen Modells an den liberalisierten Markt zu berücksichtigen. Mit Dekompositionsverfahren, der Integration von Angebotskurven oder der Entwicklung eines Gesamtmodells gibt es verschiedene Alternativen zur modelltechnischen Realisierung der Kopplung zwischen der Region und dem liberalisierten Markt. In allen drei Fällen wird zusätzlich zum regionalen Modell ein Markt(preis)modell zur Abschätzung der zukünftigen Preisentwicklung benötigt, was die Analyse im Vergleich zum regulierten Markt deutlich aufwendiger macht. Aus Konsistenzgründen sollten beide eingesetzten Modelle die gleiche Methodik sowie konsistente Rahmenannahmen, wie z. B. zur Preisentwicklung von Primärenergieträgern, verwenden.

Neben der Entwicklung eines Energie- und Stoffflussmodells für die Analyse regionaler Energiesysteme unter den Rahmenbedingungen des liberalisierten Marktes wurde in der vorliegenden Arbeit auch die Modellintegration aktuell diskutierter umweltpolitischer Instrumente zur Förderung der Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen untersucht. Die zur Abbildung der Instrumente erforderlichen methodischen Modifikationen beziehen sich auf die Einführung neuer Nebenbedingungen zur Berücksichtigung von Mengenvorgaben für einzelne Energieträger, auf die Modifikation des Gleichungs- und Ungleichungssystems zur Abbildung von unterschiedlichen Qualitätsmerkmalen für Energieträger sowie auf die Modellierung von nicht-energetischen und nicht-stofflichen Flüssen zur Modellintegration handelbarer grüner Zertifikate. Weiterhin setzt die Abbildung und Untersuchung der umweltpolitischen Instrumente eine detaillierte Datenbasis zu Stromerzeugungstechnologien aus regenerativen Energieträgern, zu Potentialen und zum aktuellen Stand der Nutzung der verschiedenen erneuerbaren Energieträger voraus. Die Erstellung dieser Datenbasis ist aufgrund der heterogenen Struktur dieses Bereichs, fehlender Statistiken und der unterschiedlichen Charakteristika verschiedener regenerativer Energieträger mit einem hohen Aufwand verbunden.

#### **6.4 Ausblick auf den weiteren Forschungsbedarf**

Ein Schwerpunkt der vorliegenden Arbeit ist die Analyse des freiwilligen umweltpolitischen Instruments Grüner Angebote. Hier zeigt sich, dass dieses Marktsegment in den vergangenen Jahren von einer großen Dynamik geprägt war, die im Zuge einer weiteren gezielten Förderung regenerativer Energieträger in der Stromerzeugung

noch zunehmen kann. Die Untersuchungen machen deutlich, dass der Umweltnutzen Grüner Angebote, z. B. aufgrund fehlender Zusätzlichkeit, nicht immer vollständig gegeben ist. In diesem Zusammenhang ist es erforderlich, die Marktentwicklung weiter wissenschaftlich zu begleiten, um bezüglich der Umweltauswirkungen negative Entwicklungen identifizieren und rechtzeitig entgegenwirken zu können.

Weiterhin zeigt sich, dass bei zahlreichen Grünen Angeboten die Transparenz und Glaubwürdigkeit nicht in ausreichendem Maße gegeben ist. Dies kann zu Einschränkungen bei der Kundenakzeptanz führen und damit die Zielerreichung des umweltpolitischen Instruments Grüner Angebote beeinträchtigen. Aus diesem Grund ist es erforderlich, verbindliche Qualitätskriterien zu definieren.

Im Zusammenhang mit einer Quotenregelung wird über die Einführung sogenannter grüner Zertifikate nachgedacht. Aufgabe dieser Zertifikate ist die Dokumentation des Umweltnutzens von grünem Strom sowie die Trennung des Umweltnutzens (Service) von der erzeugten Elektrizität (Commodity). Da der Ausgangspunkt der aktuellen Diskussion um umweltpolitische Instrumente zur Förderung der Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen die im Kyoto-Protokoll definierten Verpflichtungen zur Minderung von Treibhausgasemissionen sind, ist es auch sinnvoll, die verschiedenen Handels- und Bilanzierungsmechanismen für den Umweltnutzen - in diesem Fall Emissionsrechtehandel und handelbare grüne Zertifikate - zu koppeln. In diesem Bereich besteht noch erheblicher Forschungsbedarf, da grundsätzliche Fragen, wie beispielsweise hinsichtlich der Emissionsgutschrift von grünem Strom, noch offen sind. Zielsetzung entsprechender Forschungsvorhaben sollte die Zusammenführung der unter dem Ziel der Minderung der Treibhausgasemissionen diskutierten Instrumente sein.

Aus den in der vorliegenden Arbeit erzielten Ergebnissen geht hervor, dass die Nutzung biogener Festbrennstoffe eine gerade unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten erfolgversprechende Option zur Erzeugung von grünem Strom ist und dementsprechend stark genutzt werden sollte. Als Problem ist hierbei die regionale Verfügbarkeit der Biomasse zu sehen, die üblicherweise nicht in großen Mengen konzentriert an einem Ort anfällt. Bei der Installation von Großanlagen zur Biomassenutzung kann dies zu erhöhtem Sammel- und Transportaufwand führen, welcher mit zusätzlichen Emissionen und Kosten verbunden ist. Vor diesem Hintergrund ist eine Ausweitung der durchgeführten Untersuchungen mit dem Ziel der Berücksichtigung räumlicher Rahmenbedingungen beim Anfall von Biobrennstoffen erforderlich. Dies kann beispielsweise über die Integration geografischer Informationen in Energie- und Stoffflussmodelle erfolgen.

Weiterhin wird deutlich, dass mit dem Ziel einer Förderung regenerativer Energieträger nicht unbedingt auch eine Emissionsminderung einhergehen muss. So kann beispielsweise eine Förderung der Biomassezufuhr in Steinkohlekraftwerken zu einer Verdrängung von Gaskraftwerken führen. Hieraus kann ein Anstieg der spezifischen  $\text{SO}_2$ - und  $\text{CO}_2$ -Emissionen der Stromerzeugung folgen. In diesem Fall wäre unter Gesichtspunkten des Umweltschutzes eine Förderung der Biomassenutzung nicht sinnvoll. Um diese unerwünschten Seiteneffekte vermeiden zu können, ist

daher die Entwicklung kombinierter Minderungsstrategien für die wichtigsten Schadstoff- und Treibhausgasemissionen zu empfehlen.

Die bisher verfolgten Ansätze sowie die aktuelle Diskussion um umweltpolitische Instrumente zur Minderung von Treibhausgasemissionen konzentrieren sich sehr stark auf den Elektrizitätssektor. Da auch in anderen Bereichen, wie z. B. im Verkehr oder im Raumwärmebereich, zahlreiche Möglichkeiten zur Emissionsminderung bestehen, ist eine Ausweitung der Untersuchungen auf den gesamten Energiekonsum sinnvoll. Dieser Aspekt gewinnt vor allem vor dem Hintergrund einer möglichen Fehlallokation finanzieller Mittel bei einer einseitigen Ausrichtung der Aktivitäten auf einen Bereich an Bedeutung. Da gerade im Bereich der Raumwärme, z. B. durch Baumaßnahmen an Gebäuden oder durch den Einsatz moderner Heizsysteme, kostengünstige Alternativen zur Emissionsminderung bestehen, ist eine Ausweitung der Analysen auf dieses Feld zu empfehlen. In diesem Zusammenhang können auch multinationale Strategien entwickelt werden, da vor allem in zentral- und osteuropäischen Ländern sehr große Potentiale dieser Minderungsalternativen existieren. Vor diesem Hintergrund gewinnt auch die aktuelle Diskussion um einen internationalen Emissionsrechtehandel und die Instrumente Joint Implementation (JI) und Clean Development Mechanism (CDM) an Bedeutung.

Im Kontext der Emissionsminderung im Raumwärmebereich stellt auch die Produktion und Vermarktung grüner Wärme eine erfolgversprechende Alternative dar, wobei hier die Möglichkeiten zur Übertragung der für grünen Strom entwickelten Konzepte auf grüne Wärme zunächst im Vordergrund stehen sollten. Weiterhin ist in diesem Zusammenhang neben der reinen Erzeugung grüner Wärme auch die Entwicklung von Konzepten für die Förderung der im Rahmen dieser Arbeit bereits angesprochenen Kuppelproduktion von grünem Strom und grüner Wärme erfolgversprechend.

## 7 Zusammenfassung

Ein Schwerpunkt der aktuellen umwelt- und energiepolitischen Diskussion ist die Entwicklung von Strategien zur Minderung anthropogener Treibhausgasemissionen unter der Zielsetzung des Klimaschutzes. Vor diesem Hintergrund wurden im Rahmen des sogenannten Kyoto-Protokolls auf internationaler Ebene Minderungsziele für Treibhausgasemissionen definiert. Die Europäische Union ist dabei die Verpflichtung eingegangen, die Treibhausgasemissionen bis zur Verpflichtungsperiode 2008 – 2012 um 8 % gegenüber den Emissionen im Jahr 1990 zu mindern. In der Europäischen Union wird in diesem Zusammenhang aufgrund des großen Anteils an den gesamten Treibhausgasemissionen vorrangig die Thematik der CO<sub>2</sub>-Emissionen diskutiert. Im Zuge der Umsetzung der vereinbarten Minderungsziele stellt die verstärkte Nutzung regenerativer Energieträger eine erfolgversprechende Alternative dar. Vor diesem Hintergrund wurden die Zielsetzungen des Weißbuches der Europäischen Kommission über erneuerbare Energieträger definiert. Da Elektrizität aufgrund ihres hohen Anteils am gesamten Energiekonsum in der Europäischen Union eine besondere Bedeutung hat, ist die Nutzung regenerativer Energieträger in der Stromerzeugung zum Erreichen der gesetzten Emissionsminderungsziele voranzutreiben. Weil regenerative Energieträger unter den Wettbewerbsbedingungen des liberalisierten Strommarktes nur eingeschränkt konkurrenzfähig sind, ist der Einsatz umweltpolitischer Instrumente zur Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energiequellen in der Stromerzeugung erforderlich.

Die aktuelle Diskussion um den Einsatz umweltpolitischer Instrumente zur Förderung der Stromerzeugung aus regenerativen Energieträgern stellt den Ausgangspunkt der vorliegenden Arbeit dar. Diese Instrumentendiskussion ist auf nationaler wie auch auf europäischer Ebene zu führen, weil einerseits die europäischen Emissionsminderungsziele auf nationale Verpflichtungen heruntergebrochen werden müssen und andererseits aufgrund der Grundsätze des Europäischen Vertrages (z. B. freier Warenverkehr, Verbot staatlicher Beihilfen, usw.) eine Harmonisierung der nationalen Förderinstrumente erforderlich ist. Dies bedeutet, dass die Diskussion um Instrumente zur Förderung der Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen nicht mit der Implementation nationaler Instrumente in den einzelnen Mitgliedsländern beendet ist. Die Situation stellt sich vielmehr so dar, dass aufgrund der erforderlichen Abstimmung der Förderinstrumente die Diskussion um die Vor- und Nachteile der verschiedenen Alternativen fortgeführt werden muss. Als besonders erfolgversprechende Instrumente werden dabei Garantiepreisregelungen, wie sie z. B. in Form des EEG in der Bundesrepublik Deutschland aber auch in Spanien eingesetzt werden, Quotenmodelle, deren Implementierung in zahlreichen EU-Mitgliedsländern vorgesehen ist, sowie Ausschreibungsregelungen, wie die englische Non-Fossil-Fuel-Obligation (NFFO), angesehen. Aufgrund der Bedeutung in verschiedenen Ländern ist in diesem Zusammenhang auch das freiwillige Instrument Grüner Angebote zu berücksichtigen.

Von besonderer Bedeutung für die Entscheidung hinsichtlich eines der Instrumente sind unter anderem die zu erwartenden Emissionsminderungen, die aufgrund des Instrumenteneinsatzes entstehenden strukturellen Veränderungen des Versorgungs-

systems sowie die daraus resultierenden Einflüsse auf die Stromgestehungskosten. Diese Fragestellungen besitzen vor allem für solche Regionen besondere Bedeutung, die entweder vorhandene Potentiale regenerativer Energieträger bereits stark ausnutzen oder denen konkurrenzfähige Potentiale nur in begrenztem Umfang zur Verfügung stehen, wie z. B. Baden-Württemberg. Weiterhin ist in diesem Zusammenhang auch der vereinbarte Ausstieg aus der Kernenergienutzung zu berücksichtigen, da sich dadurch ein erhöhter Bedarf an Kraftwerksneubauten ergibt. Für den Fall, dass der sich ergebende Kapazitätsbedarf durch eine Installation fossiler Kraftwerke gedeckt wird, führt dies zu einem erheblichen Anstieg der Emissionen, was den umweltpolitischen Zielen der Emissionsminderung zuwider läuft. Diese Problematik besitzt aufgrund des hohen Anteils von Kernkraftwerken besondere Relevanz für die Region Baden-Württemberg.

Aufbauend auf dieser Ausgangslage ist die Zielsetzung der vorliegenden Arbeit die Analyse der Auswirkungen der aktuell diskutierten umweltpolitischen Instrumente zur Förderung der Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen auf das existierende Versorgungssystem der Region Baden-Württemberg. In diesem Rahmen kommt der Identifikation der Auswirkungen eines Instrumenteneinsatzes auf die Stromgestehungskosten, der Rolle einzelner regenerativer Energieträger und Technologien sowie der Entwicklung der spezifischen CO<sub>2</sub>-, SO<sub>2</sub>- und NO<sub>x</sub>-Emissionen der Stromerzeugung eine Schlüsselrolle zu. Durch die Analyse dieser aus Sicht eines Versorgungssystems besonders relevanten Bereiche soll mit Blick auf die Instrumente Garantiepreisregelung, Quotenmodell, Ausschreibungsregelung und Grüne Angebote ein Beitrag zur Diskussion um die Instrumentenwahl und -ausgestaltung geleistet werden.

Zur Erreichung der dargestellten Zielsetzung wird die im Folgenden skizzierte Vorgehensweise gewählt. In einem ersten Schritt wird die Aufarbeitung des aktuellen Standes der Diskussion um die zu untersuchenden Instrumente Garantiepreisregelung, Quotenmodell, Ausschreibungsregelung und Grüne Angebote realisiert. Im Falle von Garantiepreisregelungen wird aufgrund der bereits angedeuteten Fokussierung auf die Region Baden-Württemberg vorrangig auf das in der Bundesrepublik Deutschland geltende Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) Bezug genommen. In diesem Rahmen spielt vor allem die an Garantiepreisregelungen vorgebrachte Kritik, wie z. B. mangelnde Effizienz, sowie die Ausgestaltungsform des EEG eine Rolle. Das EEG repräsentiert im weiteren Verlauf der Untersuchungen den Referenzfall für die Förderung regenerativer Energieträger in der Stromerzeugung in der Bundesrepublik Deutschland. Aus dem Bereich hoheitlicher Instrumente werden Quotenmodelle und Ausschreibungsregelungen näher analysiert. In diesem Zusammenhang wird vorrangig der aktuelle wissenschaftliche Diskussionsstand ausgewertet. Erfahrungen aus dem Einsatz dieser umweltpolitischen Instrumente können nicht oder nur in sehr begrenztem Umfang Berücksichtigung finden, da Quotenmodelle bisher nur in den Niederlanden – erstmals für das Jahr 2000 – und Ausschreibungsregelungen nur in England/Wales implementiert wurden.

Beim freiwilligen Instrument Grüne Angebote unterscheidet sich die Situation von der Sachlage bei den bereits erwähnten hoheitlichen Förderinstrumenten. Dieses Instrument wird derzeit nicht nur in der Bundesrepublik Deutschland sondern auch in anderen Ländern wie, z. B. den Niederlanden oder der Schweiz, zahlreich implemen-

tiert. Im Rahmen empirischer Erhebungen werden die Aktivitäten zu Grünen Angebote auf dem deutschen Strommarkt erfasst. Auf Grundlage der gewonnenen Datenbasis werden anschließend Erfahrungen, Stärken und Schwächen sowie Problemfelder dieses Instruments analysiert. Weiterhin wird der aktuelle Stand der Implementierung Grüner Angebote sowie der derzeitige Markt für grünen Strom in der Bundesrepublik Deutschland dokumentiert. In Ergänzung zum empirischen Teil der Untersuchung wird auch die aktuelle wissenschaftliche Diskussion aufgearbeitet.

Aufbauend auf diesen Informationen zu umweltpolitischen Instrumenten wird eine Energiesystemanalyse zu den Auswirkungen eines Instrumenteneinsatzes durchgeführt. Als Beispielregion für die Systemanalyse wird Baden-Württemberg ausgewählt. Ausschlaggebend für die Wahl dieser Region ist vor allem der Umstand, dass die für einen weiteren Ausbau der Nutzung regenerativer Energieträger in der Stromerzeugung besonders wichtigen Wind- und Wasserkraftpotentiale begrenzt sind. Aus dieser Situation können im Vergleich zu anderen Regionen, wie z. B. Küstenregionen mit sehr guten Windbedingungen, Nachteile durch die Implementierung eines der diskutierten umweltpolitischen Instrumente erwachsen.

Zur Durchführung der Energiesystemanalyse wird das Energie- und Stoffflussmodell PERSEUS-REG<sup>2</sup> eingesetzt. Dieses Modell ist ein mehrperiodisches, lineares Optimiermodell zur Abbildung von Energiesystemen und zur Entwicklung zukünftiger Ausbaustrategien. Ausgehend von dem bestehenden PERSEUS Modellansatz ist eine methodische Weiterentwicklung erforderlich, um die vorliegende Problemstellung bearbeiten zu können. Dabei erfolgt eine Modifikation des bestehenden Restriktionensystems. Zur Abbildung von Mengenvorgaben für grünen Strom sowie zur Modellierung und Bilanzierung handelbarer grüner Zertifikate werden zusätzliche Nebenbedingungen eingeführt. Weiterhin erfordert die detaillierte Darstellung der verschiedenen Erzeugungsmöglichkeiten für grünen Strom die Modifikation bestehender Restriktionen derart, dass die bisher im Modell als homogener Energieträger modellierte Elektrizität nach Qualitätsmerkmalen differenziert abgebildet werden kann. Darüber hinaus ist die modelltechnische Ankopplung eines regionalen Energiesystems an den europäischen liberalisierten Strommarkt zu realisieren.

Auf Grundlage des entwickelten Modellansatzes des PERSEUS-REG<sup>2</sup> Modells erfolgt anschließend der Aufbau des Energie- und Stoffflussmodells für die Region Baden-Württemberg. Hierbei liegt der Schwerpunkt auf der Integration der diskutierten umweltpolitischen Instrumente sowie auf der Abbildung von Stromerzeugungstechnologien auf Basis regenerativer Energieträger. In diesem Rahmen wird eine detaillierte Datenbasis zu den verschiedenen gegenwärtig und zukünftig nutzbaren Kraftwerkstechnologien zur Nutzung regenerativer Energieträger aufgebaut. Weiterhin sind geeignete Abschätzungen zu den in Baden-Württemberg sowie in den übrigen Bundesländern existierenden Potentialen erneuerbarer Energieträger, zum Umfang der gegenwärtigen Nutzung und zur Struktur des bestehenden Kraftwerks-parks zu treffen. Aufbauend auf diesen Informationen wird eine konsistente Datenbasis für die Modellierung erstellt.

Ausgehend von der geschaffenen Datengrundlage werden mit dem entwickelten Energie- und Stoffflussmodell PERSEUS-REG<sup>2</sup> Energiesystemanalysen für den Referenzfall einer langfristigen Gültigkeit des existierenden Erneuerbare-Energien-

Gesetzes sowie für verschiedene Entwicklungspfade der diskutierten Instrumente Quotenmodell und Ausschreibungsregelung durchgeführt. Auf Grundlage der Modellergebnisse werden die zu erwartenden Auswirkungen eines Instrumenteneinsatzes identifiziert. Weiterhin erlauben die Arbeitsergebnisse die Ableitung von Empfehlungen für die Ausgestaltung dieser Förderinstrumente.

Die Ergebnisse dieser Arbeit können entsprechend der Arbeitsschritte Modellierung und Instrumentenanalyse in zwei Bereiche aufgegliedert werden. Aus der durchgeführten methodischen Weiterentwicklung des Energie- und Stoffflussmodells und der Abbildung der Region Baden-Württemberg geht folgendes, bezüglich der Modellierung zentrales Ergebnis hervor: Die Methodik von Energie- und Stoffflussmodellen kann auch unter den Rahmenbedingungen des liberalisierten Marktes für die Abbildung und Analyse regionaler Energiesysteme eingesetzt werden. Allerdings sind die Interdependenzen zwischen der betrachteten Region und dem liberalisierten Markt in geeigneter Weise zu berücksichtigen. Zur Ableitung der Marktentwicklung ist der Einsatz eines Markt(preis)modells zur Identifikation der zukünftigen Marktpreise für Strom empfehlenswert. Aus dieser Anforderung ergibt sich im Allgemeinen ein erhöhter Modellierungsaufwand, da neben dem regionalen Modell auch ein zweites Modell für die gesamte Marktentwicklung eingesetzt werden muss.

Aus den durchgeführten Analysen umweltpolitischer Instrumente zur Förderung der Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen können folgende Ergebnisse abgeleitet werden:

- Die aktuelle Situation auf dem Markt für Grüne Angebote ist durch folgende Entwicklungen geprägt: Es gibt eine schnell wachsende Anzahl an Angeboten, die allerdings nur geringe Teilnehmerquoten und Absatzmengen erreichen. Die dominierende Angebotsform sind Tarifangebote. Es entwickelt sich allmählich ein eigenständiges Marktsegment für grünen Strom, der Wettbewerb in diesem Bereich ist allerdings noch nicht in vollem Umfang gewährleistet. Durch das verstärkte Auftreten sogenannter Ökostromhändler beschleunigt sich die Marktentwicklung und der Wettbewerb wird gefördert. Die bestehende eingeschränkte Vergleichbarkeit und Transparenz der Angebote kann sich negativ auf den Erfolg auswirken. Im Zuge der weiteren Entwicklung des Marktsegments für grünen Strom ist daher die Entwicklung einheitlicher und verbindlich einzuhalten-der Qualitätsanforderungen, z. B. im Rahmen eines Labellingsystems, zu empfehlen.
- Die durchgeführten Energiesystemanalysen zeigen, dass Anlagen zur Klär- und Deponiegasverwertung auch ohne Förderung auf dem Strommarkt wettbewerbsfähig sind. Aus diesem Grund scheint eine Ausnahme dieser Optionen aus der weiteren Förderung regenerativer Energieträger sinnvoll. Im Fall von Großwasserkraftanlagen wird üblicherweise argumentiert, dass diese Anlagen allgemein konkurrenzfähig sind und daher keiner weiteren Förderung bedürfen. Da es aber auch hier eine deutliche Abhängigkeit der Wettbewerbsfähigkeit vom einzelnen Anlagenstandort gibt, wäre in diesem Fall eine Förderung auf der Grundlage von Einzelfallprüfungen empfehlenswert.
- Im Rahmen der Förderung regenerativer Energieträger zur Stromerzeugung kommt der Erschließung von Offshore-Standorten für Windkraftanlagen aufgrund

der umfangreichen Potentiale und der vergleichsweise geringen Stromgestehungskosten eine Schlüsselrolle zu. Die Verfügbarkeit der vorhandenen Potentiale beeinflusst die Nutzung anderer regenerativer Energieträger im Rahmen einer Mengenvorgabe für grünen Strom deutlich. Aufgrund dieser Situation können in Abhängigkeit der Potentialverfügbarkeit und der zeitlichen Entwicklung der Mengenvorgabe für grünen Strom negative Auswirkungen auf den Betrieb konkurrierender Anlagen entstehen. Aus diesem Grund sollte im Rahmen der Definition einer Mengenvorgabe die aktuelle Entwicklung bei der Nutzung von Offshore-Standorten für Windkraftanlagen berücksichtigt werden. Dies bedeutet weiterhin, dass die Vorgaben in regelmäßigen Abständen überprüft und gegebenenfalls angepasst werden müssen.

- Die Zufeuerung von biogenen Festbrennstoffen in Steinkohlekraftwerken stellt ebenfalls eine unter ökonomischen Kriterien erfolgversprechende Option zur Erzeugung von grünem Strom dar. Allerdings führt die Förderung dieser Technologie zu einer gleichzeitigen Unterstützung des in Kuppelproduktion erzeugten fossilen Stroms. Daraus kann eine Verdrängung von fossilem Strom aus Erdgaskraftwerken mit den damit verbundenen negativen Folgen für die Emission von CO<sub>2</sub> und SO<sub>2</sub> resultieren. Diese Seiteneffekte sind bei der Förderung der Biomassezufeuerung zu berücksichtigen. Die ebenfalls in diesem Zusammenhang erkennbare Problematik einer CO<sub>2</sub>-Minderung bei gleichzeitigem Anstieg der Emissionen verschiedener Luftschadstoffe verdeutlicht grundsätzlich die Notwendigkeit der Entwicklung kombinierter Minderungsstrategien für Treibhausgase und Luftschadstoffe.
- Der beschlossene Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie führt unter anderem zu einem hohen Anstieg der spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen der produzierten Elektrizität. Um diese Entwicklung ausschließlich durch die Nutzung regenerativer Energieträger in der Stromproduktion zu vermeiden, sind langfristig Mengenvorgaben für grünen Strom von über 40 % erforderlich.
- Die Förderinstrumente sollten flexibel gestaltet werden, so dass auf zukünftige Entwicklungen bei den geförderten regenerativen Energieträgern reagiert werden kann. Dies ist vor allem vor dem Hintergrund der zahlreichen Faktoren, welche die Verfügbarkeit und Vorteilhaftigkeit regenerativer Energieträger beeinflussen können, von Bedeutung (z. B. Akzeptanzprobleme bei Offshore-Windparks oder die beschriebene Problematik der Emissionen bei der Biomassezufeuerung). Die Berücksichtigung der Entwicklung dieser Faktoren ist allerdings mit einem hohen Kontroll- und Anpassungsaufwand verbunden. Weiterhin besteht die Gefahr, dass dadurch die für Investoren erforderliche Planungssicherheit nicht in ausreichendem Maße gewährleistet ist.
- Die Modellergebnisse zeigen des Weiteren, dass aufgrund der berechneten Grenzkosten der Erzeugung von grünem Strom eine Berücksichtigung von Potentialen in anderen Ländern der Europäischen Union erst bei Mengenzielen für grünen Strom von über 15 % zu nennenswerten Einsparungen führt. Dies bedeutet, dass für das im Rahmen der Erreichung der Kyoto-Ziele auf europäischer Ebene angestrebte Mengenziel im Jahr 2010 eine Ankopplung des deutschen Marktes für grünen Strom beziehungsweise grüne Zertifikate an einen



europäischen Markt nicht erforderlich ist. Dadurch erhöht sich der zeitliche Spielraum bei der Abstimmung der verschiedenen nationalen Förderansätze.

Im Rahmen der vorliegenden Arbeit wurde erstmals eine Methodik zur Analyse der Einflüsse einer Implementierung der verschiedenen aktuell diskutierten umweltpolitischen Instrumente auf ein existierendes Versorgungssystem unter den Rahmenbedingungen des liberalisierten Energiemarktes entwickelt und für die Region Baden-Württemberg angewendet. Mit den aus der modellgestützten Analyse abgeleiteten Empfehlungen für die Ausgestaltung eines umweltpolitischen Instruments zur Förderung regenerativer Energieträger in der Stromerzeugung wird ein konstruktiver Beitrag zur aktuellen wissenschaftlichen wie politischen Diskussion geleistet.

## 8 Literatur

- [Adam 1999] Adam, J.: Modellierung und Optimierung des Einsatzes von Gasturbinenanlagen mit biogenen Brennstoffen zur dezentralen Strom- und Wärmeerzeugung. Düsseldorf: VDI Verlag, 1999.
- [AGFW 1998] Arbeitsgemeinschaft Fernwärme (AGFW) (Hrsg.): Hauptbericht der Fernwärmeversorgung 1997. Frankfurt/Main: Arbeitsgemeinschaft Fernwärme, 1998.
- [Agnew et al. 1979] Agnew, M.; Schrattenholzer, L.; Voss, A.: A Model for Energy Supply System Alternatives and their General Environmental Impact. Laxenburg: IIASA, 1979.
- [Ardone 1999] Ardone, A.: Entwicklung einzelstaatlicher und multinationaler Treibhausgasminderungsstrategien für die Bundesrepublik Deutschland mit Hilfe von optimierenden Energie- und Stoffflußmodellen. Frankfurt/Main: Peter Lang Verlag, 1999.
- [Baehr et al. 1985] Baehr, R.; Blangetti, F. L.; Braun, B.; Casper, W.; Haase, H.; Häfele, C. H.; Huschauer, H.; Jung, M.; Krane, R.; Kriener, A.; Lang, H.; Martini, M.; Oude-Hengel, H. H.; Sauer, E.; Schwarzenbach, A.; Schüller, K. H.; Zimmermann, P.: Konzeption und Aufbau von Dampfkraftwerken. Köln: Verlag TÜV Rheinland, 1985.
- [Bahn et al. 1994] Bahn, O.; Haurie, A.; Kypreos, S.; Vial, J. P.: A Multinational MARKAL Model to Study Joint Implementation of Carbon Dioxide Emission Reduction Measures. in: Tata Energy Research Institute (Hrsg.): Joint Implementation of Climate Change Commitments. New Dehli: Tata Energy Research Institute, 1994, S. 43-50.
- [Baumbach et al. 1998] Baumbach, G.; Zuberbühler, U.; Hein, K. R. G.: Thermische Nutzung von Holz in Baden-Württemberg: Potentiale, Technik, Umweltbelastung: Projektträger BWPLUS, 1998.
- [Baumert 1999] Baumert, M.: Energie aus Holz. Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 10, 1999, S. 692-696.
- [Baumol et al. 1988] Baumol, W.; Oates, W. E.: The Theory of Environmental Policy. Cambridge: Cambridge University Press, 1988.
- [BEWAG 1986] BEWAG (Hrsg.): Stromanwendung im Haushalt. Berlin: BEWAG, 1986.
- [BMU 1997] Bundesministerium für Umwelt Naturschutz und Reaktorsicherheit (Hrsg.): Klimaschutz in Deutschland - Zweiter Bericht der Regierung der Bundesrepublik Deutschland nach dem Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen. Berlin: Bonner Universität-Buchdruckerei, 1997.
- [BMU 2000a] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Hrsg.): Klimaschutz durch Nutzung erneuerbarer Energien. Berlin, 2000.
- [BMU 2000b] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Hrsg.): Umwelt - Sonderteil: Nationales Klimaschutzprogramm. Berlin: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, 2000.
- [BMU 2000c] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Hrsg.): Vereinbarung zwischen der Bundesregierung und den Energieversorgungsunternehmen vom 14. Juni 2000. 14.6.2000, [http://www.bmu.de/sachthemen/atomkraft/konsens\\_download.htm](http://www.bmu.de/sachthemen/atomkraft/konsens_download.htm).
- [Bost et al. 1991] Bost, D.; Jahn, E.; Paul, J.: ORC-Abwärmekraftwerke. in: Suttor, K. H.; Suttor, W. (Hrsg.): Handbuch Kraft-Wärme-Kopplung. Karlsruhe: Verlag C.F. Müller, 1991, S. 81-98.
- [Bräuer et al. 2000] Bräuer, W.; Kühn, I.: Review of the Size and Value of a Tradable Green Certificate (TGC<sub>ei</sub>) Market in an Internal European Electricity Market: Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung, 2000.
- [Brecht et al. 1995] Brecht, Ch.; Goethe, H. G.; Klatt, H. J.; Middelschulte, A.; Reintges, H.; Riemer, H. W.; Sondermann, H. (Hrsg.): Jahrbuch 1996 Bergbau Erdöl und Erdgas Petrochemie Elektrizität Umweltschutz. Essen: Verlag Glückauf, 1995.
- [Brooke et al. 1998] Brooke, A.; Kendrick, D.; Meeraus, A.; Raman, R.: GAMS A User's Guide. Washington: GAMS Developmet Corporation, 1998.

- [Brumshagen 2000] Brumshagen, H.: Bedeutung und Aufgaben der Hoch- und Höchstspannungs-Freileitungsnetze. *Elektrizitätswirtschaft*, 87, 22, 2000, S. 1083-1087.
- [Buchberger 1998] Buchberger, H.: *Stromerzeugung aus Biomasse - Eine umfassende Studie* -. Wien: VEÖ, 1998.
- [Buschner 1997] Buschner, G.: *Biogasanlage Zobes/Vogtland: Betriebserfahrungen und Möglichkeiten*. 1. Biogas-Tagung Sachsen, 3.-4.6.97, Sächsische Akademie für Natur und Umwelt, 1997.
- [Büchner et al. 1993] Büchner, J.; Eichelbrönner, M.; Steinberger-Wilms, R.: Modellierung der Netzbeeinflussung durch Windparks. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 5, 1993, S. 332-335.
- [BWE 1999] Bundesverband Windenergie (Hrsg.): *Windenergie 1999*, 1999.
- [BWE 2000a] Bundesverband Windenergie (Hrsg.): *Installationszahlen 1988-1999*, laufend aktualisiert, <http://www.wind-energie.de/statistik/deutschland.html>.
- [BWE 2000b] Bundesverband Windenergie (Hrsg.): *Installationszahlen in Deutschland 1988 - 2000 1. Halbjahr*, <http://www.wind-energie.de/statistik/deutschland.html>.
- [BWE 2000c] Bundesverband Windenergie (Hrsg.): *Kein Offshore-Park vor 2005*, 2000.
- [BWE 2000d] Bundesverband Windenergie (Hrsg.): *Windenergie 2000*, 2000.
- [BWE 2000e] Bundesverband Windenergie (Hrsg.): *Windenergie in Deutschland nach Bundesländern*, laufend aktualisiert, [http://www.wind-energie.de/statistik/deutschland\\_bundesl.html](http://www.wind-energie.de/statistik/deutschland_bundesl.html).
- [BWE 2000f] Bundesverband Windenergie (Hrsg.): *Windkraft weiter auf Wachstumskurs*. 17.1.2000.
- [CBT 1993] Center für Biomasse-Technologie (Hrsg.): *Holz als Energieträger*. Arhus: Center für Biomasse-Technologie, 1993.
- [Curia 2000] Gerichtshof der Europäischen Gemeinschaften (Hrsg.): *Pressemitteilung Nr. 79/2000*. 26.10.2000, <http://www.curia.eu.int/>.
- [Dantzig et al. 1960] Dantzig, G. B.; Wolfe, P.: *Decomposition Principle for Linear Programme*. *Operation Research*, 48, 1960, S. 101-111.
- [Dany et al. 2000a] Dany, G.; Haubrich, H. J.: *Anforderungen an die Kraftwerksreserve bei hoher Windenergieeinspeisung*. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 50, 12, 2000, S. 890-894.
- [Dany et al. 2000b] Dany, G.; Haubrich, H. J.; Biermann, D.; Krabs, M.; Machate, R.-D.; Sierig, J.: *Wert der Windenergieeinspeisung*. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 2000, S. 48-52.
- [DEA 1996] Danish Energy Agency (Hrsg.): *Biomass for Energy - Danish Solutions*: Danish Energy Agency, 1996.
- [Deimling et al. 1999] Deimling, S.; Kaltschmitt, M.: *Biogene Festbrennstoffe - besser als ihr Ruf!* *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 49, 10, 1999, S. 686-691.
- [Dennerlein 1990] Dennerlein, R.: *Energieverbrauch privater Haushalte*. Augsburg, 1990.
- [Diekmann et al. 1995] Diekmann, J.; Horn, M.; Hrubesch, P.: *Fossile Energieträger und erneuerbare Energiequellen*. Jülich: Forschungszentrum Jülich, 1995.
- [Doll 1996] Doll, C.: *Nutzung von Deponie- und Klärgas in einem Blockheizkraftwerk*. *Entsorgungspraxis*, 10, 1996, S. 37-39.
- [Dorn 1996] Dorn, R.: *Effizienz umweltpolitischer Instrumente zur Emissionsminderung: technische und ökonomische Kriterien*. Berlin: Erich Schmidt-Verlag, 1996.
- [Dreher et al. 1999a] Dreher, M.; Hoffmann, T.; Wietschel, M.; Rentz, O.: *Grüne Angebote in Deutschland im internationalen Vergleich*. *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 3/99, 1999, S. 235-248.
- [Dreher et al. 1999b] Dreher, M.; Schöttle, H.; Fichtner, W.; Wietschel, M.; Rentz, O.: *LCP/IRP Strategy Development Using an Optimising Energy-Emission Model*. *International Journal of Environment and Pollution (IJEP)*, 12, 2/3, 1999, S. 251-263.
- [Dreher et al. 1999c] Dreher, M.; Wietschel, M.; Göbelt, M.; Rentz, O.: *Energy price elasticities of energy-service demand for passenger traffic in the Federal Republic of Germany*. *Energy*, 24, 1999, S. 133-140.

- [Dreher et al. 1999d] Dreher, M.; Wietschel, M.; Rentz, O.: Entwicklung und Anwendung eines Prognosemodells für Elektrizitätsspotmärkte. in: VDI-Gesellschaft Energietechnik (Hrsg.): Fortschrittliche Energiewandlung und -anwendung. Düsseldorf: VDI-Verlag, 1999, S. 449-458.
- [Dreher et al. 2000a] Dreher, M.; Graehl, S.; Wietschel, M.; Rentz, O.: Entwicklungstendenzen bei Grünen Angeboten in Deutschland. Zeitschrift für Energiewirtschaft, 4/00, 2000, S. 191-199.
- [Dreher et al. 2000b] Dreher, M.; Wietschel, M.; Rentz, O.: Evaluation of Effects of Environmental Policy Instruments on Energy Systems. in: Catania, P; Golchert, B.; Zhou, C. Q. (Hrsg.): Energy 2000 - The Beginning of a New Millennium. L' Aquila: Balaban International, 2000, S. 730-735.
- [Drillisch et al. 1997] Drillisch, J.; Riechmann, Ch.: Umweltpolitische Instrumente in einem liberalisierten Strommarkt - Das Beispiel von England und Wales. Zeitschrift für Energiewirtschaft, 1997, S. 137-162.
- [Drillisch 1999a] Drillisch, J.: Quotenregelung für regenerative Stromerzeugung. München: Oldenbourg-Verlag, 1999.
- [Drillisch 1999b] Drillisch, J.: Quotenregelung für erneuerbare Stromerzeugung. Zeitschrift für Energiewirtschaft, 4, 1999, S. 251-274.
- [Drillisch 2000] Drillisch, J.: Internationale Erfahrungen mit Quotenmodellen und ihre Übertragbarkeit auf die Bundesrepublik Deutschland. Workshop "Erneuerbare Energien im liberalisierten Strommarkt", 21.09.00, ZEW, Mannheim, 2000, <http://bwplus.fzk.de/zew/index.html>.
- [Dudleston 2001] Dudleston, A.: Public Attitudes towards Wind Farms in Scotland. Edinburgh: Scottish Executive Central Research Unit, 2001.
- [EC 1997a] European Commission (Hrsg.): Energy for the Future: Renewable Sources of Energy - White paper for a Community Strategy and Action Plan, 1997.
- [EC 1997b] European Commission (Hrsg.): The Energy Dimension of Climate Change. Brüssel: European Commission, 1997.
- [EC 1999] European Commission (Hrsg.): Working Paper of the European Commission Electricity from Renewable Energy Sources and the Internal Electricity Market. Brüssel: European Commission, 1999.
- [EC 2000] European Commission (Hrsg.): Vorschlag für eine Richtlinie des europäischen Parlamentes und des Rates zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt. Brüssel: European Commission, 2000.
- [EnBW 2000] Energie Baden-Württemberg AG (Hrsg.): Geschäftsbericht, verschiedene Jahrgänge: Energie Baden-Württemberg AG, 2000.
- [EnBW Kraft 2000] EnBW Kraftwerke AG (Hrsg.): Geschäftsbericht, verschiedene Jahrgänge, 2000.
- [Enquête-Kommission 1990] Enquête-Kommission "Vorsorge und Schutz der Erdatmosphäre" des 11. Deutschen Bundestages (Hrsg.): Energie und Klima. Bonn, 1990.
- [Enquête-Kommission 1994] Enquête Kommission "Schutz des Menschen und der Umwelt" des Deutschen Bundestages (Hrsg.): Die Industriegesellschaft gestalten. Bonn: Economica-Verlag, 1994.
- [EWI 2000] Energiewirtschaftliches Institut an der Universität Köln (Hrsg.): Integration regenerativer Energieträger in den liberalisierten Strommarkt. Köln: Energiewirtschaftliches Institut an der Universität Köln, 2000.
- [FEW 1999a] Freiburger Elektrizitäts- und Wasserversorgungs AG (Hrsg.): Nachfrage nach FEW-Regiostrom bleibt hoch. 6.7.1999.
- [FEW 1999b] Freiburger Elektrizitäts- und Wasserversorgungs AG (Hrsg.): Neues Sonnenkraftwerk in Vauban geht ans FEW-Netz. 22.10.1999.
- [Fichtner 1999] Fichtner, W.: Strategische Optionen der Energieversorger zur CO<sub>2</sub>-Minderung. Berlin: Erich Schmidt Verlag, 1999.
- [Fishbone et al. 1981] Fishbone, L. G.; Abilok, H.: Markal, A linear-programming Model for Energy System Analysis - Technical Description of the BNL Version. International Journal of Energy Research, 1981, S. 353-375.

- [FIZ 2000] Fachinformationszentrum Karlsruhe (Hrsg.): IKARUS-Datenbank Version 3.2. Karlsruhe: Fachinformationszentrum Karlsruhe, 2000.
- [Flaig et al. 1995] Flaig, H.; von Lünenburg, E.; Ortmaier, E.: Energiegewinnung aus Biomasse - agrarische, technische und wirtschaftliche Aspekte: Akademie für Technikfolgenabschätzung Baden-Württemberg, 1995.
- [Flicke et al. 1998] Flicke, H.-P.; Adams, J.: Der ideale Kraftwerkspark: Entwicklung eines Rechenmodells. VGB Kraftwerkstechnik, 98, 6, 1998, S. 27-33.
- [Forum 1999] Forum für Energiemodelle und Energiewirtschaftliche Systemanalysen in Deutschland (Hrsg.): Energiemodelle zum Klimaschutz in Deutschland. Heidelberg: Physica-Verlag, 1999.
- [Forum 2000] Forum für Energiemodelle und Energiewirtschaftliche Systemanalysen in Deutschland (Hrsg.): Kernenergieausstieg: Effekte und Wirkungen eines sofortigen oder schrittweisen auf Strom aus Kernkraftwerken in der Bundesrepublik Deutschland - Executive Summary. Stuttgart, 2000.
- [Forum für Zukunftsenergien 1995] Forum für Zukunftsenergien (Hrsg.): Der Energie-Berater: Deutscher Wirtschaftsdienst, 1995.
- [Föhringen et al. 2000] Föhringen, F.; Kirchwitz, K. D.; Najmann, A.: Deponiegasfassung und Gasnutzung auf der Deponie "Kochstedter Kreisstraße", Dessau. Müll und Abfall, 5, 2000, S. 297-300.
- [Frank et al. 2000] Frank, M.; Fichtner, W.; Wietschel, M.; Rentz, O.: Ein modellgestütztes Instrumentarium zur Analyse und Bewertung von betriebsübergreifenden strategischen Energiemanagementkonzepten. in: Hilty, L. M.; Schulthess, D.; Ruddy, T. F. (Hrsg.): Strategische und betriebsübergreifende Anwendungen betrieblicher Umweltinformationssysteme. Marburg: Metropolis Verlag, 2000, S. 171-182.
- [Fritsche et al. 1993] Fritsche, U. (Hrsg.): Least-Cost Planning Fallstudie Hannover. Freiburg/Darmstadt/Wuppertal: Öko-Institut, 1993.
- [Fritsche et al. 1999a] Fritsche, U.; Rausch, L.: Gesamt-Emissions-Modell Integrierter Systeme (GEMIS 3.1). Darmstadt: Öko-Institut, 1999.
- [Fritsche et al. 1999b] Fritsche, U. R.; Timpe, C.; Matthes, F. C.; Roos, W.; Seifried, D.: Entwicklung eines Zertifizierungsverfahrens für "Grünen Strom". Bremen: Bremer-Energie-Konsens, 1999.
- [Gailfuß 1998] Gailfuß, M.: CO<sub>2</sub>-Minderungspotentiale durch Ausbau der Blockheizkraftwerke in Deutschland. Frankfurt/Main: Peter Lang Verlag, 1998.
- [Geiger et al. 1995] Geiger, B.; Kleeberger, H.: Analyse, Synthese und Entwicklung des Stromverbrauchs und Leistungsbedarfs im Sektor Haushalte der BRD. in: Verein Deutscher Ingenieure (VDI) (Hrsg.): VDI Berichte Band 1190. Düsseldorf: VDI-Verlag, 1995, S. 59-76.
- [Gellings 1992] Gellings, C. W.: Load Shape Forecasting. in: Gellings, C. W.; Barron, W. L.; Wallace, L. (Hrsg.): Demand Forecasting for Electric Utilities. Indian Trail: Prentice-Hall, 1992, S. 367-420.
- [GFA 2000] Großkraftwerk Franken AG (Hrsg.): Geschäftsbericht, verschiedene Jahrgänge, 2000.
- [GfK 2000] GfK Marktforschung GmbH (Hrsg.): Dem Wechsler auf der Spur. 7.8.2000.
- [Giesecke et al. 1998] Giesecke, J.; Mosonyi, E.: Wasserkraftanlagen. Berlin/Heidelberg: Springer-Verlag, 1998.
- [Giesecke et al. 1994] Giesecke, J.; Förster, G.: Ausbau der Wasserkraft: Akademie für Technikfolgenabschätzung Baden-Württemberg, 1994.
- [GKM 2000] Großkraftwerk Mannheim AG (Hrsg.): Geschäftsbericht, verschiedene Jahrgänge, 2000.
- [Goudarzi et al. 1997] Goudarzi, L.; Roberts, B. F.: Electric Generating Plant Operating Efficiency and Mitigation of Stranded Investment Costs: OnLocation Inc., 1997, <http://www.econsci.com/euar9703.html>.
- [Göbelt et al. 2000] Göbelt, M.; Fichtner, W.; Dreher, M.; Wietschel, M.; Rentz, O.: A decision support tool for electric utility planning in liberalised energy markets under environmental constraints. in: Khosrowpour, M. (Hrsg.): Challenges of

- Information Technology Management in the 21st Century, Proceedings of the IRMA 2000 Conference. Hershey: Idea Group Publishing, 2000, S. 674-675.
- [Grawe et al. 1995] Grawe, J.; Wagner, E.: Nutzung erneuerbarer Energien durch die Elektrizitätswirtschaft, Stand 1994. Elektrizitätswirtschaft, 94, 1995, S. 1600-1616.
- [Greenpeace 2000] Greenpeace e.V. (Hrsg.): Zukunft Windkraft: Die Energie aus dem Meer. Hamburg: Greenpeace e.V., 2000.
- [Gruß 2000] Gruß, H.: Entwicklung von Angebot und Nachfrage auf dem Steinkohlenweltmarkt (1999). Zeitschrift für Energiewirtschaft, 24, 1, 2000, S. 1-39.
- [Grüne 2000] Bundestagsfraktion Bündnis 90/Die Grünen (Hrsg.): Solardächer-Programm startet durch. Berlin, 2000.
- [Gutenberg 1983] Gutenberg, E.: Grundlagen der Betriebswirtschaftslehre. Berlin: Springer, 1983.
- [Hahn 1999] Hahn, B.: Zuverlässigkeit und Betriebskosten von Windenergieanlagen. in: Bundesverband Windenergie e.V. (Hrsg.): Windenergie 1999. Osnabrück: BWE, 1999, S. 114-116.
- [Haimes 1982] Haimes, Y. Y. (Hrsg.): Large Scale Systems. Amsterdam: North-Holland, 1982.
- [Hartmann et al. 1997] Hartmann, H.; Madeker, U.: Der Handel mit biogenen Festbrennstoffen. Freising: Landtechnik Weihenstephan, 1997.
- [Haubrich et al. 1995] Haubrich, H. J.; Schmitt, O.; Hoffmann, J.; Moser, A.; Tischbein, T.: Verteilung und Speicherung elektrischer Energie. Jülich: Forschungszentrum Jülich GmbH, 1995.
- [Hensing et al. 1998] Hensing, I.; Pfaffenberger, W.; Ströbele, W.: Energiewirtschaft. München, Wien: Oldenbourg, 1998.
- [Ho et al. 1979] Ho, J.; Loute, H.; Smeers, Y.; van der Voort, E.: The Use of Decomposition Techniques for Large-Scale Linear Programming Energy Models. in: Strub, A. (Hrsg.): Energy Models for the European Community. Guildford, 1979, S. 94-101.
- [Holt 1998] Holt, E.: Green Price Resource Guide. Washington: U.S. Department of Energy, 1998, [www.eren.doe.gov/greenpower/gp\\_guide](http://www.eren.doe.gov/greenpower/gp_guide).
- [Hoster 1996] Hoster, F.: Auswirkungen des europäischen Binnenmarktes für Energie auf die deutsche Elektrizitätswirtschaft. München: Oldenbourg, 1996.
- [Hourcade et al. 1996] Hourcade, J. C.; Robinson, J.: Mitigating Factors - Assessing the Costs of Reducing GHG Emissions. Energy Policy, 1996, S. 863-873.
- [Huwer 1998] Huwer, R.: Wieviel Ökolabels braucht der Strommarkt? - Nationale und internationale Zertifizierungsverfahren für Ökostrom im Überblick. Elektrizitätswirtschaft, 98, 24, 1998, S. 30-35.
- [IEA 1999] International Energy Agency (Hrsg.): World Energy Outlook 1999 Insights. Paris: International Energy Agency, 1999.
- [IPCC 1996] Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) (Hrsg.): Economic and Social Dimensions of Climate Change. Cambridge: University Press, 1996.
- [Jäckel 1997] Jäckel, K.: Biogaserzeugung und Verwertung auf einer Milchviehanlage. 1. Biogas-Tagung Sachsen, 3.-4.6.97, Sächsische Akademie für Natur und Umwelt, 1997.
- [Jochem 1987] Jochem, E.: Der Einfluss energiepolitischer Maßnahmen und Tarifveränderungen auf den zukünftigen Stromverbrauch der einzelnen Sektoren und die stromwirtschaftliche Zusammenarbeit. Karlsruhe: Fraunhofer Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung, 1987.
- [Jochem 1997] Jochem, E.: Some Critical Remarks on Today's Bottom-up Energy Models. in: Hake, J. Fr.; Markewitz, P. (Hrsg.): Modellinstrumente für CO<sub>2</sub>-Minderungsstrategien. Jülich: Forschungszentrum Zentralbibliothek, 1997, S. 271-284.
- [Jopp 2000] Jopp, K.: Die Last mit dem Wind. Stromthemen, 10, 2000, S. 7.
- [Jusko et al. 1987] Jusko, M.; Cirillo, R.; Macal, C.: Energy and Power Evaluation Program (ENPEP), Documentation and Users Manual. Argonne: Argonne National

- Laboratory, 1987.
- [Kaltschmitt et al. 1992] Kaltschmitt, M.; Wiese, A.: Potentiale und Kosten regenerativer Energieträger in Baden-Württemberg. Zeitschrift für Energiewirtschaft, 1992, S. 263-281.
- [Kaltschmitt et al. 1993] Kaltschmitt, M.; Wiese, A.: Erneuerbare Energieträger in Deutschland Potentiale und Kosten: Springer, 1993.
- [Karl et al. 1988] Karl, H.-D.; Rammer, P.; Wiesner, G.: Der Einfluss der Tarifgestaltung und der Höhe der Strompreise auf die Stromnachfrage privater Haushalte. München: Ifo-Institut für Wirtschaftsforschung, 1988.
- [Kayser 1999] Kayser, M.: Energetische Nutzung hydrothermalen Erdwärmeverkommen in Deutschland - Eine energiewirtschaftliche Analyse. Stuttgart: Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung Universität Stuttgart, 1999.
- [Kehlhofer et al. 1984] Kehlhofer, R.; Kunze, N.; Lehmann, J.; Schüller, K.-H.: Gasturbinenkraftwerke, Kombikraftwerke, Heizkraftwerke und Industriekraftwerke. München: Technischer Verlag Resch, 1984.
- [Kesselmann et al. 1996] Kesselmann, G.; Roth, H.: Steigerung des Wirkungsgrades bei der Deponiegasverstromung durch ORC-Anlagen. Müll und Abfall, 11, 1996, S. 739-742.
- [Koopmans 1951] Koopmans, T. C.: Activity Analysis of Production and Allocation. New York: John Wiley & Sons, 1951.
- [Köpke 2000] Köpke, R.: Hauptbremser Nr. 1. Neue Energie, 9, 2000, S. 8-11.
- [Krause 1999] Krause, L.: TA Siedlungsabfall. Berlin: VWF Verlag, 1999.
- [Kühn et al. 1999] Kühn, I.; Schaeffer, J. G.; Voogt, M.; Crookall-Fallon, C.: National Incentive Schemes and How to Improve Them - Draft Final Paper. Mannheim/Petten: Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung, The Netherlands Energy Research Foundation, Energy for Sustainable Development, 1999.
- [LTI 1998] LTI Research Group (Hrsg.): Long-Term Integration of Renewable Energy Sources into the European Energy System . Heidelberg: Physica-Verlag, 1998.
- [Lüth 1997] Lüth, O.: Strategien zur Energieversorgung unter Berücksichtigung von Emissionsrestriktionen. Düsseldorf: VDI-Verlag, 1997.
- [Maier 1980] Maier, W.: Nutzung industrieller Abwärme durch den ORC-Prozeß. in: Verein Deutscher Ingenieure (VDI) (Hrsg.): Antriebsenergie aus Abwärme. Düsseldorf: VDI-Verlag, 1980, S. 13-18.
- [Markard 1998] Markard, J.: Green Pricing: Welchen Beitrag können freiwillige Zahlungen von Stromkunden zur Förderung regenerativer Energien leisten? Freiburg: Öko-Institut, 1998.
- [Markard et al. 2000] Markard, J.; Timpe, Ch.: Ist Ökostrom ein Auslaufmodell? Zeitschrift für Energiewirtschaft, 4/00, 2000, S. 201-212.
- [Marutzky 2000] Marutzky, R.: Potentiale an Holzbrennstoffen aus dem forstlichen Bereich, der Sägeindustrie und Gebrauchtholz. VDI-Seminar "Strom und Wärme aus Biomasse - Biogas", 9./10.11.2000, Freiberg, 2000.
- [Matthies et al. 1995] Matthies, H. G.; Nath, C.; Schellin, T. E.; Garrad, A. D.; Wastling, M. A.; Quarton, D. C.; Wei, J.; Scherweit, M.; Siebers, T.: Study of Offshore Wind Energy in the EC. Brekendorf: Verlag Natürliche Energie, 1995.
- [Meyer et al. 1999] Meyer, B.; Bockermann, A.; Ewerhart, G.; Lutz, C.: Marktkonforme Umweltpolitik. Wirkungen auf Luftschadstoffemissionen, Wachstum und Struktur der Wirtschaft. Heidelberg, 1999.
- [MHKW 1999] Energiereferat Stadt Frankfurt (Hrsg.): Richtpreisübersicht MHKW-Anlagen 1999. Frankfurt: Energiereferat Stadt Frankfurt, 1999.
- [Molly 1990] Molly, J.-P.: Windenergie. Karlsruhe: Verlag C.F. Müller, 1990.
- [Morgenstern 1991] Morgenstern, T.: Dekomposition eines linearen Energieflussmodells. Idstein: Schulz-Kirchner Verlag, 1991.
- [Müller 1996] Müller, H. C.: Zur Ausdehnung von Verbundnetzen. Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 46, 8, 1996, S. 510-515.
- [Müller 2000] Müller, U.: Förderung erneuerbarer Energien aus der Sicht des Klimaschutzes.

- in: Ministerium für Umwelt und Verkehr Baden-Württemberg; Wirtschaftsministerium Baden-Württemberg; DLR (Hrsg.): Workshop "Instrumente zur Förderung erneuerbarer Energien in Strombereich". Stuttgart, 2000, S. 9-14.
- [Neumann et al. 1993] Neumann, K.; Morlock, M.: Operations Research. München, Wien: Hanser-Verlag, 1993.
- [Nitsch 1999] Nitsch, J.: Regenerative Energien in Baden-Württemberg. Stuttgart: Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, 1999.
- [Nurminski 1982] Nurminski, E.: Convergence and Numerical Experiments with a Decomposition Algorithm. Laxenburg: International Institute for Applied System Analysis, 1982.
- [Nurminski et al. 1983] Nurminski, E.; Balabanov, T.: Decomposition of a Large-Scale Energy Model. Large Scale Systems, 4, 1983, S. 295-308.
- [Oder 1994] Oder, C.: Entwicklung und Anwendung eines auf der Theorie der unscharfen Mengen basierenden Energie-Emissions-Modells, 1994.
- [Ohse 1971] Ohse, D.: Ein dualer Dekompositions-Algorithmus zur Lösung blockangularer Probleme der linearen Planungsrechnung. Darmstadt, 1971.
- [Ott 1997] Ott, M.: Biomasse mitverbrennung in Heizkraftwerken - eine Möglichkeit zur effizienten CO<sub>2</sub>-Minderung. Elektrizitätswirtschaft, 24, 1997, S. 1455-1460.
- [Pfaffenberger 1993] Pfaffenberger, W.: Elektrizitätswirtschaft. München: Oldenbourg Verlag, 1993.
- [Pfitzner 1990] Pfitzner, G.: Emissionsminderung durch rationelle Energienutzung in der Industrie. in: Enquête-Kommission "Vorsorge und Schutz der Erdatmosphäre" des 11. Deutschen Bundestages (Hrsg.): Energie und Klima. Bonn, 1990, S. 714-768.
- [Photon 2000] Photon (Hrsg.): Marktbersicht Solarmodule 2000. Photon, 2000, S. 58-63.
- [Prognos 2000] Prognos AG (Hrsg.): Energiereport III. Stuttgart: Schäffer-Poeschel, 2000.
- [Rennings et al. 1997] Rennings, K.; Brockmann, K. L.; Koschel, H.; Bergmann, H.; Kühn, I.: Nachhaltigkeit, Ordnungspolitik und freiwillige Selbstverpflichtung. Heidelberg: Physica-Verlag, 1997.
- [Rennings et al. 1999] Rennings, K.; Koschel, H.; Brockmann, K. L.; Kühn, I.: A Regulatory Framework for a Policy of Sustainability: Lessons from the Neo-Liberal School. Ecological Economics, 28, 1999, S. 197-212.
- [Rentz et al. 1990] Rentz, O.; Haasis, H. D.; Morgenstern, T.: Optimal Strategies for Reducing Emissions from Energy Conversion and Energy Use in all Countries of the European Community. Karlsruhe: Forschungszentrum Karlsruhe, 1990.
- [Rentz et al. 1997] Rentz, O.; Wietschel, M.; Ardone, A; Fichtner, W.; Lüth, O.: Perseus: Modellentwicklungsstand, Anwendungsfälle und Perspektiven. in: Hake, S. F.; Markewitz, P. (Hrsg.): Modellinstrumente für CO<sub>2</sub>-Minderungsstrategien. Jülich: Forschungszentrum Jülich Zentralbibliothek, 1997, S. 223-240.
- [Rentz et al. 1998a] Rentz, O.; Wietschel, M.; Ardone, A; Fichtner, W. (Hrsg.): Ökonomische Bewertung von Technologien und Strategien zur Minderung von CO<sub>2</sub>-Emissionen. Frankfurt/Main: Peter Lang Verlag, 1998.
- [Rentz et al. 1998b] Rentz, O.; Wietschel, M.; Schöttle, H.; Fichtner, W.: Ökonomische Bewertung von Technologien und Strategien zur Minderung von CO<sub>2</sub>-Emissionen - durchgeführt für ausgewählte norddeutsche Versorgungsgebiete. Frankfurt/Main: Peter Lang Verlag, 1998.
- [Rentz et al. 1999a] Rentz, O.; Wietschel, M.; Dreher, M.: Einsatz neuronaler Netze zur Bestimmung preisabhängiger Nutzenergienachfrageprojektionen für Energie-Emissions-Modelle. Karlsruhe: Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion Universität Karlsruhe, 1999.
- [Rentz et al. 1999b] Rentz, O.; Wietschel, M.; Enzensberger, N.; Dreher, M.: Instrumente zur Förderung regenerativer Energieträger im liberalisierten Strommarkt. Karlsruhe: Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion Universität Karlsruhe, 1999.
- [Rentz et al. 2000a] Rentz, O.; Karl, U.; Wolff, F.; Dreher, M.; Wietschel, M.: Energetische Nutzung von Alt- und Restholz in Baden-Württemberg. Karlsruhe: Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion Universität Karlsruhe, 2000.



- [Rentz et al. 2000b] Rentz, O.; Wietschel, M.; Dreher, M.; Böhringer, C.; Bräuer, W.; Kühn, I.; Bergmann, H.: Neue umweltpolitische Instrumente im liberalisierten Energiemarkt. Karlsruhe: BWPLUS, 2000.
- [Rheinbraun 2000] Rheinbraun AG (Hrsg.): Welthandel mit Steinkohle. Köln: Rheinbraun AG, 2000.
- [Schmidt 1999] Schmidt, T. F. N.: Integrierte Bewertung umweltpolitischer Strategien in Europa: Methoden, eine AGE-Modellentwicklung und Simulationsanalysen. Heidelberg: Physica, 1999.
- [Schöttle 1998] Schöttle, H.: Analyse des Least-Cost Planning Ansatzes zur rationellen Nutzung elektrischer Energie. Münster: LIT-Verlag, 1998.
- [Schulz 1997] Schulz, H.: Entwicklungsstand und Einsatz von Kofermentationsanlagen. 1. Biogas-Tagung Sachsen, 3.-4.6.97, Sächsische Akademie für Natur und Umwelt, 1997.
- [Seyfried 2000] Seyfried, K. H.: Fragwürdige Geschenke. Capital, 2000, 18, 2000, S. 112-116.
- [Siljak 1983] Siljak, D. D.: Complex Dynamic Systems: Dimensionality, Structure and Uncertainty. Large Scale Systems, 4, 1983, S. 279-294.
- [Silver et al. 1996] Silver, S.; Bragman, M. J.; Tonko, P. D.: Competition Plus - A Plan to reduce Electricity Costs in New York. New York, 1996, <http://assembly.state.ny.us/Reports/Energy/199603/>.
- [Spierer 2000] Spierer, C.: Modelisation Economique et Perspectives a Long Terme de la Demande d'energie en Suisse. Genf/Bern: EGES-Publikation, 2000.
- [StaBuA 1999] Statistisches Bundesamt (Hrsg): Vergütungen nach dem Stromeinspeisungsgesetz für das Jahr 2000. 17.12.1999.
- [Staiß et al. 1994] Staiß, F.; Böhnisch, H.; Pfisterer, F.: Photovoltaische Stromerzeugung - Import solarer Elektrizität - Wasserstoff: Akademie für Technikfolgenabschätzung Baden-Württemberg, 1994.
- [Staiß 2000] Staiß, F. (Hrsg.): Jahrbuch erneuerbare Energien 2000. Radebeul: Bieberstein-Verlag, 2000.
- [Strom 2000a] Strom Magazin (Hrsg): EEX startet Stromindizes. 27.11.2000.
- [Strom 2000b] Strom Magazin (Hrsg): Umweltminister Trittin zur Vorstellung des Buches "Nach dem Ausstieg": Ausbau erneuerbarer Energien kontinuierlich vorantreiben.
- [Strom 2001] Strom Magazin (Hrsg): Kalifornien: Stromkrise spitzt sich zu / Politik wenig hilfreich. 08.01.2001.
- [Tewes 1992] Tewes, B.: EFOM als Optimierungsmodell für die Energieangebotsseite auf volkswirtschaftlicher Ebene : zur Berücksichtigung externer Kosten. Hagen: Fernuniversität Hagen, 1992.
- [Timpe 2000] Timpe, Ch.: Erfahrungen mit Förderinstrumenten im europäischen Umfeld. in: Ministerium für Umwelt und Verkehr Baden-Württemberg; Wirtschaftsministerium Baden-Württemberg; DLR (Hrsg.): Workshop "Instrumente zur Förderung erneuerbarer Energien in Strombereich". Stuttgart, 2000, S. 75-82.
- [UN 1997] United Nations (Hrsg.): Kyoto Protocol to the United Nations Framework Convention on Climate Change. Genf: United Nations, 1997.
- [UNEP 1992] United Nations Environment Program (UNEP) (Hrsg.): UNEP Greenhouse Gas Abatement Costing Studies. Roskilde: Riso National Laboratory, 1992.
- [UVM 2000] Ministerium für Umwelt und Verkehr Baden-Württemberg (Hrsg.): Abfallbilanz 1999. Stuttgart: Ministerium für Umwelt und Verkehr Baden-Württemberg, 2000.
- [van der Voort et al. 1984] van der Voort, E.; Donni, E. T. C.; Bois D'Enghien, E.; Dechamps, C.; Guilmot, J. F.: Energy Supply Modelling Package, Efom-12C Mark I, Mathematical Description. Louvain-La-Neuve, 1984.
- [VDEW 1985] Verband der Elektrizitätswirtschaft (VDEW e.V.) (Hrsg.): Ermittlung der Lastganglinien bei der Benutzung elektrischer Energie durch die bundesdeutschen Haushalte während eines Jahres . Frankfurt/Main: VDEW, 1985.
- [VDEW 1992] Verband der Elektrizitätswirtschaft (VDEW e.V.) (Hrsg.): Analyse und Prognose des Stromverbrauchs der privaten Haushalte 1970 - 1990 - 2010,

- Auswertungsbericht alte Bundesländer. Frankfurt/Main: VDEW, 1992.
- [VDEW 1994] Verband der Elektrizitätswirtschaft (VDEW e.V.) (Hrsg.): Analyse und Prognose des Stromverbrauchs der privaten Haushalte 1990 - 2010, Auswertungsbericht neue Bundesländer. Frankfurt/Main: VDEW, 1994.
- [VDEW 1996] Verband der Elektrizitätswirtschaft (VDEW e.V.) (Hrsg.): HAMOD Modell. Frankfurt/Main: VDEW, 1996.
- [VdEW 1997a] Verband der Elektrizitätswerke Baden-Württemberg e.V. (Hrsg.): Statistik der öffentlichen Elektrizitätsversorgung in Baden-Württemberg für das Jahr 1996: Verband der Elektrizitätswerke Baden-Württemberg e.V., 1997.
- [VDEW 1997b] Verband der Elektrizitätswirtschaft (VDEW e.V.) (Hrsg.): VDEW Jahresstatistik Teil II: Betriebsmittel 1996. Frankfurt/Main: VDEW-Verlag, 1997.
- [VdEW 1998] Verband der Elektrizitätswerke Baden-Württemberg e.V. (Hrsg.): Statistik der öffentlichen Elektrizitätsversorgung in Baden-Württemberg für das Jahr 1997: Verband der Elektrizitätswerke Baden-Württemberg e. V., 1998.
- [VDEW 1999a] Verband der Elektrizitätswirtschaft (VDEW e.V.) (Hrsg.): Auswertung der Green Pricing-Umfrage 1999. Frankfurt/Main: Verband der Elektrizitätswirtschaft (VDEW e.V.), 1999.
- [VDEW 1999b] Verband der Elektrizitätswirtschaft (VDEW e.V.) (Hrsg.): Wechselbereitschaft der Haushalte gering (Meldung 10/99), [www.strom.de](http://www.strom.de).
- [VDEW 2000] Verband der Elektrizitätswirtschaft (VDEW e.V.) (Hrsg.): Leistung und Arbeit 1998. Frankfurt/Main: VDEW-Verlag, 2000.
- [VDEW et al. 1999] Verband der Elektrizitätswirtschaft (VDEW e.V.); Verband der Industriellen Kraftwirtschaft (VIK); Bund Deutscher Industrie (BDI) (Hrsg.): Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Netznutzungsentgelten für elektrische Energie, 1999.
- [VDI 1994] Verein Deutscher Ingenieure (VDI) (Hrsg.): Instrumente zur Minderung energiebedingter Klimaemissionen - IKARUS. Stuttgart: VDI-Verlag, 1994.
- [VIK 2000] Verband der Industriellen Kraftwirtschaft (VIK) (Hrsg.): VIK Tätigkeitsbericht 1999/2000. Essen: Verband der Industriellen Kraftwirtschaft, 2000.
- [Wagner 1998] Wagner, E.: Nutzung erneuerbarer Energien durch die Elektrizitätswirtschaft, Stand 1997. Elektrizitätswirtschaft, 97, 1998, S. 13-26.
- [Wagner 1999] Wagner, E.: Nutzung erneuerbarer Energien durch die Elektrizitätswirtschaft, Stand 1998. Elektrizitätswirtschaft, Heft 24, 1999, S. 12-22.
- [Warentest 2000] Stiftung Warentest (Hrsg): Ärger beim Anbieterwechsel schreckt ab, [www.warentest.de](http://www.warentest.de).
- [Weller 1998] Weller, T.: Green Pricing: Kundenorientierte Angebote der Elektrizitätswirtschaft. Zeitschrift für Energiewirtschaft, 1/98, 1998, S. 58-70.
- [Welsch 1996] Welsch, H.: Klimaschutz, Energiepolitik und Gesamtwirtschaft: Eine allgemeine Gleichgewichtsanalyse für die Europäische Union. München: Oldenbourg-Verlag, 1996.
- [Welter 2000] Welter, P.: Allen Solarstrom ins Netz. Photon, 2, 2000, S. 26-27.
- [Wiese et al. 1994] Wiese, A.; Albiger, J.; Kaltschmitt, M.: Windenergie-Nutzung: Akademie für Technikfolgenabschätzung Baden-Württemberg, 1994.
- [Wietschel 1995] Wietschel, M.: Die Wirtschaftlichkeit klimaverträglicher Energieversorgung. Berlin: Erich Schmidt Verlag, 1995.
- [Wietschel et al. 1997] Wietschel, M.; Ardone, A.; Mollenkopf, C.; Rentz, O.: Konzeption und Anwendung eines Stoffflußmodells zur Entwicklung ökonomisch effizienter Minderungsstrategien für Ozon-Vorläufersubstanzen. Gefahrstoffe - Reinhaltung der Luft, 57, 1997, S. 373-378.
- [Wietschel et al. 1999] Wietschel, M.; Balduf, J.; Schöttle, H.; Rentz, O.: Least-Cost Planning und Contracting im liberalisierten Markt: Chancen und Risiken. Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 49, 5, 1999, S. 318-323.
- [Wietschel 2000] Wietschel, M.: Produktion und Energie. Frankfurt/Main: Peter Lang Verlag, 2000.
- [Wirl 1989] Wirl, F.: Irreversible technische Verbesserungen als Erklärung für die

- 
- [WMBW 2000] Asymmetrie des Energiebedarfs. Zeitschrift für Energiewirtschaft, 1989, 4, 1989, S. 303-306.
- Wirtschaftsministerium Baden-Württemberg (Hrsg): Preistabelle - Strompreisvergleich.