

**AKADEMIE FÜR
TECHNIKFOLGENABSCHÄTZUNG
IN BADEN-WÜRTTEMBERG**

***Szenarien einer liberalisierten
Stromversorgung***

Georg Förster

Analyse

ISBN 3-934629-81-4

Vorwort

Durch die Binnenmarkttrichtlinie für Strom hat die Europäische Union die Voraussetzungen für die Öffnung der Elektrizitätsmärkte im europäischen Binnenmarkt geschaffen. Somit ist die Versorgung dieses leitungsgebundenen Energieträgers unter Wettbewerbsbedingungen gestellt. Seit dem Inkrafttreten der Richtlinie befindet sich die Stromwirtschaft in einem rasanten Umbruch, der mit dramatischen Veränderungen verbunden ist. Teilweise handelt es sich hierbei um Übergangserscheinungen, teilweise werden die entstandenen Neuerungen auch in Zukunft bestehen bleiben. Mit der grundlegenden Reform des Ordnungsrahmens für die europäische Stromwirtschaft verändern sich die Marktstrukturen, die relevanten Akteure, die Strompreise, die angebotenen Produkte, das Nachfrageverhalten und nicht zuletzt die Einflussmöglichkeiten und Aufgaben des Staates und der Kommunen.

Der Wettbewerb und die Lenkung von Angebot und Nachfrage über den Markt sollen dazu beitragen, die Effizienz der Stromversorgung zu verbessern. Dies bedeutet Kostensenkungen, Abbau von Überkapazitäten, verstärkte Prüfung zukünftiger Investitionen auf Rentabilität sowie den Aufbau einer nachfrageorientierten Stromversorgung. Da die Stromversorgung im Interesse der Allgemeinheit liegt, muss diese den Zielen der Versorgungssicherheit, der Preiswürdigkeit und der Umweltverträglichkeit gerecht werden. Hierfür ist es aus staatlicher Sicht trotz der Liberalisierung erforderlich, die notwendigen Rahmenbedingungen zu schaffen, damit die Märkte dazu befähigt werden, die energiewirtschaftlichen Ziele durch Wettbewerb zu erreichen.

In der momentanen Übergangsphase vom monopolistischen Markt zum voll ausgebildeten Wettbewerb sind einerseits viele Veränderungen sichtbar geworden, andererseits besteht noch in vielen Bereichen eine Unsicherheit, wie sich diese in Zukunft entwickeln werden bzw. welche Tendenzen sich ausbilden. Für Politik, Wirtschaft und Gesellschaft ist es daher wünschenswert, die sich bereits abzeichnenden Entwicklungen so früh wie möglich zu erkennen, um sich rechtzeitig auf diese einstellen zu können. Die Akademie für Technikfolgenabschätzung in Baden-Württemberg (TA-Akademie) hat daher mit dem Projekt „Szenarien einer liberalisierten Stromversorgung“ dieses aktuelle Thema aufgegriffen, um entsprechend ihrem Auftrag zur Klärung der Zusammenhänge in diesem Themenbereich einen Beitrag zu leisten. Das Ziel hierbei war es vor allem, konsistente Szenarien, die mögliche Zustände im Jahr 2010 beschreiben, herauszuarbeiten.

Für die Durchführung des Projekts hat die TA-Akademie zehn wissenschaftliche Einrichtungen zusammengeführt und einen Projektbeirat, der sich aus Vertretern unterschiedlicher Interessengruppen zusammensetzte, gebildet. Insgesamt wurden

vier Szenarien für das Jahr 2010 in einem diskursiven Prozess entwickelt. Zur Verbesserung der Diskurseffizienz und zur methodischen Unterstützung des Szenarienkonstruktionsprozesses wurde zusätzlich ein spezielles Verfahren (Cross-Impact-Methode) eingesetzt. Die vorliegende Veröffentlichung beinhaltet die weitgehend konsensual erzielten Ergebnisse dieser gemeinsamen Arbeit der Vertreter der wissenschaftlichen Institutionen und des Projektbeirates. Die Bereitschaft der Projektteilnehmer, diesen Diskurs zu führen, und ihr Engagement sowohl in den Diskussionen während der Arbeitssitzungen als auch bei der konstruktiven Mitarbeit zwischen den jeweiligen Zusammenkünften waren eine wesentliche Voraussetzung für das Gelingen des Projektes. Dank der finanziellen Förderung durch das Umwelt- und Verkehrsministerium des Landes Baden-Württemberg war es möglich, Modellrechnungen für eine Spezifizierung der Szenarien auf Baden-Württemberg durchzuführen. Die TA-Akademie dankt an dieser Stelle allen Beteiligten für ihre Mitarbeit bzw. die Unterstützung.

Der Expertenkreis für die Erarbeitung der Szenarien setzte sich aus den folgenden Personen zusammen:

- **Dr. H. Bradke**, Fraunhofer-Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung, Karlsruhe
- **Dipl.-Wirtsch.-Ing. W. Bräuer**, Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung, Mannheim
- **Dr. U. Fahl**, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Stuttgart
- **Prof. Dr. U. Leprich**, Institut für ZukunftsEnergieSysteme, Saarbrücken
- **Dr. R. Menges**, Energiestiftung Schleswig-Holstein, Kiel
- **Dr. J. Nitsch**, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (Institut für Technische Thermodynamik, Abt. Systemanalyse u. Technikbewertung), Stuttgart
- **Prof. Dr. W. Pfaffenberger**, Bremer Energieinstitut, Bremen
- **Prof. Dr. W. Schulz**, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität Köln, Köln
- **Dipl.-Phys. S. Thomas**, Wuppertal Institut, Wuppertal
- **Dipl.-Ing. C. Timpe**, Öko-Institut, Freiburg

Der Autor war bestrebt, die Inhalte der geführten Diskussionen und die getroffenen Aussagen korrekt wiederzugeben. Trotzdem ist es unvermeidbar, dass diese Gesamtdarstellung nicht sämtliche Beiträge aller Beteiligten vollständig wiedergeben kann, zumal darauf verzichtet wurde, auch die Positionen, die von den mehrheitlich gefundenen Aussagen abweichen, detailliert darzustellen. Die Darstellung der Szenarioergebnisse wurde daher in einen Bereich, der konsensual von allen Experten mitgetra-

gen wird (Kapitel 2 und 4.1 - 4.3), und in einen weiteren Bereich (Kapitel 4.4), der teilweise voneinander abweichende Interpretationen und Meinungen enthält, aufgeteilt. In den wesentlichen Grundaussagen der Szenarien konnte jedoch eine inhaltliche Übereinstimmung aller Beteiligten erzielt werden. Die Verantwortung für die Formulierungen der Ergebnisse liegt ausschließlich beim Autor.

Für die erfolgreiche Durchführung der Szenario-Workshops war die Unterstützung von Herrn Dr. D. Schade und Herrn Dr. W. Weimer-Jehle, der auch maßgeblich an der Erarbeitung und Durchführung der diskursunterstützenden Szenariotechnik beteiligt war, unverzichtbar. Ihnen gilt ein besonderer Dank.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	7
2	Zusammenfassung	10
2.1	Rahmengrößen für die Szenarien.....	11
2.2	Szenarienbeschreibung	12
2.3	Spezifizierung der vier Szenarien auf Baden-Württemberg	20
3	Ausgangssituation	23
3.1	Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie.....	23
3.2	Novelliertes Energiewirtschaftsrecht in Deutschland	24
3.3	Verbändevereinbarung	26
3.4	Der europäische Liberalisierungsprozess	27
3.4.1	Marktöffnung.....	27
3.4.2	Stand der Strommarktliberalisierung in den einzelnen EU-Staaten.....	29
3.4.3	Durchleitungsregelungen.....	33
3.5	Charakteristischer Ablauf von Marktliberalisierung	34
4	Szenarienbeschreibung	36
4.1	Rahmengrößen	36
4.2	Vier Szenarien für den liberalisierten deutschen Strommarkt	40
4.2.1	Szenario S ₁ „Europäische Harmonisierung und geringes ökologisch orientiertes Marktagieren auf der Verbraucherseite“	42
4.2.2	Szenario S ₂ „Europäische Harmonisierung und ökologisch orientiertes Marktagieren durch verstärktes privates Umwelthandeln“	43
4.2.3	Szenario S ₃ „Nationale Instrumente und zusätzliche staatliche Maßnahmen im Bereich der Stromeffizienz“	44
4.2.4	Szenario S ₄ „Nationale Instrumente und starkes ökologisch orientiertes Marktagieren auf der Verbraucherseite“	45
4.3	Weiterführende Erläuterungen zu den Szenarienbeschreibungen	46
4.4	Interpretatorischer und vergleichender Teil der Szenarienbeschreibung.....	49
4.5	Maßnahmen zum Erreichen der einzelnen Szenarien.....	55
4.6	Anmerkungen zur Förderung regenerativer Stromerzeugung, rationeller Energienutzung und Kraft-Wärme-Kopplung.....	57
4.6.1	Regenerative Stromerzeugung.....	57
4.6.2	Rationelle Energienutzung.....	60
4.6.3	Kraft-Wärme-Kopplung	61

5	Spezifizierung der Szenarien für Baden-Württemberg	64
5.1	Modellierung des Energiesystems Baden-Württemberg.....	64
5.2	Rahmengrößen und Deskriptoren für Baden-Württemberg.....	66
5.2.1	Rahmengrößen	66
5.2.2	Deskriptoren	68
5.3	Modellergebnisse für Baden-Württemberg.....	72
5.4	Vergleich der Szenarien für Deutschland und Baden-Württemberg.....	84
5.4.1	Gegenüberstellung der Deskriptoren	85
5.4.2	Zusammenfassung	90
6	Verfahren zur Szenarientwicklung (Cross-Impact-Methode).....	91
6.1	Allgemeines Beispiel zum Cross-Impact-Verfahren	92
6.2	Das Cross-Impact-Verfahren in dem Projekt “Szenarien einer liberalisierten Stromversorgung“	97
6.2.1	Auswahl der Zustandsmerkmale.....	97
6.2.2	Erstellung der Cross-Impact-Matrix	103
6.2.3	Konstruktion konsistenter Szenarien	104
6.2.4	Ergebnisse der Cross-Impact-Verfahren.....	106
6.2.5	Nicht repräsentierte Deskriptorenausprägungen.....	111
6.2.6	Störgrößenbetrachtung.....	111
6.3	Zusammenfassende Bemerkungen zum Cross-Impact-Verfahren.....	113
7	Ausblick	115
8	Literatur	117
9	Anhang.....	127
9.1	Verbändevereinbarung.....	127
9.1.1	Allgemeine Kriterien	128
9.1.2	Preisfindungsprinzipien zur Bestimmung von Netznutzungsentgelten	130
9.1.3	Bildung, Abwicklung und Abrechnung von Bilanzkreisen	132
9.1.4	Sonderregelungen	133
9.1.5	Schlichtung	133
9.1.6	Überprüfung der Grundsätze und Kriterien	134
9.2	Grundlagen Stromtransport und -verteilung	134
9.2.1	Stromtransport	135
9.2.2	Stromverteilung	136
9.3	Zusammenstellung der elf Cross-Impact-Matrizen.....	137

1 Einleitung

Die Liberalisierung des Strommarktes hat bereits eine grundlegende Änderung der energiewirtschaftlichen Strukturen sowohl in Deutschland als auch in Europa eingeleitet bzw. treibt diese weiter voran. Die bisherige Entwicklung verlief so rasant, dass sie alle früher getroffenen Prognosen übertraf. Der Umbruch hatte jedoch nicht nur eine Absenkung der Verbraucherpreise zur Folge, sondern er wirkt sich auch auf technische und wirtschaftliche Erzeugungs- und Verteilungsstrukturen, die Aspekte des Umweltschutzes, die Versorgungssicherheit, die regionale Aufteilung von Wertschöpfung und Beschäftigung in diesem Wirtschaftssektor sowie das Verhältnis zwischen Energieversorgern einerseits und Politik und anderen Wirtschaftssektoren andererseits aus. Begleitende Randbedingungen für den Transformationsprozess ergeben sich aus den politischen Projekten der Bundesregierung zum Klimaschutz und zum Kernenergieausstieg.

Die momentane Übergangsphase vom monopolistischen Markt zum Wettbewerb ist dadurch gekennzeichnet, dass die alten Strukturen sichtbar gebrochen, die sich entwickelnden Tendenzen jedoch vielfach noch nicht klar erkennbar sind. Für Politik, Wirtschaft und Gesellschaft ist es wünschenswert, die sich bereits abzeichnenden Entwicklungen so früh wie möglich zu erkennen, um sich rechtzeitig auf diese einstellen zu können. Diese Veröffentlichung zu dem Projekt „Szenarien einer liberalisierten Stromversorgung“ der Akademie für Technikfolgenabschätzung in Baden-Württemberg möchte mit den erarbeiteten Szenarien hierzu einen Beitrag leisten.

Das Projekt startete im Sommer 2000 mit der Erstellung einer Pilotstudie, die eine Einführung in die Thematik sowie wesentliche Fragestellungen enthält. Parallel hierzu wurden eine Reihe von Konsultationsgesprächen mit relevanten Akteuren aus Politik und Wirtschaft durchgeführt sowie die Projektteilnehmer gewonnen. Diese erste Phase der Vorbereitung war Ende 2000 abgeschlossen. Im Februar 2001 begann die zweite Phase mit dem ersten von insgesamt drei Experten-Workshops (Teilnehmer siehe Vorwort) zur Erarbeitung der Szenarien. Der Projektbeirat (Teilnehmer siehe weiter unten), dessen Aufgabe die kritische Begleitung des Szenarienprozesses war, traf sich insgesamt zwei Mal. Das Ergebnis dieser zweiten Phase waren vier konsistente Szenarien für das Jahr 2010, die in ihrer Aussage Gesamtdeutschland berücksichtigen und hauptsächlich qualitativen Charakter besitzen. Zusätzlich wurde in der zweiten Phase noch mit dem Simulationsprogramm „E³Net“ vom Institut für

Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung der Universität Stuttgart¹ (IER) eine Quantifizierung der Szenarienaussagen speziell für Baden-Württemberg durchgeführt. Die vom IER durchgeführten Modellrechnungen wurden vom Umwelt- und Verkehrsministerium des Landes Baden-Württemberg finanziert. In einer dritten Phase, die sich diesem Bericht anschließt, ist entsprechend dem Auftrag der TA-Akademie ein fachlicher Diskurs vorgesehen, bei dem die gewonnenen Ergebnisse den jeweiligen Interessensgruppen zugeführt und mit ihnen diskutiert werden sollen.

Der Projektbeirat setzte sich aus folgenden Personen zusammen:

- **Prof. Dr. J. Bugl**, Vorsitzender des Kuratoriums der Akademie für Technikfolgenabschätzung in Baden-Württemberg, Mannheim
- **Dr.-Ing. M. Eichelbröner**, MVV Energie AG, Mannheimer Versorgungs- und Verkehrsgesellschaft, Mannheim
- **U. Fröhner**, Landesnaturschutzverband Baden-Württemberg, Stuttgart
- **Dipl.-Ing. P. J. Heinzelmann**, Arbeitsgemeinschaft für sparsame Energie- und Wasserverwendung im Verband kommunaler Unternehmen, Köln
- **Dr. R. Jank**, Klimaschutz- und Energieagentur Baden-Württemberg, Karlsruhe
- **Dipl.-Ing. G. Kleih**, Neckarwerke Stuttgart AG, Stuttgart
- **Dr. F. Lange**, Landesverband der Baden-Württembergischen Industrie, Ostfildern-Kemnat
- **Dr. G. Löser**, Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland, Stuttgart
- **C. Müller**, Energie Baden-Württemberg, Karlsruhe
- **Dipl.-Ing. H. Rudolf**, Großabnehmerverband Energie Baden-Württemberg, Stuttgart
- **Dipl.-Volksw. E. Schulz**, Verband der Elektrizitätswirtschaft, Frankfurt
- **Dr. G. Spilok**, Umwelt- und Verkehrsministerium Baden-Württemberg, Stuttgart
- **Dipl.-Ing. J. van Bergen**, Stadtwerke Schwäbisch Hall, Schwäbisch Hall

Der Inhalt dieser Analyse wurde in neun Kapitel gegliedert. Dieser Einleitung folgt das Kapitel 2 mit einer Zusammenfassung der wichtigsten Ergebnisse des gesamten Projekts. Da die Spezifizierung und Quantifizierung der Ergebnisse für Baden-Württemberg nur für einen eingeschränkten Leserkreis relevant sein dürfte, wurden im Kapitel 2 nur einige signifikante Unterschiede zu den Szenarien für Gesamtdeutschland hervorgehoben (eine ausführliche Darstellung der Modellrechnungen befindet sich im Kapitel 5). Das Kapitel 3 stellt die Voraussetzungen und den Stand

¹ E³Net ist ein prozessanalytisches, dynamisches Optimierungsmodell. Es stellt ein allgemeines Modellschemata für Energiesysteme dar, die durch ein generisches Gleichungssystem beschrieben werden können (siehe Kapitel 5.1 und [Rüffler, 2001]).

der Liberalisierung für die europäischen Strommärkte dar. In dem Kapitel 4 sind die ausführlichen Beschreibungen der vier erarbeiteten Szenarien zusammengestellt. Diese werden durch einen interpretatorischen Teil, der nicht immer die Gesamtmeinung des Expertenkreises widerspiegelt, und durch eine Zusammenstellung von Maßnahmen zum Erreichen der Szenarien ergänzt. Das Kapitel 5 dokumentiert die Ergebnisse der Modellrechnungen des Instituts für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung der Universität Stuttgart, die sich aus der Spezifizierung der Szenarien für Baden-Württemberg ergeben haben. Im Kapitel 6 ist das Verfahren zur Szenarientwicklung (Cross-Impact-Methode) erläutert, damit für den Leser die Erarbeitung und Konstruktion der Szenarien nachvollziehbar wird, falls dies erwünscht ist. Für das Gesamtverständnis der Szenarienaussagen ist eine Erarbeitung des Kapitels 6 jedoch nicht erforderlich. Der Ausblick im Kapitel 7 soll einzelne, als wahrscheinlich einzustufende Entwicklungen über das Jahr 2010 hinaus aufzeigen bzw. diejenigen Punkte verdeutlichen, für die keine verlässlichen Aussagen möglich sind. Bei der Zusammenstellung der Literatur in Kapitel 8 sind weitere Quellenangaben, die über die in dieser Analyse verwendeten hinausführen, aufgeführt, um den Blickwinkel für die aktuelleren Veröffentlichungen zum Thema Liberalisierung des Strommarktes aufzuweiten. Im Anhang (Kapitel 9) sind ergänzende Ausführungen zur Verbändevereinbarung II plus, zum Stromtransport und zur Stromverteilung zusammengetragen sowie die Cross-Impact-Matrizen der Experten dokumentiert.

2 Zusammenfassung

Die Stromwirtschaft befindet sich nach der Umsetzung der EU-Binnenmarktrichtlinie in einer Umbruchphase, die mit erheblichen Veränderungen verbunden ist. Diese sind bereits eingetreten bzw. es werden noch Neuerungen kommen, deren Ausprägungen noch ungewiss sind. Sicherlich wird diese Übergangsphase noch einige Zeit andauern, bis sich eine vollständige Liberalisierung mit einem gänzlich funktionierenden und diskriminierungsfreien Wettbewerb eingestellt hat (siehe auch Kapitel 3.5). Man kann jedoch davon ausgehen, dass bis zum Jahr 2010 alle Übergangserscheinungen verschwunden sein werden. Dies ist ein Grund, warum dieser Zeitraum als Prognosehorizont für die Szenarientwicklung gewählt wurde. Ein weiteres Argument dafür war die Tatsache, dass bei einem späteren Zeitpunkt als Bezug die Unschärfe bzw. die Streuweite der Aussagen zwangsläufig größer wird. Der Zeitbezugspunkt 2010 selbst ist mit einer Variationsbreite von ein bis zwei Jahren zu sehen. Da sich aber nach diesem Zeitraum aus heutiger Sicht bereits einige Voraussetzungen, die für die Szenarien essentiell sind, grundlegend verändern werden, sind nicht alle Szenarienaussagen uneingeschränkt zeitlich weiter extrapolierbar. Beispielsweise ist jetzt schon ersichtlich, dass durch den beschlossenen Kernenergieausstieg im Kraftwerkspark für den Zeitraum nach 2010 tiefgreifende Umstrukturierungen anstehen, die einen zeitlich langen Vorlauf benötigen. Das Ziel dieses Projekts war es jedoch nicht, den Fokus auf die längerfristige Entwicklung der Stromerzeugung zu richten, sondern vielmehr die Auswirkungen der Liberalisierung auf den Strommarkt insgesamt und die daraus folgenden Entwicklungen zu untersuchen bzw. aufzuzeigen.

Als Ergebnis des Projekts wurden vier Szenarien, die das Spektrum der wahrscheinlichen Entwicklungen bis zum Jahr 2010 repräsentieren, erarbeitet. Die inhaltlichen Aussagen setzen sich aus zwei Teilen zusammen. Der erste Teil beinhaltet eine Reihe von Rahmengrößen, die für alle vier Szenarien gleich sind. Hierbei handelt es sich um Entwicklungen bzw. Zustände für das Jahr 2010, die von allen beteiligten Experten in ihrer Eintrittswahrscheinlichkeit als sehr hoch eingeschätzt wurden. Der zweite Teil besteht aus einem Satz von Einflussgrößen (Deskriptoren) mit verschiedenen Ausprägungen, in denen sich die vier Szenarien unterscheiden. Da die Deskriptoren von den Experten übereinstimmend als besonders wichtig für die künftige Entwicklung, jedoch unterschiedlich in ihrer wechselseitigen Beeinflussung eingeschätzt wurden, bestimmte man mit Hilfe einer speziellen Szenariotechnik² (Cross-Impact-Methode) diejenigen Kombinationen der Deskriptorausprägungen, die zu in sich schlüssigen Szenarien ohne widersprüchliche Aussagen führen. Die nachfolgende Unterteilung in Rahmen- und Einflussgrößen (Kapitel 2.1 und 2.2) ergab sich aus der verwendeten Szenariotechnik.

² Die Szenariokonstruktion erfolgt mit einem von der TA-Akademie weiterentwickelten Cross-Impact-Verfahren. Eine ausführliche Darstellung dieser Szenariotechnik befindet sich im Kapitel 6.

2.1 Rahmengrößen für die Szenarien

Die Rahmengrößen³, auf denen alle vier Szenarien gleichermaßen aufbauen, lassen sich in die fünf Bereiche Staat, Energieträger, Stromerzeugung und Stromnetze sowie weitere Rahmengrößen des Strommarktes einteilen (siehe nachfolgende Darstellung). Über die Gültigkeit der meisten dieser Rahmengrößen nach 2010 ist keine gesicherte Aussage möglich.

1. Bereich Staat:

- In der nationalen Energiepolitik wird die derzeit eingeschlagene Braun-/Steinkohle- und Kernenergiepolitik fortgeführt. Es werden keine neuen oder zusätzlichen Schutzmaßnahmen für Braun- oder Steinkohle ergriffen und die Braunkohleschutzklausel läuft 2004 aus.
- Nach dem „Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Koppelung“ ist ein befristeter Schutz der KWK-Anlagen, die den Kategorien der zuschlagberechtigten KWK-Anlagen entsprechen, durch eine degressive Zuschlagszahlung gegeben.
- Die derzeit angelegte Besteuerung bzw. Nichtbesteuerung einzelner Energieträger in Deutschland bleibt in der gegenwärtigen Form bis zum Jahr 2010 erhalten.
- Die bisher eingeschlagene Richtung bei der Politik zum Klimaschutz und zu der Ressourcenschonung wird weiter verfolgt.

2. Bereich Energieträger:

- Die Weltmarktpreise für Rohöl werden bis zum Jahr 2010 real nur geringfügig (5 – 10 %) ansteigen.
- Bis zum Jahr 2010 ist keine grundsätzliche Abkopplung der Erdgas- von den Rohölpreisen zu erwarten.

3. Bereich Stromerzeugung:

- Eine Verschlechterung der Versorgungssicherheit im Erzeugungsbereich bis zum Jahr 2010 wird ausgeschlossen.
- Bis zum Jahr 2010 werden nur geringe Kernkraftwerkskapazitäten vom Netz genommen, so dass hierdurch kein maßgebender Einfluss auf die Szenarien entsteht.
- Durch die Brennstoffzellentechnik werden bis zum Jahr 2010 sowohl bei dem Kraftwerkspark als auch beim Energieträgermix keine nennenswerten Veränderungen hervorgerufen.

³ Weiterführende Erläuterungen und Begründungen zu den hier nur stichwortartig aufgeführten Rahmengrößen befinden sich in dem Kapitel 4.1.

4. Bereich Stromnetze:

- Der europäische Strommarkt wird bis 2010 gänzlich liberalisiert sein. Die vollständige Integration neuer osteuropäischer Mitgliedsstaaten in den Strommarkt ist bis 2010 ebenfalls vollzogen.
- Neue zusätzliche Leitungsnetz-Kapazitäten für den Import bzw. Export größerer Strommengen aus den Nachbarländern werden bis 2010 nicht verfügbar sein.
- Bis zum Jahr 2010 wird in Deutschland ein diskriminierungsfreier Netzzugang realisiert sein.
- Eine Verschlechterung der Versorgungssicherheit im Netzbereich kann bis zum Jahr 2010 so gut wie ausgeschlossen werden.

5. Bereich weitere Rahmengrößen des Strommarktes:

- Der Trend geht eindeutig zum Unbundling von Stromerzeugung und Stromtransport im Sinne des unternehmerischen Agierens.
- Die infolge der Liberalisierung entstandenen neuen Stromhandelsformen (Börse / Internet) werden in ihrer Verbreitung (bzw. dem dort gehandelten Umfang) weiter zunehmen. Dadurch ergibt sich eine bessere Preis- und Markttransparenz und damit wird der Wettbewerbsprozess gefördert.
- Eine verstärkte Nachfragebündelung bei der Strombeschaffung wird eintreten.
- Bis zum Jahr 2010 ist auf dem deutschen Markt nicht mit nennenswerten neuen Stromabatzmärkten, die zu gravierenden Verbrauchszuwächsen führen könnten, zu rechnen.

2.2 Szenarienbeschreibung

Aufbauend auf diesen Rahmengrößen bestimmte der Expertenkreis insgesamt fünfzehn relevante Einflussgrößen (im Folgenden Deskriptoren genannt) mit jeweils unterschiedlichen Ausprägungen⁴ für die vollständige Konstruktion der Szenarien und damit zur Beschreibung des Systems „liberalisierter Strommarkt“. Die Deskriptoren lassen sich thematisch in drei Bereiche unterteilen:

⁴ Die vollständige Liste sowie eine detaillierte Beschreibung der insgesamt 32 Deskriptorenausprägungen, die bei dem Verfahren verwendet wurden, ist in Kapitel 6.2 zu finden.

1. Bereich staatliche Eingriffe⁵:

- Gesetzgebung für regenerative Energieerzeugung und Kraft-Wärme-Kopplung
- Gesetzgebung zur Reduktion der CO₂-Emissionen
- Steueranteil an den Strompreisen
- Energiepolitik mit Wirkung auf die Stromeffizienz

2. Bereich Stromversorgung:

- Strompreisentwicklung
- Stromimport-Saldo
- CO₂-Emissionen durch die Stromerzeugung
- Gas-Anteil am Energieträgermix
- Kraftwerkspark (Anteil der dezentralen Anlagen)
- Anbieterstruktur (große / lokale / internationale Anbieter etc.)
- Angebotsstruktur (z.B. Energiedienstleistungen etc.)
- Beschäftigung in der Stromwirtschaft

3. Bereich Verbraucherverhalten:

- Einsparverhalten im privaten Bereich
- Freiwillige private Ökostromnachfrage
- Stromeffizienzsteigerung im Bereich der Industrie

Die wechselseitigen Beeinflussungen der Deskriptorenausprägungen wurden von den Experten in Matrizen codiert. Mit Hilfe eines Computerprogramms wurden dann die unterschiedlichen Ausprägungen der Deskriptoren zu konsistenten Deskriptorensätzen kombiniert. Dabei ergaben sich 36 verschiedene Deskriptorensätze, aus denen dann vier Repräsentativ-Sätze ausgewählt wurden. Mit dieser reduzierten Zahl lässt sich das Spektrum an möglichen Entwicklungen ausreichend abdecken, ohne dass Einzelstandpunkte verloren gehen.

Es zeigt sich, dass die vier repräsentativen Deskriptorensätze Zustände im Jahr 2010 charakterisieren, bei denen sich umweltorientierte Gesetzgebungen zur Erhöhung der Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen und Kraftwärmekopplung sowie zur Verringerung der CO₂-Emissionen durchgesetzt haben werden. Sie unterscheiden sich in den Wegen, auf denen dies erreicht wird (entweder durch europäische Harmonisierung oder durch den Einsatz nationaler Instrumente). Der zweite Bereich, in dem sich die vier repräsentativen Deskriptorensätze wesentlich unterscheiden, ist der Bereich der Verbraucher. Hier kann es innerhalb des eigenständigen ökologischen Markttagierens entweder bei dem derzeitigen Trend bleiben oder aber es kommt zu verstärkten Stromeffizienzanstrengungen auf der privaten bzw. der industriellen Seite sowie einer erhöhten Ökostrom-Nachfrage.

⁵ Die vier Deskriptoren im Bereich staatliche Eingriffe sind trotz ihrer differenzierten Zielsetzung (Erhöhung REG- / KWK- Stromerzeugungsanteil, Steigerung der Stromeffizienz und Reduzierung der CO₂-Emissionen) nicht ganz unabhängig voneinander. Da jedoch die einzelnen energiepolitischen Maßnahmen unterschiedlich auf die jeweiligen Ziele einwirken, wurde eine Differenzierung vorgenommen.

Entsprechend ihrer inhaltlichen unterschiedlichen Aussagen zu den Bereichen „staatliche Eingriffe“ und „Verbraucherverhalten“ wurden die vier Szenarien benannt:

- Szenario S₁: „Europäische Harmonisierung und geringes ökologisch orientiertes Markttagieren auf der Verbraucherseite“
- Szenario S₂: „Europäische Harmonisierung und ökologisch orientiertes Markttagieren durch verstärktes privates Umwelthandeln“
- Szenario S₃: „Nationale Instrumente und zusätzliche staatliche Maßnahmen im Bereich der Stromeffizienz“
- Szenario S₄: „Nationale Instrumente und starkes ökologisch orientiertes Markttagieren auf der Verbraucherseite“

Eine zentrale Aussage dieser vier Szenarien ist, dass zwar durch die Liberalisierung und die daraus folgenden Reaktionen der Marktakteure der Strommarkt grundlegend verändert wurde, die entscheidenden richtungsweisenden Impulse in der Hauptsache jedoch nach wie vor von den staatlichen Eingriffen in das System ausgehen. Obwohl sich der Staat mit der Liberalisierung einerseits aus seiner Verantwortung zurückgezogen hat, sind andererseits bestimmte Maßnahmen und Eingriffe erforderlich, damit er seine energiepolitischen Ziele hinsichtlich Klimaschutz und Umweltverträglichkeit innerhalb des neu geschaffenen Wettbewerbs durchsetzen kann.

Auf Grund der weitreichenden energiepolitischen Annahmen ergeben sich im Bereich der Stromversorgung für insgesamt fünf Deskriptoren bei allen vier Szenarien gleiche Ausprägungen. Im Einzelnen handelt es sich um die folgenden Deskriptoren (die jeweiligen Ausprägungen stehen in Klammer): „Strompreisentwicklung“ (steigend), „Importstrom-Saldo“ (steigend), „CO₂-Emissionen“ (sinkend), „Prozentualer Anteil Gas am Energieträgermix“ (steigend), „Anteil dezentraler Anlagen am Kraftwerkspark“ (steigend). Allerdings zeigt die genauere Auswertung mit dem Cross-Impact-Verfahren⁶, dass sich diese Ausprägungen dennoch geringfügig unterscheiden. Diese Unterschiede sind in der Tabelle 2.1 am Ende dieser Zusammenfassung durch Punkt-Symbole verdeutlicht. Die Tabelle 2.1 stellt jedes Szenario als Ganzes stichwortartig dar und ermöglicht so einen raschen Überblick über alle vier Szenarien.

Im Nachfolgenden werden die vier Szenarien in ihren wesentlichen Aussagen skizziert und die wichtigsten Konsequenzen, die sich daraus ergeben, aufgezeigt sowie die erforderlichen Maßnahmen zum Erreichen des jeweiligen Szenarios dargelegt. Um Wiederholungen zu vermeiden, wurden die Rahmengrößen nicht nochmals bei dem jeweiligen Szenario aufgeführt. Sie sind aber unabdingbarer Bestandteil eines jeden einzelnen Szenarios, das sich jeweils aus den Rahmengrößen und einer bestimmten Kombination von Deskriptorenausprägungen zusammensetzt.

⁶ Detaillierte Informationen zu den relativen Bewertungsunterschieden innerhalb des Cross-Impact-Verfahrens befinden sich im Kapitel 6. Es wurde in der Tabelle 2.1 eine qualitative Bewertungsskala (Punkte von 1 bis 5) gewählt, da keine quantitativen Ergebnisse bei dem Cross-Impact-Verfahren erzeugt wurden.

Keines der vier Szenarien beschreibt die Fortführung des bisherigen Trends, da in jedem der vier jeweils zusätzliche Maßnahmen im Bereich der umweltorientierten Gesetzgebung ergriffen werden, die über die bestehenden Regelungen hinausgehen.

Szenario S₁ „Europäische Harmonisierung und geringes ökologisch orientiertes Markt-agieren auf der Verbraucherseite“

Im Szenario S₁ hat sich bis zum Jahr 2010 eine EU-weite Gesetzgebung zur Förderung der Energieerzeugung aus regenerativen Energiequellen (REG) sowie der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) etabliert (Quotenregelungen oder Einspeisevergütungen). Darüber hinaus wird EU-weit ein Instrument zur CO₂-Reduktion (z.B. Emissions-Zertifikatshandel oder CO₂-Steuer) eingerichtet. Die nationale Politik ergreift über die EU-Politik hinaus keine weiteren Maßnahmen. So bleibt der Steueranteil bei den Strompreisen konstant und zur Verbesserung der Stromeffizienz werden keine einschneidenden zusätzlichen politischen Maßnahmen ergriffen.

Auf der Verbraucherseite setzen sich die trendgemäßen Entwicklung fort: die freiwillige Bereitschaft der Tarifkunden, mehr Strom als bisher einzusparen bzw. effizientere Geräte zu kaufen oder Ökostrom zu beziehen, geht über das bisherige Maß nicht wesentlich hinaus und bei der Industrie setzt sich die Effizienzsteigerung im Rahmen der bereits bestehenden freiwilligen Selbstverpflichtung fort.

Der Stromimport-Saldo nimmt auf ca. 5 % der Bruttostromerzeugung zu, da u.a. eine zunehmende Zahl größerer (auch international agierender) Anbieter einen harten Preiskampf über das Produkt Strom (weniger über Energiedienstleistungen wie in S₂ - S₄) führt⁷. Der Wettbewerb, der in S₁ im Vergleich zu S₂ - S₄ am stärksten ausgeprägt ist, führt mitunter auch zu einem Rückgang der Anzahl von Direktanbieter an den Endkunden. In S₁ ist die Gefahr einer Oligopolbildung verglichen mit S₂ - S₄ am größten. Auf Grund des großen Rationalisierungsdrucks in S₁ setzt sich auch der bisherige Trend des starken Beschäftigungsrückgangs in der Stromwirtschaft bis 2010 fort.

Der prozentuale Gasanteil am Energieträgermix der Stromerzeugung steigt von derzeit ca. 8 % auf über 15 % an⁸. Die Stromerzeugung aus Gas wird schwerpunktmäßig stärker in zentralen GuD-Anlagen als in gasbetriebenen dezentralen KWK-Anlagen erfolgen. Insgesamt wird sich der Anteil der Anlagen, die in das Mittel- und Niederspannungsnetz einspeisen, auf etwas mehr als 15 % erhöhen und ist aber im Vergleich zu S₂ - S₄ am geringsten.

⁷ Weitere Deskriptorenausprägungen wie z.B. die EU-harmonisierte Gesetzgebung, das geringere Einsparverhalten im privaten Bereich und in der Industrie wirken zusätzlich fördernd auf die Deskriptorausprägung „Steigender Stromimport-Saldo“.

⁸ Die Erhöhung des Gasanteils am Energieträgermix führt hauptsächlich zur Verdrängung der Stromerzeugung aus Kohle. Weitere Faktoren, die zu einen verstärkten Einsatz des Energieträgers Gas führen, werden im Kapitel 4.4 benannt.

In seinen tendenziellen Aussagen geht S_1 am ehesten noch in Richtung Trendszenario. Da aber auch in S_1 zusätzliche Maßnahmen im Bereich der umweltorientierten Gesetzgebung ergriffen werden, kann es nicht als solches bezeichnet werden. Auf Grund der geringeren staatlichen Eingriffstiefe in S_1 im Vergleich mit den Szenarien S_3 und S_4 ist hier mit den geringsten volkswirtschaftlichen Mehrkosten⁹ zur Deckung der Stromnachfrage gegenüber einer trendgemäßen Entwicklung zu rechnen und der Marktanteil, der den freien wirtschaftlichen Kräften ausgesetzt bleibt, ist vergleichsweise größer. Dadurch werden die Strompreise schwächer ansteigen als in $S_2 - S_4$, allerdings fällt die Minderung der CO_2 -Emissionen durch die Stromerzeugung in S_1 vergleichsweise am geringsten aus.

Für das Erreichen des Szenarios S_1 muss die Politik der EU-weiten Strommarktliberalisierung einschließlich einer Harmonisierung der Instrumente zur Förderung der Stromerzeugung aus REG und KWK sowie zum Klimaschutz Priorität bekommen. Der Steueranteil an den Strompreisen darf bzw. muss nicht erhöht werden, darf aber auch nicht reduziert werden. Darüber hinaus wirken Maßnahmen, die den Preiswettbewerb erhöhen (z.B. eine höhere Transparenz bei den Strompreisen), förderlich.

Szenario S_2 „Europäische Harmonisierung und ökologisch orientiertes Marktagieren durch verstärktes privates Umwelthandeln“

Im Szenario S_2 hat sich bis zum Jahr 2010 eine EU-weite Gesetzgebung zur Förderung der Energieerzeugung aus regenerativen Energiequellen (REG) sowie der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) etabliert (Quotenregelungen oder Einspeisevergütungen). Darüber hinaus wird EU-weit ein Instrument zur CO_2 -Reduktion (z.B. Emissions-Zertifikatshandel oder CO_2 -Steuer) eingerichtet. Die nationale Politik ergreift über die EU-Politik hinaus keine weiteren Maßnahmen. So bleibt der Steueranteil bei den Strompreisen konstant und zur Verbesserung der Stromeffizienz werden keine einschneidenden zusätzlichen politischen Maßnahmen ergriffen.

Der Strompreis steigt real (d.h. inflationsbereinigt) gegenüber dem Jahr 2000 um ca. 10 %. Der Stromimportsaldo nimmt auf ca. 5 % der Bruttostromerzeugung zu. Die CO_2 -Emissionen aus der Stromerzeugung reduzieren sich um mehr als 10 % gegenüber dem Jahr 2000. Der prozentuale Gasanteil am Energieträgermix steigt von derzeit ca. 8 % auf über 15 % an. Bei der Stromerzeugung aus Gas spielen sowohl zentrale GuD-Anlagen als auch gasbetriebene dezentrale KWK-Anlagen eine gleichgewichtige Rolle. Insgesamt wird sich der Anteil der Anlagen, die in das Mittel- und Niederspannungsnetz einspeisen, auf über 15 % erhöhen.

Das Szenario S_2 unterscheidet sich von S_1 dadurch, dass sich trotz gleicher Maßnahmen innerhalb der umweltorientierten Gesetzgebung, andere Entwicklungen in den Bereichen Stromversorgung und Verbraucher einstellen. Die hauptsächliche Ursache hierfür ist das an

⁹ Eine Quantifizierung der Mehrkosten wurde nur bei der Modellierung der Szenarien für Baden-Württemberg vorgenommen (vgl. Kap. 5.3)

ökologischen Zielen orientiert private Verbraucherverhalten. Dies zeigt sich sowohl in einer starken freiwilligen Bereitschaft der Tarifkunden, mehr Strom als bisher einzusparen bzw. effizientere Geräte zu kaufen als auch in einer erhöhten Ökostromnachfrage. Im Zuge dessen bleibt die Anzahl der Direktanbieter an den Endkunden weitgehend gleich¹⁰ und die Angebotsstruktur wird durch ein erweitertes Angebot von Energiedienstleistungen differenzierter. Dies trägt u.a. mit dazu bei, dass der bisherige Trend des starken Beschäftigungsrückganges in der Stromwirtschaft gebremst werden kann. Im Bereich der Industrie gehen die Effizienzsteigerungen wie in S_1 über den Rahmen der heutigen freiwilligen Selbstverpflichtung nicht hinaus. Bei den übrigen Deskriptorausprägungen sowie bei den volkswirtschaftlichen Mehrkosten zur Deckung des Strombedarfs liegt S_2 in seinen Aussagen sehr nahe bei S_1 .

Für das Erreichen des Szenarios S_2 muss die Politik der EU-weiten Strommarktliberalisierung einschließlich einer Harmonisierung der Instrumente zur Förderung der Stromerzeugung aus REG und KWK sowie zum Klimaschutz Priorität bekommen. Darüber hinaus sollte durch staatliche Maßnahmen (z.B. Förderung des ökologischen Bewusstseins durch Bildungsmaßnahmen) der Prozess des eigenständigen privaten Handelns im Bereich Stromeffizienz und der gesteigerten Ökostromnachfrage unterstützt werden. Der Steueranteil an den Strompreisen darf bzw. muss nicht erhöht werden, darf aber auch nicht reduziert werden.

Szenario S_3 „Nationale Instrumente und zusätzliche staatliche Maßnahmen im Bereich der Stromeffizienz“

In dem Szenario S_3 findet keine EU-weite Harmonisierung statt, so dass die Politik auf nationaler Ebene besondere energie- und umweltpolitische Maßnahmen zur Förderung von REG und KWK (z.B. erweitertes Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) oder eine Quotenregelung) bzw. zur Senkung der CO_2 -Emissionen (nationaler Zertifikatshandel oder CO_2 -Steuer) ergreift. Darüber hinaus werden weitere politische Maßnahmen zur Steigerung der Stromeffizienz (Kampagnen, Energieeffizienzfonds, Labeling, etc.) umgesetzt. Der prozentuale Steueranteil bei den Strompreisen bleibt konstant.

Auf der Verbraucherseite besteht eine freiwillige Bereitschaft der Tarifkunden, mehr Strom als bisher einzusparen bzw. effizientere Geräte zu kaufen und auch im Bereich der Industrie werden forcierte Effizienzsteigerungen erzielt. Die private Ökostromnachfrage bleibt weiterhin gering.

Der Stromimportsaldo steigt wegen der verstärkten Effizienzbemühungen bei den Tarifkunden sowie im Bereich der Industrie im Vergleich zu S_1 und S_2 etwas geringer an. Er wird sich damit auf etwas weniger als 5 % der Bruttostromerzeugung bis zum Jahr 2010 erhöhen. Die

¹⁰ Die gleichbleibende Struktur der Direktanbieter in den Szenarien S_2 , S_3 und S_4 geht davon aus, dass die Anzahl der Direktanbieter im wesentlichen erhalten bleibt. Trotzdem kann ein begrenzter interner Wandel stattfinden, indem vorhandene Direktanbieter durch Fusionen vom Markt verschwinden, dafür aber auch wiederum neue auftreten. Bei strategischen Kooperationen bleibt zwar der Direktanbieter bestehen, seine Eigenständigkeit wird jedoch eingeschränkt

CO₂-Emissionen aus der Stromerzeugung reduzieren sich um mehr als 10 % gegenüber dem Jahr 2000. Der prozentuale Gasanteil am Energieträgermix steigt von derzeit ca. 8 % auf über 15 % an. Die verstärkte Energiepolitik bezüglich der Stromeffizienz trägt auch dazu bei, dass sich die Gasverstromung stärker in Richtung dezentraler KWK-Anlagen verschiebt. Insgesamt wird sich der Anteil der Anlagen, die in das Mittel- und Niederspannungsnetz einspeisen, um mehr als 15 % erhöhen.

Die staatlichen Eingriffe bei REG, KWK und Stromeffizienz in S₃ bewirken volkswirtschaftliche Mehrkosten für die Strombedarfsdeckung, die deutlich über denen in S₁ bzw. S₂ und annähernd in der Größenordnung von S₄ liegen. In S₃ steigt der Strompreis real (d.h. inflationsbereinigt) gegenüber dem Jahr 2000 deutlich über 10 %. Die erhöhten Stromkosten tragen u.a. dazu bei, dass das Einsparverhalten bei den Haushalten und die Effizienzsteigerung im Bereich Industrie intensiviert wird. Im Zuge dessen wird der Einsatz von Energiedienstleistungen (EDL) im Kombination mit dem Produkt Strom in S₃ (ähnlich wie in S₄) stärker vorangetrieben als in S₂ (S₁ geht von einem Wettbewerb, der sich eher auf die reine Strom-Vermarktung konzentriert, aus), da verstärkt EDL's von den Verbrauchern nachgefragt werden. Dadurch verbessert sich auch die Ausgangslage für die Direktanbieter an den Endkunden, deren Zahl im wesentlichen erhalten bleibt. Diese Entwicklung trägt u.a. mit dazu bei, dass der starke Trend der rückläufigen Beschäftigung in der Stromwirtschaft abgebremst werden kann.

Sollen in S₃ die politischen Ziele bis 2010 auf nationaler Ebene erreicht werden, dann müsste das EEG beibehalten werden und zur Absicherung der Zielsetzung um die beiden Technologien Wasserkraft größer als 5 MW und Biomassezufuhr in Heizkraftwerken ausgeweitet werden. Eine Quotenregelung mit entsprechenden langfristigen Übergangsregelungen und mit einem Zertifikatshandel verknüpft, kann jedoch bei sorgfältiger Ausgestaltung dieselbe Wirkung haben. Parallel zu den Förderinstrumenten für REG und KWK müsste ein nationaler Zertifikatshandel oder eine CO₂-Steuer¹¹ für eine weiterreichende CO₂-Reduktion eingeführt werden. Der Steueranteil an den Strompreisen darf bzw. muss nicht erhöht werden, darf aber auch nicht reduziert werden. Die privaten Haushalte und die Industrie müssten durch eine Kombination von Maßnahmen (z.B. Labeling, Information / Werbung, zielgerichtete Beratung, Energieeffizienzfonds, Höchstverbrauchsnormen, Förderung von Markteinführung, Energiesparcontracting, Gerätestandards etc.) bei der Verbesserung der Energieeffizienz aktiv unterstützt werden.

Szenario S₄ „Nationale Instrumente und starkes ökologisch orientiertes Marktagieren auf der Verbraucherseite“

In dem Szenario S₄ findet keine EU-weite Harmonisierung statt, so dass die Politik auf nationaler Ebene besondere energie- und umweltpolitische Maßnahmen zur Förderung von REG

¹¹ Eine CO₂-Steuer dürfte längerfristig, d.h. nach Erschließung der Technologiepotenziale mittels EEG oder Teilquoten, das zweckmäßigste und wirksamste Instrument zur Marktausweitung von REG und KWK darstellen.

und KWK (erweitertes EEG oder Quotenregelung) bzw. zur Senkung der CO₂-Emissionen (nationaler Zertifikatshandel oder CO₂-Steuer) ergreift. Zur Steigerung der Stromeffizienz werden nur wenige politische Maßnahmen ergriffen, es wird in erster Linie auf Lenkungseffekte durch einen steigenden Steueranteil an den Strompreisen gesetzt.

Auf der Verbraucherseite hat sich ein verstärktes ökologisches Handeln durchgesetzt. Dies zeigt sich in der freiwilligen Bereitschaft der Tarifkunden, mehr Strom als bisher einzusparen bzw. effizientere Geräte zu kaufen und verstärkt Ökostrom zu beziehen. Auch im Bereich der Industrie werden verstärkte Effizienzsteigerungen unternommen. Diese Entwicklungen führen neben anderen Einflüssen u.a. dazu, dass der Stromimportsaldo in S₄ im Vergleich zu S₁ - S₃ am geringsten ist (unter 5 % der Bruttostromerzeugung).

Der prozentuale Gasanteil am Energieträgermix steigt von derzeit ca. 8 % auf über 15 % an und die Gasverstromung verschiebt sich stärker in Richtung dezentraler KWK-Anlagen als in S₁ - S₃. Zusätzlich kommen weitere dezentrale Stromerzeugungsanlagen durch die verstärkte Ökostromnachfrage hinzu. Daher wird sich der Anteil der Anlagen, die in das Mittel- und Niederspannungsnetz einspeisen, auf mehr als 15 % erhöhen. Wie in S₃ wird auch in S₄ der Einsatz von Energiedienstleistungen im Kombination mit dem Produkt Strom stärker vorangetrieben, da diese auch vermehrt von den Verbrauchern angefordert werden. Dadurch verbessert sich zugleich die Ausgangslage für die Direktanbieter an den Endkunden, deren Zahl im wesentlichen erhalten bleibt. Diese Entwicklung und die starken staatlichen Eingriffe tragen mit dazu bei, dass der starke Trend der rückläufigen Beschäftigung in der Stromwirtschaft abgebremst werden kann.

Von den vier Szenarien ist S₄ das eingriffstärkste, da zu den nationalen Maßnahmen für REG, KWK und CO₂-Emissionen noch eine Erhöhung des relativen Steueranteils an den Strompreisen hinzukommt. Infolge dessen sind in S₄ die Strompreise mit einem realen (d.h. inflationsbereinigten) Anstieg gegenüber dem Jahr 2000 um deutlich mehr als 10 % und damit auch die volkswirtschaftlichen Mehrkosten in diesem Szenario gegenüber der Trendentwicklung sowie gegenüber S₁ - S₃ am höchsten¹². Die vergleichsweise größte CO₂-Reduktion (mehr als 10 % bezogen auf das Jahr 2000) in S₄ (vor allem gegenüber S₁) wird im wesentlichen durch das stärkere Einsparverhalten im privaten Bereich, die gesteigerte Stromeffizienz bei der Industrie, die erhöhte Ökostromnachfrage, den zunehmenden Anteil von REG und KWK sowie den größeren relativen Steueranteil bei den Strompreisen hervorgerufen.

Sollen in S₄ die politischen Ziele bis 2010 auf nationaler Ebene erreicht werden, dann müsste das EEG beibehalten werden und zur Absicherung der Zielsetzung um die beiden Technologien Wasserkraft größer als 5 MW und Biomassezuführung in Heizkraftwerken ausgeweitet werden. Eine Quotenregelung mit entsprechenden langfristigen Übergangsregelungen und mit einem Zertifikatshandel verknüpft, kann jedoch bei sorgfältiger Ausgestaltung dieselbe Wirkung haben. Parallel zu den Förderinstrumenten für REG und KWK müsste ein nationaler

¹² Weitere Gründe für die steigenden Strompreise befinden sich im Kapitel 4.3.

Zertifikatshandel oder eine CO₂-Steuer¹³ für eine weiterreichende CO₂-Reduktion eingeführt werden. Darüber hinaus müsste in S₄ der Steueranteil an den Endverbraucher-Strompreisen erhöht werden, um eine Lenkungsfunktion in Richtung mehr Energieeffizienz zu bekommen. Eine Kombination von staatlichen Maßnahmen zur Bewusstseinsbildung (z.B. Labeling, Umweltberatung, Information / Werbung, Energieagenturen) kann den Prozess des eigenständigen privaten und industriellen Handelns im Bereich der Stromeffizienz und der Ökostrom-Nachfrage unterstützen.

2.3 Spezifizierung der vier Szenarien auf Baden-Württemberg

Zur Konkretisierung der Aussagen der vier Deutschland-Szenarien auf Baden-Württemberg wurden spezielle Modellrechnungen durchgeführt. Da die Ergebnisse im Kapitel 5 ausführlich dokumentiert sind, wird hier nur auf die signifikanten Unterschiede hingewiesen. Die Szenarien für Baden-Württemberg werden zur Unterscheidung von den Deutschland-Szenarien im Nachfolgenden mit S_{1'} - S_{4'} bezeichnet. Eine detaillierte Gegenüberstellung der Szenarien wird im Kapitel 5.4 durchgeführt.

Die vier Deskriptoren („Umweltorientierte Gesetzgebung REG / KWK“, „Umweltorientierte Gesetzgebung CO₂-Emissionen“, „relativer Steueranteil an den Strompreisen“ und „Energiepolitik mit Wirkung auf Stromeffizienz“) wurden als Eingangsgrößen für die Modellrechnung in E³Net vorgegeben, während zu den Deskriptoren „Anbieterstruktur“, „Angebotsstruktur“ und „private Ökostromnachfrage“ keine Aussage gemacht werden konnte, da diese derzeit im Simulationsprogramm E³Net modelltechnisch noch nicht umgesetzt sind.

Für die restlichen Deskriptoren wurden die folgenden Aussagen ermittelt:

Bei den vier Deskriptoren „Strompreisentwicklung“, „Stromimport-Saldo“, „Anteil Gas [prozentual] am Energieträgermix“ und „Effizienzsteigerung im Bereich der Industrie“ ergeben sich für S_{1'} – S_{4'} im Wesentlichen die gleichen Ausprägungen wie für S₁ – S₄.

In den Szenarien S_{1'} und S_{2'} zeigen sich im Vergleich zu S₁ und S₂ eine erhebliche Abweichungen beim Stromverbrauch. Diese Differenzen resultieren aus der für Baden-Württemberg spezifischen Rolle der Elektrizität im Wärmemarkt. Während in den Szenarien S_{1'} und S_{2'} aufgrund des für die Modellrechnung vorgegebenen Zertifikatspreises für CO₂-Emissionen sich der Einsatz fossiler Energieträger spezifisch verteuert, andererseits sich aber die Stromerzeugungsstruktur in Baden-Württemberg auf Grund des hohen Kernenergieanteils relativ CO₂-günstig darstellt, verbessern sich die Einsatzmöglichkeiten von elektrischen Wärme-

¹³ Eine CO₂-Steuer dürfte längerfristig, d.h. nach Erschließung der Technologiepotenziale mittels EEG oder Teilquoten, das zweckmäßigste und wirksamste Instrument zur Marktausweitung von REG und KWK darstellen.

pumpen und Nachtspeicherheizungen¹⁴ im Vergleich zu Gas- oder Ölheizungssystemen. Entsprechend wird in S₁' und S₂' der Stromverbrauch insgesamt ausgeweitet, obwohl auch spezifische Stromeinsparungen durchgeführt werden. Dies führt u.a. dazu, dass entgegen den Aussagen von S₁ und S₂ die CO₂-Emissionen aus der Stromerzeugung in S₁' und S₂' ansteigen. Im Gegenzug dazu sinken die CO₂-Emissionen im Gebäudebereich, so dass sich in der Summe eine CO₂-Reduktion für Baden-Württemberg ergibt. Des Weiteren kann durch den erhöhten Stromabsatz auch in S₁' der starke Beschäftigungsrückgang in der Stromwirtschaft abgebrems werden (im Gegensatz zu S₁).

Ein weiterer Unterschied zeigt sich bei dem Anteil der Anlagen, die in das Mittel- und Niederspannungsnetz einspeisen. Dieser steigt in allen Deutschland-Szenarien um mehr als 15 % an. Bei den Szenarien S₁' und S₂' ist zwar der absolute Betrag der Stromerzeugung aus Anlagen, die auf der Mittel- und Niederspannungsebene einspeisen, nahezu identisch mit dem in S₃' und S₄', da jedoch dort deutlich mehr Strom erzeugt wird, ergibt sich nur eine relative Erhöhung auf ca. 12 % (15,4 % in S₃' und S₄'). Hierbei ist zu beachten, dass der Ausgangswert für Baden-Württemberg mit ungefähr 4 bis 5 % niedriger als der Bundesdurchschnitt (ca. 10 %) ist.

Innerhalb der Modellrechnungen wurde für Baden-Württemberg insgesamt von einem instrumentierbaren Stromeinsparpotenzial im privaten Bereich bis zum Jahr 2010 von lediglich ca. 3,2 % ausgegangen. Bereits von daher lassen sich die Szenarioaussagen von S₂ bis S₄ zum Einsparverhalten im privaten Bereich nicht auf Baden-Württemberg übertragen. Des Weiteren ist noch zu berücksichtigen, dass vermehrt Nutzungen von Stromwendungen, die unter gewissen Randbedingungen zu einer kosteneffizienten CO₂-Minderung beitragen können, auftreten. Dies kommt beispielsweise durch die verstärkte Nutzung von elektrischen Wärmepumpen und Nachtspeicherheizungen in den Szenarien S₁' und S₂' zum Ausdruck.

Die Modellrechnungen haben gezeigt, dass sich die Deutschland-Szenarien weitgehend auf Baden-Württemberg übertragen lassen. Lediglich die erhöhte Stromnachfrage, die in S₁' und S₂' durch die zunehmende Stromnachfrage auf dem Wärmemarkt hervorgerufen wird, bildet hierbei eine Ausnahme. Insgesamt wurde durch die Modellrechnungen deutlich, dass die Unterschiede in der Szenariokonstruktion (S₁' gegenüber S₂' beim Einsparverhalten und S₃' gegenüber S₄' bei den Politikmaßnahmen (Effizienzprogramme vs. Stromsteuer)) für Baden-Württemberg keine so bedeutenden Auswirkungen haben, da die sonstigen Rahmenbedingungen infolge der staatlichen Eingriffe (REG-, KWK- oder CO₂-Gesetzgebungen) als Unterscheidungsmerkmale zwischen den Szenarien einen stärkeren Einfluss ausüben.

¹⁴ Die vorhandenen Nachtspeicherheizungen werden länger als im Trendszenario angenommen wird, in Betrieb bleiben. Der Zubau neuer Nachtspeicherheizungsanlagen wird eher gering sein, da sich durch den Kernenergieausstieg nach 2010 die Preisrelationen wieder verschieben werden.

		Rahmengrößen entsprechend Kapitel 2.1 bzw. 4.1 als Grundvoraussetzung für S ₁ – S ₄			
Deskriptor		S₁	S₂	S₃	S₄
Bereich Staat	Umweltorientierte Gesetzgebung REG/KWK	EU-weite Quote od. Einspeisungsgesetz		nationale Quote od. Einspeisungsgesetz	
	Umweltorientierte Gesetzgebung CO ₂ -Emissionen	EU-weiter Zertifikatshandel od. CO ₂ -Steuer		nationaler Zertifikatshandel od. CO ₂ -Steuer	
	Relativer Steueranteil an den Strompreisen	gleichbleibend			steigend
	Energiepolitik mit Wirkung auf Stromeffizienz	wenig Maßnahmen (Trend)		starke Maßnahmen	wenig Maßnahmen (Trend)
Bereich Stromversorgung	Strompreisentwicklung	steigende Strompreise (mehr als 10 % gegenüber dem Jahr 2000)			
		●	●●	●●●●	●●●●●
	Stromimport	Anstieg des Importstrom-Saldo auf ca. 5 % der Bruttostromerzeugung			
		●●●●●	●●●	●●	●
	CO ₂ -Emissionen durch die Stromerzeugung	Reduktion der CO ₂ -Emissionen um mehr als 10 % gegenüber dem Jahr 2000			
		●●	●●●	●●●	●●●●
	Anteil Gas [prozentual] am Energieträgermix	Erhöhung von derzeit ca. 8 % auf über 15 %			
		●●	●●	●●	●●
	Kraftwerkspark (Anteil der Anlagen, die in das Mittel- und Niederspannungsnetz einspeisen)	Erhöhung des Anteils auf über 15 %			
		●	●●●	●●●	●●●
Anbieterstruktur	Marktanteil lokaler Akteure sinkend	annähernd gleichbleibende Struktur der Direktanbieter an den Endkunden			
Angebotsstruktur	Produkt: Strom	Produkt: Strom und Energiedienstleistungen			
Beschäftigung in der Stromwirtschaft	stark sinkend (Trend)	schwach sinkend (abgeminderter Trend)			
Bereich Verbraucher	Einsparverhalten im privaten Bereich	weiterhin gering (entspr. Trend)	starke Einsparungen (mehr als 10 % der Trendentwicklung)		
	Private Ökostromnachfrage	weiterhin gering (entspr. Trend)	5 % der gesamten Stromnachfrage	weiterhin gering (entspr. Trend)	5 % der gesamten Stromnachfrage
	Effizienzsteigerung im Bereich der Industrie	trendgemäß (entspr. heutiger Selbstverpflichtung)	forciert (mehr als 0,5 %/a bis 2010)		

Die Anzahl der Punkte (Skala von 1 bis 5) steht für die Stärke der Ausprägung eines Merkmals: ● = schwache Ausprägung ... ●●●●● = sehr starke Ausprägung

Tabelle 2.1: Übersicht und Vergleich der vier Szenarien für das Jahr 2010

3 Ausgangssituation¹⁵

3.1 Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie

Die jahrelangen Bestrebungen zur Liberalisierung des europäischen Elektrizitätsmarktes sind mit dem Erlass der sog. "Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie" vom 19.12.1996 zum Abschluss gekommen. Vor dem Hintergrund der Vollendung des Binnenmarktes für den Bereich Elektrizität hatte der EU-Ministerrat einen entsprechenden Richtlinienentwurf am 25.7.1996 als "Gemeinsamen Standpunkt" verabschiedet. Dieser wurde vom Europäischen Parlament Mitte Dezember 1996 in die sog. "Zweiten Lesung" genommen. Mehrheitsfähige Änderungsanträge aus der Mitte des Parlaments gab es nicht, so dass die Festlegungen des „Gemeinsamen Standpunkts“ unverändert blieben. Daraufhin wurde die Richtlinie vom Rat endgültig verabschiedet und trat am 19.02.1997 schließlich in Kraft [EU-Binnenmarkt-Richtlinie Strom, 1997]. Die einzelnen Mitgliedstaaten mussten die Richtlinie bis zum 19.02.1999 in nationales Recht umsetzen.

Inhaltlich zielt die Richtlinie auf die Verwirklichung eines wettbewerbsorientierten Elektrizitätsmarktes. Der Rechtsakt der Gemeinschaft trifft in den nationalen Versorgungssystemen auf die unterschiedlichsten Strukturen, die zum Teil über hundert Jahre alt sind. Während beispielsweise in Frankreich die Versorgung durch den Staatsmonopolisten Electricité de France (EdF) gewährleistet ist und in Deutschland mehrere Energieversorgungsunternehmen (EVU) als regionale Monopolisten fungierten, besteht in Großbritannien seit 1990 eine Abnehmer- und Lieferantwahl im Rahmen eines Großhandelsmarktes für Strom. Anpassungsschwierigkeiten bei der Umstrukturierung der nationalen Energiewirtschaften ergeben sich aufgrund der verschiedenen Ausgangssituationen fast zwangsläufig. Die Richtlinie versucht Umstellungsverluste gering zu halten, indem eine stufenweise Öffnung des Marktes vorgesehen ist und die Mitgliedstaaten bei der Umsetzung im Hinblick auf den Netzzugang die Wahl zwischen zwei verschiedenen Modellen haben. Es bleibt den einzelnen Mitgliedsstaaten jedoch überlassen, die Liberalisierung schneller als in der Richtlinie vorgesehen ist, voranzutreiben.

Nach der Konzeption der Richtlinie soll der Zugang zum Markt, bei dem gleichzeitig die Stromerzeugung und -vermarktung für den Wettbewerb geöffnet werden, in drei Schritten erfolgen. Für die ersten drei Jahre nach Inkrafttreten der Richtlinie muss der nationale Markt für Endverbraucher mit einem Stromverbrauch von mehr als 40 Gigawattstunden pro Jahr (GWh/a) liberalisiert sein. In der zweiten Stufe reduziert sich die Bemessungsgrenze auf 20 GWh/a und nach weiteren drei Jahren (19.2.2003) beträgt der Richtwert 9 GWh/a. Außerdem muss in jedem Land der Europäischen Union sichergestellt werden,

¹⁵ Literaturangaben zum gesamten Kapitel 3: [VDEW, 2002], [Becker et. a., 2001] [Möller, 2001], [Schmitz, 2001], [Mombaur, 2001], [Godesar, 2001], [Heilemann et al., 2001], [Ahlemeyer et al., 2000], [Lauen et al., 2000], [Müller-Kirchenbauer et al., 2000], [Heithoff, 2000], [Prognos, 2000], [Lapuerta et al., 1999], [Birnbauer et al., 2000], [Schmitt, 1999], [Baumann, 1999], [Energiewirtschaftsgesetz, 1998], [EU-Binnenmarkt-richtlinie Strom, 1997],

dass alle Marktteilnehmer einen ungehinderten und gleichberechtigten Zugang zu den Stromnetzen haben.

Was den Netzzugang betrifft, können die Mitgliedstaaten wählen, ob sie die Öffnung des Marktes als "Netzzugang auf Vertragsbasis" (Negotiated Third Party Access, NTPA, Art. 17), als „regulierten Netzzugang (Regulated Third Party Access, RTPA) oder als "Netzzugang in einem Alleinabnehmersystem" (Single Buyer, Art. 18) organisieren wollen. Bei einem Netzzugang auf Vertragsbasis handeln Elektrizitätserzeuger, zugelassene Kunden und (wenn die Mitgliedstaaten es zulassen) Energieversorgungsunternehmen mit den Betreibern der Netze kommerzielle Vereinbarungen über den Netzzugang (d.h. Preis und Konditionen) aus. Das Alleinabnehmersystem operiert mit einem einzigen Unternehmen, das dem Stromlieferanten als Transporteur und Ankäufer gegenüber steht. Staatliche Monopolgesellschaften – wie etwa in Frankreich – bleiben damit zumindest strukturell erhalten, werden aber entflochten.

Vervollständigt werden die Liberalisierungsbestrebungen durch die Möglichkeit der Versorgung über eine Direktleitung (Art. 21). Für den Bau einer Direktleitung ist nach wie vor eine Genehmigung erforderlich. Die Möglichkeit der Versorgung über eine Direktleitung berührt nicht die Möglichkeit, Elektrizität in Einklang mit den Artikeln 17 und 18 zu beziehen.

3.2 Novelliertes Energiewirtschaftsrecht in Deutschland

In Deutschland wurden die EU-Vorgaben durch zwei Gesetze in nationales Recht umgesetzt: die 6. Novelle des Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkungen (GWB) im Januar 1998 und die Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts (EnWG) im April 1998. Damit wurde die Elektrizitätswirtschaft aus der kartellrechtlichen Freistellung herausgenommen. Das heißt: Während das frühere Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen noch Gebietschutz - und somit regionale Monopole - gewährte, stehen die Stromversorger heute in Konkurrenz zu anderen Anbietern. Außerdem wurden die Konzessionsverträge mit Ausschließlichkeitsbindung verboten. Die Gemeinden dürfen also keine exklusiven Wegerechte für die Durchleitung von Energie mehr vergeben.

Die Aufnahme der Energieversorgung anderer ist nach § 3 Abs. 1 grundsätzlich durch die zuständige Behörde genehmigungspflichtig. Elektrizitätsversorgungsunternehmen sind zu einem Betrieb ihres Versorgungsnetzes verpflichtet, der eine Versorgung entsprechend den Zielen des § 1 (möglichst sichere, preisgünstige und umweltverträgliche leitungsgebundene Versorgung mit Elektrizität) sicherstellt (§ 4 Abs. 1).

Für die Effektivität des Wettbewerbs unter den Elektrizitätsversorgungsunternehmen ist die Frage des Zugangs zum Letztverbraucher über das Versorgungsnetz wesentlich. Der Netzzugang erfolgt grundsätzlich nach dem System des sogenannten verhandelten Netzzu-

gangs (§§ 5,6). Dieses System besagt, dass Versorgungsnetzbetreiber anderen Elektrizitätsversorgungsunternehmen ihr Versorgungsnetz für Stromdurchleitungen zu Bedingungen zur Verfügung stellen, die nicht ungünstiger sind, als sie von ihnen in vergleichbaren Fällen für Leistungen innerhalb ihres Unternehmens oder gegenüber verbundenen Unternehmen tatsächlich oder kalkulatorisch in Rechnung gestellt werden. Der Versorgungsnetzbetreiber kann die Durchleitung verweigern, wenn sie ihm aus betriebsbedingten oder sonstigen Gründen nicht möglich oder zumutbar ist. Bei der Beurteilung der Zumutbarkeit ist besonders zu berücksichtigen, inwieweit dadurch Elektrizität aus fernwärmeorientierten, umwelt- und ressourcenschonenden sowie technisch-wirtschaftlich sinnvollen Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen oder aus Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien verdrängt und ein wirtschaftlicher Betrieb dieser Anlagen verhindert würde (vgl. § 6 Abs. 1 bis 3).

Neben der Durchleitung, dem sogenannten verhandelten Netzzugang, ist als Netzzugangsalternative nach § 7 ein Alleinabnehmersystem vorgesehen. Insbesondere im Hinblick auf die Interessen der kommunalen Elektrizitätsversorgungsunternehmen (v.a. der vielen kleinen Stadtwerke) ist diese Alternative zum verhandelten Netzzugang geschaffen worden. Danach wird Elektrizitätsversorgungsunternehmen für die Versorgung von Letztverbrauchern eine Bewilligung erteilt, die sie zur alleinigen Versorgung im Versorgungsgebiet berechtigt. Voraussetzung ist allerdings die Verpflichtung des Unternehmens, die Elektrizität, die von Letztverbrauchern bei anderen Elektrizitätsversorgern gekauft worden ist, von diesen anderen Elektrizitätsversorgern abzunehmen. Dabei muss die Vergütung für diese Elektrizität mindestens derjenigen entsprechen, die vom Letztverbraucher an das versorgende Elektrizitätsversorgungsunternehmen zu zahlen ist, vermindert um den Tarif für die Nutzung des Versorgungsnetzes (vgl. § 7). Dieser Tarif bedarf wiederum der Genehmigung der zuständigen Behörde. Spätestens am 31.12.2005 treten die Bewilligungen über den alternativen Netzzugang gemäß § 7 außer Kraft, wenn der Gesetzgeber bis dahin keine andere Regelung trifft (§ 8).

Die Gemeinden haben ihre öffentlichen Verkehrswege für die Leitungsverlegung und den Betrieb der Leitungen zur unmittelbaren Versorgung von Letztverbrauchern im Gemeindegebiet den Versorgern diskriminierungsfrei durch Vertrag (Wegenutzungsvertrag) zur Verfügung zu stellen. Dies schließt ein, dass die Elektrizitätsversorger auch parallele Leitungen legen könnten, wenn sich etwa für das Versorgungsunternehmen interessante Großabnehmer im Versorgungsgebiet befinden. Der Vertragsabschluss kann von den Gemeinden jedoch verweigert werden, solange das Elektrizitätsversorgungsunternehmen die Zahlung von Konzessionsabgaben in Höhe der Höchstsätze nach § 14 Abs. 2 verweigert und eine Einigung über die Höhe der Konzessionsabgabe noch nicht erzielt ist (§13 Abs. 1). Wegenutzungsverträge dürfen höchstens über eine Dauer von 20 Jahren geschlossen werden. Zwei Jahre vor Ablauf der Verträge ist von den Gemeinden der Ablauf der Verträge bekannt zu machen. Die Gemeinden behalten das Recht, Konzessionsabgaben als Entgelt für die Einräumung des Rechts zur unmittelbaren Versorgung der Letztverbraucher durch Benutzung der öffentlichen Verkehrswege zu verlangen (§ 14). Unberührt davon bleiben laufende Konzessionsverträge.

Art. 4 § 2 des Gesetzes zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts enthält eine Schutzklausel, die den Elektrizitätsversorgern das Recht einräumt, bis Ende 2006 den Netzzugang für aus dem Ausland zu liefernde Elektrizität abzulehnen, wenn der zu beliefernde Abnehmer dort nicht ebenfalls als „zugelassener Kunde“ durch Dritte beliefert werden könnte. Art. 4 § 3 betrifft schließlich besondere Regelungen für den Netzzugang in den neuen Bundesländern zur Sicherung der Braunkohleverstromung.

Dennoch bleiben im deutschen Energierecht einige Marktregulierungen bestehen:

- Die Anschluss- und Versorgungspflicht sorgt dafür, dass niemand von der Stromversorgung ausgeschlossen werden darf.
- Städte und Gemeinden dürfen für Stromleitungen durch ihr Gebiet weiterhin Konzessionsabgaben verlangen.
- Die Regelungen für den Netzzugang bleiben ebenfalls unter öffentlicher Aufsicht. In Deutschland gibt es derzeit rund 1.000 Netzbetreiber. Sie müssen ihre Netze allen Akteuren auf dem Strommarkt zu angemessenen und gleichen Bedingungen zur Verfügung stellen.

3.3 Verbändevereinbarung

Zur organisatorischen Regelung der Netznutzung auf Vertragsbasis (NTPA) zwischen den Netzbetreibern, Stromproduzenten und Stromverbrauchern wurde von den sechs Verbänden Bundesverband der Deutschen Industrie e.V. (BDI, Berlin), Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V. (VIK, Essen), Verband der Elektrizitätswirtschaft e.V. (VDEW, Berlin), Verband der Netzbetreiber e.V. (VDN, Berlin), Arbeitsgemeinschaft regionaler Energieversorgungs-Unternehmen e.V. (ARE, Hannover) und Verband kommunaler Unternehmen e.V. (VKU, Köln) am 13.12.2001 eine Verbändevereinbarung (VV II plus) beschlossen. Diese Verbändevereinbarung, die seit dem 1. Januar 2002 Gültigkeit hat (und die bis dahin bestehende VV II ablöst), ist zwar nur eine freiwillige Vereinbarung zwischen den Netzbetreibern und Netznutzern, sie hat aber dennoch eine faktische Bindungswirkung. In ihr sind die Kriterien zur Bestimmung der Netznutzungsentgelte und die Prinzipien der Netznutzung entsprechend den seit den Verbändevereinbarungen I (vom 22.5.1998) und II (vom 13.12.1999) aus der Marktentwicklung gewonnenen Erkenntnissen neu geregelt. Die VV II plus soll in Erfüllung der europäischen und nationalen Vorgaben den diskriminierungsfreien Wettbewerb um die Belieferung von Elektrizitätskunden zwischen den Unternehmen der Elektrizitätswirtschaft fördern und zur Erzielung wettbewerbsgerechter Preise für den Produktionsfaktor Elektrizität am Standort Deutschland beitragen.

Die Basis der VV II plus ist ein transaktionsunabhängiges Netzzugangs-Punktmodell, bei dem alle Netznutzer Zugang zu dem gesamten Netz haben. Alle Netzkunden werden über ein jährliches Netznutzungsentgelt an den Netzkosten beteiligt. Durch dieses wird die Nutzung der Spannungsebene, an die der Netznutzer angeschlossen ist, und aller überlagerten

Spannungsebenen abgegolten. Hiermit werden auch die Systemdienstleistungen (Betriebsführung, Versorgungswiederaufbau, Frequenz- und Spannungshaltung) und Verluste im Netz (pauschaler Ansatz) abgedeckt.

Dezentrale Stromerzeugungsanlagen erhalten vom Netzbetreiber, in dessen Netz eingespeist wird, ein Entgelt. Dieses entspricht den von ihnen vermiedenen Kosten in den vorgelagerten Netzebenen. Damit wird der räumlichen Nähe solcher Anlagen zu ihren Verbrauchern Rechnung getragen. Diese Regelung gilt jedoch nicht für Erzeugungsanlagen, die nach dem EEG erfasst sind. Die Kosten, die auf Grund des KWKG-Gesetzes (vom 12.5.2000 bzw. 1.4.2002) zur Erhöhung der Netznutzungsentgelte führen, werden bei der Ermittlung des Entgeltes für eingesparte Netznutzung nicht berücksichtigt und führen somit nicht zu einer Erhöhung dieses Entgeltes.

Die Laufzeit der VV II plus ist bis zum 31.12.2003 festgelegt. Über gegebenenfalls erforderliche Anpassungen (auch während der Laufzeit) bzw. die weitere Gültigkeit werden sich die Verbände (BDI, VDEW, VDN, ARE, VKU u. VIK) rechtzeitig verständigen. Die wesentlichen Inhalte der VV II plus befinden sich im Anhang unter dem Kapitel 9.1.

3.4 Der europäische Liberalisierungsprozess

3.4.1 Marktöffnung

Am 19. Februar 1997 trat die Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie (96/92/EG) der EU mit einer Frist von 2 Jahren zur Umsetzung in nationales Recht in Kraft. Nach den Richtlinien zur Preistransparenz (90/377/EG) vom 29.6.1990 (für Strom und Erdgas) und zum Transit von elektrischer Energie (90/547/EG) vom 20.10.1990 bedeutete dies den vorläufig letzten Schritt zur Liberalisierung des Stromsektors in der Europäischen Union. Die Vorgaben der EU stellen Mindestanforderungen dar und setzen in jenen Bereichen an, die wettbewerblich organisiert werden können:

- Auf der Nachfrageseite wird sogenannten "zugelassenen Kunden" die Möglichkeit eingeräumt, ihre Stromlieferanten frei zu wählen. In einem ersten Schritt waren bis zum 19.2.1999 zumindest 22,7 % des jeweiligen nationalen Endverbrauchs (Schwellenwert: 40 GWh/a) für den Wettbewerb zu öffnen. Der Marktöffnungsgrad wurde ab dem 19.2.2000 auf 28% (Schwellenwert: 20 GWh/a) erhöht und muss ab dem 19.2.2003 auf 33% (Schwellenwert: 9 GWh/a) gestiegen sein. Stromverteilungsunternehmen können (müssen aber nicht) als zugelassene Kunden definiert werden.
- Auf der Erzeugungsseite wird neben den etablierten "öffentlichen Stromerzeugern" weiteren Produzenten, den sogenannten "unabhängigen Erzeugern" (IPP), der Markteintritt und in der Folge die Belieferung "zugelassener Kunden" eröffnet. Auf Grund der in Europa vorhandenen Überkapazitäten ("konservative" Schätzungen dafür liegen in der Summer über alle Länder bei etwa 40.000 MW) besteht ein intensiver Wettbe-

werb innerhalb der Stromerzeugung. Diese Situation wird durch den Strombinnenmarkt eher noch verschärft, da geringere Reservekapazitäten notwendig sind.

Bei Transport und Verteilung, also der Netzinfrastruktur, besitzen die Stromversorger in der Regel weiterhin eine Monopolstellung. Die Möglichkeit zum Bau von Direktleitungen wurde grundsätzlich geschaffen, sie wird aber in den allerwenigsten Fällen ökonomisch realisierbar sein.

Entscheidend für die zu realisierende Mindestmarktöffnung ist allerdings nicht der Schwellenwert, sondern die Gemeinschaftsquote der europäischen Union. Diese gibt die Mindestmarktöffnung in Prozent, bezogen auf den gesamten Verbrauch aller Letztverbraucher, an. Die EU-Gemeinschaftsquote wird jährlich bestimmt, indem alle EU-Staaten ermitteln, wie viel Prozent Marktanteil die Letztverbraucher mit einem Jahresverbrauch über einen bestimmten Schwellenwert (40, 20 bzw. 9 GWh/a) ausmachen. Dieser Zahlenwert wird gemeinsam mit dem entsprechenden Gesamtjahresverbrauch an die EU-Kommission gemeldet. Die Kommission errechnet dann jährlich einen gewichteten EU-Mittelwert. Für die erste Stufe lag die Gemeinschaftsquote bei 22,7 %, die zweite Stufe (Jahr 2000) betrug 28 % und für die dritte Stufe (Jahr 2003) sind 33 % vorgesehen. Da einige Länder über die vorgeschriebene Mindestmarktöffnung deutlich hinausgegangen sind bzw. den Liberalisierungsprozess bereits Anfang der 90er Jahre eingeleitet haben, beträgt die Gemeinschaftsquote der EU derzeit ca. 69 % (siehe Bild 2.1). Am "Starttag" der Liberalisierung (19. Februar 1999) lag der Marktöffnungsgrad schon bei etwa 60%.

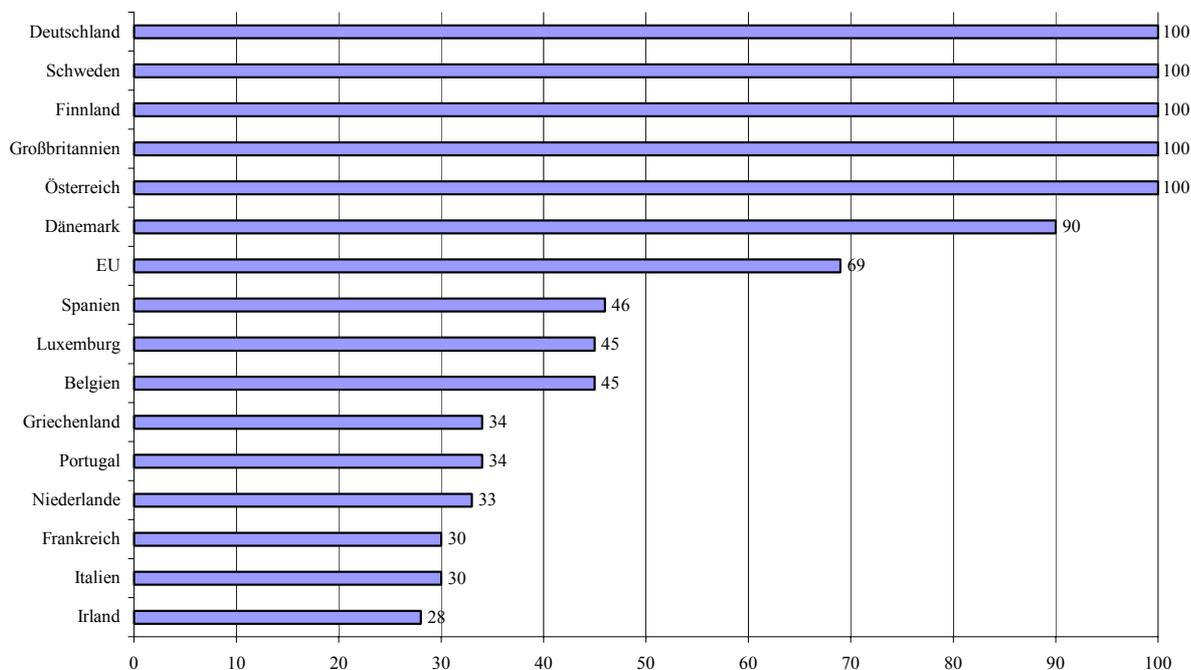


Bild 2.1 Marktöffnung (in Prozent) im europäischen Strommarkt
(Stand November 2001)

Auf dem Weg der Liberalisierung gibt es in Europa drei Geschwindigkeiten: In Skandinavien und Großbritannien sind die Marktöffnungen seit Anfang der 90er Jahre schon weit fortgeschritten. Die Kunden haben bereits davon profitiert. So sind in Großbritannien die Strompreise für Haushaltskunden allein zwischen 1990 und 1996 um 15% und die der mittleren und größeren Unternehmen sogar um 21% gesunken. Deutschland gilt als Vorreiter der durch die EU initiierten Liberalisierung. Nur einige wenige Länder (z.B. Frankreich) orientieren sich an den Mindestanforderungen der EU-Richtlinie. Auf Grund dieser Situation hat die Europäische Kommission im März 2001 einen Entwurf zur schnelleren Umsetzung der Binnenmarkttrichtlinien vorgelegt. Darin wird die vollständige Öffnung des Strommarkts bis zum Jahr 2003 (für Gas bis 2005) mit einer rechtlichen Trennung von Stromerzeugung, -übertragung und -verkauf vorgeschlagen. Darüber hinaus werden zu veröffentlichende Tarife der Netznutzung, die von nationalen Regulierungsbehörden genehmigt werden müssen, empfohlen. Der von der Kommission vorgeschlagene Zeitplan berücksichtigt den Umstand, dass für einen funktionsfähigen Wettbewerb im Tarifkundenbereich vielfach noch umfangreiche mess- und abrechnungstechnische Vorbereitungen erforderlich sind. Gleichzeitig orientiert sich der Zeitplan an den ohnehin bestehenden Plänen einer Mehrheit der EU-Länder für eine beschleunigte Marktöffnung. Somit sollen die derzeit auf internationaler Ebene noch bestehenden Marktbarrieren möglichst schnell abgebaut werden.

3.4.2 Stand der Strommarktliberalisierung in den einzelnen EU-Staaten

Belgien

In Belgien sind zur Zeit Endverbraucher mit mehr als 20 GWh/a zugelassene Kunden, denen eine freie Wahl des Stromlieferanten möglich ist. Auf Grund der Industriestruktur Belgiens bedeutet dies einen Marktöffnungsgrad von etwa 45 %. Die Stromverteiler folgen, sobald ihre Bezugsverträge auslaufen. Bis zum 1.1.2007 soll der Strommarkt vollständig geöffnet werden. Der Finanzminister legt Maximalpreise sowohl für die "gefangenen" (keine freie Wahl des Stromlieferanten), als auch für die zugelassenen Kunden fest. Ein zentraler Transportsystembetreiber wird auf Vorschlag der Netzeigentümer für 20 Jahre ernannt. Der Netzzugang für zugelassene Kunden wird reguliert, d.h. es gibt behördlich vorgeschriebene Tarife, für Transite ist ein verhandelter Netzzugang vorgesehen (bilaterale Vereinbarung zwischen Netzbetreiber und Nutzer des Transportnetzes, die jedoch diskriminierungsfrei sein muss). Eine unabhängige Regulierungsbehörde ist für den liberalisierten Teil des Strommarktes sowie das Netz zuständig.

Dänemark

Zugelassene Kunden sind derzeit Endverbraucher über 100 GWh jährlich sowie alle Verteilungsunternehmen. Hierdurch wird bereits eine Marktöffnung von 90 % erreicht. Die Verteiler müssen ihre Aktivitäten in drei Geschäftsbereiche untergliedern: Netz, Versorgung und Handel. In der Stromversorgung dominieren kommunale und kooperative Besitzformen. Eine der beiden großen Erzeugungsgesellschaften – ELSAM – hat ihr Netz in ein eigenes Unternehmen – ELTRA – eingebracht. Die Regulierung erfolgt derzeit noch durch das Preiskomitee und den Wettbewerbsausschuss, eine Transformation zu einer unabhängigen Regulierungsbehörde ist aber in Planung. Die vollständige Marktöffnung soll bis 2003 vollzogen sein.

Deutschland

Deutschland hat im April 1998 ein neues Energiewirtschaftsgesetz in Kraft gesetzt, welches den Strommarkt vollständig öffnet. Als "Basisvariante" ist ein verhandelter Netzzugang vorgesehen, Stadtwerke können aber bis zum Jahr 2005 stattdessen ein Alleinabnehmersystem (Single Buyer) wählen. Die sogenannte "Verbändevereinbarung" (vom 13.12.2001, siehe Kapitel 3.3) zwischen den Verbänden der Elektrizitätsversorger (VDEW), der Industriekunden (BDI) und der industriellen Kraftwerksbetreiber (VIK) dient als Richtlinie für die Festlegung der Entgelte für die diskriminierungsfreie Nutzung des Stromnetzes. Die beiden Strombörsen in Frankfurt und Leipzig, die im Jahr 2000 ihren Betrieb aufnahmen, sind seit dem März 2002 miteinander fusioniert.

Finnland

Bereits im Juni 1995 trat eine neue Gesetzgebung in Kraft, die 1997 zur vollständigen Öffnung des Strommarktes führte. Das Höchstspannungsnetz (400/220 kV) sowie die wesentlichen 110 kV-Leitungen stehen im Besitz eines unabhängigen Unternehmens (Fin-grid), welches für Betrieb, Wartung und Ausbau des Systems verantwortlich ist. Seit September 1998 ist es für Haushalte nicht mehr notwendig, bei einem Wechsel ihres Stromversorgers zusätzliche Messeinrichtungen zu installieren bzw. finanzieren. Die Regulierungsaufgaben wurden im August 1995 an eine unabhängige Behörde ("Sähkömarkkinakeskus") übertragen. Es wurde eine Strombörse – die sogenannte El-Ex – eingerichtet, die stark mit der für den schwedischen und norwegischen Markt geschaffenen Strombörse Nordpool kooperiert.

Frankreich

Mit rund einjähriger Verspätung hat Frankreich die Binnenmarktrichtlinie Elektrizität in nationales Recht umgesetzt. Mit dem Gesetz vom 10.02.2000 betreffend „die Modernisierung und Entwicklung des Service Public in der Elektrizität“ setzt Frankreich die Tradition fort, die Stromversorgung als eine öffentliche Dienstleistung zu qualifizieren, die mit besonderen gemeinwirtschaftlichen Verpflichtungen verbunden ist. Die Öffnung des französischen Strommarktes geschieht zu einem wesentlich geringeren Maße als in Deutschland, lediglich 800 Großverbraucher mit einem Jahresverbrauch von mindestens 20 Gigawattstunden pro Standort sind zugelassen. Dies entspricht einem Marktöffnungsgrad von etwa 30 %. Ab 2002 wird dieser Wert auf etwa 34 % durch die Zulassung von Kunden mit einem Mindestjahresverbrauch von 9 Gigawattstunden angehoben.

Obwohl Frankreich während der Verhandlungen zur EU-Richtlinie das Alleinabnehmer-system favorisierte, hat man sich nunmehr für einen regulierten Third-Party-Access entschieden. Die EdF bleibt der Betreiber des Übertragungsnetzes und ist diesbezüglich nur zu einem buchhalterischen Unbundling verpflichtet. Die möglichen Geschäftsfelder für die EdF werden auf die Fernwärme- und Wasserversorgung sowie auf die Telekommunikation ausgeweitet. Konkurrenten der EdF werden verpflichtet, ihre Beschäftigten zu "EdF-konformen" Konditionen anzustellen.

Der neu geschaffene Regulierungsausschuss hat den Auftrag, die Anwendung der Regelungen zum diskriminierungsfreien Zugang zum Netz sowie zum Transport bzw. bei Verteilungsfragen zu überwachen. Die für die Stromversorgung zuständigen Parlamentsausschüsse können dem Regulierungsausschuss anhören. Auch die Überwachungsstelle des Service Public kann den Regulierungsausschuss in einzelnen Fragen konsultieren.

Griechenland

In Griechenland sind seit Februar 2001 alle Verbraucher, die direkt vom Hochspannungsnetz ihren Strom beziehen, zugelassene Kunden. Dies entspricht einem Marktöffnungsgrad von 24 %.

Großbritannien

In Großbritannien wurde bereits 1990 für England und Wales sowohl mit der Liberalisierung als auch der Privatisierung des Strommarktes begonnen und die Öffnung für Großverbraucher über 10 MW festgesetzt. Diese Grenze wurde 1994 auf 100 kW gesenkt und seit 1999 ist die Marktöffnung zu 100 % durchgeführt. Seit März 2001 wurde ein neues bilaterales Handelssystem (NETA, new electricity trading arrangements), welches das Strompool-System ablöste, eingeführt. Die unabhängige Regulierungsbehörde OFFER hat sehr umfangreiche Kompetenzen für die Funktionen Transport, Verteilung und Versorgung.

Irland

Die gegenwärtige Marktöffnung in Irland ist bei 28 %. Es wurde ein unabhängiger Regulierer eingesetzt. Die genaue Ausgestaltung der Aufgabenschwerpunkte (Lizenzerteilung für Erzeugung und Versorgung, Baugenehmigung für Kraftwerke sowie Bestimmung der Netztarife) befindet sich noch in der Diskussion.

Italien

Der Stichtag 19.2.1999 wurde von Italien im Bereich der Schaffung der notwendigen gesetzlichen Rahmenbedingungen knapp geschafft. Als zugelassene Kunden sind mittlerweile Endverbraucher über 20 GWh/a definiert. Eine Bündelung (Pooling) von Verbrauchern innerhalb eines Versorgungsgebiets zur Erreichung dieser Verbrauchsschwelle ist möglich, allerdings muss jede dieser Gruppen einen Verbrauch von mindestens 1 GWh/a erreichen.

Verteiler sind nur im Ausmaß der Verbrauchsmengen ihrer zugelassenen Kunden berechtigt, ihre Lieferanten frei zu wählen. Im Jahr 2002 soll eine weitere Absenkung für zugelassene Kunden von 20 auf 9 GWh/a erfolgen.

Der staatliche Versorger ENEL soll in eine Holding, die ihre Aktivitäten in getrennte Gesellschaften aufteilt, umgebaut werden. Da vorgesehen ist, dass ein Stromerzeuger nicht mehr als 50% Marktanteil besitzen darf, muss ENEL bis 2003 Kraftwerke mit einer installierten Leistung von etwa 15.000 MW in der Summe abgeben. Das technische und ökonomische "Marktmanagement" soll ähnlich wie in Spanien aufgebaut werden. Ein unabhängiger Systembetreiber, der organisatorisch dem Industrieministerium zugeordnet ist, wird eingerichtet, wobei das Eigentum bei den bisherigen Netzbesitzern, die auch weiterhin für Wartung und Ausbau des Netzes verantwortlich sind, verbleibt. Eine unabhängige Regulierungsbehörde wurde bereits 1996 eingerichtet. Sie legt vor allem die Konditionen für den Netzzugang fest (auch im Fall von Importen und Exporten).

Luxemburg

Als zugelassene Kunden sind Endverbraucher über 20 GWh/a (womit bereits rund 45% des Strommarktes geöffnet sind) sowie Verteilungsunternehmen im Ausmaß des Volumens ihrer zugelassenen Kunden definiert. Ein unabhängiger Regulator wird im Rahmen des Instituts für Telekommunikation eingerichtet, seine Funktion ist aber im wesentlichen auf die einer Streitschlichtungsstelle beschränkt. Die weitere Marktöffnung sieht eine Absenkung der Zulassungsgrenze auf 9 GWh/a im Jahr 2003 vor.

Niederlande

Seit Mitte 1998 können in den Niederlanden Endverbraucher über 10 GWh/a jährlich ihren Versorger frei wählen (das bedeutet eine Marktöffnung von etwa einem Drittel bzw. für 650 Unternehmen). Einer zweiten Gruppe von kleineren Verbrauchern mit einem Marktanteil von insgesamt etwa 30%, wird diese Möglichkeit ab 2002 eröffnet. Die vollständige Marktöffnung ist für das Jahr 2007 vorgesehen.

Für den Betrieb des Übertragungsnetzes wurde eine eigene Gesellschaft (TenneT) gegründet. Ein unabhängiger Regulator wurde Mitte 1998 eingerichtet, seine Aufgaben konzentrieren sich auf die Genehmigung der Konditionen für den Netzzugang. Das Wirtschaftsministerium ist weiterhin für die Festlegung der Preise für "gefangene" Kunden zuständig. An der Strombörse APX (Amsterdam Power Exchange) wird seit Mai 1999 Strom gehandelt.

Österreich

Österreich hat seit dem 1.10.2001 seinen Strommarkt bei einem regulierten Netzzugang vollständig geöffnet.

Portugal

Die Marktöffnung erstreckt sich mittlerweile auf Endverbraucher über 9 GWh jährlich (Marktöffnung von 34 %). Es besteht ein regulierter Netzzugang und das Transportnetz wird von Rede Electrico Nacional betrieben. Die unabhängige Regulierungsbehörde ist sowohl für die Entwicklung des Regulierungsrahmens (Tarifgestaltung, Betrieb des Stromsystems, Stromaustausch mit Spanien) als auch die Umsetzung im Detail zuständig.

Schweden

Bereits 1996 wurden die Stromnetze für den Zugang durch Dritte (Punkttarif) geöffnet, die Stromimporte und -exporte freigegeben und ein gemeinsamer Spotmarkt mit Norwegen im Rahmen von Nordpool eingerichtet. Die Versorgung wurde vollständig geöffnet, wobei jedoch eine Kündigungsfrist des Stromlieferungsvertrags von 6 Monaten einzuhalten und das Vorhandensein von geeigneten Messeinrichtungen sicherzustellen war. Aus dem Staatsbetrieb "State Power Board" wurde die Netzgesellschaft "Svenska Kraftnät" herausgelöst, die für Planung, Betrieb und Ausbau des Übertragungssystems verantwortlich ist. Bereits 1994 wurde eine unabhängige Regulierungsbehörde, die organisatorisch in die nationale Energieagentur NUTEK eingebunden ist, gegründet und 1998 wurde die Rolle des Regulators ausgeweitet (Genehmigung von Neuanlagen) und seine organisatorische Selbständigkeit fixiert.

Spanien

Die neuen Rahmenbedingungen für den spanischen Strommarkt wurden 1998 in Kraft gesetzt (bereits 1994 wurde die Möglichkeit eines Netzzugangs für Dritte vorgesehen). Die Verbrauchsschwelle für zugelassene Kunden ist mittlerweile auf 1 GWh/a gesunken (Marktöffnung: 46 %). Laut einer Regierungsankündigung soll im Jahr 2003 der Strommarkt vollständig geöffnet sein.

Im Erzeugungsbereich wurde ein Spotmarkt etabliert, der von einem "Marktmanager" (Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad) organisiert wird, welcher unabhängig vom zentralen "technischen" Systembetreiber (Red Eléctrica de España) ist. Eine unabhängige Regulierungsbehörde wurde 1994 etabliert (mit einer eher passiven Rolle, z.B. Meldung diskriminierender Praktiken von Marktteilnehmern an die Wettbewerbsbehörde).

3.4.3 Durchleitungsregelungen

Die Binnenmarkttrichtlinie gibt nur wenig detaillierte Vorgaben zu Durchleitung und Durchleitungsentgelten. Sie stellt unterschiedliche Netzzugangsmodelle zur Auswahl: verhandelter Netzzugang (NTPA), regulierter Netzzugang (RTPA) und Alleinabnehmersystem (Single-Buyer). Die Länder Österreich, Frankreich, Finnland, Schweden und Spanien haben RTPA eingeführt, während die Länder Dänemark für eine Übergangsperiode den NTPA vorsehen. Andere Länder haben sich für Mischsysteme entschieden: Portugal und

Italien für RTPA u. Single-Buyer; Deutschland für NTPA und Single-Buyer. Bei den Durchleitungsentgeltstrukturen ist ein breites Spektrum vorzufinden, da hier keine Regelungen vorliegen. Mit Ausnahme von Deutschland, Österreich und Irland wurde die Regulierungsfunktion bereits einer eigenen unabhängigen Behörde übertragen bzw. gibt es konkrete Absichten, dies in der nächsten Zeit zu tun. Auch in den Märkten von Nordpool und UK-Pool wurde eine funktionale Trennung zwischen Erzeugungs-, Übertragungs- und Verteilungsbereiche vorgenommen, um einen diskriminierungsfreien Zugang zu realisieren. In diesen beiden Märkten wird das Übertragungsnetz von Unternehmen kontrolliert, die selbst keine Stromerzeugungsanlagen besitzen.

Die in der EU-Richtlinie vorgesehene Möglichkeit zur Verankerung gemeinwirtschaftlicher Ziele wurde in unterschiedlicher Intensität von allen Mitgliedsländern genutzt. Dazu gehören im Wesentlichen:

- die allgemeine Versorgungspflicht sowie die Bekanntgabe allgemeiner Tarife für die gefangenen Kunden
- die Verpflichtung zur Stromabnahme von umweltfreundlichen Erzeugungsanlagen (auf Basis erneuerbarer Energieträger, Kraft-Wärme-Kopplung etc.)
- die Aufrechterhaltung einer sicheren Stromversorgung.

Die EU-Kommission achtet darauf, dass nicht unter dem "Deckmantel" gemeinwirtschaftlicher Verpflichtungen ungerechtfertigt Monopolstellungen aufrechterhalten bzw. aufgebaut werden. Marktbeschränkungen werden nur in dem Ausmaß akzeptiert, soweit sie zur Erfüllung der gemeinwirtschaftlichen Aufgaben unbedingt erforderlich sind.

3.5 Charakteristischer Ablauf von Marktliberalisierung

Bei dem Vergleich mit anderen Bereichen der Wirtschaft (Luftfahrt, Telekommunikation) zeigt sich, dass es ein typisches Ablaufmuster gibt, nach dem sich ein monopolistischer zu einem liberalisierten Markt entwickelt. In der ersten Phase tritt die gesetzliche Marktöffnung in Kraft, anschließend beginnt sich der Wettbewerb in der zweiten Phase zu entwickeln und in der dritten Phase herrscht ein dynamischer Wettbewerb ohne Wettbewerbsbeschränkungen. Die Merkmale der einzelnen Phasen lassen sich wie folgt charakterisieren:

- **Monopol:** Im monopolistischen Markt werden die Marktregeln gesetzlich festgelegt und die Preise öffentlich reguliert. Die Pflichten der Anbieter (z.B. Versorgungspflicht der Elektrizitätswirtschaft) und die Rechte der Abnehmer sind oftmals gesetzlich definiert.
- **Phase I, Marktöffnung:** In dieser Phase werden die gesetzlichen Wettbewerbsbeschränkungen in Teilbereichen aufgehoben, wodurch andererseits jedoch ein erhöhter staatlicher Regulierungsbedarf entsteht, um in der Übergangsphase bis hin zum reinen Wettbewerb die Entwicklung neuer Marktspielregeln zu steuern. Allerdings zählt die Energiewirtschaft zu den Branchen, in denen auch die Wettbewerbsstruktur eine Beibehaltung eines natürlichen Monopolbereichs vorsieht. Ebenso wie im Bereich der Te-

lekommunikation geht somit im Bereich der leitungsgebundenen Energieversorgung der Regulierungsbedarf über die Übergangsphase hinaus.

- **Phase II, Entstehender Wettbewerb:** In dieser zweiten Entwicklungsstufe tritt vor allem der Preisverfall in einzelnen Marktsegmenten auf. Dies hängt damit zusammen, dass zusätzliche Anbieter auf den Markt kommen und sich auf bestimmte Marktsegmente konzentrieren, in dem sie den traditionellen Anbietern meist kostenseitig überlegen sind. Den Kunden werden ihre Chancen stärker bewusst und es kommt zu Wechseln zwischen den Anbietern. Darüber hinaus entwickelt sich in dieser Phase eine Leistungs- und Angebotsdifferenzierung.
- **Phase III, Dynamischer Wettbewerb:** Diese Phase ist durch die vollständige Liberalisierung gekennzeichnet und es kann von einer weitgehenden Transparenz der Anbieterstruktur ausgegangen werden. Letztlich sind in fast allen Marktsegmenten Preisreduzierungen vorgenommen worden und es stellt sich eine Stabilisierung auf niedrigerem Niveau ein. Wahrscheinlich ist, dass nur noch zwei Typen von Anbietern auf dem Markt tätig sind. Zum einen sind dies die Nischenanbieter, die sich auf eines oder mehrere Marktsegmente spezialisiert haben, zum anderen die Großanbieter, die das gesamte Angebotsspektrum abdecken und meistens international tätig sind.

Diese betriebswirtschaftlich geprägte Beschreibung der dynamischen Wettbewerbsentwicklung ist vor allem vor dem Hintergrund interessant, dass sie klare Aussagen über die optimalen strategischen Ausrichtungen der Unternehmen impliziert. So ist beispielsweise in der Phase des monopolistischen Marktes die Politik der EVU oftmals von einer Diversifizierung geprägt, während Rationalisierungsstrategien sowie der Aufbau eines marktfähigen Marketings in der Phase I (Marktöffnung) vorteilhafter sind. In der Phase II (Entstehender Wettbewerb) tritt vor allem der Fixkostenabbau in den Mittelpunkt der Kostenoptimierung. Die Unternehmen konzentrieren sich auf ihr Kerngeschäft und bemühen sich um Differenzierungen ihrer Angebote und Leistungen. Auch eine stärkere Internationalisierung der Aktivitäten wird vor allem im Bereich größerer Unternehmen festgestellt. In der Phase III (Dynamischer Wettbewerb) werden schwerpunktmäßig das kundengruppenorientierte Kostenmanagement zur Kostenoptimierung, die Stärkung der Kernkompetenzen sowie strategische Allianzen zur Verbesserung der Wettbewerbsposition angestrebt.

Da sich die Liberalisierung des Strommarktes in Deutschland, entsprechend dem oben dargestellten Ablaufmuster, derzeit noch in der Phase II, die über mehrere Jahre andauern kann, befindet, ist die Situation von vielen Unwägbarkeiten geprägt. Die Szenarien in Kapitel 4 versuchen verschiedene Entwicklungen, die sich bis zum Jahr 2010 eingestellt haben könnten, aufzuzeigen.

4 Szenarienbeschreibung

Zur Verbesserung der Diskurseffizienz und zur methodischen Unterstützung des Szenarienkonstruktionsprozesses wurde ein spezielles Verfahren (Cross-Impact-Methode, Beschreibung im Kapitel 6) eingesetzt. Unter Verwendung dieser Szenario-Methode wurden innerhalb des Expertenkreises im Verlauf von insgesamt drei Workshops vier konsistente Szenarien diskursiv entwickelt. Dabei gingen die beteiligten Experten davon aus, dass eine Reihe von Rahmengrößen (siehe Kapitel 4.1) in ihrer Entwicklung einigermaßen sicher absehbar sind. Diese gelten als Grundvoraussetzung für alle vier Szenarien. Innerhalb dieses vorgegebenen Rahmens zeigen die Szenarien unterschiedliche Entwicklungsmöglichkeiten auf. Im Kapitel 4.2 sind zunächst die konsensualen Aussagen der Experten zu den konsistenten Kombinationen von Deskriptorenausprägungen, wie sie sich aus dem Cross-Impact-Verfahren ergeben haben, dargestellt. Daran schließt sich das Kapitel 4.3 mit weiterführenden Erläuterungen an. Im Kapitel 4.4 befindet sich dann ein interpretatorischer Teil, der bei einzelnen Punkten inhaltlich teilweise kontrovers diskutiert wurde. Diesen Ausführungen folgt ergänzend das Kapitel 4.5 mit Maßnahmen zum Erreichen der einzelnen Szenarien.

Die vier erarbeiteten Szenarien beschreiben die Entwicklung auf dem liberalisierten Strommarkt in Deutschland für das Jahr 2010. Diese Zeitangabe ist mit einer Unschärfe von 1 bis 2 Jahren zu sehen. Da sich aber gerade in den Jahren nach 2010 erhebliche Veränderungen (z.B. im Kraftwerkspark) ergeben werden, können die getroffenen Aussagen nur sehr eingeschränkt über diesen Zeitraum hinaus extrapoliert werden. Das Jahr 2010 wurde deshalb als Zeitbezugspunkt für die Szenarien gewählt, da man davon ausgehen kann, dass bis dahin die momentan noch andauernde Übergangsphase abgeschlossen ist und sich eine vollständige Liberalisierung mit einem gänzlich funktionierenden und diskriminierungsfreien Wettbewerb eingestellt hat. Ein weiteres Argument für das Jahr 2010 als Prognosehorizont war die Tatsache, dass bei Szenarien, die einen späteren Zeitpunkt als Bezug haben, die Unschärfe bzw. die Streuweite der Aussagen zwangsläufig größer wird.

4.1 Rahmengrößen

Die Rahmengrößen, auf denen die vier Szenarien aufbauen, wurden in die Bereiche Staat, Energieträger, Stromerzeugung und Stromnetze sowie weitere Rahmengrößen des Strommarktes eingeteilt. Über die Gültigkeit der meisten Rahmengrößen nach 2010 ist keine gesicherte Aussage möglich.

- Staat

In der nationalen Energiepolitik wird die derzeit eingeschlagene Braun-/Steinkohle- und Kernenergiepolitik fortgeführt. Es werden keine neuen oder zusätzlichen Schutzmaßnahmen

für Braun- oder Steinkohle ergriffen und die Braunkohleschutzklausel läuft 2004 aus. Die Auswirkungen der Steinkohlepolitik für die Stromwirtschaft sind jedoch gering, da die Mehrkosten der heimischen Kohle für die Kraftwerksbetreiber durch Subventionen auf das Niveau der Weltmarktpreise gesenkt werden.

Nach dem „Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Koppelung“ ist ein befristeter Schutz der KWK-Anlagen, die den Kategorien der zuschlagsberechtigten KWK-Anlagen entsprechen, durch eine degressive Zuschlags-Zahlung gegeben. Dieses Gesetz tritt am 31. Dezember 2010 außer Kraft, sofern keine Verlängerung beschlossen wird. Für kleine KWK-Anlagen (< 50 kW), die bis 31.12.2005 in Dauerbetrieb genommen wurden, sowie für Brennstoffzellen-Anlagen, die vor Außerkrafttreten dieses Gesetzes in Dauerbetrieb genommen worden sind, ist das Gesetz weiter anzuwenden. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie führt Ende 2004 gemeinsam mit dem Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit unter Mitwirkung von Verbänden der deutschen Wirtschaft und Energiewirtschaft unter Berücksichtigung bereits eingetretener bzw. sich abzeichnender Entwicklungen bei der KWK-Stromerzeugung eine Zwischenüberprüfung über die Erreichung der vorgesehenen Ziele. Die CO₂-Reduktionsziele sind folgendermaßen definiert: Bis zum Jahr 2005 soll im Vergleich zum Basisjahr 1998 durch die Nutzung der KWK eine Minderung der jährlichen CO₂-Emissionen um 10 Mio. Tonnen und bis zum Jahr 2010 bis zu 23 Mio. Tonnen (mindestens aber 20 Mio. Tonnen) erzielt werden [BMWi, 2002].

Die derzeit angelegte Besteuerung bzw. Nichtbesteuerung einzelner Energieträger in Deutschland bleibt in der gegenwärtigen Form bis zum Jahr 2010 erhalten (außer für Strom). Dies schließt jedoch nicht die Möglichkeit der Einführung einer CO₂-Steuer als zusätzliches Steuereinstrumentarium aus.

Die bisher eingeschlagene Richtung der Politik zum Klimaschutz und der Ressourcenschonung wird weiter verfolgt. Eine Aufgabe der Förderung von REG und KWK bzw. der Maßnahmen zur CO₂-Reduktion wird somit ausgeschlossen.

- Energieträger

Die Weltmarktpreise für Rohöl werden bis zum Jahr 2010 real nur geringfügig ansteigen (5 – 10 %). Kurzfristige starke Schwankungen (Volatilität der Preise), die von dieser Entwicklung abweichen, sind möglich.

Bis zum Jahr 2010 ist keine grundsätzliche Abkopplung der Erdgas- von den Rohölpreisen zu erwarten.

- **Stromerzeugung**

Eine nennenswerte Verschlechterung der Versorgungssicherheit im Erzeugungsbereich bis zum Jahr 2010 wird ausgeschlossen. Allerdings wird die Redundanz, die im Erzeugungsbereich größer als im Transport- und Verteilungsbereich ist, abnehmen.

Bis zum Jahr 2010 werden nur geringe Kernkraftwerkskapazitäten vom Netz genommen, so dass hierdurch kein maßgebender Einfluss auf die Szenarien entsteht.

Auf Grund der Brennstoffzellentechnik werden bis zum Jahr 2010 sowohl bei dem Kraftwerkspark als auch beim Energieträgermix keine nennenswerten Veränderungen hervorgerufen, da der Einfluss dieser Technologie weder im stationären noch im mobilen Bereich bis dahin eine bedeutendere Größenordnung erlangen kann.

- **Stromnetze**

Der europäische Strommarkt wird bis 2010 gänzlich liberalisiert sein. Das Problem der ungleichen Öffnung einzelner nationaler Strommärkte existiert dann nicht mehr. Die vollständige Integration neuer osteuropäischer Mitgliedsstaaten in den Strommarkt ist bis 2010 ebenfalls vollzogen.

Neue zusätzliche Leitungsnetz-Kapazitäten für den Import bzw. Export größerer Strommengen aus den Nachbarländern werden bis 2010 nicht verfügbar sein.

Bis zum Jahr 2010 wird in Deutschland ein diskriminierungsfreier Netzzugang realisiert sein. Dies kann auf freiwilliger Basis (Verbändevereinbarung) oder durch eine Regulierungsbehörde geschehen, ohne dass sich hieraus unterschiedliche Konsequenzen für die jeweiligen Szenarien ergeben werden. Der diskriminierungsfreie Zugang zu den Transport- und Verteilnetzen ist eine wesentliche Voraussetzung (die in der zur Zeit herrschenden Übergangsphase noch nicht überall gegeben ist) für die Erreichung eines funktionsfähigen Wettbewerbs. Darüber hinaus ist die gesellschaftsrechtsmäßige Trennung der Verteilnetze von der Stromerzeugung und der Endversorgerebene vollzogen, so dass die Verteilnetzbetreiber ebenfalls eine neutrale Rolle in Bezug auf den Strombezug sowie den Versorgerwechsel der Endkunden einnehmen können.

Eine nennenswerte Verschlechterung der Versorgungssicherheit im Netzbereich kann bis zum Jahr 2010 so gut wie ausgeschlossen werden. Die wettbewerbliche Öffnung der Netze wird im Zuge des fortschreitenden Wettbewerbs in diesem Bereich noch Senkungen bei den Netznutzungsgebühren bringen. Dadurch werden die Netzbetreiber gezwungen sein, alle möglichen Rationalisierungsmaßnahmen zu nutzen, so dass die bisherige Redundanz abnehmen wird.

- weitere Rahmengrößen des Strommarktes

Der Trend geht eindeutig zum Unbundling im Sinne des unternehmerischen Agierens (gesellschaftsrechtsmäßiges Unbundling, das buchhalterische Unbundling ist bereits heute gesetzlich vorgeschrieben). Bis 2010 wird dieser Vorgang mit oder ohne Regulierungsbehörde weitestgehend abgeschlossen sein. Ein eigentumsrechtsmäßiges Unbundling ist prinzipiell möglich, wird aber bis 2010 vermutlich nicht (oder nur vereinzelt) stattgefunden haben. Die wichtigste Voraussetzung für einen funktionsfähigen Wettbewerb ist die eindeutige Entflechtung der Stromerzeugung vom Stromtransport.

Durch die Liberalisierung an der Börse und im Internet entstandenen neuen Stromhandelsformen werden in ihrer Verbreitung weiter zunehmen, sie haben aber keinen relevanten Einfluss auf die unterschiedlichen Ausprägungen der einzelnen Szenarien. Durch die neuen Stromhandelsformen ergibt sich eine bessere Preis- und Markttransparenz und damit wird der Wettbewerbsprozess gefördert, eine Beeinflussung der Marktpreise findet hierdurch jedoch nicht statt. Dies geschieht nach wie vor durch das Verhältnis von Angebot und Nachfrage.

Eine verstärkte Nachfragebündelung bei der Strombeschaffung wird eintreten. Es ergeben sich hierdurch jedoch keine maßgebenden Auswirkungen, durch welche die jeweiligen Szenarien in unterschiedliche Richtungen getrieben werden würden.

Bis zum Jahr 2010 ist bei einer konstanten Bevölkerungszahl von ca. 82 Mio. und einem prognostizierten Wirtschaftswachstum von ca. 2%/a auf dem deutschen Markt nicht mit nennenswerten neuen Stromabsatzmärkten, die zu einem gravierenden Verbrauchszuwachs führen könnten, zu rechnen. Dies hat zur Folge, dass der derzeitige Verdrängungswettbewerb bestehen bleibt. Marktzuwächse deutscher Unternehmen durch Aktivitäten in anderen europäischen Mitgliedsländern, in denen teilweise der Stromverbrauch auch noch zunehmen kann, sind durchaus möglich.

Anmerkung zu den Rahmengrößen

Es ist nicht gesichert, dass das von der Bundesregierung deklarierte CO₂-Reduktionsziel von 25% bis zum Jahr 2005 (bzw. weitergehende Reduktionen bis 2010, die über die 21 % entsprechend dem Kyoto-Protokoll hinausgehen) erreicht wird. Hierfür sind zusätzliche Maßnahmen, die über die bisher ergriffenen hinausgehen, erforderlich. Solche zusätzlichen Maßnahmen müssen nicht nur in dem hier behandelten Stromerzeugungsbereich, sondern insbesondere auch in den Bereichen Verkehr, Industrie, Haushalte und Kleinverbraucher ergriffen werden.

Die aus dem von der EU angestrebten allgemeinen Verdopplungsziel (12 % REG-Anteil am Primärenergieverbrauch bis zum Jahr 2010) abgeleitete Verdoppelung der REG bei der Stro-

merzeugung in Deutschland kann durch das EEG in seiner jetzigen Form vermutlich erzielt werden.

4.2 Vier Szenarien für den liberalisierten deutschen Strommarkt

Neben den Rahmengrößen, die determiniert sind, wurden zur Beschreibung des Systems „liberalisierter Strommarkt“ fünfzehn Deskriptoren¹⁶ mit jeweils unterschiedlichen Ausprägungen (siehe Kapitel 6) bestimmt. Diese fünfzehn Deskriptoren lassen sich thematisch in die drei Bereiche „Staat“, „Stromversorgung“ und „Verbraucherverhalten“ unterteilen:

1. Bereich staatliche Eingriffe¹⁷:

- Gesetzgebung für regenerative Energieerzeugung und Kraft-Wärme-Kopplung
- Gesetzgebung zur Reduktion der CO₂-Emissionen
- Steueranteil an den Strompreisen
- Energiepolitik mit Wirkung auf die Stromeffizienz

2. Bereich Stromversorgung:

- Strompreisentwicklung
- Stromimport-Saldo
- CO₂-Emissionen durch die Stromerzeugung
- Gas-Anteil am Energieträgermix
- Kraftwerkspark (Anteil der dezentralen Anlagen)
- Anbieterstruktur (große / lokale / internationale Anbieter etc.)
- Angebotsstruktur (z.B. Energiedienstleistungen etc.)
- Beschäftigung in der Stromwirtschaft

3. Bereich Verbraucherverhalten:

- Einsparverhalten im privaten Bereich
- Freiwillige private Ökostromnachfrage
- Stromeffizienzsteigerung im Bereich der Industrie

Alle vier Szenarien gehen davon aus, dass sich im Jahr 2010 eine umweltorientierte Gesetzgebung zur Erhöhung der Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen und Kraftwärmekopplung sowie zur Verringerung der CO₂-Emissionen durchgesetzt hat. Dies kann jedoch auf unterschiedlichen Wegen erreicht werden. Demnach liegen hier auch die wesentlichen Differenzen bei den einzelnen Szenarien (Europäische Harmonisierung – nationale Maßnahmen), während bei den Auswirkungen (passive Deskriptoren) im Bereich der Stromversorgung die Ergebnisse teilweise relativ ähnlich sind. Der zweite Bereich, in dem sich die Szenarien

¹⁶ Eine Liste mit detaillierten Beschreibungen der fünfzehn Deskriptoren und ihren insgesamt 32 Deskriptorausprägungen ist in Kapitel 6.2. zu finden.

¹⁷ Die vier Deskriptoren im Bereich staatliche Eingriffe sind trotz ihrer differenzierten Zielsetzung (Erhöhung REG- / KWK- Stromerzeugungsanteil, Steigerung der Stromeffizienz und Reduzierung der CO₂-Emissionen) nicht ganz unabhängig voneinander. Da jedoch die einzelnen energiepolitischen Maßnahmen unterschiedlich auf die jeweiligen Ziele einwirken, wurde eine Differenzierung vorgenommen.

rien wesentlich unterscheiden, ist der Bereich der Verbraucher. Hier kann es bei dem eigenständigen ökologischen Markttagieren entweder bei dem derzeitigen Trend bleiben oder aber es kommt zu verstärkten Stromeffizienzanstrengungen auf der privaten und industriellen Seite sowie einer erhöhten Ökostrom-Nachfrage. Entsprechend der umweltorientierten Gesetzgebung und dem eigenständigen ökologischen Markttagieren, die allen vier Szenarien zu Grunde liegen, wurden die einzelnen Szenarien benannt:

- Szenario S₁: „Europäische Harmonisierung und geringes ökologisch orientiertes Markttagieren auf der Verbraucherseite“
- Szenario S₂: „Europäische Harmonisierung und ökologisch orientiertes Markttagieren durch verstärktes privates Umwelthandeln“
- Szenario S₃: „Nationale Instrumente und zusätzliche staatliche Maßnahmen im Bereich der Stromeffizienz“
- Szenario S₄: „Nationale Instrumente und starkes ökologisch orientiertes Markttagieren auf der Verbraucherseite“

Aus Gründen der Übersichtlichkeit sind die Szenarien jeweils in die drei Bereiche „Staat“, „Stromversorgung“ und „Verbraucher“ unterteilt (siehe Kapitel 4.2.1 bis 4.2.4). Da jedes Szenario als Ganzes in sich geschlossen erfassbar sein soll, lassen sich Wiederholungen bei der Darstellung nicht vermeiden. Im Bereich Stromversorgung beispielsweise ergibt sich in allen vier Szenarien für die Deskriptoren „Strompreisentwicklung“ (steigend), „Strom-Importsaldo“ (steigend), „CO₂-Emissionen durch die Stromerzeugung“ (sinkend), „prozentualer Anteil von Gas am Energieträgermix“ (stark steigend) und „Anteil der Anlagen, die in das Mittel- und Niederspannungsnetz einspeisen“ (stark steigend) die gleiche Deskriptorenausprägung. Die Tabelle 4.1 ermöglicht einen schnellen Überblick, da hier die vier Szenarien stichwortartig im direkten Vergleich einander gegenüber gestellt werden.

4.2.1 Szenario S₁ „Europäische Harmonisierung und geringes ökologisch orientiertes Marktagieren auf der Verbraucherseite“

- Bereich Staat¹⁸

Die Gesetzgebung zur Förderung der Energieerzeugung aus regenerativen Energiequellen und aus der Kraft-Wärme-Kopplung ist bis zum Jahr 2010 europaweit harmonisiert und es hat sich EU-weit ein Instrument zur CO₂-Reduktion (z.B. Emissions-Zertifikatshandel oder CO₂-Steuer) etabliert. Die nationale Politik ergreift über die EU-Politik hinaus keine weiteren Maßnahmen. So bleibt der Steueranteil bei den Strompreisen konstant und zur Verbesserung der Stromeffizienz werden keine einschneidenden zusätzlichen politischen Maßnahmen ergriffen.

- Bereich Stromversorgung

Im Bereich der Stromversorgungsunternehmen kommt es insgesamt zu einer Reduzierung der lokalen Akteure, die den Endkunden beliefern, und der Marktanteil internationaler großer Anbieter steigt. Das Produkt Strom wird tendenziell in der bisherigen Form, d.h. alleine und weniger in Kombination mit neuen Energiedienstleistungen vermarktet, so dass sich bei der Produktvielfalt keine wesentlichen neuen Entwicklungen ergeben. Der Strompreis für die Endverbraucher erhöht sich um mehr als 10 % (inflationsbereinigt) gegenüber dem Jahr 2000.

Bei der Stromerzeugung erhöht sich der Anteil der dezentralen Anlagen, die in das Mittel- und Niederspannungsnetz einspeisen, auf über 15 %. Der Bau von neuen Anlagen wird hauptsächlich auf dem Energieträger Gas basieren, so dass ein Anteil von Gas am Energieträgermix im Jahr 2010 von 15 % oder mehr erreicht wird. Trotz des Baus neuer Anlagen in Deutschland erhöht sich der Stromimport-Saldo auf ca. 5 %. Außerdem wird der Trend der sinkenden Beschäftigung in der Stromwirtschaft nicht aufgehalten und es tritt eine weitere Reduzierung um mehr als 15 % bezogen auf das Jahr 2000 ein.

Bis zum Jahr 2010 ist eine CO₂-Reduktion aus der Stromerzeugung von mehr als 10 % gegenüber dem Jahr 2000 erreicht.

- Bereich Verbraucher

Von der Verbraucherseite aus kommen keine entscheidenden Impulse für die Stromwirtschaft. Die private Nachfrage entwickelt sich in den nächsten zehn Jahren im bisherigen Trend, es werden keine nennenswerten zusätzlichen Stromeinsparungen durch ein verändertes Verbraucherverhalten erzielt und die freiwillige Ökostromnachfrage bleibt weiterhin sehr gering. Im Bereich der Industrie werden keine weiteren Effizienzsteigerungen, die über die bestehende freiwillige Selbstverpflichtung hinaus gehen, erreicht.

¹⁸ Die Deskriptorenausprägungen im Bereich „Staat“ sind in den Szenarien S₁ und S₂ gleich: „Umweltorientierte Gesetzgebung bei REG und KWK“ sowie bei „CO₂“: EU-harmonisiert, „Steueranteil an den Strompreisen“: gleichbleibend, „Energiepolitik mit Wirkung auf Stromeffizienz“: wenig Maßnahmen.

4.2.2 Szenario S₂ „Europäische Harmonisierung und ökologisch orientiertes Marktagieren durch verstärktes privates Umwelthandeln“

- Bereich Staat¹⁹

Die Gesetzgebung zur Förderung der Energieerzeugung aus regenerativen Energiequellen und aus der Kraft-Wärme-Kopplung ist bis zum Jahr 2010 europaweit harmonisiert und es hat sich EU-weit ein Instrument zur CO₂-Reduktion (z.B. Emissions-Zertifikatshandel oder CO₂-Steuer) etabliert. Die nationale Politik ergreift über die EU-Politik hinaus keine weiteren Maßnahmen. So bleibt der Steueranteil bei den Strompreisen konstant und zur Verbesserung der Stromeffizienz werden keine einschneidenden zusätzlichen politischen Maßnahmen ergriffen.

- Bereich Stromversorgung

Im Bereich der Stromversorgungsunternehmen bleibt der Marktanteil der lokalen Akteure, die den Endkunden beliefern, weitgehend gleich. Auch der Marktanteil großer, international tätiger Anbieter, die im Zuge der Liberalisierung auch als ausländische Anbieter auf dem deutschen Strommarkt als Akteure auftreten können, erhöht sich nicht wesentlich. Das Produkt Strom wird verstärkt in Kombination mit neuen Energiedienstleistungen vermarktet und dadurch entsteht eine größere Produktvielfalt. Unter dem Begriff Energiedienstleistungen sind nicht nur energiebezogene Dienstleistungen (z.B. Lieferung anderer Energieträger, Contracting etc.), sondern auch darüber hinaus gehende allgemeine Dienstleistungen (in nicht energiebezogenen Segmenten), durch die eine bessere Kundenbindung sowie eine Erhöhung des Nutzens sowohl des Anbieters als auch des Kunden erreicht wird, zu verstehen. Der Strompreis für die Endverbraucher erhöht sich um mehr als 10 % (inflationsbereinigt) gegenüber dem Jahr 2000.

Bei der Stromerzeugung erhöht sich der Anteil der dezentralen Anlagen, die in das Mittel- und Niederspannungsnetz einspeisen, auf über 15 %. Der Bau von neuen Anlagen wird hauptsächlich auf dem Energieträger Gas basieren, so dass ein Anteil von Gas am Energieträgermix im Jahr 2010 um 15 % oder mehr erreicht wird. Trotz des Baus neuer Anlagen in Deutschland erhöht sich der Stromimport-Saldo auf ca. 5 %. Der bisherige Trend sinkender Beschäftigung in der Stromwirtschaft wird etwas abgeschwächt, so dass sich diese bis 2010 um weniger als 15 % gegenüber 2000 verringert.

Bis zum Jahr 2010 ist eine CO₂-Reduktion aus der Stromerzeugung von mehr als 10 % gegenüber dem Jahr 2000 erreicht.

- Bereich Verbraucher

Von der privaten Verbraucherseite kommen durch eine stärkere Nachfrage nach Ökostrom und durch einen reduzierten Strombedarf starke Auswirkungen für die Stromwirtschaft. Die Stromnachfrage bei den privaten Haushalten verringert sich damit um ca. 10 % gegenüber der Fortschreibung des bisherigen Trends. Seitens der Industrie gehen die Effizienzsteigerungen allerdings über die freiwillige Selbstverpflichtung nicht hinaus.

¹⁹ Die Deskriptorenausprägungen im Bereich „Staat“ sind in den Szenarien S₁ und S₂ gleich: „Umweltorientierte Gesetzgebung bei REG, KWK“ sowie bei „CO₂“: EU-harmonisiert, „Steueranteil an den Strompreisen“: gleichbleibend, „Energiepolitik mit Wirkung auf Stromeffizienz“: wenig Maßnahmen.

4.2.3 Szenario S₃ „Nationale Instrumente und zusätzliche staatliche Maßnahmen im Bereich der Stromeffizienz“

- Bereich Staat²⁰

In der EU findet keine Harmonisierung in der Gesetzgebung zur Förderung von REG und KWK bzw. zur Senkung der CO₂-Emissionen statt. Die nationale Politik ergreift daher besondere energie- und umweltpolitische Maßnahmen. Es werden nationale Instrumente zur Förderung von REG und KWK (z.B. erweitertes EEG oder Quotenregelung) und zur Verringerung der CO₂-Emissionen (Zertifikatshandel oder CO₂-Steuer) eingesetzt. Außerdem werden starke staatliche Maßnahmen zur Erhöhung der Stromeffizienz ergriffen. Auf einen zusätzlichen Lenkungseffekt durch eine prozentuale Steuererhöhung bei den Strompreisen wird jedoch verzichtet, d.h. der Steueranteil an den Strompreisen bleibt konstant.

- Bereich Stromversorgung

Im Bereich der Stromversorgungsunternehmen bleibt der Marktanteil der lokalen Akteure, die den Endkunden beliefern, weitgehend gleich. Auch der Marktanteil großer, international tätiger Anbieter, die im Zuge der Liberalisierung auch als ausländische Anbieter auf dem deutschen Strommarkt als Akteure auftreten können, erhöht sich nicht wesentlich. Das Produkt Strom wird verstärkt in Kombination mit neuen Energiedienstleistungen vermarktet und dadurch entsteht eine größere Produktvielfalt. Unter dem Begriff Energiedienstleistungen sind nicht nur energiebezogene Dienstleistungen (z.B. Lieferung anderer Energieträger, Contracting etc.), sondern auch darüber hinaus gehende allgemeine Dienstleistungen (in nicht energiebezogenen Segmenten), durch die eine bessere Kundenbindung sowie eine Erhöhung des Nutzens sowohl des Anbieters als auch des Kunden erreicht wird, zu verstehen. Der Strompreis für die Endverbraucher erhöht sich um mehr als 10 % (inflationbereinigt) gegenüber dem Jahr 2000.

Bei der Stromerzeugung erhöht sich der Anteil der dezentralen Anlagen, die in das Mittel- und Niederspannungsnetz einspeisen, auf über 15 %. Der Bau von neuen Anlagen wird hauptsächlich auf dem Energieträger Gas basieren, so dass ein Anteil von Gas am Energieträgermix im Jahr 2010 um 15 % oder mehr erreicht wird. Trotz des Baus neuer Anlagen in Deutschland erhöht sich der Stromimport-Saldo auf ca. 5 %. Der bisherige Trend sinkender Beschäftigung in der Stromwirtschaft wird etwas abgeschwächt, so dass sich diese bis 2010 um weniger als 15 % gegenüber 2000 verringert.

Bis zum Jahr 2010 ist eine CO₂-Reduktion aus der Stromerzeugung von mehr als 10 % gegenüber dem Jahr 2000 erreicht.

- Bereich Verbraucher

Auf der Verbraucherseite verringert sich der Strombedarf in den privaten Haushalten um ca. 10 % gegenüber der Fortschreibung des bisherigen Trends. Eine erhöhte freiwillige Ökostromnachfrage findet jedoch nicht statt. Seitens der Industrie kommt es zu einer forcierten Stromeinsparung (mehr als 0,5 %-Punkte Steigerung pro Jahr).

²⁰ Die Deskriptorenausprägungen „Umweltorientierte Gesetzgebung bei REG, KWK“ sowie bei „CO₂“: nationale Instrumente sind im Bereich „Staat“ in den Szenarien S₃ und S₄ gleich.

4.2.4 Szenario S₄ „Nationale Instrumente und starkes ökologisch orientiertes Marktagieren auf der Verbraucherseite“

- Bereich Staat²¹

In der EU findet keine Harmonisierung in der Gesetzgebung zur Förderung von REG und KWK bzw. zur Senkung der CO₂-Emissionen statt. Die nationale Politik ergreift daher besondere energie- und umweltpolitische Maßnahmen. Es werden nationale Instrumente zur Förderung von REG und KWK (z.B. erweitertes EEG oder Quotenregelung) und zur Verringerung der CO₂-Emissionen (Zertifikatshandel oder CO₂-Steuer) eingesetzt. Als weitere Maßnahme kommt noch eine Steuererhöhung bei den Strompreisen, die zu einer relativen Erhöhung des Steueranteils führt, hinzu. Auf spezielle politische Maßnahmen mit Wirkung auf die Stromeffizienz wird verzichtet.

- Bereich Stromversorgung

Im Bereich der Stromversorgungsunternehmen bleibt der Marktanteil der lokalen Akteure, die den Endkunden beliefern, weitgehend gleich. Auch der Marktanteil großer, international tätiger Anbieter, die im Zuge der Liberalisierung auch als ausländische Anbieter auf dem deutschen Strommarkt als Akteure auftreten können, erhöht sich nicht wesentlich. Das Produkt Strom wird verstärkt in Kombination mit neuen Energiedienstleistungen vermarktet und dadurch entsteht eine größere Produktvielfalt. Unter dem Begriff Energiedienstleistungen sind nicht nur energiebezogene Dienstleistungen (z.B. Lieferung anderer Energieträger, Contracting etc.), sondern auch darüber hinaus gehende allgemeine Dienstleistungen (in nicht energiebezogenen Segmenten), durch die eine bessere Kundenbindung sowie eine Erhöhung des Nutzens sowohl des Anbieters als auch des Kunden erreicht wird, zu verstehen. Der Strompreis für die Endverbraucher erhöht sich um mehr als 10 % (inflationbereinigt) gegenüber dem Jahr 2000.

Bei der Stromerzeugung erhöht sich der Anteil der dezentralen Anlagen, die in das Mittel- und Niederspannungsnetz einspeisen, auf über 15 %. Der Bau von neuen Anlagen wird hauptsächlich auf dem Energieträger Gas basieren, so dass ein Anteil von Gas am Energieträgermix im Jahr 2010 um 15 % oder mehr erreicht wird. Trotz des Baus neuer Anlagen in Deutschland erhöht sich der Stromimport-Saldo auf ca. 5 %. Der bisherige Trend sinkender Beschäftigung in der Stromwirtschaft wird etwas abgeschwächt, so dass sich diese bis 2010 um weniger als 15 % gegenüber 2000 verringert.

Bis zum Jahr 2010 ist eine CO₂-Reduktion aus der Stromerzeugung von mehr als 10 % gegenüber dem Jahr 2000 erreicht.

- Bereich Verbraucher

Von der privaten Verbraucherseite kommen durch eine stärkere Nachfrage nach Ökostrom und durch einen reduzierten Strombedarf starke Auswirkungen für die Stromwirtschaft. Die Stromnachfrage bei den privaten Haushalten verringert sich damit um ca. 10 % gegenüber der Fortschreibung des bisherigen Trends. Seitens der Industrie kommt es zu einer forcierten Stromeinsparung (mehr als 0,5 %-Punkte Steigerung pro Jahr).

²¹ Die Deskriptorenausprägungen „Umweltorientierte Gesetzgebung bei REG, KWK“ sowie bei „CO₂“: nationale Instrumente sind im Bereich „Staat“ in den Szenarien S₃ und S₄ gleich.

4.3 Weiterführende Erläuterungen zu den Szenarienbeschreibungen

Bereich Staat

Die Auswirkungen staatlichen Handelns auf die Stromerzeugungsstrukturen (zentral / dezentral) bzw. die Diversifikationsmöglichkeiten sind unterschiedlich je nach dem, ob die Gesetzgebung speziell sektorspezifisch in Richtung REG- und KWK-Förderung zielt oder globaler wirkend direkt Vorgaben zur CO₂-Reduzierung (z.B. verstärkter Zertifikatshandel auch mit dem Ausland) gemacht werden. Im Falle einer nationalen Gesetzgebung zu REG und KWK werden durch diese nur Technologien innerhalb Deutschlands gefördert, während bei europäisch harmonisierten Instrumenten bestimmte REG-Technologien, die an anderen Standorten höhere Ausbeuten erzielen, größere Marktchancen haben.

Prinzipiell lässt sich mit dem jeweiligen speziellen Fördermechanismus ein gewünschtes CO₂-Reduktionsziel (Zertifikatshandel oder CO₂-Steuer) und/oder eine Verdoppelung der Stromerzeugung aus REG (Quote oder Energieeinspeisungsgesetz) bis zum Jahr 2010 erreichen. Es ist lediglich eine Frage, wie stark man mit dem jeweiligen Instrument in den Markt eingreift. Das Erreichen der normativen Ziele ist auf unterschiedlichen Wegen möglich, und genau da setzen die verschiedenen Fördermechanismen an. Während bei einem CO₂-Zertifikatshandel oder einer CO₂-Steuer die Mittel dahin fließen, wo sich CO₂ mengenmäßig und ohne Einfluss auf die technische Entwicklung am kostengünstigsten vermeiden lässt (national oder EU-weit), kann bei einem Quotenmodell durch Vorgaben von Teil-Quoten ganz gezielt auf die quantitative Entwicklung bestimmter erwünschter Technologien eingewirkt werden. Bei einem Festpreismodell (z.B. EEG) kann dies ebenfalls durch eine Differenzierung der Vergütungshöhe geschehen. Dies ist insbesondere im Hinblick auf die Zeit nach 2010 zu betrachten. Es kann erforderlich sein, bereits heute bestimmte Technologien zu fördern, damit diese mittelfristig kostengünstig zur Verfügung stehen, wenn die kurzfristig kostengünstigeren Optionen ausgeschöpft sind.

Bereich Stromversorgung

Der Grund für die steigenden Strompreise in allen vier Szenarien hat mehrere Ursachen:

- Unmittelbar nach der Liberalisierung wurde Strom teilweise zu den kurzfristigen Grenzkosten bzw. auch noch darunter angeboten (d.h. es wurden keine Rücklagen für Neubauten gebildet). Da jedoch bis zum Jahr 2010 die bestehenden Überkapazitäten abgebaut sein werden, ist für den Bau von neuen Kraftwerken die Bildung von Rücklagen erforderlich.
- Die Verknappung der Stromerzeugungskapazitäten auf der Angebotsseite bis zum Jahr 2010 hat eine preistreibende Wirkung.
- Der Anteil der REG- und KWK-Anlagen am Stromerzeugungsmix sowie der prozentuale Gas-Anteil am Energieträgermix wird durch die zusätzlichen Maßnahmen bei der um-

weltorientierten Gesetzgebung (S_1 bis S_4) größer, so dass sich die Stromerzeugung dadurch verteuert. Darüber hinaus wirken auch Maßnahmen zur CO_2 -Reduktion kostensteigernd.

- Die derzeit teilweise noch bestehenden großen Unterschiede bei den Netznutzungsentgelten (bis zu 300 %) auf den jeweiligen Spannungsebenen werden sich bis zum Jahr 2010 auf Grund der gestiegenen Preistransparenz angleichen und durch den zunehmenden Wettbewerbsdruck in diesem Segment tendenziell in der Höhe abnehmen. Örtliche Preisunterschiede auf Grund der verschiedenen Netzstrukturen und der ungleichen Anschlussdichte werden jedoch weiterhin bestehen bleiben.

Diese Effekte wirken in der Summe so stark, dass der Druck in Richtung niedrigere Strompreise infolge der noch ausstehenden Liberalisierung der Stromnetze bzw. infolge der verminderten Stromnachfrage auf der Verbraucherseite durch zusätzliche Stromeinsparungen (unterschiedlich hoch bei S_2 bis S_4) sowie dem weiterhin bestehenden Verdrängungswettbewerb überkompensiert wird. Darüber hinaus soll noch erwähnt werden, dass durch Energiedienstleistungen (S_2 bis S_4) Zusatzkosten entstehen können.

Die Stromerzeugungskosten werden sich bis zum Jahr 2010 und darüber hinaus auf Grund der sich verändernden Altersstruktur des europäischen Kraftwerkparks und der zunehmenden EU-Harmonisierung europaweit immer mehr angleichen. Damit werden die erzielbaren Gewinnmargen bei den einzelnen Ländern untereinander nicht mehr so groß sein und damit der länderübergreifende Stromverkauf weniger lukrativ werden. Allein Frankreich hat über das Jahr 2010 hinaus noch deutliche Überkapazitäten aus Kernkraftwerken (kurzfristige Grenzkosten ab Kraftwerk ca. 1 Ct/kWh). Es wird auch nicht damit gerechnet, dass bis zum Jahr 2010 nennenswerte neue Netzkapazitäten für den Stromtransport innerhalb Europas gebaut werden. Als obere wirtschaftliche Grenze wäre bis zum Jahr 2010 für Deutschland ein Importstrom-Saldo von bis zu ca. 6 % des Bruttostromverbrauchs möglich [Bradke et al., 2001]. Dieser wird den Erwartungen nach in allen vier Szenarien weitgehend ausgeschöpft. Die Variante, dass sich Deutschland bis 2010 zu einem bedeutenden Stromexportland entwickelt, wird als unrealistisch eingeschätzt.

Ein Anstieg der CO_2 -Emissionen aus der Stromerzeugung bis zum Jahr 2010 (bezogen auf das Jahr 2000) wird ausgeschlossen. Vielmehr werden in allen vier Szenarien sogar sinkende CO_2 -Emissionen im Bereich der Stromerzeugung erwartet. Die Gründe, die in der Summe zu dieser Entwicklung führen, sind vielfältig und begründen sich auf der verwendeten Prämisse, dass die Politik ihre derzeitigen Klimaschutzziele weiterhin verfolgt. Daher werden in allen vier Szenarien in irgendeiner Form Maßnahmen zur Förderung von REG und KWK bzw. Instrumente zur CO_2 -Reduzierung eingesetzt. Außerdem gehen keine nennenswerten Kernkraftkapazitäten bis dahin vom Netz und der Stromverbrauch wird nicht wesentlich ansteigen. Darüber hinaus trägt ein steigender Gasanteil an der Stromerzeugung auch noch zu dieser Entwicklung bei. Diese kann jedoch nicht über das Jahr 2010 hinaus fortgeschrieben werden, da derzeit noch nicht feststeht, in welcher Form die vom Netz genommenen Kernkraftwerke substituiert werden und wie sich der Stromverbrauch nach 2010 entwickelt.

Ein Betrachtungszeitraum von zehn Jahren ist für Veränderungen im Kraftwerkspark wegen der langen Lebensdauer der Anlagen relativ kurz. Ein umfangreicher Zubau wie er zwischen 1975 und 1990 bei der Kernenergie stattgefunden hat, ist u.a. vor dem Hintergrund der beiden Ölpreiskrisen zu sehen. Die Vorbereitungen für einen Ausbau der Kernenergie waren allerdings bereits seit Anfang der sechziger Jahre im Gange. Demnach sind im Bereich der Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern bis 2010 noch keine beträchtlichen Umstrukturierungen zu erwarten. Auch die Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen wird bis zu diesem Zeitpunkt noch keinen großen Anteil erlangen (günstigstenfalls eine Verdoppelung bezogen auf das Jahr 2000) und somit keinen anderen Energieträger vollständig ersetzen können.

Die Veränderungen im Kraftwerkspark bis zum Jahr 2010 werden entscheidend durch den Anteil dezentraler Anlagen (Einspeisung in das Mittel- und Niederspannungsnetz) an der Stromerzeugung geprägt. Eine trendgemäße Entwicklung entspräche einem Anteil von 10 - 15%, während ein forciertes Ausbau dezentraler Stromerzeugungsanlagen, wie er in allen vier Szenarien vorhergesagt wird, einen Anteil von über 15% bedeuten würde. Durch die beiden Deskriptoren „Anteil Gas [prozentual] am Energieträgermix“ und „Kraftwerkspark (Anteil der Anlagen, die in das Mittel- und Niederspannungsnetz einspeisen)“ wird die Eigenart der Kraftwerksparkentwicklung ausreichend erkennbar, da ein Neubau bis zum Jahr 2010 größtenteils entweder in Form von zentralen Gaskraftwerken oder von dezentralen Anlagen (KWK/Gas, REG) erfolgen wird.

Der hier verwendete Begriff Angebotsstruktur bezieht sich auf das Produkt. Es stellt sich somit die Frage, ob der Strom alleine vermarktet wird, oder ob er in Kombination mit anderen Energiedienstleistungen angeboten wird. Unter dem Begriff Energiedienstleistungen sind nicht nur energiebezogene Dienstleistungen (z.B. Lieferung anderer Energieträger, Contracting etc.), sondern auch darüber hinaus gehende allgemeine Dienstleistungen (in nicht energiebezogenen Segmenten), durch die eine bessere Kundenbindung sowie eine Erhöhung des Nutzens sowohl des Anbieters als auch des Kunden erreicht wird, zu verstehen.

Die Beschäftigung in der Stromwirtschaft soll bei dieser Betrachtung die Sektoren Stromerzeugung, Netzbetrieb und Handel umfassen. Es ist davon auszugehen, dass die Anzahl der Beschäftigten, die in diesen Bereichen arbeiten, abnehmen wird. Dies lässt sich dadurch begründen, dass durch Rationalisierungsmaßnahmen im Netzbereich, der ungefähr 2/3 der Wertschöpfungskette ausmacht, ein abnehmender Trend vorgegeben wird, dem zusätzlich noch weitere negative Beschäftigungseffekte in der Stromerzeugung überlagert sind. Infolge der Liberalisierung werden auch neue Arbeitsplätze außerhalb der direkten Stromwirtschaft entstehen. Eine genaue Differenzierung ist schwierig, da manche Arbeitsbereiche aus der Stromwirtschaft ausgelagert werden und somit statistisch gesehen bei anderen Branchen verbucht werden. Somit ergibt eine einseitige Betrachtung der Arbeitsplatzsituation in der direkten Stromwirtschaft ein verzerrtes Bild. Trotzdem erscheint es sinnvoll, die unterschiedlichen Auswirkungen der einzelnen Szenarien auf die Beschäftigung in der Stromwirtschaft darzustellen. Insgesamt gesehen ist jedoch zu beachten, dass die Arbeitsplätze in der Stromwirtschaft und den Zulieferbranchen bezogen auf die Gesamtbeschäftigung in Deutschland eine vergleichsweise untergeordnete Rolle spielen.

Bereich Verbraucher

Über das Einsparverhalten im privaten Bereich ließen sich in der Summe bis zu ca. 10 % (das entspricht ca. 15 TWh) einsparen. Das freiwillige individuelle private Umwelthandeln orientiert sich jedoch nicht an einer Zielvorgabe (fehlende Markttransparenz), so dass die Entwicklungen schwer vorhersehbar sind. Eine zielgerichtete Politik zur Förderung der Stromeffizienz (z.B. mit Labeling, Information / Werbung, Energieeffizienzfonds, Ordnungsrecht, Förderung etc.) wie in S₃ oder eine stärker steigende Energiesteuer wie in S₄ wirken sich zielführender aus.

4.4 Interpretatorischer und vergleichender Teil der Szenarienbeschreibung

Die in diesem Kapitel gemachten Aussagen gelten nur unter den vorausgesetzten Rahmenbedingungen.

Eine zentrale Aussage dieser vier Szenarien ist, dass zwar durch die Liberalisierung und die daraus folgenden Reaktionen der Marktakteure der Strommarkt grundlegend verändert wurde, die entscheidenden richtungsweisenden Impulse in der Hauptsache jedoch nach wie vor von den staatlichen Eingriffen in das System ausgehen. Obwohl sich der Staat mit der Liberalisierung einerseits aus seiner Verantwortung zurückgezogen hat, sind andererseits bestimmte Maßnahmen und Eingriffe erforderlich, damit er seine energiepolitischen Ziele bezüglich des Klimaschutzes und der Umweltverträglichkeit innerhalb des neu geschaffenen Wettbewerbs durchsetzen kann.

Auf Grund der weitreichenden energiepolitischen Rahmenannahmen ergeben sich im Bereich der Stromversorgung für insgesamt fünf Deskriptoren bei allen vier Szenarien ähnliche Tendenzen, die nur geringfügig voneinander abweichen. Im Einzelnen handelt es sich um die folgenden Deskriptoren (die jeweiligen Ausprägungen stehen in Klammer): „Strompreisentwicklung“ (steigend), „Importstrom-Saldo“ (steigend), „CO₂-Emissionen“ (sinkend), „Prozentualer Anteil Gas am Energieträgermix“ (steigend), „Anteil dezentraler Anlagen am Kraftwerkspark“ (steigend). Um eine bessere Profilierung bzw. Differenzierung der einzelnen Szenarien zu erreichen, wurden bei diesen fünf Deskriptoren in der Tabelle 4.1 die jeweiligen Zeilen um entsprechende Punkt-Symbole ergänzt. Diese verdeutlichen die relativen Bewertungsunterschiede innerhalb der gleichen Deskriptorausprägung, die sich aus dem Cross-Impact-Verfahren²² ergeben haben.

²² Detaillierte Informationen zu den relativen Bewertungsunterschieden innerhalb des Cross-Impact-Verfahrens befinden sich im Kapitel 6. Es wurde in der Tabelle 4.1 eine qualitative Bewertungsskala (Punkte von 1 bis 5) gewählt, da keine quantitativen Ergebnisse bei dem Cross-Impact-Verfahren erzeugt wurden.

Aus Sicht der Ökonomie weisen S_1 und S_2 Vorteile gegenüber S_3 und S_4 auf, da die staatliche Eingriffstiefe geringer ist und somit ein vergleichsweise größerer Marktanteil dem Wettbewerb ausgesetzt wird. Außerdem wird dem Szenario S_1 im Vergleich zu den anderen die größte Eintretenswahrscheinlichkeit zugerechnet, während die Eintretenswahrscheinlichkeit der Szenarien S_2 und S_4 vergleichsweise eher geringer eingestuft wird.

In den Szenarien S_1 und S_2 ergeben sich auf Grund der geringeren staatlichen Eingriffstiefe im Vergleich zu S_3 und S_4 geringere volkswirtschaftliche Mehrkosten für die Deckung des Strombedarfs. Diese volkswirtschaftlichen Mehrkosten liegen in allen vier Szenarien deutlich über denen, die sich ergeben würden, wenn der Staat die bestehenden Regelungen wie bisher beibehält und keine neuen Maßnahmen ergreift. Der quantitative Nachweis konnte allerdings nur für die Spezifizierung der Szenarien für Baden-Württemberg mittels einer Modellrechnung durchgeführt werden (siehe Kapitel 5.3). In ihrer Tendenz sind diese Ergebnisse jedoch auch auf Deutschland übertragbar.

Keines der vier Szenarien beschreibt die Fortführung des bisherigen Trends, da in jedem der vier jeweils zusätzliche Maßnahmen im Bereich der umweltorientierten Gesetzgebung ergriffen werden, die über die bestehenden Regelungen hinausgehen. Die nachfolgenden interpretatorischen und vergleichenden Ausführungen werden in die drei Bereiche „Staat“, „Stromversorgung“ und „Verbraucher“ unterteilt.

Bereich Staat

Sehr wahrscheinlich würde eine EU-harmonisierte umweltorientierte Gesetzgebung (REG, KWK und CO_2) in Deutschland etwas weniger Wirkung in Bezug auf die CO_2 -Emissionen der Stromerzeugung entfalten als eine Kombination nationaler Instrumentarien, da europäische Lösungen sich häufig am kleinsten gemeinsamen Nenner orientieren. Dies wird zumindest für den Bereich der erneuerbaren Energien erwartet. Da in anderen EU-Ländern z.B. erheblich größere ungenutzte Windenergiepotenziale als in Deutschland bestehen, ist in diesem Fall davon auszugehen, dass diese in Deutschland nicht so stark ausgenutzt werden.

Der Anteil der flexiblen Mechanismen (Kyoto-Mechanismen) zur Erreichung des CO_2 -Reduktionsziels wird in S_1 und S_2 höher sein als in S_3 und S_4 .

Bereich Stromversorgung

Es stellt sich in allen vier Szenarien eine Strompreiserhöhung ein, obwohl gleichzeitig auch der Stromimport-Saldo ansteigt (ebenfalls in allen vier Szenarien). Bei dem Strompreisanstieg handelt es sich damit um einen so starken Trend, dass dieser auch durch einen erhöhten Stromimport-Saldo nicht aufgehalten, sondern nur gedämpft werden kann. Dieser Trend lässt sich sowohl durch eine Rückkehr zu den Preisen erklären, die sich an den langfristigen Systemgrenzkosten der Strombereitstellung (anstatt wie derzeit an den Erzeugungsgrenzkosten)

orientierten, als auch durch eine zunehmende Macht der Erzeugermärkte und damit einhergehend die Zunahme oligopolistischer Preiserhöhungsspielräume. Durch die umweltpolitischen Maßnahmen auf nationaler Ebene in Verbindung mit einer zusätzlichen Steigerung des relativen Steueranteils an den Strompreisen entstehen in S₄ die stärksten Strompreiserhöhungen. Die qualitative Abstufung der Strompreise innerhalb der vier Szenarien ist in der Tabelle 4.1 dargestellt.

Die pauschale Aussage eines auf ca. 5 % der Bruttostromerzeugung zunehmenden Stromimportsaldo lässt sich innerhalb der einzelnen Szenarien noch differenzieren. Die Tendenz zum Stromimport nimmt von S₁ ausgehend über S₂ und S₃ hin zu S₄ immer mehr ab (vgl. Tabelle 4.1). Die wesentlichen Gründe für den vergleichsweise höchsten Stromimport-Saldo in S₁ sind eine zunehmende Zahl größerer international agierender Anbieter, die einen harten Preiskampf über das Produkt Strom (weniger über Energiedienstleistungen wie in S₂, S₃ und S₄) führen sowie eine EU-harmonisierte Gesetzgebung. Weitere Deskriptorenausprägungen wie z.B. das geringere Einsparverhalten im privaten Bereich und in der Industrie wirken zusätzlich fördernd auf die Deskriptorausprägung „Steigender Stromimport-Saldo“. Im Gegensatz dazu führt das verstärkte ökologische Marktagieren auf der Verbraucherseite und die zusätzlichen staatlichen Maßnahmen zu einem geringeren Stromimport-Saldo in S₃ und S₄.

Als Ergebnis für die CO₂-Emissionen aus der Stromerzeugung ergab sich aus dem Szenarioprozess für alle vier Szenarien eine Reduktion um mehr als 10 % gegenüber dem Jahr 2000. Wie aus der Tabelle 4.1 ersichtlich wird, überschreitet das Szenario S₄ diese Reduktionsmarke deutlicher als S₁. Die Szenarien S₂ und S₃ liegen mit ihren CO₂-Reduktionen bei der Stromerzeugung dazwischen. Die vergleichsweise höchste CO₂-Reduktion in S₄ wird im Wesentlichen durch das stärkere Einsparverhalten im privaten Bereich, die gesteigerte Stromeffizienz bei der Industrie, die erhöhte Ökostromnachfrage sowie den größeren relativen Steueranteil bei den Strompreisen hervorgerufen.

Der Bau neuer Stromerzeugungsanlagen wird in dem Zeitraum bis 2010 sehr wahrscheinlich hauptsächlich auf dem Energieträger Gas aufbauen. Dies liegt daran, dass Gaskraftwerke erheblich flexibler geplant und schneller realisiert werden können als Großkraftwerke auf Stein- oder Braunkohlebasis. Zudem sind die spezifischen CO₂-Emissionen erheblich geringer als bei der Kohleverstromung. Weitere Vorteile ergeben sich aus den hohen Wirkungsgraden, die bei Neuanlagen erzielt werden können, und den niedrigen Investitionskosten. Der in der vergangenen Zeit bestehende Preisvorteil von Gas gegenüber Kohle besteht allerdings derzeit nicht mehr. Die variablen Kosten sind derzeit bei der Gasverstromung nahezu gleich mit den Vollkosten eines Kohlekraftwerkes. Allgemein ist darauf zu achten, dass aus Gründen der Versorgungssicherheit die Abhängigkeit von Gas nicht zu groß werden sollte. Diese Entwicklung kann dann verstärkt werden, wenn andere Staaten ebenfalls vermehrt diesen Energieträger einsetzen.

Gas kann sowohl in zentralen GuD-Anlagen als auch in dezentralen KWK-Anlagen, die in das Mittel- und Niederspannungsnetz einspeisen, zur Stromerzeugung verwendet werden. Im Szenario S₁ wird mehr Strom in zentralen GuD-Anlagen als in gasbetriebenen dezentralen

KWK-Anlagen erzeugt werden, während sich in S_2 kein eindeutiger Trend bezüglich der zentralen / dezentralen Stromerzeugung aus Gas entwickelt. Im Vergleich zu den Szenarien S_1 und S_2 wird sich bei S_3 und S_4 die Gasverstromung tendenziell mehr in Richtung dezentrale KWK-Anlagen verschieben. Auf Grund dessen und durch die erhöhte Ökostromnachfrage in S_2 und S_4 bzw. die starken staatlichen Maßnahmen bei der Stromeffizienz in S_3 ist der Anteil der Anlagen, die in das Mittel- und Niederspannungsnetz direkt einspeisen, bei diesen drei Szenarien etwas größer als bei S_1 (vgl. Tabelle 4.1).

Die beiden Szenarien S_3 und S_4 beschreiben Entwicklungen, bei denen sich bis zum Jahr 2010 keine europaweite Regelung zur Förderung von Energieerzeugung aus regenerativen Energiequellen und aus Kraft-Wärme-Kopplung bzw. zur CO_2 -Reduktion durchsetzen konnten. Auf Grund der nationalen Alleingänge (länderspezifische Förderprogramme) bestehen in diesem Bereich nach wie vor auf europäischer Ebene Wettbewerbsverzerrungen. Eine weitere Folge dieser Entwicklung ist, dass alle national geförderten Anlagen zur regenerativen Stromerzeugung nur innerhalb der jeweiligen Landesgrenzen errichtet werden, da landesspezifische Förderungen nicht übertragen werden können. Somit können subventionierte REG-Anlagen an Standorten mit günstigeren Rahmenbedingungen außerhalb desjenigen Landes, das eine bestimmte REG-Förderung praktiziert, nicht errichtet werden. Von den standortabhängigen REG wird jedoch nur die Windenergie mengenmäßig bis 2010 von Bedeutung sein. Aus der Sicht Deutschlands stehen hier durch die Offshore-Nutzung neue größere „nationale“ Potenziale zur Verfügung. Außerdem ist davon auszugehen, dass andere EU-Staaten beim Eintreten der Szenarien S_3 und S_4 ihre Potenziale ebenfalls durch nationale Instrumente erschließen.

Tendenziell wird im Szenario S_1 gegenüber den Szenarien S_2 , S_3 und S_4 weniger Strom aus regenerativen Anlagen in Deutschland erzeugt, weil hier die Möglichkeit der Produktion an Standorten außerhalb Deutschlands im Rahmen der EU-harmonisierten REG-Förderung gegeben ist. Gleichzeitig bleibt die Nachfrage nach (eher regional produziertem) Ökostrom gering. Es ist durchaus denkbar, dass der deutsche Beitrag zur EU-weiten CO_2 -Reduktion auch durch S_1 erbracht werden kann, die absoluten Mengen an reduziertem CO_2 in der Stromerzeugung dürften jedoch niedriger sein als z.B. in S_3 od. S_4 .

Die Zusammensetzung der verschiedenen Arten zur regenerativen Energieerzeugung ist unterschiedlich je nach dem, ob eine EU-harmonisierte Regelung besteht oder ob nationale Instrumente (S_3 , S_4) eingesetzt werden. Eine EU-weite Quote für REG dürfte beispielsweise in S_1 oder S_2 bei der Stromerzeugung zu einem höheren Biomasse-Anteil am europaweiten REG-Mix führen, während bei einer nationalen Quote in S_3 oder S_4 eher die Windkraftpotenziale, die für Deutschland größer sind als die Potenziale der Stromerzeugung aus Biomasse, ausgenutzt werden.

Im Gegensatz zu dem Szenario S_1 kommt es in den Szenarien S_2 - S_4 entgegen der derzeitigen Trendentwicklung zu keiner großen Veränderung bei dem Marktanteil der Direktanbieter, die

den Endkunden beliefern²³. Dies korrespondiert damit, dass in S₂-S₄ der Kunde mehr mit zusätzlichen Angeboten im Bereich der Energiedienstleistungen umworben werden muss und hierfür auch eine höhere Nachfrage besteht als in S₁. Dieser Effekt zusammen mit einer verstärkten Produktion von Strom aus heimischen regenerativen Energieerzeugungsanlagen bewirkt, dass die Anzahl der Beschäftigten in der Stromwirtschaft in S₂-S₄ entgegen dem Trend nur schwach sinken wird (in S₁ stark sinkend).

Bereich Verbraucher

Durch die Wechselwirkungen der Kombination von nationalen Instrumenten mit Maßnahmen zur Stromeffizienz bzw. Erhöhung des Steueranteils an den Strompreisen und der Erweiterung des Angebots von Energiedienstleistungen kann das generelle Interesse im Bereich der privaten und industriellen Verbraucher für Stromeffizienz (S₃ und S₄) erhöht werden. In S₁ und S₂, wo es europäisch harmonisierte Maßnahmen gibt, kann bei der Industrie keine über den Trend hinausgehende Entwicklung erreicht werden. Wie bereits erwähnt besteht in diesen beiden Szenarien vermehrt die Möglichkeit durch flexible Mechanismen die Verpflichtungen bei der CO₂-Reduktion zu erfüllen.

In S₁ zeigt sich eine Marktkonzentration sowohl in Bezug auf die Anbieterstruktur (Marktanteil lokaler Anbieter sinkend) als auch im Hinblick auf die Produktstruktur (nur Strom als Produkt). Die privaten Haushalte zeigen keine autonome Motivation zum Sparen bzw. zum Erwerb von Regenerativstrom. Hier zeichnet sich das Bild des Endverbrauchers als das eines neoliberalen Nutzenmaximierers im Rahmen eines europäischen Liberalisierungsszenarios ab.

²³ Trotz des gleichbleibenden Marktanteils kann ein begrenzter interner Wandel stattfinden, indem vorhandene Direktanbieter durch Fusionen vom Markt verschwinden, dafür aber auch wiederum neue auftreten. Bei strategischen Kooperationen bleibt zwar der Direktanbieter bestehen, seine Eigenständigkeit wird jedoch eingeschränkt

		Rahmengrößen entsprechend Kapitel 4.1 als Grundvoraussetzung für S ₁ – S ₄			
Deskriptor		S₁	S₂	S₃	S₄
Bereich Staat	Umweltorientierte Gesetzgebung REG/KWK	EU-weite Quote od. Einspeisungsgesetz		nationale Quote od. Einspeisungsgesetz	
	Umweltorientierte Gesetzgebung CO ₂ -Emissionen	EU-weiter Zertifikatshandel od. CO ₂ -Steuer		nationaler Zertifikatshandel od. CO ₂ -Steuer	
	Relativer Steueranteil an den Strompreisen	gleichbleibend			steigend
	Energiepolitik mit Wirkung auf Stromeffizienz	wenig Maßnahmen (Trend)		starke Maßnahmen	wenig Maßnahmen (Trend)
Bereich Stromversorgung	Strompreisentwicklung	steigende Strompreise (mehr als 10 % gegenüber dem Jahr 2000)			
		●	●●	●●●●	●●●●●
	Stromimport	Anstieg des Importstrom-Saldo auf ca. 5 % der Bruttostromerzeugung			
		●●●●●	●●●	●●	●
	CO ₂ -Emissionen durch die Stromerzeugung	Reduktion der CO ₂ -Emissionen um mehr als 10 % gegenüber dem Jahr 2000			
		●●	●●●	●●●	●●●●
	Anteil Gas [prozentual] am Energieträgermix	Erhöhung von derzeit ca. 8 % auf über 15 %			
		●●	●●	●●	●●
	Kraftwerkspark (Anteil der Anlagen, die in das Mittel- und Niederspannungsnetz einspeisen)	Erhöhung des Anteils auf über 15 %			
		●	●●●	●●●	●●●
Anbieterstruktur	Marktanteil lokaler Akteure sinkend	annähernd gleichbleibende Struktur der Direktanbieter an den Endkunden			
Angebotsstruktur	Produkt: Strom	Produkt: Strom und Energiedienstleistungen			
Beschäftigung in der Stromwirtschaft	stark sinkend (Trend)	schwach sinkend (abgeminderter Trend)			
Bereich Verbraucher	Einsparverhalten im privaten Bereich	weiterhin gering (entspr. Trend)	starke Einsparungen (mehr als 10 % der Trendentwicklung)		
	Private Ökostromnachfrage	weiterhin gering (entspr. Trend)	5 % der gesamten Stromnachfrage	weiterhin gering (entspr. Trend)	5 % der gesamten Stromnachfrage
	Effizienzsteigerung im Bereich der Industrie	trendgemäß (entspr. heutiger Selbstverpflichtung)	forciert (mehr als 0,5 %/a bis 2010)		

Die Anzahl der Punkte (Skala von 1 bis 5) steht für die Stärke der Ausprägung eines Merkmals: ● = schwache Ausprägung ... ●●●●● = sehr starke Ausprägung

Tabelle 4.1: Übersicht und Vergleich der vier Szenarien für das Jahr 2010

4.5 Maßnahmen zum Erreichen der einzelnen Szenarien

Die vier dargestellten Szenarien sind keine Trendszenarien, die eine Entwicklung ohne jegliche Veränderungen in der Politik und der staatlichen Rahmensetzung bzw. Änderungen des Verbraucherverhaltens beschreiben. Es gilt daher, die Veränderungen bzw. Maßnahmen darzustellen, bei deren Realisierung sich das jeweilige Szenario einstellen würde. Wenn die politische Vorgabe einer CO₂-Reduktion im Bereich der Stromerzeugung (20 Mio. Tonnen CO₂ zwischen 2000 und 2005) erreicht werden soll, dann müssen in jedem der vier Szenarien zusätzliche Fördermaßnahmen ergriffen oder die derzeit bestehenden erweitert werden. Wesentliche Veränderungen können nur durch staatliche Eingriffe, EU-Gesetzgebung oder Verringerung der Nachfrage herbeigeführt werden. Eine Verdoppelung des REG-Anteils an der Stromerzeugung durch das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) in seiner bisherigen Form ist möglich.

Maßnahmen zum Erreichen des Szenarios S₁ „Europäische Harmonisierung und geringes ökologisch orientiertes Marktagieren auf der Verbraucherseite“

Für das Erreichen des Szenarios S₁ muss die Politik der EU-weiten Strommarktliberalisierung einschließlich einer Harmonisierung der Instrumente zur Förderung der Stromerzeugung aus REG und KWK sowie zum Klimaschutz Priorität bekommen. Dabei muss die in den einzelnen Ländern durch unterschiedliche Instrumente entstandene Dynamik durch entsprechende Übergangsregelungen gesichert bleiben.

Der Steueranteil an den Strompreisen darf bzw. muss nicht erhöht werden, darf aber auch nicht reduziert werden.

Darüber hinaus wirken Maßnahmen, die den Preiswettbewerb erhöhen (z.B. eine höhere Transparenz bei den Strompreisen), förderlich.

Maßnahmen zum Erreichen des Szenarios S₂ „Europäische Harmonisierung und ökologisch orientiertes Marktagieren durch verstärktes privates Umwelthandeln“

Für das Erreichen des Szenarios S₂ muss die Politik der EU-weiten Strommarktliberalisierung einschließlich einer Harmonisierung der Instrumente zur Förderung der Stromerzeugung aus REG und KWK sowie zum Klimaschutz Priorität bekommen. Dabei muss die in den einzelnen Ländern durch unterschiedliche Instrumente entstandene Dynamik durch entsprechende Übergangsregelungen gesichert bleiben. Darüber hinaus sollte durch staatliche Maßnahmen (z.B. Förderung des ökologischen Bewusstseins durch Bildungsmaßnahmen) der Prozess des eigenständigen privaten Handelns im Bereich Stromeffizienz und der gesteigerten Ökostromnachfrage unterstützt werden.

Der Steueranteil an den Strompreisen darf bzw. muss nicht erhöht werden, darf aber auch nicht reduziert werden.

Maßnahmen zum Erreichen des Szenarios S₃ „Nationale Instrumente und zusätzliche staatliche Maßnahmen im Bereich der Stromeffizienz“

Sollen die politischen Ziele bis 2010 auf nationaler Ebene erreicht werden, dann müsste insbesondere das EEG beibehalten werden und zur Absicherung der Zielsetzung um die beiden Technologien Wasserkraft größer als 5 MW und Biomassezufeuerung²⁴ in Heizkraftwerken ausgeweitet werden. Eine Quotenregelung mit entsprechenden langfristigen Übergangsregelungen und mit einem Zertifikatshandel verknüpft, kann jedoch bei sorgfältiger Ausgestaltung dieselbe Wirkung haben. Parallel zu den Förderinstrumenten für REG und KWK müsste ein nationaler Zertifikatshandel oder eine CO₂-Steuer²⁵ für eine weiterreichende CO₂-Reduktion eingeführt werden.

Der Steueranteil an den Strompreisen darf bzw. muss nicht erhöht werden, darf aber auch nicht reduziert werden.

Die privaten Haushalte und die Industrie müssten durch eine Kombination von Maßnahmen (z.B. Labeling, Information / Werbung, zielgerichtete Beratung, Energieeffizienzfonds, Höchstverbrauchsnormen, Förderung von Markteinführung, Energiesparcontracting, Gerätestandards etc.) bei der Verbesserung der Energieeffizienz aktiv unterstützt werden. Hierdurch wird die Aufmerksamkeit für die Möglichkeiten erhöht, und damit indirekt auch das eigenständige Handeln der privaten und industriellen Verbraucher für Stromeffizienz verstärkt.

Maßnahmen zum Erreichen des Szenarios S₄ „Nationale Instrumente und starkes ökologisch orientiertes Marktagieren auf der Verbraucherseite“

Sollen die politischen Ziele bis 2010 auf nationaler Ebene erreicht werden, dann müsste insbesondere das EEG beibehalten werden und zur Absicherung der Zielsetzung um die beiden Technologien Wasserkraft größer als 5 MW und Biomassezufeuerung²¹ in Heizkraftwerken ausgeweitet werden. Eine Quotenregelung mit entsprechenden langfristigen Übergangsregelungen und mit einem Zertifikatshandel verknüpft, kann jedoch bei sorgfältiger Ausgestaltung dieselbe Wirkung haben. Parallel zu den Förderinstrumenten für REG

²⁴ Bei der Biomassezufeuerung muss eine klar definierte Stützfeuerung (z.B. bis max. 10 %) vorgegeben werden.

²⁵ Eine CO₂-Steuer dürfte längerfristig, d.h. nach Erschließung der Technologiepotenziale mittels EEG oder Teilquoten, das zweckmäßigste und wirksamste Instrument zur Marktausweitung von REG und KWK darstellen.

und KWK müsste ein nationaler Zertifikatshandel oder eine CO₂-Steuer²⁶ für eine weiterreichende CO₂-Reduktion eingeführt werden.

Darüber hinaus müsste in S₄ der Steueranteil an den Endverbraucher-Strompreisen erhöht werden, um eine Lenkungsfunktion in Richtung mehr Energieeffizienz zu bekommen.

Das eigenständige private und industrielle Handeln im Bereich Stromeffizienz und Ökostrom sowie die Nachfrage nach Energiedienstleistungen haben sich in diesem Szenario teilweise als autonome Entwicklungen bzw. teilweise als Reaktion auf die erhöhte Energiesteuer eingestellt. Jedoch kann eine Kombination von staatlichen Maßnahmen zur Bewusstseinsbildung (z.B. Labeling, Umweltberatung, Information / Werbung, Energieagenturen) diesen Prozess unterstützen.

Maßnahmen, die zum Erreichen aller vier Szenarien gleich sind

Bis zum Jahr 2010 muss ein diskriminierungsfreier Netzzugang gewährleistet sein. Gelingt dies nicht auf der Basis einer freiwilligen Verbändevereinbarung (Kontrolle durch den Staat), dann muss von staatlicher Seite mit einer Regulierungsbehörde eingegriffen werden.

4.6 Anmerkungen zur Förderung regenerativer Stromerzeugung, rationeller Energienutzung und Kraft-Wärme-Kopplung

4.6.1 Regenerative Stromerzeugung

Das Problem der vermehrten Stromerzeugung auf der Basis regenerativer Energien (REG) ist, dass es zwar vielfach gewollt, aber unter den derzeitigen Rahmenbedingungen nur in Ausnahmefällen wirtschaftlich ist. Dieser Effekt wurde durch den harten Preiskampf infolge der Liberalisierung noch verstärkt. Das bedeutet zum einen, dass durch den Ausbau der regenerativen Energieerzeugung zusätzliche volkswirtschaftliche Kosten hervorgerufen werden, zum anderen, dass es einer verstärkten Nutzung entsprechender Anreizmechanismen bedarf. Die Ausbauziele der REG (Verdoppelung bis zum 2010) lassen sich durch geringere Umwelt- und Klimaschäden (= externe Kosten, die bis jetzt noch nicht präzise quantifizierbar sind) im Vergleich zu den klimagasverursachenden Energieerzeugungsarten begründen. Allerdings wird diese Schadensvermeidung nicht vom Markt honoriert, da die externen Kosten nicht in die Preisbildung mit eingehen. Daher sollte ein Förderinstru-

²⁶ Eine CO₂-Steuer dürfte längerfristig, d.h. nach Erschließung der Technologiepotenziale mittels EEG oder Teilquoten, das zweckmäßigste und wirksamste Instrument zur Marktausweitung von REG und KWK darstellen.

ment so gewählt werden, dass es mit dem neuen wettbewerbsorientierten Rahmen der Strommärkte vereinbar ist, indem es die Wettbewerbsfähigkeit der REG stärkt und so kosteneffizient wie möglich ist. Es sollten keine Strukturen aufgebaut werden, die eine dauerhafte staatliche Subventionierung notwendig machen, sondern ein Fördersystem entwickelt werden, das auch (zumindest in der Zukunft) im grenzüberschreitenden Wettbewerb diskriminierungsfrei wirkt.

Somit kommt dem Staat trotz der Liberalisierung die Aufgabe zu, mit energiepolitischen Instrumentarien die Förderung umweltschonender Stromerzeugungstechnologien voranzutreiben. Wünschenswert wäre in diesem Zusammenhang eine Harmonisierung des innereuropäischen Handels bei Ökostrom bzw. bei der Besteuerung. Da man sich jedoch bisher EU-weit diesbezüglich noch nicht auf eine einheitliche Vorgehensweise einigen konnte, hat die EU-Kommission dahingehende Regelungen für die nächsten fünf Jahre ausgesetzt, um zu beobachten, welche der national angewandten Möglichkeiten am geeignetsten sind. Die Verpflichtung der Mitgliedsländer, nationale Förderpläne für die Erzeugung von Ökostrom aufzustellen, soll es der Kommission ermöglichen, die Fortschritte der EU bei der Einhaltung der Klimaschutzziele von Kyoto zu überprüfen.

Die vielfältigen Möglichkeiten zur Förderung der REG lassen sich prinzipiell den folgenden vier Kategorien zuordnen:

1. **Monetäre Instrumente:** Direkte und indirekte finanzielle Maßnahmen zur Verbesserung der Wettbewerbsfähigkeit von REG. Unter diese Kategorie fallen auch mengenorientierte Förderinstrumente, welche durch die (gesetzliche) Vorgabe von Quoten in der Lage sind, die notwendigen Investitionen zu bewirken, sowie freiwillige bzw. private Maßnahmen für die Investitionsmittelbereitstellung bei nicht wirtschaftlichen oder anteilig geförderten Anlagen. Die Quotenmodelle ließen sich prinzipiell auch unter der Kategorie „Ordnungsrechtliche Instrumente“ einordnen, aufgrund der finanziellen Auswirkungen wurden sie jedoch an dieser Stelle verortet.
2. **Ordnungsrechtliche Instrumente:** Maßnahmen zur Verbesserung der rechtlichen, strukturellen und administrativen Rahmenbedingungen, die zu einer Erleichterung von Investitionen in REG führen. Neben Anreizen können dies auch Auflagen sein, die den Einsatz von REG vorschreiben.
3. **Instrumente zur Verbesserung von Information, Ausbildung und Schulung:** Maßnahmen, die bei allen Akteuren ansetzen, um den Wissensstand über die Funktionsweise, Leistungsfähigkeit und Ökonomie erneuerbarer Energien zu verbessern.
4. **Flankierende Maßnahmen:** Verbesserung und Verbreiterung der technologischen Basis durch Forschung und Entwicklung, Förderung der Vermarktung, verbesserte internationale Abstimmung etc.

Hinter diesen Kategorien verbirgt sich eine Vielzahl von Instrumenten, die dem weiteren, beschleunigten Ausbau der REG dienen sollen. Ihre Zweckmäßigkeit und Wirksamkeit muss an einer Reihe von Kriterien gemessen werden. Diese lassen sich in vier Bereiche unterteilen:

1. **Gesetzlicher Implementierungsrahmen und Wettbewerbskonformität:** Vereinbarkeit auf der deutschen und europäischen Ebene im Bereich der Rechtsprechung bzw. Wettbewerbsrecht und den Harmonisierungsbemühungen. Erhalt bzw. Weiterentwicklung der wettbewerblichen Marktstruktur. Integrationsgrad des Staates (Regulierungs- u. Steuerungsaufwand, Eingriffsintensität).
2. **Effizienz der Instrumente und Ausmaß von Transaktionskosten:** Kosteneffizienz. Minimierung von Mitnahmeeffekten und Fehlleitung von Fördermitteln. Transparente Förderung. Höhe der Transaktionskosten und des Regulierungsaufwandes.
3. **Akzeptanz und Kompatibilität mit der gesamten Energiepolitik:** Akzeptanz in der Bevölkerung und bei den Akteuren. Politische Durchsetzbarkeit. Ausnutzung von Synergieeffekten. Verträglichkeit mit anderen energiepolitischen Vorhaben. Längerfristige Kalkulierbarkeit (Investitionssicherheit). Verursachungsgerechtes Aufbringen der Mittel.
4. **Technologie- und industriepolitische Aspekte:** Ausreichende Berücksichtigung der technologiespezifischen Unterschiede einzelner REG bezüglich ihres Entwicklungsstandes und ihrer Wirtschaftlichkeit. Anreiz für technologische und ökonomische Verbesserungen. Dynamische Anpassung an sich verändernde Randbedingungen.

Eine systematische Vorgehensweise bei der Bewertung der zahlreichen Einzelinstrumente anhand der Kriterien ist nicht durchführbar, da die Wirkungen bzw. Wirkungsverflechtungen in technischer, ökologischer, ökonomischer und politisch-institutioneller Hinsicht nicht eindeutig quantifizierbar sind. Auch die isolierte Bewertung der Wirkung eines einzelnen Instruments ist nicht ausreichend, weil dadurch im allgemeinen nicht den Interdependenzen des Energiesystems Rechnung getragen wird. Daher ist die Betrachtung von Maßnahmenbündeln in der Regel sinnvoller.

Derzeit existiert eine Vielzahl von unterschiedlichen Förderinstrumenten für REG (Investitionszuschüsse, erhöhte Einspeisevergütungen, Quotenregelungen, Zertifikatshandel, Ausschreibungsmodelle, steuerliche Vergünstigungen, nichtmonetäre Fördermechanismen (z.B. freiwilliger Ökostrommarkt) etc.), die in den jeweiligen Ländern als Einzelmaßnahme meistens jedoch in Kombination eingesetzt werden. In ihrer Wirksamkeit bezüglich der Erreichung einer Verdoppelung der REG bis 2010 sind die einzelnen Maßnahmen unterschiedlich zu beurteilen. Ausschreibungsmodelle und die Direktvermarktung von Ökostrom scheinen auf Grund ihrer geringen quantitativen Wirkung daher weniger als alleiniges oder zentrales Instrument geeignet, trotzdem können sie ergänzend eingesetzt werden. Relativ günstig in der Bewertung bezüglich der Klimaschutzwirkung schneiden die kostenorientierten bzw. kostendeckenden Einspeisevergütungsregelungen und auch die Quotenmodelle ab.

Neben der allein durch die Einstellung der Quote gegebenen Erreichbarkeit der Zielsetzung haben diese Modelle den weiteren Vorteil einer hohen Wettbewerbskonformität, was auch in den Vorstellungen der EU-Wettbewerbskommission zum Ausdruck kommt. Auf der anderen Seite ist damit eine Veränderung der bestehenden Situation verbunden, da die Quotenregelungen wegen der sich verschlechternden Investitionssicherheit (insbesondere

für private Investoren) zu einer Konzentration auf wenige Marktteilnehmer führt. Obwohl bei Quotierungen naturgemäß kostengünstige Technologien im Fokus stehen, sind die Kostensenkungsanreize für Hersteller u.U. dennoch gering, da sie sich langfristig auf gesicherte wachsende Märkte einstellen können. Hierdurch kann der angestrebte Wettbewerbsanreiz zumindest teilweise wieder kompensiert werden.

Die Entwicklung der REG im Strommarkt wurde in den letzten Jahren in Deutschland neben verschiedenen Bundes- und Landesprogrammen maßgeblich durch das Stromeinspeisungsgesetz (StrEG) und in seiner Nachfolge durch das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) gefördert. Die beiden Gesetze waren dabei so erfolgreich, dass bereits nach wenigen Jahren eine Stromerzeugung durch REG erreicht wurde, die eine grundsätzliche Diskussion über die Art der Fortführung ausgelöst hatte. Seitens der EVUs wird bemängelt, dass sich das EEG in der bisherigen Praxis im liberalisierten Markt als ein volkswirtschaftlich zweifelhaftes Förderinstrument darstellt, da es nicht wettbewerbsneutral und allokatineffizient wirkt. Zudem werde hierdurch das Verursacherprinzip auf den Kopf gestellt, da diejenigen Unternehmen, die ökologisch wertvollen Strom aufnehmen und verkaufen, hierfür mit einem relativen Preisnachteil bestraft werden. Vorschläge für eine Modifizierung gehen in die Richtung einer Beschränkung der Vergütung auf eine bestimmte Ertragsmenge mit fest vorgegebenem Vergütungssatz bzw. auf eine standortspezifische Berechnung des Vergütungssatzes.

Auch eine CO₂-Steuer kann als Instrument zur REG-Förderung betrachtet werden, da eine Verbesserung des Klimaschutzes u.a. durch einen erhöhten REG-Stromanteil erreicht wird.

4.6.2 Rationelle Energienutzung

Der liberalisierte Strommarkt wirkt einerseits der Energieeffizienz förderlich, indem bereits bei der Produktion durch den Wettbewerbsdruck eine möglichst effiziente Energienutzung bzw. Energieumwandlung durch Rationalisierung angestrebt wird. Andererseits entfällt die Finanzierungsmöglichkeit der Kostenabwälzung von Mehrkosten für spezielle Programme zur Förderung der effizienten Energienutzung auf die Kunden, wie dies zu Monopolzeiten im Rahmen der Preisaufsicht durchführbar war. Darüber hinaus werden die EVU kein Interesse daran haben, innerhalb des bestehenden Verdrängungswettbewerbes weniger Strom abzusetzen. Außerdem nahm durch die gesunkenen Strompreise der Anreiz zur Energieeinsparung seitens der Verbraucher ab.

Eine mögliche staatliche Regulierungsform zur Steigerung der Energieeffizienz ergibt sich beim Blick nach Großbritannien und Dänemark. In beiden Ländern wurde mit der Gründung von Energie-Effizienz-Fonds, deren Wirksamkeit durch eine unabhängige Organisation ständig überprüft wird, ein neues Förderinstrument erprobt. Die EVUs werden damit verpflichtet, eine genau quantifizierte Mengenzielsetzung an Energieeinsparung zu erfüllen. Die Finanzierung der erforderlichen Investitionen wird in beiden Ländern über ein zusätzliches Abgabesystem gesichert. Nachteilig bei dieser Art der Förderung sind die hohen

Transaktionskosten durch den erheblichen Verwaltungsaufwand bei der Zubilligung der Finanzmittel.

Da im liberalisierten Markt keine geschlossenen Versorgungsgebiete mehr vorhanden sind, besteht die Problematik, wie verhindert werden kann, dass eine Wettbewerbsverzerrung durch die Energieeffizienzverpflichtungen entsteht. Dies wurde in Großbritannien dadurch gelöst, dass jeder Anbieter entsprechend seiner Kundenanzahl bestimmte Energieeffizienzverpflichtungen einlösen muss.

Der Endkundenwettbewerb im Energiesektor führt zu vermehrten Dienstleistungen. Durch die Verpflichtung der EVUs, die öffentliche Aufgabe der Energieeffizienz zu übernehmen, könnten für die EVUs ein Anreiz entstehen, die Energieeffizienzdienstleistungen als Geschäftsfeld auszubauen. Wie die Beispiele aus anderen Ländern zeigen, lassen sich mögliche wettbewerbsrechtliche Probleme prinzipiell lösen. Auch eine marktnah agierende, flexible Organisation, die politisch, wirtschaftlich und finanziell interessenunabhängig sein muss, kann mit vorgegebenen Zielsetzungen dazu beitragen, die nicht unerheblichen Energieeinsparpotenziale zu erschließen.

Eine andere Möglichkeit der Erschließung von Energieeinsparpotenzialen wäre eine verbrauchsnähere Abrechnung, durch die mehr Verbraucher zeitnahe Preissignale zur Umstellung ihrer Verbrauchsgewohnheiten erhalten, in Verbindung mit einer Internalisierung der externen Stromerzeugungskosten (z.B. CO₂-Besteuerung oder Emissionsobergrenzen). Durch diese Kombination kann sich dann ein unabhängiger Markt für Energiedienstleistungen entwickeln, der eine Ausschöpfung der nicht unerheblichen Einsparmöglichkeiten ohne zusätzliche Administration von Fördermitteln bewirkt.

4.6.3 Kraft-Wärme-Kopplung

Die kombinierte Erzeugung von Strom und Wärme in Kraftwerken ist unter geeigneten Voraussetzungen eine rationelle Form der Energieversorgung und leistet gleichzeitig einen wesentlichen Beitrag zur Vermeidung von CO₂. Sie kann deshalb ein tragendes Element innerhalb einer auf Energieeinsparung, Ressourcenschonung und Klimaschutz ausgerichteten Energiepolitik sein. Darüber hinaus geht es aber auch um die Beschäftigungssicherung in der Stromerzeugung vor Ort, die technische Fortentwicklung in diesem Bereich (Brennstoffzellentechnologie) und den Erhalt bzw. Ausbau der Exportmärkte. Durch die Liberalisierung des deutschen Energiemarktes geriet die wirtschaftliche Zukunft vieler Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen in Gefahr. Die inzwischen eingetretenen Preissenkungen beim Strom sind eine wichtige Entlastung für Verbraucher und Wirtschaft, deren internationale Konkurrenzfähigkeit dadurch verbessert wird. Andererseits gilt es, den erreichten Stand der Kraft-Wärme-Kopplung zu sichern und diese innerhalb des wirtschaftlich sinnvollen und ökologisch notwendigen Rahmens weiter auszubauen.

Durch die infolge der Strommarktliberalisierung gesunkenen Strompreise und -erlöse wurde im gesamten Kraftwerksbereich eine Kapazitätsbereinigung ausgelöst, von der auch die KWK betroffen war. Auf Grund des zweiten Standbeins auf dem Wärmemarkt sowie ihres (potenziellen) Netzkostenvorteils (siehe weiter unten) sind KWK-Anlagen von den wettbewerbsbedingt reduzierten Stromerlösen jedoch systematisch weniger stark betroffen als die Kraftwerke zur reinen Stromerzeugung und es ergeben sich hieraus auch Chancen innerhalb des liberalisierten Marktes.

Die Wirtschaftlichkeit einer KWK-Anlage hängt im Wesentlichen von den Investitions-/Kapitalkosten, den Brennstoffkosten sowie den Strom- und Wärmeerlösen ab. Bei einem Betrieb für den Eigenbedarf spielen die vermiedenen Kosten für den Fremdstrom- bzw. Fremdwärmebezug eine bedeutende Rolle. Durch die höhere Energieausnutzung haben KWK-Anlagen gegenüber der getrennten Erzeugung einen Brennstoffkostenvorteil. Diesem stehen jedoch höhere Kapitalkosten entgegen. Somit wird die KWK (ähnlich wie andere Energieeinspartetechnologien) durch ein höheres Brennstoffpreisniveau (z.B. durch Energie- oder Emissionssteuern) begünstigt.

In den meisten Fällen werden KWK-Anlagen zur Deckung der Wärmegrundlast eingesetzt, da hierbei eine hohe Ausnutzungsdauer erreicht werden kann. Somit sind Anwendungen mit einem kontinuierlichen Wärmebedarf besonders geeignet. Durch die Kostendegressionseffekte mit steigender Anlagengröße erhöht sich die Wirtschaftlichkeit bei zunehmendem Wärmebedarf. Daher finden sich besonders attraktive KWK-Anwendungen in der Prozesswärme benötigenden Industrie. Infolge der Auslegung zur Deckung der Wärmegrundlast wird auch Strom hauptsächlich zur Grundlastdeckung, durch den sich nur vergleichsweise kostengünstiger Grundlaststrom vermeiden lässt, erzeugt. Der zusätzlich aus dem Netz benötigte Spitzenlaststrom ist dagegen teuer. Dies und die meist für den gesamten elektrischen Arbeits- und Leistungsbedarf erforderliche Bereitstellung von Reservevorhaltung muss bei einer Wirtschaftlichkeitsbetrachtung berücksichtigt werden. Demgegenüber steht der Vorteil der dezentralen Stromerzeugung, da der Strom um so wertvoller ist, je tiefer die Spannungsebene seiner Erzeugung ist, weil hierdurch die Nutzungskosten vorgelagerter höherer Spannungsebenen entfallen. Dieser Vorteil entsteht durch die Regeln der Netznutzung der aktuell gültigen Verbändevereinbarung, die auf einer verursachungsgerechten Zuordnung der Netzkosten basiert. Somit wird für die KWK mittel- bis längerfristig eine positive Entwicklung innerhalb des liberalisierten Strommarkts erwartet. Diese soll jedoch auf Grund energiepolitischer Vorgaben und Zielsetzung noch forciert werden. Daher wurde die bestehende Förderung mit einem neuen Gesetz weiter ausgebaut, um den für die KWK wirtschaftlich ungünstigen Zeitraum der Übergangsphase besser überbrücken zu können.

Mit dem neuen Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz, das am 1. April 2002 in Kraft getreten ist, soll die Erhaltung, die Modernisierung und der Ausbau von KWK-Anlagen gesichert werden [BMWi, 2002]. Es setzte das bis dahin gültige KWK-Gesetz vom 12.5.2000 außer Kraft und es hat eine Laufzeit bis 31.12.2010. Je nach dem, ob es sich um eine alte bestehende, eine zu modernisierende oder eine neu zu bauende KWK-Anlage handelt, unter-

scheiden sich die Höhen der Zuschläge je kWh (0,56 bis 2,56 Ct/kWh). Der Verlauf der Zuschläge ist bis 2010 in mehreren Stufen über die Jahre hinweg degressiv gestaltet. Kleine KWK-Anlagen (< 50 kW elektrische Leistung, Dauerinbetriebnahme bis 31.12.2005) und Brennstoffzellen-Anlagen (Aufnahme des Dauerbetriebs bis 31.12.2010) erhalten einen gesonderten Zuschlag (5,11 Ct/kWh) ohne Degression für einen Zeitraum von zehn Jahren.

Dieses neue Gesetz soll durch die verstärkte Nutzung der KWK eine Reduzierung der jährlichen CO₂-Emissionen bis zum Jahr 2005 von ca. 10 Mio. Tonnen und bis zum Jahr 2010 von mindestens 20 Mio. Tonnen (im Vergleich zum Basisjahr 1998) bewirken. Bereits gegen Ende 2004 wird das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie gemeinsam mit dem Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit unter der Mitwirkung von Verbänden der Wirtschaft und Energiewirtschaft unter Berücksichtigung bereits eingetretener bzw. sich abzeichnender Entwicklungen das Erreichen der oben genannten Ziele überprüfen. Im Bedarfsfall werden von der Bundesregierung zusätzliche Maßnahmen zur Zielerreichung vorgeschlagen. Dies können unter anderem neue Festlegungen zur Höhe und zum Zeitraum der Begünstigung sein, wenn sich beispielsweise die Rahmenbedingungen für den wirtschaftlichen Betrieb von KWK-Anlagen (Strom- und Brennstoffpreise etc.) entsprechend verändert haben. Eine solche neue Rechtsverordnung bedarf allerdings der Zustimmung des Bundestages.

Weiterführende Informationen zur Förderung von regenerativer Stromerzeugung, Energieeffizienz und Kraft-Wärme-Kopplung finden sich u.a. unter [BMW, 2002], [Timpe et al. 2001], [Dicke et al., 2000], [Drillisch et al., 2001], [Europäische Kommission, 2000], [Menges, 1999], [Menges et al., 1999], [Rentz et al., 1999].

5 Spezifizierung der Szenarien für Baden-Württemberg

Nachdem die vier Szenarien mit ihren Aussagen für Deutschland vorlagen, kam seitens des Projektbeirates die Anregung, eine quantitative Spezifizierung für Baden-Württemberg an Hand von Modellrechnungen zu erarbeiten. Die Modellrechnungen hierfür wurden vom Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung der Universität Stuttgart (IER) über einen Unterauftrag, den das Umwelt und Verkehrsministerium Baden-Württemberg finanzierte, durchgeführt. Basis der Simulationen war das Energiesystemmodell „E³Net“ des IER, das u.a. auch im Rahmen des Projektes „Maßnahmen für den Ersatz der wegfallenden Kernenergie in Baden-Württemberg“ im Auftrag des Wirtschaftsministeriums Baden-Württemberg bereits Verwendung gefunden hat. Dieses Modell wird im Kapitel 5.1 in seinen Grundzügen kurz erläutert. Anschließend werden im Kapitel 5.2 die für die Modellrechnungen notwendigen quantitativen Umsetzungen der Rahmengrößen und der Deskriptoren, wie sie dann für E³Net als Inputgrößen genutzt werden, charakterisiert. Im Kapitel 5.3 folgen dann eine Darstellung und Erläuterung der Ergebnisse aus den Modellrechnungen sowie im Kapitel 5.4 ein Vergleich mit den vier Szenarien für Deutschland, die in den Workshops durch die Experten erarbeitet wurden.

5.1 Modellierung des Energiesystems Baden-Württemberg

Für die Szenariorechnungen für Baden-Württemberg wurde vom IER das Programm E³Net verwendet [Rüffler, 2001]. E³Net ist ein prozessanalytisches, dynamisches Optimierungsmodell und stellt ein allgemeines Modellschemata für Energiesysteme dar, die durch ein generisches Gleichungssystem beschrieben werden können. Durch fallstudienspezifische Informationen (z.B. technologische Struktur des Energiesystems, zeitliche und räumliche Auflösung, technisch-ökonomische Daten) lässt sich das Modell eines konkreten Energiesystems mit E³Net generieren. E³Net kann somit als ein Modellgenerator verstanden werden.

Mit E³Net kann ein Energiesystem technologisch detailliert als ein Netzwerk von Prozessen (z. B. Kraftwerkstypen) und Gütern (Energieträgern, -formen, Material) abgebildet werden. Mit Hilfe eines solchen flexiblen Modellansatzes lassen sich gesamte Energiesysteme vom Primärenergieträger bis zur Energiedienstleistung aber auch nur einzelne Sektoren, wie der Strom- und Fernwärmeerzeugungssektor, technologisch detailliert simulieren. Bei dem hier im Modell unterstellten linearen Optimierungsansatz wird das Energiesystem durch lineare Gleichungen mathematisch beschrieben und hinsichtlich einer Zielfunktion optimiert. In den Fällen, in denen eine kostenoptimale Lösung gesucht wird, beschreibt die Zielfunktion die gesamten Kosten des Energiesystems im betrachteten Zeitraum. Durch Angabe von Rahmenbedingungen lassen sich dann unterschiedliche Fragestellungen formulieren, beispielsweise die kostengünstigste Umsetzung von Treibhausgasminderungszie-

len oder die kostenoptimale Beschaffungsplanung von Energieversorgungsunternehmen unter Einhaltung technischer und ökologischer Restriktionen. Vorgegeben werden bei der Optimierung in der Regel der anfängliche Anlagenbestand, die zukünftige Entwicklung der Einstandspreise und der Energienachfrage sowie die Technologien und Güter charakterisierenden Parameter. Als Ergebnis des Optimierungslaufs erhält man die Ausgestaltung des Technologiebestands, d. h. Art und Umfang der Technologien, und den benötigten Energieeinsatz, differenziert nach Energieträgern. Es ist zu beachten, dass davon ausgegangen wird, dass die zukünftige Entwicklung der Rahmenannahmen (Energiepreise, Energienachfrage) vollständig bekannt ist (vollständige Voraussicht). In diesem Fall wurden die Rahmenannahmen aus den Szenarien für Gesamtdeutschland in ihrer Entwicklungstendenz übernommen.

In dem mit E³Net abgebildeten Modell für Baden-Württemberg wird das gesamte Energiesystem in Abhängigkeit von der vorzugebenden Nachfrage nach Nutzenergie bzw. Energiedienstleistungen bis zur Primärenergie abgebildet. Innerhalb des Modells werden sowohl die Förderung, die Aufbereitung, die Umwandlung, der Transport, die Verteilung und der Endverbrauch aller nutzbaren Energieträger als auch alle wesentlichen derzeit genutzten Techniken zur Wandlung und Nutzung dieser Energieträger betrachtet. Ebenso werden Optionen zur Verbesserung der Wirkungsgrade dieser Techniken, einschließlich der gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme, Möglichkeiten zur Energieeinsparung bei den Endverbrauchern, dargestellt als Einsparttechnologien, und ein großes Bündel zukünftiger, heute bereits bekannter Möglichkeiten zur Energiebereitstellung, Energienutzung und Energieeinsparung, wie z.B. alternative Kraftstoffe und Antriebe im Verkehr, modelliert.

Für das Energiesystem wird in der Regel zunächst eine Hauptsektorientierung nach Energiewirtschaftszweigen und Energieverbrauchergruppen vorgenommen. In dem hier vorliegenden Fall erfolgt eine Aufschlüsselung der Nachfrage in folgender Struktur:

- Haushalte: Ein- und Zweifamilienhäuser in drei Altersklassen (Raumwärme, Warmwasser), Mehrfamilienhäuser in drei Altersklassen (Raumwärme, Warmwasser) sowie sonstiger Strombedarf
- Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) bzw. Kleinverbraucher: Raumwärmeintensive Sektoren (Raumwärme, Prozesswärme und Warmwasser, sonstiger Strombedarf), Prozessenergieintensive Sektoren (Landwirtschaft, Baugewerbe, Handwerk / Kleinindustrie, Mobiler Kraftbedarf)
- Verkehr: Personenverkehr (Nahverkehr, Fernverkehr), Güterverkehr (Nah- und Fernverkehr)
- Industrie: Chemische Industrie, Zellstoff, Papier, Steine/Erden, restliche Grundstoffe, Elektrotechnik, Maschinenbau, Straßenfahrzeuge, Textilindustrie, Restliche Wirtschaftszweige.

Die Umwandlungssektoren werden in E³Net jeweils in folgende Bereiche unterschieden: Öffentliche Stromversorgung (öffentliche Heizwerke und Heizkraftwerke), Industrielle Dampf- und Stromerzeugung, Raffinerie (Import und Transport von Raffinerieprodukten),

Gasversorgung, Erneuerbare Energiequellen, Wasserstoff und Nichtenergetischer Verbrauch. Des Weiteren ist von Bedeutung, dass für den Transport der Primärenergieträger zu den Kraftwerken jeweils entsprechende Transportprozesse modelliert sind, die sowohl über Kosten- sowie ggf. auch über Transportverluste charakterisiert sind.

In der vorliegenden Anwendung für Baden-Württemberg wird in E³Net das Jahr 1990 als Basisjahr verwendet. Das erste Modelljahr ist das Jahr 1995, das auch zusammen mit Informationen für das Jahr 1999 als Grundlage für die Kalibrierung des Modells verwendet wurde. Dies bedeutet, dass das Modell für die beiden ersten berechneten Jahre 1995 und 1999 als Ergebnis nahezu exakt die Energiebilanz Baden-Württembergs ausweist. Weitere Betrachtungsjahre sind die Jahre 2005 und 2010. Als Abschreibungszeitraum wurde die jeweilige technische Nutzungsdauer (gesamtwirtschaftliche Betrachtung) bei einem vorgegebenen realen Diskontsatz von 5 % verwendet. Steuern werden im Modell bei der gesamtwirtschaftlichen Orientierung nicht erfasst. Neben den direkten Treibhausgasen (CO₂, CH₄, N₂O) werden auch weitere Schadstoffe im Modell bilanziert: SO₂, NO_x, NMKW, CO sowie Staub (siehe Bild 5.7).

5.2 Rahmengrößen und Deskriptoren für Baden-Württemberg

Wie bereits im Kapitel 5.1 erwähnt wurde, benötigt E³Net bestimmte Vorgaben als Eingangsgrößen, um eine Modellierung durchführen zu können. Diese wurden aus den Szenarien, die mit dem C-I-Verfahren für Gesamtdeutschland entwickelt wurden, entnommen. Dadurch ist sichergestellt, dass die Vorgaben bei dieser Vorgehensweise in sich konsistent sind. Entsprechend der Szenarienbeschreibung in Kapitel 4 wurden die Rahmengrößen für die Modellierung mit E³Net für Baden-Württemberg in der Tendenz so weit wie möglich übernommen. Als weitere Vorgaben für E³Net wurden die vier Deskriptoren aus dem Bereich „Staat“ („Umweltorientierte Gesetzgebung REG / KWK“, „Umweltorientierte Gesetzgebung CO₂“, „Steueranteil an den Preisen“ und „Energiepolitik mit Wirkung auf Stromeffizienz,“) verwendet. Die Fälle, in denen Modifikationen bzw. Quantifikationen entsprechend den Anforderungen von E³Net vorgenommen werden mussten, sind in den beiden nachfolgenden Kapitel 5.2.1 und 5.2.2 beschrieben. Im Gegensatz zu dem C-I-Verfahren, bei dem alle Wechselwirkungen der Deskriptoren untereinander ausgewertet werden, ergeben sich bei E³Net aus den Vorgaben bestimmte Auswirkungen, die dann mit den Ergebnissen aus dem C-I-Verfahren verglichen werden können (siehe Kapitel 5.4).

Die für Baden-Württemberg spezifizierten Szenarien werden im Nachfolgenden mit S₁' , S₂' , S₃' und S₄' bezeichnet.

5.2.1 Rahmengrößen

Weltmarktpreise für Rohöl

In der Studie „Maßnahmen für den Ersatz der wegfallenden Kernenergie in Baden-Württemberg“ [Fahl u.a., 2001] wurden für Baden-Württemberg Szenarioanalysen mit zwei Varianten der Entwicklung der internationalen Energiepreise durchgeführt. Dabei wurde für das Jahr 2010 ein Grenzübergangswert für das Rohöl von 6,70 DM₉₈/GJ (moderate Variante) bzw. 9,32 DM₉₈/GJ (hohe Variante) angenommen. In der Studie „Die längerfristige Entwicklung der Energiemärkte im Zeichen von Wettbewerb und Umwelt“ [Prognos, 2000] ist für 2010 noch ein Rohöl-Grenzübergangswert von 5,29 DM₉₈/GJ unterstellt. Neuere Untersuchungen gehen für 2010 von einem Rohöl-Grenzübergangswert von 6,96 DM₉₈/GJ (Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung“ des 14. Deutschen Bundestages bzw. Modell-experiment (MEX) III des Forum für Energiemodelle und Energiewirtschaftliche Systemanalysen in Deutschland) bzw. von 8,55 DM₉₈/GJ (DIW-Vorschlag im Rahmen des IKA-RUS-Projektes) aus. Derzeit ist demnach entweder eine moderate (6,70 – 6,96 DM₉₈/GJ) oder eine hohe (8,55 – 9,32 DM₉₈/GJ) Preisvariante Stand der Diskussion. Dazwischen liegende Abschätzungen würden sich zwar anbieten, sind jedoch durch keine der aktuellen Quellen belegt. Entsprechend der Beschreibung der Rahmengrößen wird für die Analysen eine moderate Preisentwicklung unterstellt. Hier wird damit für Baden-Württemberg unverändert auf der moderaten Preisvariante der IER-Studie „Maßnahmen für den Ersatz der wegfallenden Kernenergie in Baden-Württemberg“ [Fahl et al., 2001] aufgesetzt. Dabei ist mit enthalten, dass weiterhin eine Kopplung der Preisentwicklung beim Erdgas an die Ölpreisentwicklung erfolgt.

Stromverbrauchsentwicklung

Entsprechend der Vorgabe aus den Rahmengrößen ist auch für Baden-Württemberg mit keinem nennenswerten Stromverbrauchszuwachs zu rechnen. Diese Einschätzung deckt sich mit den Untersuchungen von [Fahl et al., 2001], die einen Endenergieverbrauchsanstieg an Strom in Baden-Württemberg von 62,84 TWh_{el}/a im Jahr 1999 auf 67,03 TWh_{el}/a in 2010 ausweisen. Dies würde ein jahresdurchschnittliches Wachstum von 0,59 %/a bedeuten. Diese Entwicklung des Stromverbrauchs wird zunächst den Szenarioanalysen unterlegt, sie ist jedoch entsprechend den in der Cross-Impact-Matrix hinterlegten möglichen Einflussnahmen durch Staat, Unternehmen und Verbraucher variabel.

Steinkohle und Kernenergiepolitik

Bei den Rahmengrößen in Kapitel 4.1 wird eine Fortführung der derzeit eingeschlagenen deutschen Braun- / Steinkohle- bzw. Kernenergiepolitik unterstellt. Für Baden-Württemberg bedeutet dies, dass bis zum Jahr 2010 entsprechend der Vereinbarung zwischen der Bundesregierung und den Energieversorgungsunternehmen vom 11. Juni 2001 die Kernkraftwerke Obrigheim und Neckarwestheim 1 außer Betrieb gehen. Die Steinkohlepolitik ist hier nicht weiter relevant, da es sich lediglich um eine ökonomische Angleichung der Abnahmebedingungen zwischen heimischer und importierter Steinkohle handelt.

Alle weiteren Rahmengrößen wurden entsprechend den Vorgaben aus dem Kapitel 4.1 sinngemäß auf Baden-Württemberg übertragen (z.B. eine konstante Bevölkerungszahl bis 2010 entspricht ca. 10,9 Mio. Einwohner)

5.2.2 Deskriptoren

Die Umsetzung der in der Tabelle 4.1 bereits aufgeführten und im Kapitel 6.2 detailliert beschriebenen fünfzehn Deskriptoren für Baden-Württemberg bzw. die Behandlung innerhalb der Modellrechnungen wird im Folgenden beschrieben.

1. Umweltorientierte Gesetzgebung REG/KWK

Die beiden Ausprägungen „nationale Instrumente“ und „EU-harmonisierte Instrumente“ des Deskriptors Umweltorientierte Gesetzgebung REG/KWK werden in E³Net als Vorgabe so interpretiert, dass im Falle der nationalen Instrumente ein Ansatz gefunden wird, der es ermöglicht, das Ziel der baden-württembergischen Landesregierung umzusetzen, den Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung von derzeit knapp 6 % bis zum Jahr 2010 zu verdoppeln (auch auf Bundesebene wird die Verdopplung des Anteils der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2010 als Ziel verfolgt). Im Falle der EU-harmonisierten Instrumente wird angenommen, dass es einen EU-weiten Handel mit Strom aus erneuerbaren Energien geben wird, der die Zielsetzung der EU-Richtlinie unterstützt, den Anteil der erneuerbaren Energien am Stromverbrauch in der EU-15 bis 2010 auf 21,7 % anzuheben. Nach den Ergebnissen der Studie „Renewable Energy Burden Sharing (REBUS) – Effects of burden sharing and certificate trade on the renewable electricity market in Europe“ bedeutet dies, dass die letzte Einheit aus erneuerbaren Energien dann zu 9,2 Ct/kWh_{el} produziert werden müsste. Werden Transaktionskosten in Höhe von 0,5 Ct/kWh_{el} mit aufgenommen, so ergibt sich ein Zertifikatspreis für den Strom aus erneuerbaren Energien von 9,7 Ct/kWh_{el}. Dieser Preis wird damit in den Szenarien mit EU-harmonisierten Instrumenten als Vergütung für regenerativ erzeugten Strom vorgegeben, die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Baden-Württemberg ist dann ein Modellergebnis. Da sich bei den erneuerbaren Energien die Zielsetzung der Landesregierung mit der Zielsetzung der Bundesregierung deckt, wird im Falle der nationalen Instrumente auch für die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) das nationale Ziel einer Verdopplung der Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung bis zum Jahre 2010 auf Baden-Württemberg übertragen. Ausgehend von einer KWK-Stromerzeugung von 3,8 TWh_{el}/a in Baden-Württemberg im Jahr 1999 wird damit bei nationalen Instrumenten für das Jahr 2010 eine notwendige KWK-Strommenge von 7,6 TWh_{el}/a unterstellt. Bei EU-harmonisierten Instrumenten wird von dem Ansatz der Studie von Euroheat & Power „CO₂ reductions by Combined Heat and Power in the European Union“ ausgegangen, nach der für jedes Mitgliedsland ein Zuwachs bei dem Anteil der Stromproduktion aus KWK um 7 %-Punkte angesetzt wird, um das von der EU anvisierte Ziel eines Anteils des KWK-Stroms an der Stromerzeugung von 18 % im Jahr 2010 erreichen zu können. Demnach wird für Baden-Württemberg in den Szenarien mit EU-harmonisierten Instrumenten ein Anstieg des Mindestanteils der KWK-Stromerzeugung an der gesamten Nettostromerzeugung von ca. 6 % im Jahr 1999 auf rund 13 % im Jahr 2010 vorgegeben, die absolute Menge der Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung in Baden-Württemberg ist dann ein Modellergebnis.

2. Umweltorientierte Gesetzgebung CO₂-Emissionen

Auch bei diesem Deskriptor wird zwischen zwei Ausprägungen („nationale Instrumente“ und „EU-harmonisierte Instrumente“) unterschieden. Im Falle der nationalen Instrumente wird unterstellt, dass das Ziel aus dem Umweltplan Baden-Württemberg, die CO₂-Emissionen in Baden-Württemberg bis zum Jahr 2010 auf 65 Mio. t CO₂ zu senken, umgesetzt werden kann. Im Falle der EU-harmonisierten Instrumente wird ein EU-weiter Handel mit CO₂-Emissionszertifikaten angenommen. Im Anhang des Grünbuchs nennt die EU unter Bezug auf eine von ihr in Auftrag gegebene Studie eine Schätzung für einen möglichen Zertifikatspreis von 32,72 €/t CO₂. In den Szenarien mit EU-harmonisierten Instrumenten wird dieser Zertifikatspreis für Baden-Württemberg vorgegeben. Die resultierenden CO₂-Emissionen sind dann ein Modellergebnis.

3. Steueranteil an den Strompreisen

Entsprechend der Szenariokonstruktion kann der Steueranteil an den Strompreisen zum einen gleichbleibend und zum anderen steigend sein. Im ersten Fall wird dies so interpretiert, dass die derzeit beschlossenen Stufen der Öko- bzw. Stromsteuer umgesetzt werden und danach real keine Erhöhung mehr folgt. Im zweiten Fall wird dagegen die Erhöhung auch nach 2003 weiter fortgeführt. Entsprechend der letzten Anhebungsschritte wird auch für die Jahre nach 2004 eine Erhöhung der Stromsteuer für die Haushalte um 0,25 Ct je kWh_{el} pro Jahr unterstellt, so dass der gesamte Steuersatz zum 1.1.2010 dann 3,83 Ct/kWh_{el} betragen würde und somit um 1,79 Ct/kWh_{el} höher liegen würde als in den sonstigen Szenarien. Für die Industrie wird davon ausgegangen, dass die derzeitige Regelung weitergeführt wird, wonach der Stromsteuersatz lediglich 20 % des Steuersatzes der Haushalte beträgt.

4. Energiepolitik mit Wirkung auf Stromeffizienz

Hinsichtlich der möglichen Einflussnahme der Energiepolitik auf die Stromeffizienz sind bei diesem Deskriptor entweder „wenig Maßnahmen“ oder „starke Maßnahmen“ unterstellt. Während im ersten Fall kein besonderer Eingriff für die Szenariorechnungen erfolgt, wird im zweiten Fall angenommen, dass das durch Politikmaßnahmen instrumentierbare Potenzial zur Stromeinsparung in Baden-Württemberg entsprechend den Ausarbeitungen in [Fahl et al., 2001] vollständig umgesetzt werden kann, soweit es kosteneffizient ist. Somit könnten in Baden-Württemberg im Jahr 2010 gegenüber der Trendentwicklung in der Industrie rund 1,23 TWh/a Strom eingespart werden, bei den Haushalten ca. 0,56 TWh/a und bei den Kleinverbrauchern rund 0,23 TWh/a. Insgesamt könnte der Stromverbrauch in Baden-Württemberg bei einer vollständigen Umsetzung des instrumentierbaren Stromeinsparpotenzials im Jahr 2010 damit um ca. 2,02 TWh/a niedriger liegen als im Trendfall [Matthes, Cames, 2000].

5. Strompreisentwicklung

Die Auswirkungen der unterschiedlichen Entwicklungen auf den Strompreis sind ein Modellergebnis.

6. Stromimport

Die Auswirkungen der unterschiedlichen Entwicklungen auf den Stromimport sind ein Modellergebnis. Hierzu sind jedoch noch im Vorfeld zwei Aspekte relevant. Zum einen sind bereits Änderungen bei den Bezugs- und Lieferverträgen absehbar (EnBW-Anteil an den neu errichteten Blöcken des Kraftwerkes Lippendorf mit 432 MW_{el}, Inbetriebnahme 2000; Bezugsvertrag Zemm-Ziller 468 MW_{el} endet 2002; Bezugsvertrag RWE Energie 100 MW_{el} beginnt 2002), so dass sich hieraus bereits automatisch für Baden-Württemberg ein steigender Importstrom-Saldo zukünftig ergeben wird. Zum anderen sind darüber hinaus gehende Stromimportmöglichkeiten in die Szenariobetrachtungen aufzunehmen. Hier wäre nach [Fahl et al., 2001] mittelfristig lediglich aus Frankreich ein zusätzlicher Stromimport möglich. Dabei stünden für Baden-Württemberg 1250 MW_{el} an freier Leistung zur Verfügung, die auch mit den bestehenden Übertragungskapazitäten für Baden-Württemberg verfügbar gemacht werden könnten. Es wird davon ausgegangen, dass diese Leistung mit einer Auslastung von 6000 h/a frei Grenze Baden-Württemberg zu 2,3 Ct/kWh_{el} angeboten wird.

7. CO₂-Emissionen durch die Stromerzeugung

Die Auswirkungen der unterschiedlichen Entwicklungen auf die CO₂-Emissionen durch die Stromerzeugung in Baden-Württemberg sind ein Modellergebnis (siehe Bild 5.7 und Tabelle 5.7)

8. Anteil Gas [prozentual] am Energieträgermix

Die Auswirkungen der unterschiedlichen Entwicklungen auf den Anteil des Erdgases an der Struktur der Nettostrombereitstellung für Baden-Württemberg sind ein Modellergebnis (vgl. Bild 5.3 und Tabelle 5.3).

9. Kraftwerkspark (Anteil der Anlagen, die in das Mittel- und Niederspannungsnetz einspeisen)

Die Auswirkungen der unterschiedlichen Entwicklungen auf den Anteil der Anlagen, die in das Mittel- und Niederspannungsnetz einspeisen, sind, gemessen über die entsprechenden Stromerzeugungsmengen, ein Modellergebnis.

10. Anbieterstruktur

Die Besitzverhältnisse gehen derzeit weder als Eingangs- noch als Ergebnisgröße in das Energiesystemmodell E³Net ein. Deshalb kann keine Aussage zu diesem Deskriptor erfolgen.

11. Angebotsstruktur

Bezüglich der Angebotsstruktur wird bei diesem Deskriptor unterschieden, ob nur Strom angeboten wird oder ob zusätzlich auch Energiedienstleistungen von den Unternehmen als Produkt vermarktet werden. Eine derartige Unterscheidung wird derzeit bei E³Net weder bei den Eingangs- noch bei den Ergebnisgrößen vorgenommen. Daher kann keine Aussage zu diesem Deskriptor erfolgen.

12. Beschäftigung in der Stromwirtschaft

Die Auswirkungen der unterschiedlichen Entwicklungen auf die direkt in der Stromwirtschaft Beschäftigten sind ein Modellergebnis.

13. Einsparverhalten im privaten Bereich

Zunächst werden die Modellergebnisse hinsichtlich des Stromeinsparverhaltens im privaten Bereich überprüft (vgl. Bild 5.2 und Tabelle 5.2). Gegebenenfalls erfolgt hier in einem zweiten Schritt eine Anpassung an die Szenariokonstruktion. Für die Einsparungen im Wärmebereich der privaten Haushalte, die mit betrachtet werden, da E³Net nicht nur den Strombereich erfasst, sondern die gesamte Energieversorgung und -anwendung, werden entsprechend der unterschiedlichen Szenariovorgaben kosteneffiziente Einsparmaßnahmen als Option zur Reduktion der CO₂-Emissionen zugelassen („starke Einsparmaßnahmen“) oder nicht („weiterhin gering“).

14. Ökostromnachfrage

Die Ökostromnachfrage geht derzeit nicht, weder als Eingangs- noch als Ergebnisgröße, in E³Net ein. Deshalb kann keine Aussage zu diesem Deskriptor erfolgen.

15. Effizienzsteigerung in der Industrie

Zunächst werden die Modellergebnisse hinsichtlich der Stromeffizienzsteigerung im Bereich der Industrie überprüft (vgl. Bild 5.2 und Tabelle 5.2). Gegebenenfalls erfolgt hier in einem zweiten Schritt eine Anpassung an die Szenariokonstruktion. Für die Einsparungen beim Brennstoffeinsatz der Industrie, die mit betrachtet werden, da E³Net nicht nur den Strombereich erfasst, sondern die gesamte Energieversorgung und -anwendung, werden entsprechend der unterschiedlichen Szenariovorgaben kosteneffiziente Einsparmaßnahmen als Option zur Reduktion der CO₂-Emissionen zugelassen („forcierte Entwicklung“) oder nicht („trendgemäße Entwicklung“).

Die Tabelle 5.1 fasst die Umsetzung der Vorgaben für die Simulationsrechnungen für Baden-Württemberg im Vergleich mit den Ansätzen für die Trendentwicklung nochmals zusammen. Neben den aufgeführten und diskutierten Rahmengrößen und Deskriptoren erfolgt auch ein Vergleich der Szenarien hinsichtlich der Gesamtkosten, die im Energiesystem für die Bereitstellung der Energiedienstleistungen in Baden-Württemberg im Jahr 2010 anfallen.

	Trend	S₁'	S₂'	S₃'	S₄'
REG	Fortführung der bestehenden EEG-Förderung	Rückvergütung für REG-Strom: 9,71 Ct/kWh	Rückvergütung für REG-Strom: 9,71 Ct/kWh	12 % REG-Anteil an der Stromerzeugung	12 % REG-Anteil an der Stromerzeugung
KWK	Fortführung des bestehenden KWK-Gesetzes	13 % KWK-Anteil an der Stromerzeugung	13 % KWK-Anteil an der Stromerzeugung	Verdoppelung fossiler KWK auf mind. 7,6 TWh	Verdoppelung fossiler KWK auf mind. 7,6 TWh
CO₂-Emissionen	Keine Vorgabe	CO ₂ -Zertifikat kostet 32,72 €/t	CO ₂ -Zertifikat kostet 32,72 €/t	Max. 65 Mio. t CO ₂	Max. 65 Mio. t CO ₂
Steueranteil Strom	Unverändert	Unverändert	Unverändert	Unverändert	Anstieg um 0,25 Ct/kWh und Jahr bis 2010
Stromeffizienz	Nicht alle kostengünstige Potenziale werden genutzt	Nicht alle kostengünstige Potenziale werden genutzt	Nicht alle kostengünstige Potenziale werden genutzt	Durch Hemmnisabbau bessere Nutzung der Potenziale	Nicht alle kostengünstige Potenziale werden genutzt
Stromimport-Saldo	Bestehende Vereinbarungen sind wirksam	Importmöglichkeit: 7,5 TWh/a (2,3 Ct/kWh frei Grenze)	Importmöglichkeit: 7,5 TWh/a (2,3 Ct/kWh frei Grenze)	Importmöglichkeit: 7,5 TWh/a (2,3 Ct/kWh frei Grenze)	Importmöglichkeit: 7,5 TWh/a (2,3 Ct/kWh frei Grenze)
Stromeinsparung Haushaltssektor	— *)	— *)	— *)	— *)	— *)
Wärmeeinsparung Haushalts- und GHD-Sektor	Keine zusätzlichen Einsparpotentiale	Keine zusätzlichen Einsparpotentiale	Möglichkeit zusätzliche Einsparpotentiale zu erschließen	Möglichkeit zusätzliche Einsparpotentiale zu erschließen	Möglichkeit zusätzliche Einsparpotentiale zu erschließen
Stromeffizienzsteigerung im Bereich Industrie	— *)	— *)	— *)	— *)	— *)
Brennstoffeffizienzsteigerung in der Industrie	Trendgemäße Entwicklung	Trendgemäße Entwicklung	Trendgemäße Entwicklung	Forcierte Entwicklung	Forcierte Entwicklung

*) Derzeit keine Modellierung in E³Net, sondern Ergebnis der Modellrechnungen

Tabelle 5.1 Szenariovorgaben für Baden-Württemberg im Jahr 2010 in E³Net

5.3 Modellergebnisse für Baden-Württemberg

Die vier Szenarien lassen sich von den politischen Rahmenseetzungen her in zwei Gruppen einteilen. Auf der einen Seite sind die Szenarien S₁' und S₂' auf eine europäische Harmonisierung ausgerichtet, während auf der anderen Seite die Szenarien S₃' und S₄' auf nationale Instrumente und Handlungen abzielen. Bei den Szenarien S₁' und S₂' werden europaweite CO₂-Emissionshandelssysteme eingeführt und es gibt Regelungen für eine Förderung der Stromerzeugung aus regenerativen Energien sowie eine KWK-Quote an der Strombereitstellung. Der Unterschied zwischen den beiden Szenarien besteht lediglich darin, dass im Szenario S₁' nachfrageseitig keine zusätzlichen Einsparpotentiale bei den Haushalten und den Kleinverbrauchern umgesetzt werden, während im Szenario S₂' die Haushalte und die

Kleinverbraucher hinsichtlich des Energieeinsatzes auf die europäischen Rahmenbedingungen reagieren können.

Bei den Szenarien S_3' und S_4' wird in Baden-Württemberg als wesentliches Ziel angestrebt, die CO_2 -Emissionen im Jahr 2010 auf unter 65 Mio. t zu senken, wie dies im Umweltplan Baden-Württemberg als Zielorientierung zum Ausdruck kommt. Zusätzlich sollen die erneuerbaren Energieträger mindestens einen Anteil von 12 % an der Strombereitstellung erreichen und die Stromerzeugung in KWK-Anlagen soll – entsprechend der derzeitigen Handhabung – in fossilen Anlagen auf mindestens 7,6 TWh/a verdoppelt werden. Die beiden Szenarien unterscheiden sich hinsichtlich der Instrumente, die der Staat zur Verhaltensbeeinflussung nutzt. Während im Szenario S_3' ein Hemmnisabbau über Förderprogramme betrieben wird, wird im Szenario S_4' die Stromsteuer auch nach 2003 weiter angehoben bis hin zu zusätzlichen 1,79 Ct/kWh Stromsteuer im Jahr 2010 im Haushaltsbereich.

Im Folgenden werden zunächst die Ergebnisse der Szenariorechnungen beschrieben, wobei entsprechend der Szenariokonstruktion mit den Wirkungen im Strombereich begonnen wird, wonach sich die Diskussion der gesamten Endenergie- und Primärenergieverbräuche anschließt. Zum Schluss folgt ein Blick auf die Treibhausgas-Emissionen und die Gesamtkosten der Energiebereitstellung in Baden-Württemberg. Alle Angaben beziehen sich dabei auf die mögliche Situation in Baden-Württemberg im Jahr 2010.

Beim Endenergieverbrauch an Strom in den einzelnen Sektoren ergeben sich deutliche Unterschiede im Szenarienvergleich (vgl. Bild 5.1 und Tabelle 5.2). Diese Differenzen sind dabei jedoch zum geringeren Teil durch Stromeinsparungen bei spezifischen Stromanwendungen, wie z. B. bei den Elektrogeräten der Haushalte, bedingt, sondern resultieren aus der unterschiedlichen Rolle der Elektrizität im Wärmemarkt. Während in den Szenarien S_1' und S_2' aufgrund der Zertifikatspreise für CO_2 -Emissionen sich der Einsatz fossiler Energieträger spezifisch verteuert, andererseits sich aber die Stromerzeugungsstruktur in Baden-Württemberg relativ CO_2 -günstig darstellt, verbessern sich die Einsatzmöglichkeiten von elektrischen Wärmepumpen und Nachtspeicherheizungen²⁷ im Vergleich zu Gas- oder Ölheizungssystemen. Entsprechend wird in diesen Szenarien der Stromverbrauch insgesamt ausgeweitet, obwohl auch spezifische Stromeinsparungen durchgeführt werden. Demgegenüber besteht in den Szenarien S_3' und S_4' aufgrund der CO_2 -Zielvorgabe mit 65 Mio. t ein sehr hoher Druck auf das gesamte Energieverbrauchsniveau. Deshalb wird hier der Stromeinsatz in allen Sektoren zurückgefahren, wobei auch hier die größten Änderungen beim Stromverbrauch im Wärmemarkt bei den Haushalten und Kleinverbrauchern vorgenommen werden. Innerhalb der beiden Szenariogruppen (S_1' / S_2' gegenüber S_3' / S_4') sind keine wesentlichen Unterschiede hinsichtlich der Stromnachfrageentwicklung ersichtlich. Im Szenario S_1' ist die Stromeinsparung leicht höher als im Szenario S_2' und in gleichem Umfang ist die Verminderung des Stromeinsatzes im Szenario S_4' höher als im Sze-

²⁷ Die vorhandenen Nachtspeicherheizungen werden länger als im Trendszenario angenommen wird in Betrieb bleiben. Der Zubau neuer Nachtspeicherheizungsanlagen wird eher gering sein, da sich durch den Kernenergieausstieg nach 2010 die Preisrelationen wieder verschieben werden.

nario S_3' . Während der letztere Unterschied Ausdruck der höheren Stromsteuer ist, ist der zuerst genannte Unterschied aus den Szenariorandbedingungen nicht ableitbar. Vielmehr ist hier eine Wechselwirkung mit dem Stromangebot und dem damit verbundenen Preisniveau zu sehen.

Von der Nettostrombereitstellung her sind fünf Teileffekte zu berücksichtigen (vgl. Bild 5.2 und Tabelle 5.3):

1. Da der Beitrag der Kernenergie im Szenarienvergleich konstant bleibt, ist lediglich gegenüber der heutigen Situation der Rückgang der Erzeugung entsprechend den Beschlüssen der Vereinbarung zur Kernenergienutzung zwischen der Bundesregierung und den Energieversorgungsunternehmen zu sehen (Außerbetriebnahme der Kernkraftwerke Obrigheim und Neckarwestheim I bis zum Jahr 2010).
2. Auf Grund des hier verwendeten CO_2 -Zertifikatspreises ergeben sich in den Szenarien S_1' und S_2' schwächere und in den Szenarien S_3' und S_4' wegen des vorgegebenen Maximalwertes der gesamten CO_2 -Emissionen in Baden-Württemberg sehr starke Rückwirkungen auf die Stromerzeugung in Steinkohlekraftwerken.
3. In den Szenarien S_3' und S_4' sind die Bedingungen für die Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) (mit einem Mindestbeitrag von 7,6 TWh/a aus fossilen Anlagen) und für die Stromerzeugung aus regenerativen Energien (mit einem Mindestanteil von 12 %) derart stringente Randbedingungen, dass deren Einhaltung gerade erfüllt wird (vgl. Bild 5.3 und Tabelle 5.4). Demgegenüber werden in den Szenarien S_1' und S_2' die Beiträge der erneuerbaren Energien und der KWK zur Strombereitstellung in Baden-Württemberg durch europäisches Handeln beeinflusst. Der KWK-Strombeitrag ist bei der europäischen Lösung höher. Hier wurde eine Quote von 13 % angenommen (inkl. KWK-Strom aus erneuerbaren Energien). Da gleichzeitig in den Szenarien S_1' und S_2' eine gewisse Attraktivität für einen stärkeren Stromeinsatz im Wärmemarkt gegeben ist und der angesetzte CO_2 -Zertifikatspreis noch einen gewissen Einsatz fossiler Energieträger von den wirtschaftlichen Randbedingungen her zulässt, wird damit auch der absolute Betrag der KWK-Stromerzeugung in die Höhe gezogen. Dabei erfolgt dies verstärkt durch die Einbeziehung von KWK-Strom aus regenerativen Energien (Biomasse).

Solche Wechselspiele zwischen Stromerzeugung und Stromnachfrage gelten in umgekehrter Sichtweise für die REG-Stromerzeugung in den Szenarien S_3' und S_4' , bei denen mit niedrigerer Stromnachfrage der notwendige Beitrag des REG-Stroms sinken kann. Die Möglichkeit, den KWK-Strom aus erneuerbaren Energien mit in die KWK-Strom-Quote anrechnen zu können, bringt es mit sich, dass in den Szenarien S_1' und S_2' absolut gesehen mehr Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt wird als in den Szenarien S_3' und S_4' , bei denen eine REG-Strom-Quote für Baden-Württemberg unterstellt ist, gleichzeitig jedoch die KWK-Regelung auf fossile Anlagen begrenzt ist. In allen Szenarien steigt in geringerem Umfang die Stromerzeugung aus Wasserkraft und aus Windenergie, während die Photovoltaik keine Veränderung gegenüber der Trendentwicklung aufweist. Die größten Veränderungen sind im Szenarienvergleich bei der Biomasse festzustellen. Hier werden sowohl verstärkt neue Biomasse-KWK-Anlagen zugebaut als auch Biomasse in konventionellen Kraftwerken und Heizkraft-

werken mit zugefeuert. Damit steigt die Stromerzeugung aus Biomasse in den vier Szenarien für Baden-Württemberg insgesamt auf 3,0 bis 3,5 TWh/a gegenüber 1,1 TWh/a in der Trendentwicklung. Demgegenüber ist die fossile KWK-Stromerzeugung in allen vier Szenarien niedriger als in der Trendentwicklung, bei der eine Regelung entsprechend des neuen Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetzes unterstellt wurde. Die Begründung liegt in der zusätzlichen Berücksichtigung von CO₂-Kriterien (CO₂-Zertifikatspreis (S₁' und S₂') bzw. CO₂-Höchstwert (S₃' und S₄')).

4. Die Höhe des Stromimport-Saldos ist im Szenarienvergleich nicht variabel. Das bedeutet, dass die Option, 1250 MW_{el} mit einer Auslastung von 6000 h/a zu einem Preis von 2,3 Ct/kWh frei Grenze importieren zu können, nicht ausgenutzt wird. Ursachen hierfür sind sowohl die bis 2010 noch relativ reichlich vorhandenen (Grundlast-) Kapazitäten in Baden-Württemberg, die Mindestvorgaben für KWK- und REG-Strom, die eine weitere Leistungsbereitstellung mit sich bringen, sowie die wirtschaftlich attraktive Option einer Umrüstung bestehender Kraftwerke auf eine verstärkte Nutzung von Erdgas bzw. der Neubau von Erdgas-(Heiz-)Kraftwerken für die Mittellaststromerzeugung.
5. Das Erdgas verbessert in allen Szenarien seine Wettbewerbsposition in der Stromerzeugung deutlich. In den Szenarien S₁' und S₂' ist dies über den CO₂-Zertifikatspreis bedingt, in den Szenarien S₃' und S₄' über die vorgegebene Höchstmenge der CO₂-Emissionen. Da gleichzeitig Erdgas den niedrigsten spezifischen Kohlenstoffgehalt unter den fossilen Energieträgern aufweist, resultiert hieraus ein bedeutender Vorteil gegenüber der Steinkohle. Andererseits weisen neue Erdgaskraftwerke und Erdgasheizkraftwerke im Vergleich zu den Anlagen mit erneuerbaren Energien sehr günstige Investitionskosten und hohe Wirkungsgrade auf, so dass hier ein wesentlicher Ansatzpunkt für die steigende Bedeutung des Erdgases gegeben ist.

Diese Veränderungen in der Struktur der Nettostrombereitstellung bringen entsprechend auch eine Veränderung bei dem Verhältnis der Stromeinspeisung auf der Hoch- und Höchstspannungsebene gegenüber der Mittel- und Niederspannungsebene mit sich. Hier verstärkt sich die Entwicklung gegenüber heute (95,7 % auf Hoch- und Höchstspannungsebene) bzw. dem Trendszenario (93,7 %) in den Szenarien S₁' bis S₄' deutlich hin zur Mittel- und Niederspannungsebene. So wird in den Szenarien S₁' und S₂' mit 88,1 % bzw. 87,9 % anteilig noch etwas mehr Strom auf der Hoch- und Höchstspannungsebene eingespeist als in den Szenarien S₃' und S₄' mit jeweils 84,6 %. Absolut gesehen, sind die Unterschiede nicht ganz so groß. Hier werden in den Szenarien S₃' und S₄' rund 10,5 bzw. 10,6 TWh/a auf der Mittel- und Niederspannungsebene eingespeist gegenüber ca. 9,3 bzw. 9,4 TWh/a in den Szenarien S₁' und S₂'. Dabei macht sich das unterschiedliche Niveau der Nettostrombereitstellung in den Anteilswerten deutlich bemerkbar.

Hinsichtlich der Auswirkungen der unterschiedlichen Szenarien auf die direkt in der Energiewirtschaft in Baden-Württemberg Beschäftigten, ist zunächst zu berücksichtigen, dass bereits in der Trendentwicklung im Zuge der Liberalisierung der Strom- und Gaswirtschaft von einem Rückgang der Beschäftigten von etwa 29 700 im Jahr 1995 auf ca. 24 390 im Jahr 2010 ausgegangen wird, wobei bereits bis zum Jahr 2000 die Anzahl der Beschäftig-

ten auf etwa 25 750 zurückgegangen ist. Dieser Rückgang wird in den Szenarien S₁' bis S₄' leicht abgebremst. In den Szenarien S₁' und S₂' ergeben sich rund 25 770 Beschäftigte in der Energiewirtschaft und in den Szenarien S₃' und S₄' jeweils ca. 25 250 Beschäftigte. Hier machen sich die höheren absoluten Stromverbräuche und die höheren absoluten Stromerzeugungsmengen aus KWK und regenerativen Energien in den Szenarien S₁' und S₂' stärker beschäftigungsfördernd bemerkbar als die prozentual vorgegebenen Mengen der Szenarien S₃' und S₄', so dass hier gegenüber dem Ausgangswert des Jahres 2000 sogar eine leichte Anhebung der Beschäftigtenzahl möglich wäre. Die absolute Höhe der Strombereitstellung übt den stärksten Einfluss auf die Beschäftigung aus. Andere Faktoren wie z.B. regenerative Energieerzeugung, Energiedienstleistungen etc. wirken sich vergleichsweise geringer aus. Insgesamt betrachtet sind die Unterschiede innerhalb der vier Szenarien jedoch eher unbedeutend. Diese Ergebnisse sind auch vor dem Hintergrund zu sehen, dass der Anteil der Beschäftigten in Elektrizitätswirtschaft in Baden-Württemberg bei 0,5 % liegt.

Zwangsläufig ergeben sich aus den Entwicklungen in der Struktur der Stromnachfrage und der Strombereitstellung sowie den dabei gesetzten Randbedingungen auch Rückwirkungen auf die Struktur des Endenergie- und des Primärenergieverbrauchs in Baden-Württemberg im Szenarienvergleich (vgl. Bild 5.4 und Tabelle 5.5 bzw. Bild 5.5 und Tabelle 5.6). Beim Endenergieverbrauch nach Energieträgern sind neben den unterschiedlichen Randbedingungen bei den CO₂-Emissionen (CO₂-Zertifikatspreis in den Szenarien S₁' und S₂' auf der einen Seite und CO₂-Höchstwert in den Szenarien S₃' und S₄' auf der anderen Seite), die sich direkt auf die absolute Verbrauchshöhe auswirken, noch zwei Effekte von Bedeutung. Zum einen wird in der Höhe des Stromverbrauchs die unterschiedliche Rolle der Elektrizität im Wärmemarkt deutlich, wo in den Szenarien S₁' und S₂' Strom sehr viel stärker für Heizungszwecke genutzt wird. Dies bringt es mit sich, dass die Anteile und absoluten Verbrauchsmengen beim Mineralöl und beim Erdgas auf Endenergieebene deutlich unterschiedlich ausfallen. Zum zweiten sind die Vorgaben für die Kraft-Wärme-Kopplung von Bedeutung, da der Brennstoffeinsatz für die Wärmeerzeugung in industriellen KWK-Anlagen als Endenergieverbrauch bilanziert wird. Bei einer höheren industriellen KWK-Nutzung bringt dies zum Teil auch eine Erhöhung des Endenergieverbrauchs mit sich. Dies wird an dem Verbrauchsniveau der Kohlen in den Szenarien S₁' und S₂' deutlich.

Die Trends beim Endenergieverbrauch und bei der Strombereitstellung finden sich dann aggregiert bei dem Primärenergieverbrauch nach Energieträgern wieder. Generell kommt es in den vier Szenarien für Baden-Württemberg gegenüber der Trendentwicklung zu einem Rückgang des Kohle- und Mineralöleinsatzes und einer Steigerung des Verbrauchs von Gasen und erneuerbaren Energien bei einer konstanten Nutzung der Kernenergie und des Stromimportsaldos. Dabei sind diese Übergänge in den Szenarien S₁' und S₂' weniger stark ausgeprägt als in den Szenarien S₃' und S₄'. Daraus lässt sich schlussfolgern, dass die CO₂-seitigen Randbedingungen der Szenarien S₃' und S₄' die Ergebnisse im wesentlichen prägen bzw. die Randbedingungen der Szenarien S₁' und S₂' offener formuliert sind.

Diese Aussage wird durch den Vergleich der Treibhausgas-Emissionen bestätigt (vgl. Bild 5.6 und Tabelle 5.7). Hier werden durch das vorgegebenen Maximalniveau der CO₂-Emissionen in den Szenarien S₃' und S₄' die Treibhausgas-Emissionen auf rund 66,1 Mio. t CO₂ äquivalent beschränkt. Demgegenüber begrenzen die Randbedingungen der Szenarien S₁' und S₂' die Treibhausgas-Emissionen auf ein Niveau von 76,8 bzw. 76,3 Mio. t CO₂ äquivalent. Damit ist in den Szenarien S₁' und S₂' das Emissionsniveau um rund 4,1 bzw. 4,6 Mio. t CO₂ äquivalent niedriger als in der Trendentwicklung, während in den Szenarien S₃' und S₄' die Treibhausgas-Emissionen gegenüber dem Trend um 14,8 Mio. t CO₂ äquivalent gemindert werden müssen. In der sektoralen Struktur macht sich dabei auch die Rolle des Stroms im Wärmemarkt bemerkbar sowie die unterschiedliche Struktur der Nettostrombereitstellung bei der Höhe der Treibhausgas-Emissionen der Stromerzeugung.

Schließlich resultieren in den Szenarien auch Auswirkungen auf das Emissionsniveau der übrigen Emissionsarten (NO_x, SO₂, NMKW, CO). Diese Effekte sind jedoch im Vergleich zu der Entwicklung, die sich bereits in dem Trendszenario im Vergleich zur Ausgangssituation einstellt, relativ geringfügig (vgl. Bild 5.7). Lediglich bei den SO₂-Emissionen ist die Struktur der Stromerzeugung hinsichtlich der Anteile der Steinkohle bzw. des Erdgases relativ bedeutend für den Vergleich mit der heutigen Situation bzw. mit der Trendentwicklung.

Letztlich bleibt noch aus den Szenarioergebnissen eine Charakterisierung der mit den unterschiedlichen Strukturen der Deckung des Energiedienstleistungsbedarfs in Baden-Württemberg einhergehenden Gesamtkosten im Szenarienvergleich. Hier zeigt sich, dass die Einflussnahme und die Eingriffstiefe in den Szenarien S₃' und S₄' mit dem vorgegebenen Höchstwert der CO₂-Emissionen in Baden-Württemberg von 65 Mio. t im Jahr 2010 wesentlich stärker ist als in den Szenarien S₁' und S₂' (76 Mio. t CO₂ im Jahr 2010. Siehe auch Tabelle 5.7). Somit resultieren im Vergleich zur Trendentwicklung bis zum Jahr 2010 diskontierte Mehrkosten von 219 Mio. DM₉₈ im Szenario S₁' bzw. 222 Mio. DM₉₈ in S₂' gegenüber 335 Mio. DM₉₈ im Szenario S₃' und 339 Mio. DM₉₈ in S₄'.

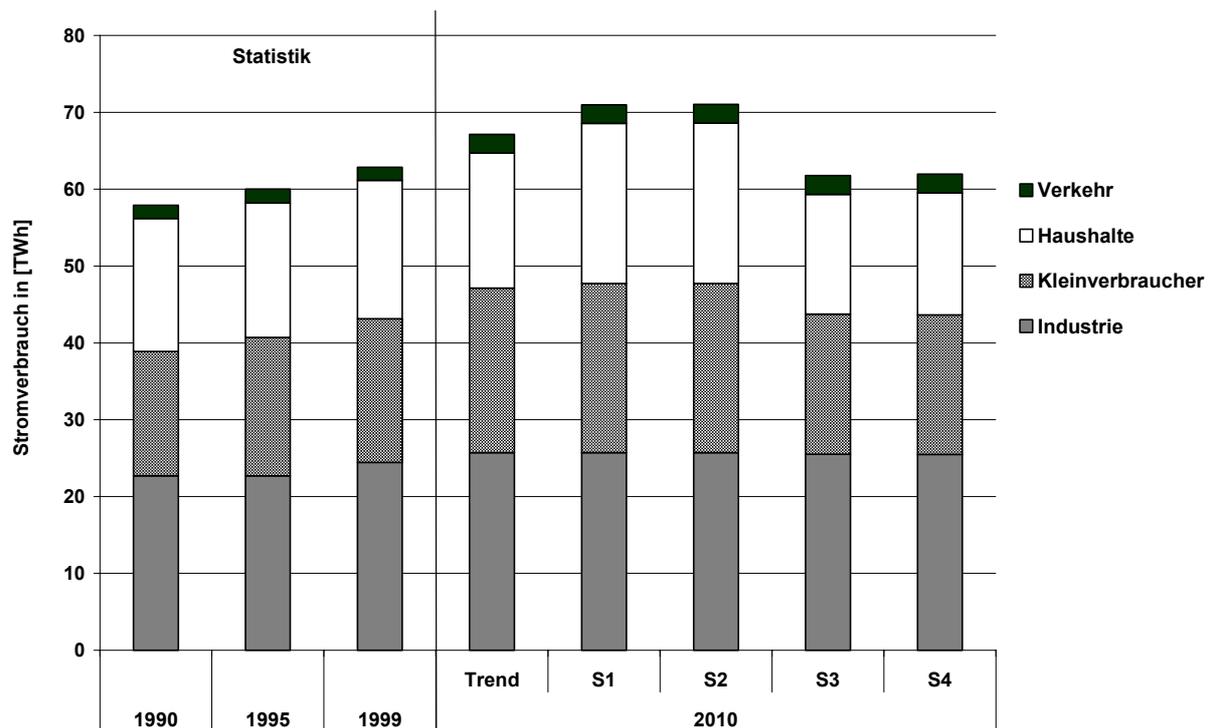


Bild 5.1 Endenergieverbrauch an Strom nach Sektoren in Baden-Württemberg im Szenarienvergleich [TWh/a]

in TWh/a	Statistik			2010				
	1990	1995	1999	Trend	S ₁ '	S ₂ '	S ₃ '	S ₄ '
Industrie	22,7	22,7	24,5	25,7	25,7	25,7	25,5	25,5
Kleinverbraucher	16,2	18,0	18,7	21,4	22,0	22,0	18,2	18,2
Haushalte	17,3	17,5	18,0	17,6	20,8	20,9	15,6	15,9
Verkehr	1,7	1,8	1,7	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4
Summe	57,9	60,0	62,8	67,1	71,0	71,0	61,8	61,9
Anteil am Endenergieverbrauch an Strom in %								
Industrie	39,2	37,8	38,9	38,3	36,2	36,2	41,3	41,1
Kleinverbraucher	28,0	30,0	29,7	31,9	31,0	31,0	29,5	29,3
Haushalte	29,8	29,1	28,6	26,2	29,3	29,4	25,2	25,6
Verkehr	3,0	3,1	2,7	3,6	3,4	3,4	3,9	3,9
Summe	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Einsparung bei spezifischen Stromanwendungen in TWh/a								
Industrie					0,0	0,0	0,2	0,2
Kleinverbraucher					0,0	0,0	0,0	0,1
Haushalte					0,2	0,1	0,2	0,2
Verkehr					0,0	0,0	0,0	0,0
Summe					0,2	0,1	0,5	0,5

Tabelle 5.2 Endenergieverbrauch an Strom nach Sektoren im Szenarienvergleich

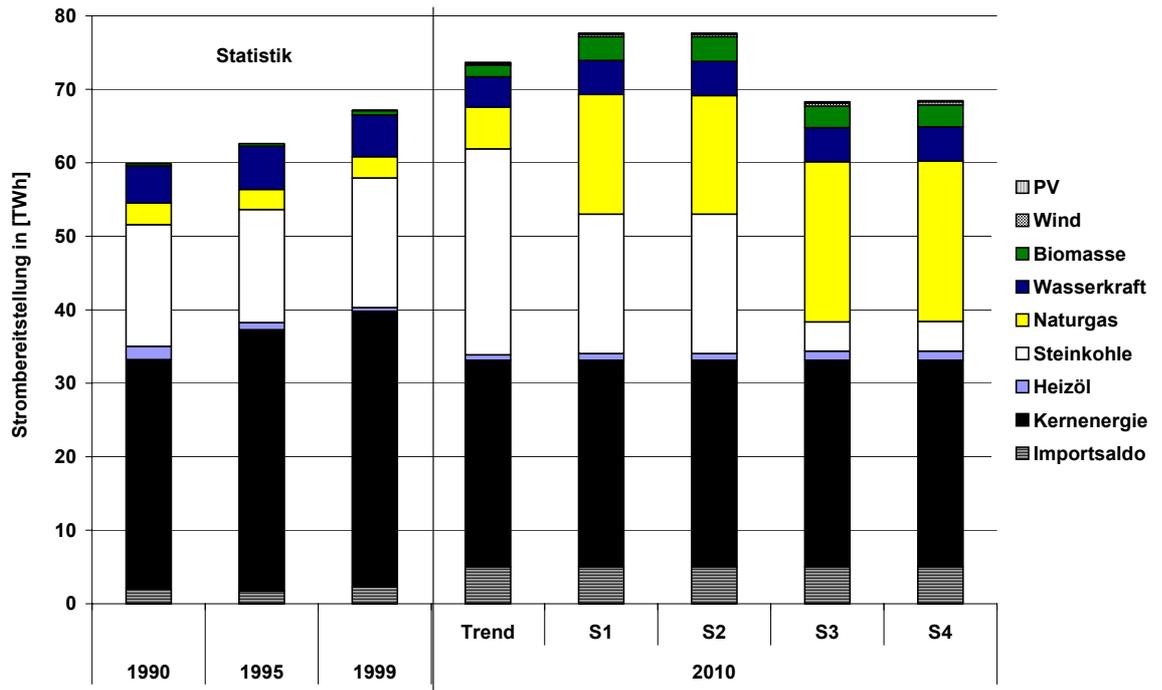


Bild 5.2 Nettostrombereitstellung nach Energieträgern in Baden-Württemberg im Szenarienvergleich [TWh/a]

in TWh/a	Statistik			2010				
	1990	1995	1999	Trend	S ₁ '	S ₂ '	S ₃ '	S ₄ '
Heizöl	1,78	0,98	0,52	0,73	0,89	0,88	1,23	1,23
Kernenergie	31,20	35,58	37,51	28,10	28,10	28,10	28,10	28,10
Steinkohle	16,56	15,37	17,63	28,03	18,97	18,97	3,95	4,04
Wind	0,00	0,00	0,01	0,23	0,32	0,32	0,42	0,42
Biomasse	0,29	0,35	0,62	1,58	3,23	3,40	2,94	2,98
Photovoltaik	0,00	0,00	0,00	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16
Naturgase	2,95	2,74	2,88	5,69	16,28	16,14	21,81	21,83
Wasserkraft	5,05	5,89	5,67	4,11	4,64	4,64	4,64	4,64
Importsaldo	2,04	1,71	2,28	5,05	5,05	5,05	5,05	5,05
Summe	59,87	62,62	67,13	73,66	77,64	77,66	68,31	68,46
Anteil an der Nettostrombereitstellung in %								
Heizöl	3,0	1,6	0,8	1,0	1,1	1,1	1,8	1,8
Kernenergie	52,1	56,8	55,9	38,1	36,2	36,2	41,1	41,1
Steinkohle	27,7	24,5	26,3	38,0	24,4	24,4	5,8	5,9
Wind	0,0	0,0	0,0	0,3	0,4	0,4	0,6	0,6
Biomasse	0,5	0,6	0,9	2,1	4,2	4,4	4,3	4,4
Photovoltaik	0,0	0,0	0,0	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Naturgase	4,9	4,4	4,3	7,7	21,0	20,8	31,9	31,9
Wasserkraft	8,4	9,4	8,4	5,6	6,0	6,0	6,8	6,8
Importsaldo	3,4	2,7	3,4	6,9	6,5	6,5	7,4	7,4
Summe	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Tabelle 5.3 Nettostrombereitstellung nach Energieträgern im Szenarienvergleich

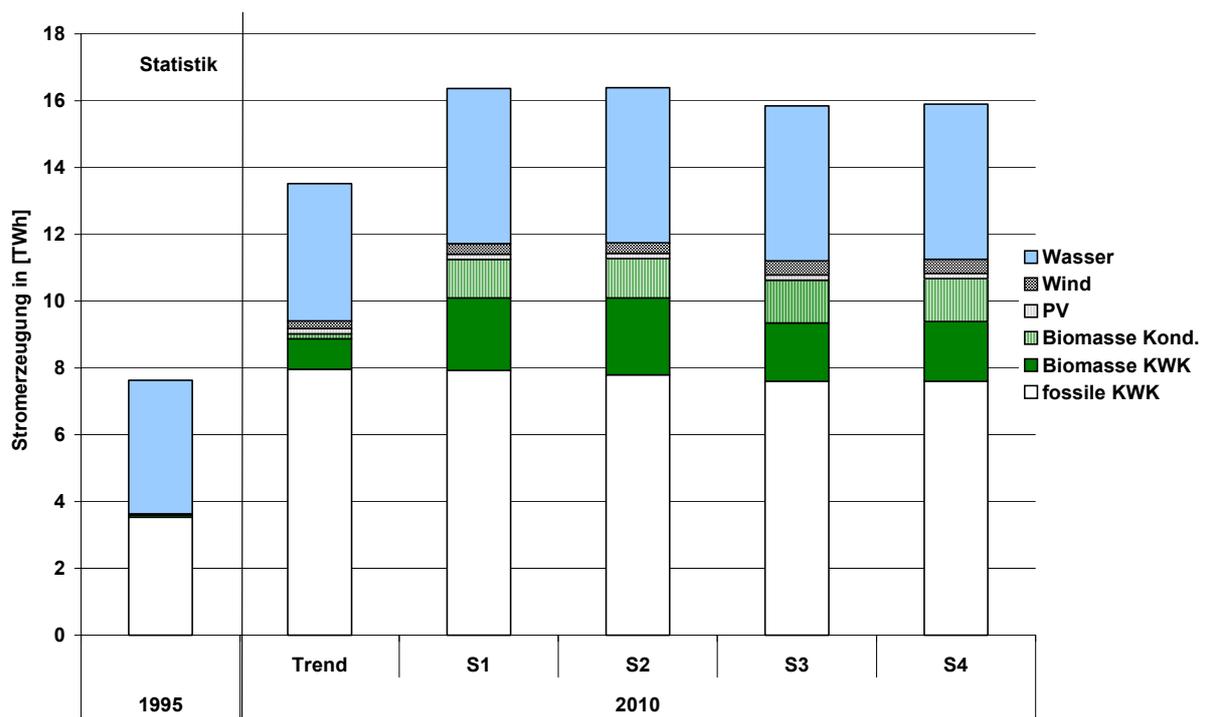


Bild 5.3 Strombereitstellung aus Erneuerbaren Energien und mit KWK-Anlagen in Baden-Württemberg im Szenarienvergleich [TWh/a]

in TWh/a	Statistik	2010				
	1995	Trend	S ₁ '	S ₂ '	S ₃ '	S ₄ '
KWK fossil	3,53	7,96	7,93	7,79	7,60	7,60
Biomasse KWK	0,07	0,92	2,16	2,30	1,75	1,78
Biomasse Kond.	0,03	0,15	1,15	1,18	1,28	1,29
Photovoltaik	0,00	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16
Windenergie	0,00	0,23	0,32	0,32	0,42	0,42
Wasserkraft (ohne Pump.)	4,00	4,11	4,64	4,64	4,64	4,64
Erneuerbare (insgesamt)	4,10	5,56	8,44	8,60	8,25	8,29
KWK (insgesamt)	3,60	8,87	10,09	10,10	9,35	9,39
KWK und Erneuerbare	7,63	13,52	16,37	16,39	15,85	15,90
Anteil an der Nettostrombereitstellung in %						
KWK fossil	5,9	10,8	10,2	10,0	11,1	11,1
Biomasse KWK	0,1	1,2	2,8	3,0	2,6	2,6
Biomasse Kond.	0,1	0,2	1,5	1,5	1,9	1,9
Photovoltaik	0,0	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Windenergie	0,0	0,3	0,4	0,4	0,6	0,5
Wasserkraft (ohne Pump.)	6,7	5,6	6,0	6,0	6,8	6,8
Erneuerbare (insgesamt)	6,9	7,5	10,9	11,1	12,1	12,1
KWK (insgesamt)	6,0	12,0	13,0	13,0	13,7	13,7
KWK und Erneuerbare	12,7	18,3	21,1	21,1	23,2	23,2

Tabelle 5.4 Strombereitstellung aus Erneuerbaren Energien und mit KWK-Anlagen im Szenarienvergleich

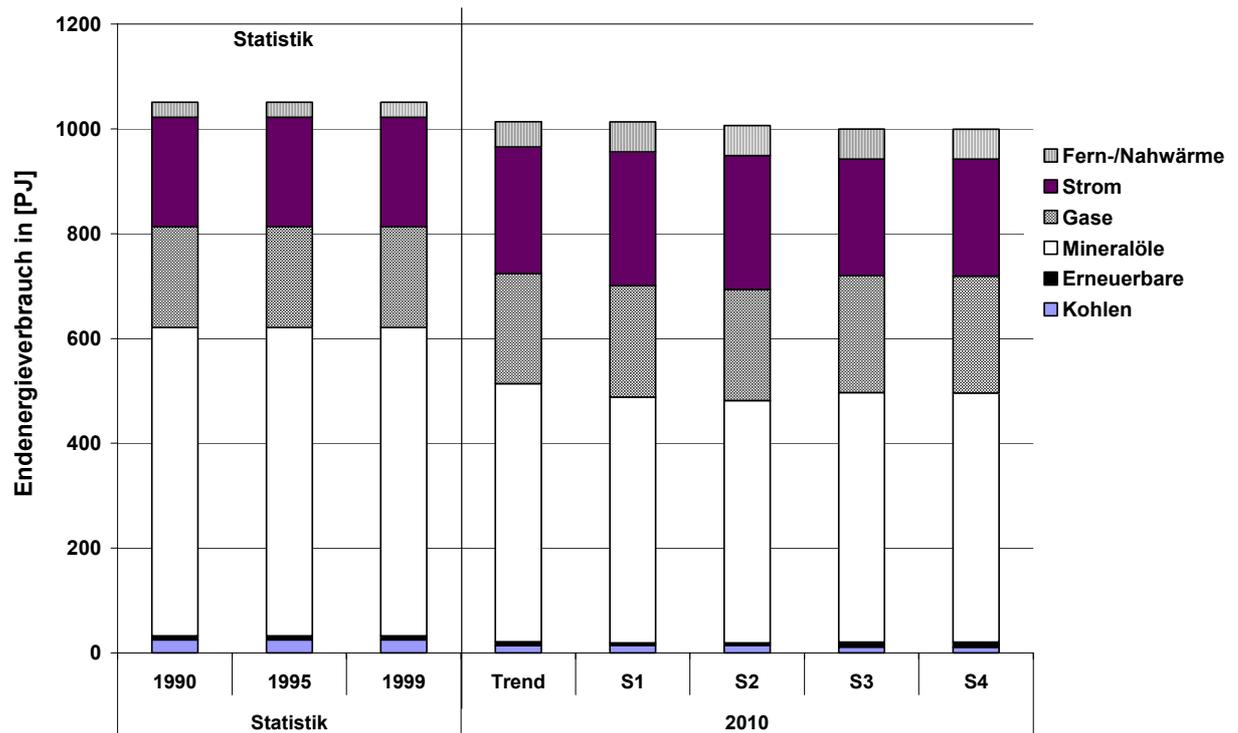


Bild 5.4 Endenergieverbrauch nach Energieträgern in Baden-Württemberg im Szenarienvergleich [PJ/a]

in PJ/a	Statistik			2010				
	1990	1995	1999	Trend	S ₁ '	S ₂ '	S ₃ '	S ₄ '
Kohlen	24,9	24,9	24,9	14,0	14,4	14,4	11,2	11,2
Erneuerbare	7,6	7,6	7,6	7,1	5,0	4,9	9,6	9,6
Mineralöle	588,5	588,5	588,5	492,4	468,9	462,4	476,1	475,1
Gase	192,6	192,6	192,6	210,1	212,5	211,7	223,3	223,4
Strom	208,7	208,7	208,7	241,7	255,5	255,7	222,3	223,0
Fern-/Nahwärme	28,7	28,7	28,7	48,4	57,0	57,0	57,1	57,0
Summe	1051,0	1054,8	1034,9	1013,7	1013,2	1006,1	999,6	999,3
Anteil am Endenergieverbrauch in %								
Kohlen	2,4	2,4	2,4	1,4	1,4	1,4	1,1	1,1
Erneuerbare	0,7	0,7	0,7	0,7	0,5	0,5	1,0	1,0
Mineralöle	56,0	55,8	56,9	48,6	46,3	46,0	47,6	47,5
Gase	18,3	18,3	18,6	20,7	21,0	21,0	22,3	22,4
Strom	19,9	19,8	20,2	23,8	25,2	25,4	22,2	22,3
Fern-/Nahwärme	2,7	2,7	2,8	4,8	5,6	5,7	5,7	5,7
Summe	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Tabelle 5.5 Endenergieverbrauch nach Energieträgern im Szenarienvergleich

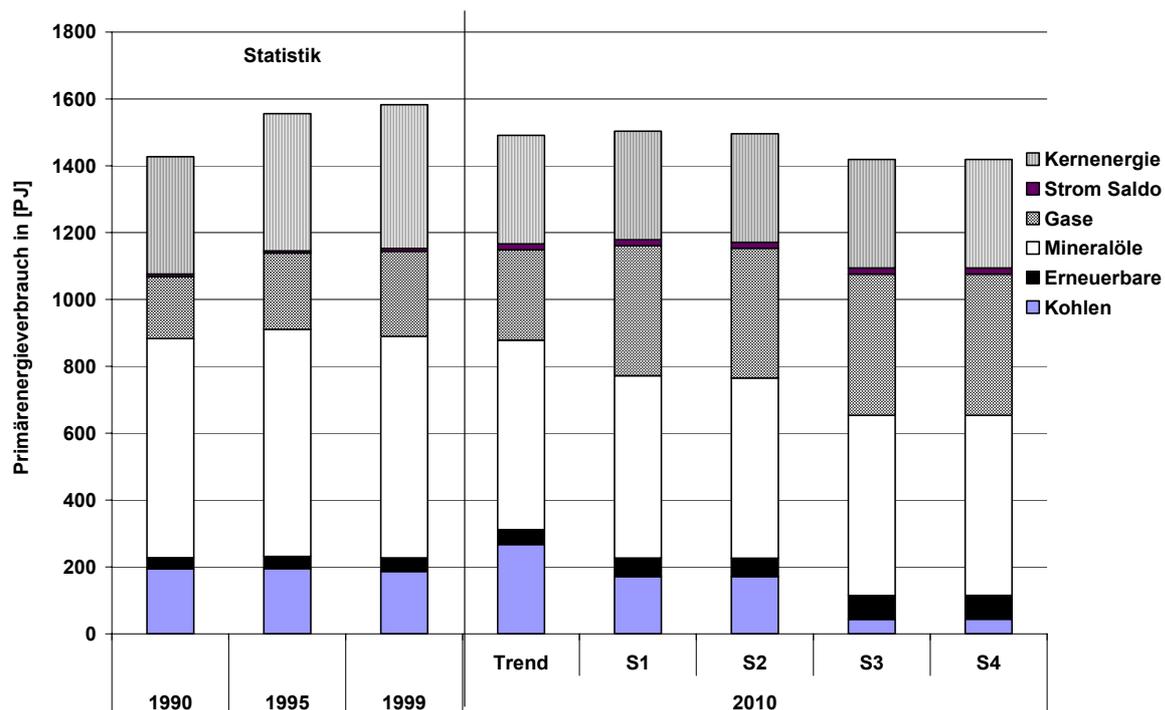


Bild 5.5 Primärenergieverbrauch nach Energieträgern in Baden-Württemberg im Szenarienvergleich [PJ/a]

in PJ/a	Statistik			2010				
	1990	1995	1999	Trend	S ₁ '	S ₂ '	S ₃ '	S ₄ '
Kohlen	194,3	195,2	186,7	267,3	170,9	170,9	42,9	43,6
Erneuerbare	33,7	36,0	40,4	44,4	55,3	55,3	71,6	71,7
Mineralöle	655,0	679,9	662,7	566,6	545,6	538,7	539,3	538,3
Gase	185,5	228,0	254,7	270,1	389,0	388,2	422,3	422,5
Strom Saldo	7,3	6,2	8,2	18,2	18,2	18,2	18,2	18,2
Kernenergie	351,1	410,6	429,9	324,4	324,4	324,4	324,4	324,4
Summe	1427,0	1556,0	1582,6	1491,0	1503,4	1495,7	1418,6	1418,7
Anteil am Primärenergieverbrauch in %								
Kohlen	13,6	12,5	11,8	17,9	11,4	11,4	3,0	3,1
Erneuerbare	2,4	2,3	2,6	3,0	3,7	3,7	5,0	5,1
Mineralöle	45,9	43,7	41,9	38,0	36,3	36,0	38,0	37,9
Gase	13,0	14,7	16,1	18,1	25,9	26,0	29,8	29,8
Strom Saldo	0,5	0,4	0,5	1,2	1,2	1,2	1,3	1,3
Kernenergie	24,6	26,4	27,2	21,8	21,6	21,7	22,9	22,9
Summe	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Tabelle 5.6 Primärenergieverbrauch nach Energieträgern im Szenarienvergleich

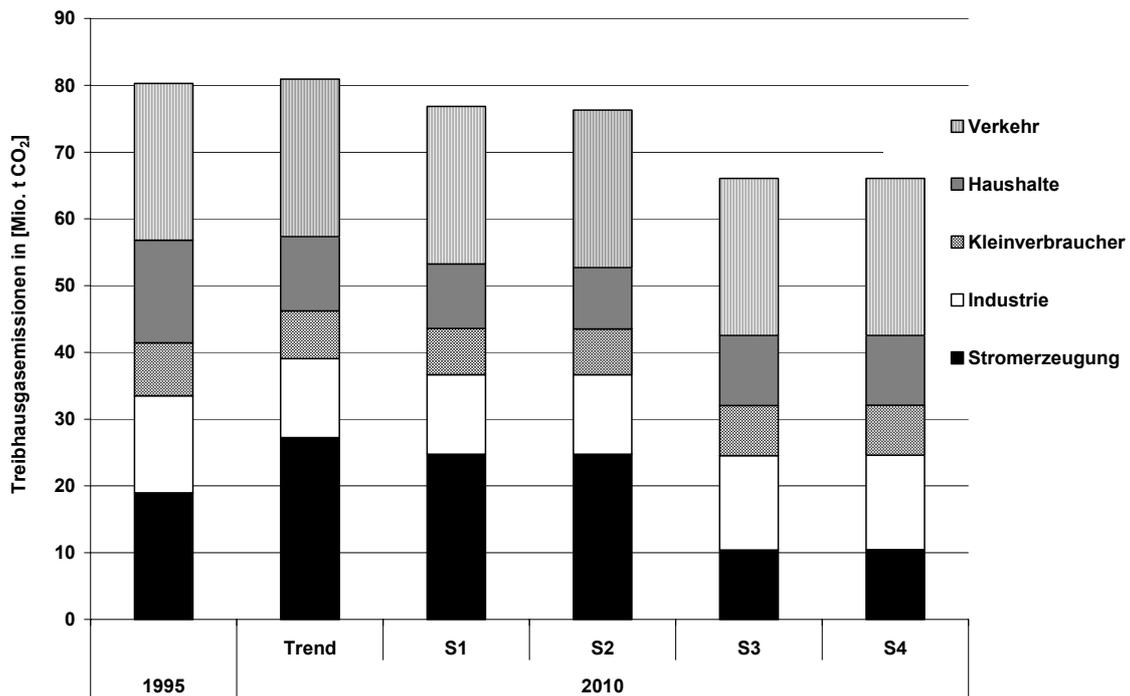


Bild 5.6 Treibhausgas-Emissionen nach Sektoren in Baden-Württemberg im Szenariovergleich in Mio. t CO₂-Äquivalent pro Jahr

in Mio. t CO ₂ /a	Statistik	2010				
	1995	Trend	S ₁ '	S ₂ '	S ₃ '	S ₄ '
Stromerzeugung	19,0	27,2	24,8	24,8	10,4	10,5
Industrie	14,5	11,8	11,9	11,9	14,1	14,1
Kleinverbraucher	8,0	7,1	6,9	6,9	7,5	7,5
Haushalte	15,4	11,1	9,7	9,2	10,5	10,4
Verkehr	23,5	23,6	23,6	23,6	23,5	23,5
Summe	80,3	80,9	76,8	76,3	66,1	66,1
Anteil an den Treibhausgas-Emissionen in %						
Stromerzeugung	23,6	33,7	32,2	32,4	15,7	15,8
Industrie	18,1	14,6	15,5	15,6	21,4	21,4
Kleinverbraucher	9,9	8,8	9,0	9,0	11,3	11,3
Haushalte	19,1	13,7	12,6	12,0	15,9	15,8
Verkehr	29,2	29,1	30,7	30,9	35,6	35,6
Summe	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Tabelle 5.7 Treibhausgas-Emissionen nach Sektoren im Szenarienvergleich

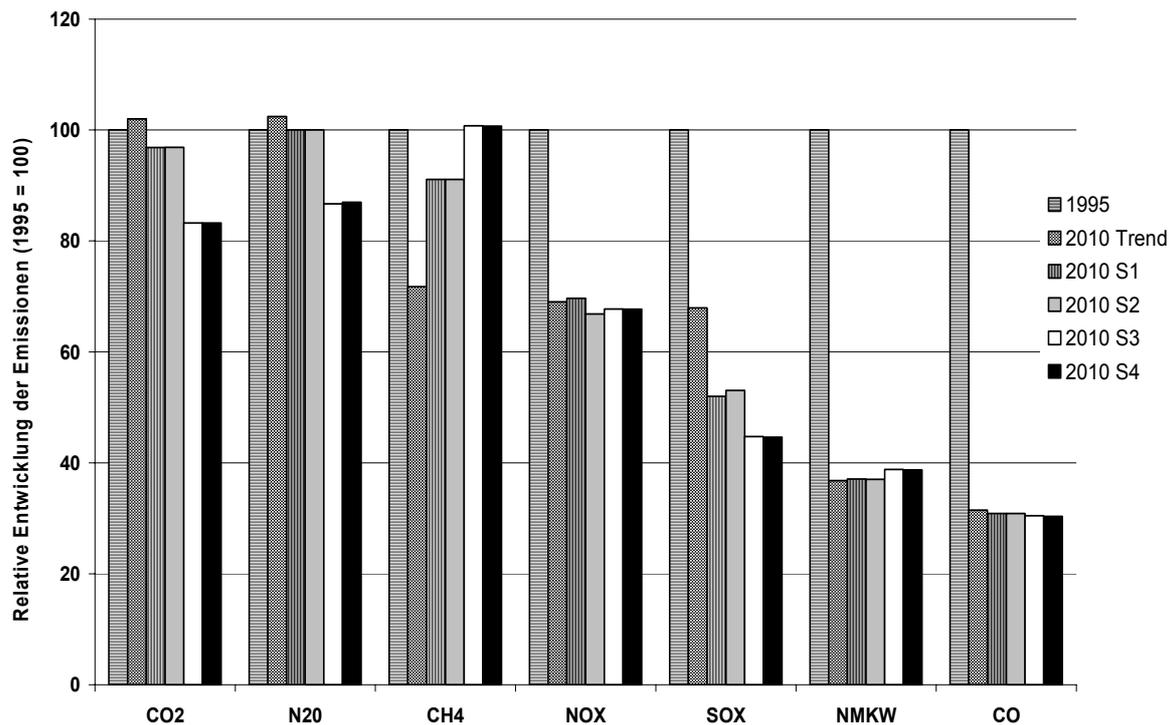


Bild 5.7 Entwicklung verschiedener Emissionsarten in Baden-Württemberg im Szenariovergleich (1995 = 100)

5.4 Vergleich der Szenarien für Deutschland und Baden-Württemberg

In dem Kapitel 5.4.1 erfolgt für die Deskriptoren Nr. 5, 6, 7, 8, 9, 12, 13 und 15 der C-I-Matrix, wie sie für die Szenarien S₁ bis S₄ verwendet wurden (vgl. Kapitel 5.2.2 bzw. 6.2), eine Gegenüberstellung der Einschätzungen aus dem Expertenkreis mit den Modellergebnissen, wie sie im Kapitel 5.3 beschrieben wurden. Dabei ist zu berücksichtigen, dass sich die Aussagen auf die Situation im Jahr 2010 beziehen sollen und dass die Ergebnisse der C-I-Matrix sich auf Deutschland konzentrieren, während die Modellrechnungen für Baden-Württemberg durchgeführt worden sind. Die Deskriptoren Nr. 1 – 4 aus dem Bereich Staat wurden als Eingangsgrößen für die Modellrechnung vorgegeben, während die Deskriptoren Nr. 10, 11 und 14 derzeit nicht in E³Net modelltechnisch umgesetzt sind (vgl. Kapitel 5.2.2).

5.4.1 Gegenüberstellung der Deskriptoren

Deskriptor Nr. 5: Strompreisentwicklung

Bei der Strompreisentwicklung wurde in der C-I-Matrix zwischen den beiden Ausprägungen „steigende Strompreise (mehr als 10 %)“ und „konstante oder leicht fallende Strompreise“ unterschieden. Dabei ergab sich für Gesamtdeutschland in allen vier Szenarien, dass es zu steigenden Strompreisen kommen wird. Dieses Ergebnis zeigte sich auch bei den Modellrechnungen für Baden-Württemberg (vgl. Tabelle 5.8). Hier ergaben sich Strompreiserhöhungen zwischen 13,7 % in den Szenarien S₁' und S₂' sowie 16,5 % in den Szenarien S₃' und S₄', während im Trend die Strompreiserhöhungen unter 10 % bleiben.

Deskriptor Nr. 5: Strompreisentwicklung			
Ergebnisse der C-I-Matrix für Deutschland			
S ₁	S ₂	S ₃	S ₄
steigend	steigend	steigend	steigend
Ergebnisse der Modellrechnungen für Baden-Württemberg (Trend: konstant)			
S ₁ '	S ₂ '	S ₃ '	S ₄ '
steigend	steigend	steigend	steigend

Tabelle 5.8 Vergleich der Strompreisentwicklung

Deskriptor Nr. 6: Stromimport

Beim Stromimport wurde in der C-I-Matrix zwischen den beiden Ausprägungen „Importstrom-Saldo niedrig / gleichbleibend (ca. 0%)“ und „Importstrom-Saldo steigend (auf ca. 5%)“ unterschieden. Bei der Auswertung ergab sich für Gesamtdeutschland in allen vier Szenarien ein steigender Importstrom-Saldo. Dieses Resultat wird durch die Modellrechnungen für Baden-Württemberg in ähnlicher Weise bestätigt (vgl. Tabelle 5.9). Der Importstrom-Saldo steigt in den Szenarien S₁' und S₂' auf 6,5 % sowie in den Szenarien S₃' und S₄' auf 7,4 % an (1999 = 3,4 %). Diese Entwicklung ist jedoch bereits durch den Trend angelegt, bei dem der Importstrom-Saldo aufgrund der bestehenden Lieferverträge sowie der Kapitalbeteiligungen an Kraftwerken außerhalb Baden-Württembergs einen Anteil von 6,9 % an der Nettostrombereitstellung erreicht. Zusätzlich zu diesen bereits feststehenden Liefer- und Bezugsmengen ergeben sich keine Veränderungen für Baden-Württemberg bis zum Jahr 2010.

Deskriptor Nr. 6: Stromimport-Saldo			
Ergebnisse der C-I-Matrix für Deutschland			
S₁	S₂	S₃	S₄
steigend	steigend	steigend	steigend
Ergebnisse der Modellrechnungen für Baden-Württemberg (Trend: konstant)			
S₁'	S₂'	S₃'	S₄'
steigend	steigend	steigend	steigend

Tabelle 5.9 Vergleich der Stromimport-Saldo-Entwicklung

Deskriptor Nr. 7: CO₂-Emissionen durch die Stromerzeugung

Bei den CO₂-Emissionen der Stromerzeugung wurde in der CI-Matrix zwischen den beiden Ausprägungen „sinkend (mehr als 10 % Reduktion, bezogen auf das Jahr 2000)“ und „gleichbleibend (weniger als 10 % Reduktion, bezogen auf das Jahr 2000)“ unterschieden. Dabei ergab sich für Gesamtdeutschland in allen vier Szenarien, dass es zu entsprechend sinkenden CO₂-Emissionen durch die Stromerzeugung kommen wird. Dieses Ergebnis wird durch die Modellrechnungen nur für die Szenarien S₃' und S₄', bei denen die Emissionen der Stromerzeugung in Baden-Württemberg mit rund 45 % erheblich zurückgehen, bestätigt (vgl. Tabelle 5.10). Demgegenüber steigen die Emissionen in den Szenarien S₁' und S₂' sogar an, da hier die spezifische Stromerzeugungsstruktur in Baden-Württemberg eine Ausweitung des Stromeinsatzes auf dem Wärmemarkt sinnvoll erscheinen lässt, um dort fossile Energieträger ersetzen zu können. Darüber hinaus ist bereits im Trend ein Anstieg der CO₂-Emissionen der Stromerzeugung angelegt, da mit dem Kernenergieausstieg und dem Ersatz durch fossile Energieträger das in Baden-Württemberg niedrige Niveau ansteigen wird.

Deskriptor Nr. 7: CO₂-Emissionen aus der Stromerzeugung			
Ergebnisse der C-I-Matrix für Deutschland			
S₁	S₂	S₃	S₄
sinkend	sinkend	sinkend	sinkend
Ergebnisse der Modellrechnungen für Baden-Württemberg (Trend: konstant)			
S₁'	S₂'	S₃'	S₄'
steigend	steigend	sinkend	sinkend

Tabelle 5.10 Vergleich der CO₂-Emissionen aus der Stromerzeugung

Deskriptor Nr. 8: Anteil Gas [prozentual] am Energieträgermix

Beim Anteil des Gases am Energieträgermix in der Stromerzeugung wurde in der C-I-Matrix zwischen den beiden Ausprägungen „schwach steigend (Anteil von derzeit ca. 8 auf 15 %)“ und „stark steigend (Anteil auf über 15 %)“ unterschieden. Dabei ergab sich für Gesamtdeutschland in allen vier Szenarien, dass es zu einem stärker steigenden Anteil des Erdgases am Energieträgermix in der Stromerzeugung kommen wird. Dieses Resultat wird durch die Modellrechnungen für Baden-Württemberg bestätigt (vgl. Tabelle 5.11). Der Anteil des Erdgases an der Nettostrombereitstellung erhöht sich von heute 4,3 % auf ca. 21 % in den Szenarien S₁' und S₂' sowie auf ca. 32 % in den Szenarien S₃' und S₄'. Im Trend ist mit dem rückläufigen Anteil der Kernenergie zwar auch ein Anstieg des Gasanteils an der Nettostrombereitstellung auf 7,7 % verbunden, jedoch wird der überwiegende Teil des Ersatzbedarfs durch die Steinkohle gedeckt, da hier günstigere Stromgestehungskosten sowohl kurzfristig als auch längerfristig möglich sind. Erst die Berücksichtigung eines CO₂-Kriteriums (CO₂-Zertifikatspreis, CO₂-Höchstwert) in den Szenarien führt zu einer stärkeren Nutzung des Erdgases.

Deskriptor Nr. 8: Prozentualer Anteil Gas am Energieträgermix			
Ergebnisse der C-I-Matrix für Deutschland			
S ₁	S ₂	S ₃	S ₄
stark steigend	stark steigend	stark steigend	stark steigend
Ergebnisse der Modellrechnungen für Baden-Württemberg (Trend: konstant)			
S ₁ '	S ₂ '	S ₃ '	S ₄ '
stark steigend	stark steigend	stark steigend	stark steigend

Tabelle 5.11 Vergleich des prozentualen Anteil von Gas am Energieträgermix

Deskriptor Nr. 9: Kraftwerkspark (Anteil der Anlagen, die in das Mittel- und Niederspannungsnetz einspeisen)

Bei der Einspeisung auf den unterschiedlichen Spannungsebenen (Anteil der Anlagen, die in das Mittel- und Niederspannungsnetz einspeisen) wurde in der C-I-Matrix zwischen den beiden Ausprägungen „konst. / leicht steigend (mehr als 10 – 15 %)“ und „stark steigend (> 15 %)“ unterschieden. Dabei ergab sich für Gesamtdeutschland in allen vier Szenarien ein stark ansteigender Anteil der Stromerzeugung aus Anlagen, die in das Mittel- und Niederspannungsnetz einspeisen. Dieses Ergebnis wird durch die Szenariorechnungen für die Szenarien S₁' bis S₄' prinzipiell bestätigt. Bei den Szenarien S₁' und S₂' ist zwar der absolute Betrag der Stromerzeugung aus dezentralen Anlagen im Vergleich zu S₃' und S₄' nahezu identisch, da jedoch die Höhe der Stromerzeugung in S₁' und S₂' deutlich größer ist, ergeben sich dort nur leicht steigende Anteile auf ca. 12 % (im Gegensatz zu 15,4 % bis S₃' und S₄'. Vgl. Tabelle 5.12). Im Trend erhöhen sich die Anteile lediglich von heute 4,3 % auf

6,3 %. Dabei ist zu berücksichtigen, dass der Ausgangswert für Baden-Württemberg mit rund 4 bis 5 % niedriger liegt als im Bundesdurchschnitt (ca. 10 %).

Deskriptor Nr. 9: Kraftwerkspark			
Ergebnisse der C-I-Matrix für Deutschland			
S₁	S₂	S₃	S₄
stark steigend	stark steigend	stark steigend	stark steigend
Ergebnisse der Modellrechnungen für Baden-Württemberg (Trend: konstant)			
S₁'	S₂'	S₃'	S₄'
leicht steigend	leicht steigend	stark steigend	stark steigend

Tabelle 5.12 Vergleich des Anteils der Anlagen, die in das Mittel- und Niederspannungsnetz einspeisen

Deskriptor Nr. 12: Beschäftigung in der Stromwirtschaft

Bei der Beschäftigung in der Stromwirtschaft wurde in der C-I-Matrix zwischen den beiden Ausprägungen „schwach sinkend“ und „stark sinkend“ unterschieden, ohne eine quantitative Messgröße hierfür zu spezifizieren. Dabei wurde bei den drei Szenarien S₂ – S₄ davon ausgegangen, dass es nur zu schwach sinkenden Beschäftigtenzahlen kommen wird, während im Szenario S₁ die Beschäftigten weiterhin stark sinken sollen. Diese Ergebnisse werden durch die Modellrechnungen für die Szenarien S₂' bis S₄' bestätigt. Es ergeben sich jedoch auch im Szenario S₁' schwach sinkende Beschäftigtenzahlen (vgl. Tabelle 5.13). Da die absolute Höhe der Strombereitstellung einen wesentlichen Einfluss auf den Beschäftigungseffekt ausübt, sinken die Beschäftigungszahlen auf Grund der größeren Stromnachfrage auf dem Wärmemarkt in den Szenarien S₁' und S₂' sogar weniger als in den Szenarien S₃' und S₄'.

Deskriptor Nr. 12: Beschäftigung in der Stromwirtschaft			
Ergebnisse der C-I-Matrix für Deutschland			
S₁	S₂	S₃	S₄
stark sinkend	schwach sinkend	schwach sinkend	schwach sinkend
Ergebnisse der Modellrechnungen für Baden-Württemberg (Trend: konstant)			
S₁'	S₂'	S₃'	S₄'
schwach sinkend	schwach sinkend	schwach sinkend	schwach sinkend

Tabelle 5.13 Vergleich der Beschäftigung in der Stromwirtschaft

Deskriptor Nr. 13: Einsparverhalten im privaten Bereich

Beim Einsparverhalten im privaten Bereich wurde in der C-I-Matrix zwischen den beiden Ausprägungen „weiterhin gering (Verhalten, Effizienz)“ und „starke Einsparungen (mehr als 10 %)“ unterschieden. Dabei ergab sich bei den Szenarien S₂ bis S₄, dass es zu entsprechend starken Einsparungen kommen wird, während in dem Szenario S₁ weiterhin geringe Einsparungen vorhanden sind. Bei den Modellrechnungen für Baden-Württemberg ergaben sich Stromeinsparungen von nur wenigen GWh/a, da in E³Net lediglich von einem instrumentierbaren Stromeinsparpotenzial bis zum Jahr 2010 von rund 3,2 % ausgegangen wird. Des Weiteren ist noch zu berücksichtigen, dass vermehrt Nutzungen von Stromanwendungen (z.B. auf dem Wärmemarkt), die unter gewissen Randbedingungen zu einer kosteneffizienten CO₂-Minderung beitragen können, auftreten. Die verstärkte Nutzung von elektrischen Wärmepumpen sowie Nachtspeicherheizungen kommt in den Szenarien S₁' und S₂' zum Ausdruck. Daher ist an dieser Stelle ein direkter Vergleich zwischen den Deskriptorausprägungen für Gesamtdeutschland und den Ergebnissen aus den Modellrechnungen wegen der unterschiedlichen Voraussetzungen nicht aussagekräftig.

Deskriptor Nr. 13: Einsparverhalten im privaten Bereich			
Ergebnisse der C-I-Matrix für Deutschland			
S ₁	S ₂	S ₃	S ₄
weiterhin gering	starke Einsparungen	starke Einsparungen	starke Einsparungen
Ergebnisse der Modellrechnungen für Baden-Württemberg (Trend: konstant)			
S ₁ '	S ₂ '	S ₃ '	S ₄ '
starke Einsparungen	weiterhin gering	starke Einsparungen	starke Einsparungen

Tabelle 5.14 Vergleich des Einsparverhaltens im privaten Bereich

Deskriptor Nr. 15: Effizienzsteigerung im Bereich der Industrie

Bei dem Deskriptor Effizienzsteigerung im Bereich der Industrie wurde in der C-I-Matrix zwischen den beiden Ausprägungen trendgemäße Entwicklung (entspricht der heutigen Selbstverpflichtung) und forcierte Effizienzentwicklung (mehr als 0,5 % Steigerung pro Jahr) unterschieden. Dabei ergab sich für die Szenarien S₁ und S₂ eine trendgemäße Entwicklung und für die Szenarien S₃ und S₄ eine forcierte Effizienzentwicklung. Dieses Resultat zeigt sich auch in den Modellrechnungen für die Szenarien S₁' und S₂'. Bei den Szenarien S₃' und S₄' ergibt sich zwar eine höhere Stromeinsparung im Bereich der Industrie als in den Szenarien S₁' und S₂', diese ist jedoch nicht so ausgeprägt, dass sie dem Kriterium einer forcierten Effizienzentwicklung entsprechen würde. Auch hier sind die kurzfristigen Handlungsspielräume, die in Baden-Württemberg bestehen, insgesamt geringer, als dies in einer um 0,5 %-Punkte/Jahr stärkeren Effizienzverbesserung zum Ausdruck kommen könnte.

Deskriptor Nr. 15: Effizienzsteigerung im Bereich der Industrie			
Ergebnisse der C-I-Matrix für Deutschland			
S₁	S₂	S₃	S₄
trendgemäß	trendgemäß	forciert	forciert
Ergebnisse der Modellrechnungen für Baden-Württemberg (Trend: konstant)			
S₁'	S₂'	S₃'	S₄'
trendgemäß	trendgemäß	leicht über Trend	leicht über Trend

Tabelle 5.15 Vergleich der Effizienzsteigerung im Bereich der Industrie

5.4.2 Zusammenfassung

Die Modellrechnungen haben gezeigt, dass sich die Deutschland-Szenarien weitgehend auf Baden-Württemberg übertragen lassen. Insgesamt ist zu erkennen, dass die Differenzen zwischen den Szenarien S₁' und S₂' auf der einen Seite und den Szenarien S₃' und S₄' auf der anderen Seite nicht besonders bedeutsam sind, es sind lediglich Nuancen feststellbar. Hier erscheinen die Unterschiede in der Szenariokonstruktion (S₁' gegenüber S₂' beim Einsparverhalten und S₃' gegenüber S₄' bei den Politikmaßnahmen (Effizienzprogramme vs. Stromsteuer)) nicht so ausgeprägt, damit sie sich in Baden-Württemberg bis zum Jahr 2010 gegenüber den sonstigen Rahmenbedingungen der Szenarien, wie z.B. KWK- und REG-Regelungen oder CO₂-Politik, als Unterscheidungsmerkmal zwischen den Szenarien durchsetzen könnten.

Eine signifikante Abweichung ergibt sich jedoch beim Stromverbrauch in den Szenarien S₁' und S₂' im Vergleich zu S₁ und S₂. Diese Differenz resultiert aus der für Baden-Württemberg spezifischen Rolle der Elektrizität im Wärmemarkt. Während in den Szenarien S₁' und S₂' aufgrund des für die Modellrechnung vorgegebenen Zertifikatspreises für CO₂-Emissionen sich der Einsatz fossiler Energieträger spezifisch verteuert, andererseits sich aber die Stromerzeugungsstruktur in Baden-Württemberg auf Grund des hohen Kernenergieanteils relativ CO₂-günstig darstellt, verbessern sich die Einsatzmöglichkeiten von elektrischen Wärmepumpen und Nachtspeicherheizungen im Vergleich zu Gas- oder Ölheizungsanlagen. Entsprechend wird in S₁' und S₂' der Stromverbrauch insgesamt ausgeweitet, obwohl auch spezifische Stromeinsparungen durchgeführt werden. Dies führt u.a. dazu, dass entgegen den Aussagen von S₁ und S₂ die CO₂-Emissionen aus der Stromerzeugung in S₁' und S₂' ansteigen. Im Gegenzug dazu sinken die CO₂-Emissionen im Gebäudebereich, so dass sich in der Summe eine CO₂-Reduktion für Baden-Württemberg ergibt.

6 Verfahren zur Szenarienentwicklung (Cross-Impact-Methode)

Eine Schwierigkeit bei der Analyse komplexer Systeme liegt darin, dass sich die Vielfalt der Wechselwirkungen der relevanten Einflussgrößen ohne zusätzliche Hilfsmittel nur schwerlich oder gar nicht vollständig durchschauen bzw. widerspruchsfrei erfassen lässt. Daher wurde zur Verbesserung der Diskurseffizienz und zur methodischen Unterstützung des Szenarienkonstruktionsprozesses ein spezielles Verfahren (Cross-Impact-Methode) eingesetzt. Das Ziel dieser verwendeten Szenario-Methode war es, in sich konsistente und fachlich begründete mögliche Zukunftszustände, sogenannte Szenarien, innerhalb des Expertenkreises diskursiv zu entwickeln²⁸. Die Szenariokonstruktion erfolgte mit einem von der TA-Akademie weiterentwickelten Cross-Impact-Verfahren²⁹. Im Gegensatz zu numerischen Rechenmodellen basiert dieses Verfahren darauf, dass die in sich konsistenten Szenarien durch eine Kombination der relevanten Einflussgrößen (Deskriptoren) unter der Berücksichtigung bestehender Interdependenzen konstruiert werden. Kernpunkt dieses Verfahrens ist die Cross-Impact-Matrix, in der das vorhandene Systemwissen über die wechselseitigen Beeinflussungen der einzelnen Deskriptoren abgelegt wird. Die zur Systembeschreibung notwendigen Deskriptoren sowie ihre gegenseitige Beeinflussung wird durch das Wissen bzw. die Beurteilung von Experten in den Prozess eingebracht. Über ein Computerprogramm werden alle möglichen kombinatorischen Konstellationen der einzelnen Ausprägungen von den jeweiligen Deskriptoren durchgespielt und auf ihre Konsistenz überprüft. Somit werden inkonsistente Kombinationen von dem Verfahren erkannt und ausgesondert. Der Vorteil dieser Methode liegt darin, dass alle plausiblen Szenarien für das System identifiziert und aufgezeigt werden. Die Aussagen der produzierten Szenarien sind im wesentlichen qualitativer Art. Zum besseren Verständnis, wie die in Kapitel 4 dargestellten Szenarien entstanden sind, soll das Cross-Impact-Verfahren im Folgenden zunächst an einem allgemeinen Beispiel (Kapitel 6.1) detaillierter beschrieben werden. Der inhaltliche Bezug dieses Verfahrens zum Projekt „Szenarien einer liberalisierten Stromversorgung“ wird anschließend in Kapitel 6.2 hergestellt.

²⁸ Zunächst wurden alle erzeugten konsistenten Szenarien als „Ideensammlung“ in die Betrachtung mit aufgenommen. Aus dieser Vielzahl wurden dann vier repräsentative Szenarien für die weiteren Analysen ausgewählt.

²⁹ Zum Konzept der Cross-Impact-Matrix siehe: Gordon, Hayward (UCLA): “Initial experiments with the cross-impact matrix of forecasting“, *Futures*, Vol. 1, No. 2, 1968; E.J. Honton, G.S. Stacey, S.M. Millet: *Future Scenarios: The BASICS Computational Method*, Economics and Policy Analysis Occasional Paper Number 44, October 1994, Batelle Columbus Division sowie ergänzend: J. Brauers, M. Weber: Szenarioanalyse als Hilfsmittel der strategischen Planung - Methodenvergleich und Darstellung einer neuen Methode, *ZfB* 56 Jg. (1986), H. 7.

6.1 Allgemeines Beispiel zum Cross-Impact-Verfahren³⁰

Als erster Schritt innerhalb des Cross-Impact-Verfahrens muss festgelegt werden, welche Systemgrößen für die Charakterisierung der Szenarien relevant sind. Unter dem Oberbegriff Systemgrößen werden im weiteren Eigenschaften bezeichnet, die einen Systemzustand zusammengenommen ausreichend beschreiben und seine Stabilität sowie seine weitere Entwicklung im Wesentlichen festlegen. Die Systemgrößen lassen sich in vier Bereiche unterteilen: Eingriffs-, Rahmen-, Aktiv- und Passivgrößen. Zum besseren Verständnis und zur Begriffsdefinition sind im Bild 6.1 die Wechselwirkungen in vernetzten Systemen exemplarisch dargestellt.

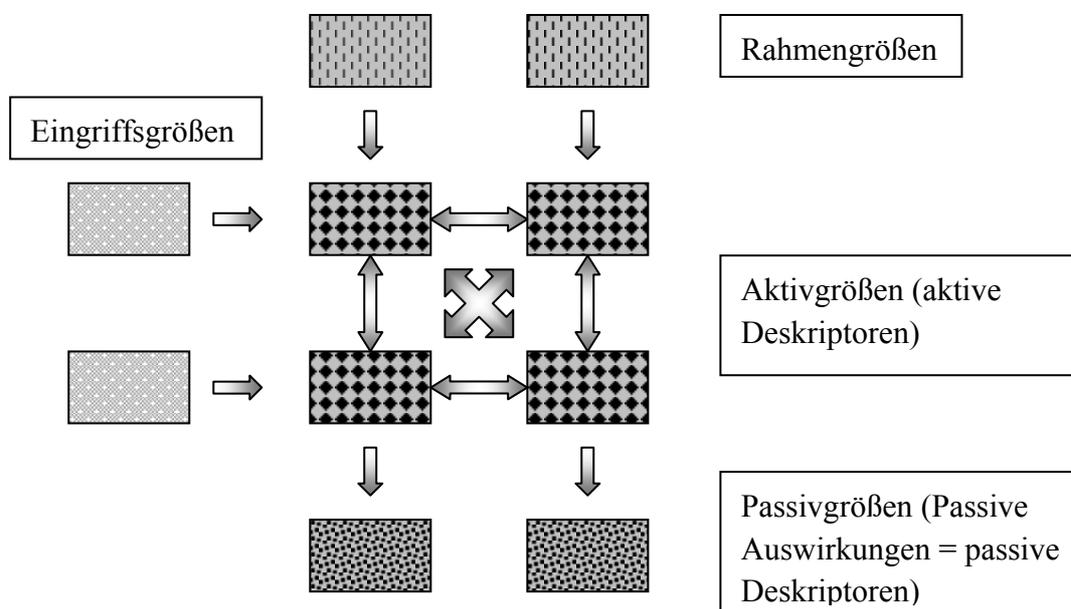


Bild 6.1 Wechselwirkungen der Systemgrößen in vernetzten Systemen

Die Unterteilung in vier Bereiche dient dazu, dass bei einer größeren Anzahl von Systemgrößen das Verfahren noch handhabbar bleibt. Die vier Bereiche lassen sich wie folgt charakterisieren:

- Einflussgrößen wirken von außen in Form von vorgegebenen Interventionen auf das System, ohne dass eine Rückkopplung vom System auf diese ausgeht. Sie werden dann eingesetzt, wenn man die Reaktionen des Systems auf Eingriffe zur Durchsetzung bestimmter Entwicklungen untersuchen will.

³⁰ Die in diesem Kapitel dargestellte Handhabung des Cross-Impact-Verfahrens ist für den Leser nur dann relevant, wenn dieser die einzelnen Schritte der Szenarienkonstruktion bzw. die Bewertungen in den C-I-Matrizen der Experten (Kapitel 9.3) nachvollziehen möchte.

- Rahmengrößen nehmen Einfluss auf aktive und passive Systemgrößen, werden aber selbst nicht durch diese beeinflusst. Sie können für die Zwecke der Szenarioanalyse als vorbestimmte, extern bedingte Größen beschrieben und festgelegt werden.
- Aktivgrößen bewirken wechselseitige Einflüsse untereinander und beeinflussen die Passivgrößen.
- Passivgrößen werden durch Einfluss-, Rahmen- und aktive Systemgrößen beeinflusst. Eine Rückwirkung auf diese drei Bereiche findet jedoch nicht statt. Innerhalb der Passivgrößen treten aber Wechselwirkungen auf.

Durch diese Charakterisierung kann die Bearbeitung der Cross-Impact-Matrix (C-I-Matrix) vereinfacht werden, da die wechselseitige Beeinflussung der Systemgrößen in bestimmten Teilbereichen entfällt. Die Rahmengrößen können sogar ganz aus der Cross-Impact-Matrix herausgenommen werden, da deren Entwicklung innerhalb der möglichen Szenarien bereits bekannt ist. Wie der Name bereits verdeutlicht wird dadurch jedoch der Rahmen, in dem sich die Szenarien entwickeln können, festgelegt.

Im Weiteren werden die Aktiv- und Passivgrößen als Deskriptoren bezeichnet, weil sich aus ihnen bei diesem Projekt die Cross-Impact-Matrix für die Szenarienkonstruktion zusammensetzt. Mit der Option der Eingriffsgrößen wurde bei dem hier vorgestellten Projekt nicht gearbeitet. Die Entwicklungsmöglichkeiten der Deskriptoren wird durch sogenannte Deskriptorenausprägungen beschrieben.

Wie bereits erwähnt, ist darauf zu achten, so wenige Deskriptoren wie möglich, aber so viele wie notwendig aufzunehmen, damit das Verfahren noch handhabbar bleibt. Bei einer größeren Anzahl von Systemgrößen bzw. mehr als ca. 20 Deskriptorenausprägungen sollte aus Gründen der Übersichtlichkeit und zur einfacheren Handhabung innerhalb des Verfahrens eine Unterteilung in die vier (bzw. drei) oben beschriebenen Kategorien vorgenommen werden.

Mit den vier Kategorien ist das Beschreibungskonzept für die Szenarien festgelegt: Ziel der Analyse ist es zunächst, mögliche Zustandskombinationen der Deskriptoren unter der Prämisse der Annahmen, die sich aus den Rahmengrößen ergeben, zu konstruieren. Dabei ist es sinnvoll, einen halbquantitativen Weg zu beschreiten. D.h. eine Deskriptorausprägung kann durch quantifizierbare Merkmale präzisiert werden. Die Quantifizierung beschränkt sich aber auf die Einweisung in Werte-Klassen. Die halbquantitativen Einschätzungen erleichtern ein argumentatives und diskursives Vorgehen. Wie bereits erwähnt, wird durch die Aufteilung in die vier Kategorien die Cross-Impact-Matrix, in der ja dann nur noch die Deskriptoren mit ihren Ausprägungen stehen, handlicher und die Zahl der Einzelbewertungen nicht zu umfangreich. Das vollständige Szenario-Bild ergibt sich dann aus der Zusammenführung von Rahmengrößen und Deskriptoren bzw. noch die Sonderfälle, die sich aus den Wirkungen der Eingriffsgrößen ergeben.

Nach der Zusammenstellung aller relevanten Deskriptoren mit ihren jeweiligen Ausprägungen muss der Einfluss der einzelnen Ausprägungen untereinander bewertet werden.

Dies geschieht mittels einer ganzzahligen Bewertungsskala, die sich von -3 (hemmender Einfluss) über 0 (kein Einfluss) bis $+3$ (fördernder Einfluss) erstreckt. Dieser relativ enge Bewertungsspielraum zwingt den Bearbeiter zu eindeutigen Entscheidungen. Bei einer weitreichenderen Skala (z.B. von -10 bis $+10$) besteht die Gefahr einer Vergleichmäßigung und Profillosigkeit der Bewertungen durch eine Häufung im Mittelbereich der Skala. Darüber hinaus würde auch eine Genauigkeit vorgetäuscht werden, die das Verfahren letztendlich nicht leisten kann.

Das Cross-Impact-Verfahren soll an Hand eines überschaubaren Beispiels erläutert werden. In der Tabelle 6.1 ist eine C-I-Matrix mit nur zwei Deskriptoren (A und B) mit ihren jeweiligen Ausprägungen A_1 , A_2 bzw. B_1 , B_2 , B_3 dargestellt. Für jeden Deskriptor wird mindestens zwischen zwei Zuständen, die zueinander ausschließend und zusammen vollständig sein müssen, differenziert. Das bedeutet, dass jeder Deskriptor immer in genau einem seiner Zustände ist (Prinzip der Ausschließlichkeit). Für die Erstellung der Cross-Impact-Matrix muss angegeben werden, ob die Tatsache, dass sich ein Deskriptor in einem entsprechenden Zustand befindet, die Eintretenswahrscheinlichkeit der Zustände der anderen Deskriptoren fördert oder hemmt. Für das Beispiel in der Tabelle 6.1 würde dies bedeuten: Wenn der Deskriptor A sich in dem Zustand A_1 (Zeile 1) befindet, dann fördert er das Eintreten der Deskriptorausprägung B_1 ($+3$ in der Zelle (1/3)), hemmt das Eintreten von B_3 (-3 in der Zelle (1/5)) und hat keinen Einfluss auf B_2 (0 in der Zelle (1/4)). Um das Prinzip der Ausschließlichkeit zu erfüllen, ist darauf zu achten, dass die Quersumme einer solchen Bewertungsreihe immer Null ergibt (z.B. in Tabelle 6.1: $(1/3) + (1/4) + (1/5) = 0$). Somit darf es beispielsweise nicht der Fall sein, dass A_1 sowohl B_1 als auch B_2 als auch B_3 fördert (nur positive Zahlen in (1/3), (1/4) und (1/5)). Damit wäre das Prinzip der Ausschließlichkeit verletzt, da immer nur jeweils eine Ausprägung eines Deskriptors in einem Szenario auftreten kann (und nicht drei gleichzeitig wie in diesem Beispiel).

Die Ausnahme, die ein Verlassen der Bewertungsskala (-3 bis $+3$) erforderlich macht, ist der Fall, dass eine Ausprägung zwangsläufig eine andere Ausprägung nach sich zieht (oder verhindert). Beispielsweise ein Gesetz (Ausprägung A_1), das einen bestimmten Zustand (B_1) erzwingt. Hier müsste dann eine entsprechend hohe Bewertung (größer als die höchstmögliche Summe der übrigen Bewertungen) vergeben werden, so dass dieser Zustand auf jeden Fall eintritt. Bei diesem Beispiel würde 10 in der Zelle (1/3) genügen, weil damit die Entscheidung unabhängig von den anderen Bewertungen festgelegt ist. Wenn also A_1 eintritt, dann zieht dieser Zustand in direkter Konsequenz auch B_1 nach sich. Für größere C-I-Matrizen müsste dann bei einem derartigen Fall ein entsprechend höherer Wert gewählt werden.

Sind alle wechselseitigen Einzelbewertungen durchgeführt, ist das gesamte Systemwissen in der Matrix codiert. In diesem Beispiel sind nur 12 Einzelbewertungen erforderlich. Es ist aber offensichtlich, dass mit zunehmender Anzahl von Deskriptorausprägungen die Anzahl der Einzelbewertungen exponentiell ansteigt. Daher versucht man durch das schrittweise Vorgehen (Rahmen-, Einfluss-, Aktiv- u. Passivgrößen) die eigentliche C-I-Matrix möglichst klein zu halten. Hat man die Szenarien für die Aktivgrößen, ist es erforder-

derlich, dass man in einem anschließenden Bearbeitungsgang noch die Einflüsse auf die Passivgrößen bewertet. Prinzipiell könnte man die Passivgrößen von Anfang an mit in die C-I-Matrix mit aufnehmen. Ihre Identität wird dann durch Nullen in den entsprechenden Zeilen deutlich. Der Deskriptor B in der Tabelle 6.1 wäre demnach eine solche Passivgröße (nur Nullen in den Zeilen 3, 4 und 5 bedeutet, dass von dem Deskriptor B keine Wirkung auf den Deskriptor A ausgeübt wird, aber umgekehrt). Entsprechend zeichnen sich die Eingriffsgrößen durch Wertungen nur in ihrer Zeile, nicht aber in ihrer Spalte aus.

		A		B		
		A ₁	A ₂	B ₁	B ₂	B ₃
A	A ₁			3 (1/3)	0 (1/4)	-3 (1/5)
	A ₂			-2 (2/4)	1 (2/4)	1 (2/5)
B	B ₁	0 (3/1)	0 (3/2)			
	B ₂	0 (4/1)	0 (4/2)			
	B ₃	0 (5/1)	0 (5/2)			

Tabelle 6.1 Allgemeines Beispiel einer Cross-Impact-Matrix

Mit der Festlegung der Deskriptorenliste und ihrer Ausprägungen ist auch die Gesamtzahl der kombinatorisch möglichen Szenarien gegeben. Bei dem in der Tabelle 6.1 vorliegenden Beispiel setzt sich die Cross-Impact-Matrix aus einem Deskriptoren mit drei Ausprägungen und einem Deskriptor mit zwei Ausprägungen zusammen. Somit ergeben sich $3^1 \cdot 2^1 = 6$ verschiedene kombinatorische Möglichkeiten. Bei einem realen System können diese nicht alle relevant sein, da einige von ihnen mehr oder weniger sinnlose Kombinationen von Deskriptorenzuständen darstellen. Die Aufgabe des eingesetzten Computerprogramms besteht demnach darin, die wenigen Szenarien aus der Menge der kombinatorischen Möglichkeiten herauszufinden, die mit der in der Cross-Impact-Matrix niedergelegten Systembeschreibung konsistent sind.

Im Folgenden soll erläutert werden, in welcher Weise Konsistenz definiert werden kann. Jede Einzelbewertung in der Cross-Impact-Matrix gibt an, wie stark der Zustand eines Deskriptors (= eine bestimmte Deskriptorausprägung) dadurch gefördert oder gehemmt wird, dass bei einem anderen Deskriptor ein bestimmter Zustand vorliegt. Wenn man diese Überlegung für alle Deskriptoren mit ihren jeweiligen Zuständen anstellt, dann folgt auf diese Weise auch, ob der Zustand eines Deskriptors durch eine bestimmte Gesamtkonfigurati-

on von Deskriptorausprägungen (also einem Szenario) gefördert oder gehemmt wird. Wird also in einem Szenario jeder Deskriptorzustand durch die Wirkungen aller anderen Deskriptorenzustände gefördert, so ist ein konsistentes Szenario gefunden. Werden andere Zustände als die vorgegebenen stärker gefördert, so kann man sich vorstellen, dass sich das System in diesen Zuständen verändern wird (Inkonsistenz), um einen stabilen Zustand zu erreichen, indem die geförderten Zustände eingestellt werden (Konsistenz). Damit hat sich das Szenario aber verändert und damit auch die Förderungen und Hemmungen, die es auslöst. Die beschriebenen Überlegungen müssen also iterativ fortgesetzt werden. Allerdings nicht ad infinitum, sondern man findet, dass sich nach wenigen Schritten ein endgültiger Zustand einstellt, der sich auch bei beliebiger Wiederholung des Verfahrens nicht weiter verändert. In der Sprache der Mathematik hat man dann einen sogenannten Attraktor gefunden. Der Attraktor kann ein stationärer Zustand sein, dessen Wirkungen ihn immer wieder aufs neue bestätigen, er kann aber auch aus einem Zyklus bestehen, in dem sich die gleichen Zustandsabfolgen auf immer gleiche Weise wiederholen.

Die Verdeutlichung an Hand der Tabelle 6.1 ergibt folgendes: Die Kombinationen der Deskriptorausprägungen (A_1/B_1) , (A_1/B_2) , (A_2/B_2) und (A_2/B_3) sind konsistent, während (A_1/B_3) und (A_2/B_1) inkonsistent sind. Betrachtet man beispielsweise die Kombination (A_1/B_1) so ergibt die Auswertung der Matrix, dass die Ausprägung B_1 durch A_1 gefördert wird (Wertung +3 in Zelle (1/3)) und B_1 auf A_1 keinen Einfluss hat. Somit ist dieses Szenario widerspruchsfrei bzw. konsistent, da es den voreingestellten Zustand fördert. Eine Inkonsistenz zeigt sich in dem Szenario (A_2/B_1) , indem A_2 auf B_1 hemmend wirkt (-2 in der Zelle (2/3)) und damit die vorgegebene Kombination gehemmt wird. Bei einer C-I-Matrix mit mehreren Deskriptoren mit den jeweiligen Ausprägungen muss eine Aufsummierung der Werte in den entsprechenden Zeilen, die durch das Szenario vorgegeben wurden, durchgeführt werden, um die Gesamtaussage der C-I-Matrix bezüglich der Konsistenz zu erhalten.

Welche Verhaltensweisen dem durch die Cross-Impact-Matrix beschriebenen System insgesamt innewohnen können, findet man, in dem man die Iteration nacheinander mit allen kombinatorischen Startmöglichkeiten beginnt und beobachtet, welche Attraktoren sich jeweils einstellen. Die Ergebnisse sind insbesondere dann hilfreich, wenn sich die Mehrzahl der kombinatorischen Zustände als transient, also irrelevant, erweist und damit nur wenige stationäre oder zyklische (siehe weiter unten) Attraktoren vorhanden sind. Die Zahl der kombinatorischen Startmöglichkeiten, die zu den einzelnen Attraktoren führen, kann als „Einzugsgebiet“ (statistisches Gewicht) des Attraktors interpretiert werden. Je mehr Ausgangszustände ein Attraktor auf sich vereinigen kann, desto größer ist seine Bedeutung.

Nach dem Abschluss der Attraktorkonstruktion stehen zwei Interpretationsansätze offen. Die Wahl des Interpretationsansatzes hängt davon ab, ob zyklische Erscheinungen bei der Attraktorkonstruktion nur formal oder aber zeitlich interpretiert werden sollen.

Stationäre Interpretation:

Ist auf Grund der Fragestellung oder des allgemeinen Systemverständnis davon auszugehen, dass das untersuchte System nur stationär interpretierbar ist (d.h. in einen stabilen Endzustand mündet), so sind lediglich die stationären Attraktoren als Ergebnis zu werten. Existieren keine stationären Attraktoren oder haben sie nur ein geringes Gewicht gegenüber den zyklischen Attraktoren, so müsste dies als ein Hinweis gewertet werden, dass entweder die Cross-Impact-Matrix innere Unstimmigkeiten aufweist und überarbeitet werden sollte, oder aber dass eine stationäre Interpretation möglicherweise unangemessen ist.

Instationäre Interpretation:

Ist eine instationäre Interpretation mit der Fragestellung und dem allgemeinen Systemverständnis kompatibel, so können zyklische Attraktoren als Hinweis gedeutet werden, dass das System anstatt in einen stabilen Endzustand auch in einen Zustand dauernder periodischer Veränderung eintreten kann. Die Gestalt eines zyklischen Attraktors trifft Aussagen darüber, welche Größen an diesen Veränderungen teilnehmen und in welcher Phasenbeziehung sie zueinander stehen. Kurzperiodische Attraktoren deuten auf ein rhythmisches Verhalten hin, während langperiodische Attraktoren sich in der Realität eher als aperiodisches Verhalten präsentieren werden. Die Angabe zur zeitlichen Länge der Zyklen macht eine weitergehende inhaltliche Systemerörterung notwendig. Ist man weniger an Zyklen als an stationären Attraktoren interessiert (wie im Fall der Strommarktliberalisierung) und berücksichtigt man die unvermeidbaren Unsicherheiten beim Ausfüllen der Cross-Impact-Matrix, so kann als zusätzliche Auswertungsmöglichkeit untersucht werden, welche stationären Attraktoren bei geringfügiger Variation der Cross-Impact-Matrix (Sensibilitätsanalyse) aus den zyklischen Attraktoren entstehen können.

6.2 Das Cross-Impact-Verfahren in dem Projekt „Szenarien einer liberalisierten Stromversorgung“

Die allgemeinen Ausführungen im Kapitel 6.1 sollen nun an Hand der Verwendung in dem Projekt „Szenarien einer liberalisierten Stromversorgung“ konkretisiert werden.

6.2.1 Auswahl der Zustandsmerkmale

Zu Beginn des Cross-Impact-Verfahrens wurde durch den Expertenkreis festgelegt, welche Systemgrößen für die Charakterisierung der Szenarien relevant sind. Hierbei waren technische und wirtschaftliche Systemmerkmale sowie mögliche politische Eingriffe zur Durchsetzung bestimmter Entwicklungen mit zu berücksichtigen. Die Liste der wesentlichen Systemgrößen wurde (wie oben bereits beschrieben) aus Gründen der Übersichtlichkeit

und zur besseren Handhabung innerhalb des Verfahrens in „Rahmengrößen“ und „Deskriptoren“ (= Aktiv- und Passivgrößen) unterteilt³¹:

- Die Rahmengrößen als vorbestimmte, extern bedingte Größen sind im Kapitel 4.1 dargestellt.
- Die elf Aktivgrößen mit ihren jeweiligen Ausprägungen sind in der Tabelle 6.2 zusammengetragen
- Da es sich bei den Passivgrößen (in diesem Fall vier) um eine spezielle Art von Deskriptoren handelt, sind diese ebenfalls in der Tabelle 6.2, die sich gleich unten anschließt, mit aufgeführt. Sie sind mit „*“ gekennzeichnet.

Bereich Politik

1. Umweltorientierte Gesetzgebung in Bezug auf REG und KWK

- nationale Instrumente
- europäisch harmonisierte Instrumente

Die Auswirkungen auf die Stromerzeugungsstrukturen (zentral / dezentral) bzw. die Diversifikationsmöglichkeiten sind unterschiedlich je nachdem, ob die Gesetzgebung wie hier bei dem Deskriptor 1 speziell sektorspezifisch in Richtung REG- und KWK-Förderung zielt oder globaler wirkend direkt Vorgaben zur CO₂-Reduzierung (z.B. verstärkter Zertifikats-handel auch mit dem Ausland) gemacht werden (siehe Deskriptor 2). Im Falle der nationalen Gesetzgebung ist es möglich, speziell Anlagen innerhalb Deutschlands zu fördern, während bei europäisch harmonisierten Instrumenten bestimmte Technologien gefördert werden, die unabhängig vom Standort europaweit eingesetzt werden können.

Durch die Zustandsfestlegung „nationale / EU-harmonisierte Instrumente“ wird implizit die Erwartung ausgedrückt, dass das Ausbleiben einer wirksamen umweltorientierten Gesetzgebung ausgeschlossen wird (siehe auch Kapitel 4.1 „Rahmengrößen“). Diese Annahme gilt entsprechend für den Deskriptor 2.

2. Umweltorientierte Gesetzgebung in Bezug auf CO₂-Emissionen

- nationale Instrumente (technologieorientiert im Sinne einer maximalen nationalen CO₂-Reduktionswirkung)
- europäisch harmonisierte Instrumente (internationaler Zertifikatshandel etc.)

Mit diesem Deskriptor sollen nur die CO₂-Emissionen, nicht aber andere Luft-Schadstoffe (z.B. NO_x, SO₂ etc.), berücksichtigt werden. Im Gegensatz zu Deskriptor 1 (Förderung bestimmter Technologien) wirken die Maßnahmen des Deskriptors 2 globaler (Klimaschutzziele). Die Deskriptoren 1- 4 sind trotz ihrer differenzierten Zielsetzung nicht ganz unabhängig voneinander. Da seitens der Politik jedoch unterschiedlich auf die einzelnen Bereiche REG, KWK, CO₂-Emissionen und Energieeffizienz eingewirkt wird, wurde eine Differenzierung vorgenommen.

³¹ Die Option der Eingriffsgrößen wurde bei diesem Projekt nicht angewandt.

3. Steueranteil an den Strompreisen

- fallend
- gleichbleibend
- steigend

Durch die Höhe des relativen Steueranteils am Strompreis wird der vom Markt beeinflussbare Anteil am Preis entscheidend geprägt. Erhöht sich beispielsweise der prozentuale Steueranteil, dann verringert sich der marktwirtschaftliche Einfluss auf den Preis.

4. Energiepolitik, die auf die Stromeffizienz einwirkt

- energiepolitische Maßnahmen, die in ihrer Wirkung gering ausfallen
- starke energiepolitische Maßnahmen, durch die eine Einsparwirkung von ca. 10 % erzielt wird.

Unter diesem Deskriptor wird ein ganzes Maßnahmenbündel verstanden, das sich aus mehreren energiepolitischen Instrumenten (Energiebesteuerung, Energieeinsparverordnung, Energieeffizienzfonds, Kampagnen, Labeling, ...) zusammensetzt.

Bereich Energieversorgungsunternehmen

5. Strompreisentwicklung

- konstante oder leicht fallende Strompreise
- steigende Strompreise (mehr als 10 %, bezogen auf das Jahr 2000)

Gemeint sind hier die realen (inflationsbereinigten) Endverbraucher-Strompreise.

6. Strom-Import

- Importstrom-Saldo niedrig / gleichbleibend (ca. 0%)
- Importstrom-Saldo steigend (auf ca. 5 %)

Als maßgebende Größe ist hier der Importstrom-Saldo gemeint, nicht die absolut importierte Strommenge. Die Stromerzeugungskosten werden sich bis zum Jahr 2010 und darüber hinaus europaweit immer mehr angleichen, so dass die Gewinnmargen beim Handel unter den Ländern nicht mehr so groß sein werden, hierdurch wird der länderübergreifende Stromverkauf jedoch weniger lukrativ. Allein Frankreich hat über das Jahr 2010 hinaus noch deutliche Überkapazitäten aus Atomkraftwerken (kurzfristige Grenzkosten ab Kraftwerk ca. 1 Ct/kWh). Es wird auch nicht damit gerechnet, dass bis zum Jahr 2010 nennenswerte neue Netzkapazitäten für den Stromtransport zwischen Deutschland und seinen Nachbarstaaten gebaut werden. Als obere wirtschaftliche Grenze wäre für Deutschland ein Importstrom-Saldo von bis zu ca. 6 % des Bruttostromverbrauchs möglich. Die Variante, dass sich Deutschland bis 2010 zu einem bedeutenden Stromexportland entwickelt, wird als unrealistisch eingeschätzt. Weiterführende Informationen über die Potenziale für den Strom-Import und -Export befinden sich bei [Bradke et al., 2001].

7. CO₂-Emissionen in der BRD durch die Stromerzeugung *)

- sinkend (mehr als 10 % Reduktion, bezogen auf das Jahr 2000)
- gleichbleibend (weniger als 10% Reduktion, bezogen auf das Jahr 2000)

Dieser Deskriptor beschreibt nur die Auswirkungen auf die CO₂-Emissionen (nicht aber andere Luft-Schadstoffe, z.B. NO_x, SO₂ etc.). Die Beschränkung der Aussage auf CO₂-Emissionen begründet sich darin, weil dies die Hauptursache der Klimaproblematik ist. Ein Anstieg der CO₂-Emissionen bis zum Jahr 2010 (bezogen auf das Jahr 2000) infolge der Stromerzeugung wird ausgeschlossen, da davon ausgegangen wird (siehe Festlegung bei den Rahmengrößen im Kapitel 4.1), dass weder nennenswerte Atomkraftkapazitäten bis dahin vom Netz gehen werden, noch dass der Stromverbrauch wesentlich ansteigt.

8. Anteil Gas [prozentual] am Energieträgermix *)

- schwächer steigend (Anteil von derzeit ca. 8 auf 15%)
- stärker steigend (Anteil auf über 15%)

Für den Zeitraum bis zum Jahr 2010 wird von einem zunehmenden Anteil der Stromerzeugung durch Gas ausgegangen (zentrale und / oder dezentrale Stromerzeugung). Daher wird bei diesem Deskriptor nur nach den beiden Merkmalen „schwächer“ und „stärker steigend“ unterschieden. Durch diesen Deskriptor ist der Aspekt des Ressourcenverbrauches im Wesentlichen abgedeckt, da Uran und Kohle mittelfristig keine knappen Ressourcen darstellen und Öl bei der Stromerzeugung nur einen sehr geringen Anteil hat.

9. Kraftwerkspark, Anteil der Anlagen, die in das Mittel- und Niederspannungsnetz einspeisen *)

- konst. / leicht steigend (10 – 15%)
- stark steigend (> 15%)

Mit diesem Deskriptor wird der Erzeugungsanteil dezentraler Anlagen (Einspeisung in das Mittel- und Niederspannungsnetz) zur Stromerzeugung beschrieben. Eine trendgemäße Entwicklung entspräche einem Anteil von 10 – 15%, während ein forcierter Ausbau dezentraler Stromerzeugungsanlagen einen Anteil von über 15% bedeuten würde. Durch die beiden Deskriptoren Nr. 8 und 9 wird die mögliche Entwicklung des Kraftwerksparks ausreichend abgedeckt, da ein Neubau bis zum Jahr 2010 entweder in Form von zentralen Gaskraftwerken oder von dezentralen Anlagen (KWK, REG) erfolgen wird. Die Wirkung von Strukturveränderungen im Kraftwerkspark (zentrale bzw. dezentrale Stromerzeugungsanlagen) auf den Strompreis (Deskriptor 5) kann direkt durch die Deskriptoren Nr. 1 bis 4 abgebildet werden, da durch diese die Rahmenbedingungen für die jeweilige Strukturveränderung geschaffen werden.

10. Anbieterstruktur

- Marktanteil lokaler Akteure (Nischenanbieter) sinkend und Marktanteil großer Anbieter (national/international) steigend
- gleichbleibende Struktur
- Marktanteil lokaler Akteure (Nischenanbieter) steigend

Hierunter wird die Struktur der Direktanbieter an die Endkunden verstanden. Je nach Deskriptorausprägung kann es zu einer Zunahme von großen internationalen Anbietern, die neu auf den deutschen Strommarkt hinzukommen, oder aber auch zu einer steigenden Anzahl von lokalen Anbietern, die als „independent power producer“ (IPP) Strom aus kleineren dezentralen Einheiten anbieten und direkt vermarkten, kommen.

11. Angebotsstruktur

- Produkt: Strom
- Produkt: Strom und Energiedienstleistungen

Die Angebotsstruktur bezieht sich auf das Produkt. Es stellt sich somit die Frage, ob der Strom alleine vermarktet wird, oder ob er in Kombination mit anderen Energiedienstleistungen angeboten wird. Unter dem Begriff Energiedienstleistungen sind nicht nur energiebezogene Dienstleistungen (z.B. Lieferung anderer Energieträger, Contracting etc.), sondern auch darüber hinaus gehende allgemeine Dienstleistungen (in nicht energiebezogenen Segmenten, z.B. Telekommunikation, Wasserver- und -entsorgung etc.), durch die eine bessere Kundenbindung sowie eine Erhöhung des Nutzens sowohl des Anbieters als auch des Kunden erreicht wird, zu verstehen.

12. Beschäftigung Stromwirtschaft *)

- schwächer sinkend
- stärker sinkend

Unter diesem Deskriptor ist die Beschäftigung in weiterem Sinne (Stromerzeugung, Netzbetrieb und Handel) zu verstehen. Es ist davon auszugehen, dass die Anzahl der Beschäftigten, die in diesen Bereichen arbeiten, abnehmen wird. Dies lässt sich dadurch begründen, dass durch Rationalisierungsmaßnahmen und verminderte Investitionen im Netzbereich, der ungefähr 2/3 der Wertschöpfungskette ausmacht, ein gewisser Trend vorgegeben wird, dem zusätzlich noch weitere Beschäftigungseffekte in der Stromerzeugung und im Handel überlagert sind. Daher wird bei diesem Deskriptor nur nach den beiden Merkmalen „schwächer sinkend“ und „stärker sinkend“ unterschieden. Über die Beschäftigung in den Zulieferbranchen (z.B. Kraftwerksbau) lässt sich teilweise implizit über die Ausprägung des Deskriptors „Kraftwerkspark“ (Nr. 9) eine Aussage machen. Infolge der Liberalisierung werden auch neue Arbeitsplätze außerhalb der direkten Stromwirtschaft entstehen. Eine genaue Differenzierung ist schwierig, da manche Arbeitsbereiche aus der Stromwirtschaft ausgelagert werden und somit statistisch gesehen bei anderen Branchen verbucht werden. Somit ergibt eine einseitige Betrachtung der Arbeitsplatzsituation in der direkten Stromwirtschaft ein verzerrtes Bild ab. Trotzdem erscheint es sinnvoll, die unterschiedlichen Auswirkungen der einzelnen Szenarien auf die Beschäftigung in der Stromwirtschaft darzustellen. Insgesamt gesehen ist jedoch zu beachten, dass die Arbeitsplätze in der Stromwirtschaft und den Zulieferbranchen bezogen auf die Gesamtbeschäftigung in Deutschland eher eine untergeordnete Rolle spielen.³²

Bereich Verbraucher

13. Einsparverhalten im privaten Bereich

- weiterhin gering (Verhalten, Effizienz)
- stärkere Einsparungen (Richtwert ca. 10 % mehr als Trend)

Einsparmöglichkeiten durch freiwillige Verhaltensänderungen und Handlungsweisen im Sektor private Haushalte (Suffizienz und Effizienz), die sich auf den Endenergiebedarf im Bereich privater Verbrauch auswirken. Die Angabe 10 % soll aussagen, dass unter dem zweiten Spiegelstrich eine mindestens zehnpromtente Steigerung gegenüber dem Trend (erster Spiegelstrich) zu verstehen ist.

³² Eine Studie des Rheinisch-Westfälischen Instituts für Wirtschaftsforschung [Heilemann, Hillebrand, 2001] geht davon aus, dass die Gesamt-Arbeitsmarktbilanz positiv ausfällt. Die insbesondere im Stromsektor wegfallenden Arbeitsplätze werden durch die finanziellen Entlastungen in anderen Sektoren leicht überkompensiert, so dass kurzfristig von ca. 10 000 und mittelfristig von ca. 20 000 zusätzlichen Beschäftigten auszugehen ist.

14. Freiwillige private Ökostromstromnachfrage

- weiterhin gering (Fortschreibung des bisherigen Trends)
- Nachfrage steigend (Steigerung auf mehr als 5 % der gesamten Stromnachfrage)

Die freiwillige private Ökostromnachfrage führt zur Errichtung und Finanzierung neuer REG-Anlagen, die ohne die gesetzlichen Vorgaben (EEG) nicht entstanden wären.

15. Effizienzsteigerung im Bereich Industrie

- trendgemäße Entwicklung (entspricht der heutigen Selbstverpflichtung)
- forcierte Effizienzentwicklung (mehr als 0,5 % Steigerung pro Jahr bis 2010)

Unter der Deskriptorausprägung forcierte Effizienzentwicklung ist eine Energieeinsparung im Bereich Industrie, die über die derzeit bestehende Selbstverpflichtung hinaus geht, zu verstehen. Als Ursachen hierfür kommen erhöhte Strompreise und eine Energiepolitik mit Wirkung auf die Stromeffizienz aber auch zunehmende Selbstverpflichtungen auf freiwilliger Basis in Frage.

Tabelle 6.2 Deskriptoren mit Ausprägungen (die mit „*“ gekennzeichneten Deskriptoren (Nr. 7, 8, 9 und 12) sind Passivgrößen)

Die elf aktiven Deskriptoren mit ihren Ausprägungen sind in der Tabelle 6.3 zu einer C-I-Matrix zusammengestellt. Diejenigen Deskriptorausprägungen, bei denen es möglich war, wurden durch quantitative Merkmale charakterisiert. Damit wurde die Diskussionsgrundlage für die wechselseitigen Bewertungen auf eine gemeinsame Basis gebracht und somit das argumentative und diskursive Vorgehen erleichtert.

6.2.2 Erstellung der Cross-Impact-Matrix

Nach der Zusammenstellung aller relevanten Deskriptoren mit ihren jeweiligen Ausprägungen muss der Einfluss der einzelnen Ausprägungen untereinander beurteilt werden. Dies geschieht, wie bereits in Kapitel 6.1 erwähnt, mittels einer Bewertungsskala, die sich von -3 (stark hemmender Einfluss) über 0 (kein Einfluss) bis +3 (stark fördernder Einfluss) erstreckt. Für jeden Deskriptor wird mindestens zwischen zwei Zuständen, die ausschließlich und vollständig sein müssen, differenziert. Das bedeutet, dass jeder Deskriptor immer nur in genau einem seiner Zustände sein kann. Z.B. kann in einem Szenario für den Deskriptor „Umweltorientierte Gesetzgebung REG / KWK“ nur einer der beiden Zustände „nationale Instrumente“ oder „EU-harmonisierte Instrumente“ auftreten. Beides gleichzeitig ergibt keinen Sinn (Prinzip der Ausschließlichkeit). Für die Erstellung der Cross-Impact-Matrix muss angegeben werden, ob die Tatsache, dass sich ein Deskriptor in einem entsprechenden Zustand befindet, die Eintretenswahrscheinlichkeit der Zustände der ande-

ren Deskriptoren fördert oder hemmt. Sind alle Einzelbewertungen (in diesem Fall 522) durchgeführt, ist das gesamte erforderliche Systemwissen in der Matrix codiert. Die in Tabelle 6.3 beispielhaft eingetragenen Werte ergaben sich nach Rundung aus der Mittelwert-Matrix, die aus der Summe aller elf C-I-Matrizen erzeugt wurde. Die Wertungen aller elf bearbeiteten C-I-Matrizen sind in dem Kapitel 9.3 zusammengestellt. Die Passivgrößen mit ihren jeweiligen Ausprägungen werden zunächst nicht berücksichtigt, da sie das Systemverhalten nicht aktiv beeinflussen. Sie ergeben später zusammen mit den Rahmengrößen das Gesamtbild der Szenarien.

6.2.3 Konstruktion konsistenter Szenarien

Mit der Festlegung der aktiven Deskriptoren-Liste und ihrer Zustände ist auch die Gesamtzahl der kombinatorisch möglichen Szenarien gegeben. Bei dem hier beschriebenen Projekt setzt sich die Cross-Impact-Matrix aus zwei Deskriptoren mit drei Ausprägungen und neun Deskriptoren mit zwei Ausprägungen zusammen³³. Somit ergeben sich $3^2 \cdot 2^9 = 4608$ verschiedene kombinatorische Möglichkeiten. Die Aufgabe des eingesetzten Computer-Programms ist es, aus der Vielfalt der Kombinationen diejenigen Szenarien, die mit der in der Cross-Impact-Matrix niedergelegten Systembeschreibung konsistent sind, herauszufinden.

Zur Vervollständigung der Szenarien muss in einem zweiten Schritt dann die Bewertung der Passivgrößen erfolgen. Dieser Bearbeitungsvorgang ist einfacher, da die Passivgrößen nur von den Deskriptoren beeinflusst werden, aber nicht umgekehrt.

Um die Vielzahl der erzeugten Szenarien nicht im voraus einzuschränken, wurden alle von den Experten ausgefüllten C-I-Matrizen getrennt voneinander ausgewertet. Somit konnten keine Lösungen durch etwaige Mittelwertbildungen verloren gehen. Erst anschließend einigte man sich, nach einer Sichtung aller möglichen Szenarien, auf die vier repräsentativen Szenarien, die das gesamte Spektrum der potentiellen Entwicklungen hinreichend abdecken.

³³ Die passiven Deskriptoren sind hier nicht mit einberechnet worden.

Aktiver Deskriptor	Ausprägung	1.		2.		3.			4.		5.		6.			10.			11.		13.		14.		15.		
		a)	b)	a)	b)	a)	b)	c)	a)	b)	a)	b)	a)	c)	a)	b)	c)	a)	b)	a)	b)	a)	b)	a)	b)		
1. Umweltorientierte Gesetzgebung REG/KWK	a) nationale Instrumente			1	-1	-2	-1	3	-1	1	3	-3	0	0	-2	0	2	-1	1	0	0	0	0	0	0	-1	1
	b) EU-harmonisierte Instrumente			-2	2	-2	1	1	0	0	2	-2	-1	1	2	0	-2	0	0	0	0	0	0	-1	1	0	0
2. Umweltorientierte Gesetzgebung CO₂	a) nationale Instrumente	1	-1			-2	-1	3	-1	1	3	-3	-1	1	-1	0	1	-2	2	-2	2	-2	2	-1	1	-3	3
	b) EU-harmonisierte Instrumente	-2	2			0	0	0	-1	1	2	-2	0	0	-1	0	1	-1	1	-1	1	-1	1	0	0	-2	2
3. Steueranteil an Preisen	a) fallend	-1	1	-1	1				-1	1	-3	3	0	0	1	0	-1	0	0	3	-3	1	-1	2	-2		
	b) gleichbleibend	0	0	0	0				0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	1	0	0	0	0	1	-1		
	c) steigend	0	0	0	0				1	-1	3	-3	-1	1	0	0	0	-2	2	-2	2	-1	1	-2	2		
4. Energiepolitik mit Wirkung auf Stromeffizienz	a) wenig Maßnahmen	0	0	0	0	0	0	0			-1	1	0	0	0	0	0	2	-2	3	-3	1	-1	3	-3		
	b) starke Maßnahmen	0	0	0	0	-2	0	2			2	-2	2	-2	-1	0	1	-3	3	-3	3	-1	1	-3	3		
5. Strompreis-Entwicklung	a) steigend	0	0	0	0	2	1	-3	1	-1			-3	3	-2	0	2	-1	1	-3	3	0	0	-3	3		
	b) konstant/leicht fallend	1	-1	1	-1	-3	0	3	-1	1			1	-1	2	0	-2	0	0	3	-3	0	0	3	-3		
6. Strom-Import	a) Saldo niedrig/gleichbleibend	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	-1			-2	1	1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	
	b) Saldo steigend	-1	1	-1	1	0	0	0	-1	1	-3	3			3	0	-3	1	-1	1	-1	1	-1	1	-1		
10. Anbieterstruktur (MA = Marktanteile der Akteure)	a) MA lokaler Akteure sinkend	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	-2	-3	3			2	-2	1	-1	2	-2	0	0	0	0	
	b) gleichbleibende Struktur	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	1			-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	
	c) MA lokaler Akteure steigend	1	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	-2			-3	3	0	0	-2	2	0	0	0	0	
11. Angebotsstruktur	a) Produkt: Strom	0	0	0	0	0	0	0	-1	1	-1	1	-1	1	1	0	-1			2	-2	1	-1	1	-1		
	b) Produkt: Strom und EDL	0	0	0	0	0	0	0	1	-1	2	-2	0	0	-2	0	2			-2	2	-1	1	-2	2		
13. Einsparverhalten im privaten Bereich	a) weiterhin gering	0	0	1	-1	-1	0	1	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	1	-1			0	0	0	0		
	b) stärkere Einsparungen	0	0	-1	1	0	0	0	-1	1	-1	1	2	-2	-1	0	1	-3	3			0	0	0	0		
14. Ökostromnachfrage	a) weiterhin gering	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	-1	0	0	1	-1			0	0		
	b) Nachfrage steigend	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	-1	0	0	-1	0	1	0	0	-2	2			0	0		
15. Effizienzsteigerung in der Industrie	a) trendgemäße Entwicklung	0	0	0	0	-1	0	1	-2	2	2	-2	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	b) forcierte Entwicklung	0	0	-1	1	0	-1	1	3	-3	-2	2	3	-3	1	0	-1	-3	3	0	0	0	0	0	0		

Tabelle 6.3: Cross-Impact-Matrix mit den gerundeten Mittelwerten aus elf C-I-Matrizen (ohne Passivgrößen Nr. 7, 8, 9 und 12)

6.2.4 Ergebnisse der Cross-Impact-Verfahren

Von den insgesamt elf aufgestellten C-I-Matrizen wurden 26 vollkonsistente und weitere 10 nahezu konsistente Szenarien erzeugt (Tabelle 6.4). Zyklische Attraktoren, die bei der weiteren Betrachtung nicht berücksichtigt wurden, traten nur vier Mal auf. Da eine angemessene Diskussion bzw. eine ausreichende Bewertung von 36 Szenarien innerhalb des Projekts nicht möglich war, wurde nach repräsentativen Szenarien gesucht. Somit war ein Szenarien-Satz zu finden, der mit mindestens einem Szenario aus diesem Satz eine hohe Ähnlichkeit zu jedem der 36 Szenarien aufweist. Die Ähnlichkeit der Szenarien wird über die Anzahl der identischen Deskriptorenausprägungen ausgedrückt (Eine Ähnlichkeit von 11 würde demnach die Identität zweier Szenarien bedeuten). Durch die Auswertung ergab sich als effizienteste Lösung ein Vierer-Satz von Szenarien, der eine Ähnlichkeit von mindestens 8 (in den meisten Fällen höher) mit jedem verwandten Szenario erreicht. Dabei wurde darauf geachtet, dass keine der erzeugten unterschiedlichen Systemsichten verloren ging. Somit wurden bei der Suche auch solche Repräsentantensätze, die nur ein einziges Szenario von der Ausgangsliste ungenügend repräsentierten, nicht berücksichtigt.

Die vier Szenarien (Nr. 1, 13, 19 und 25) des Repräsentantensatzes sind in der Tabelle 6.4 durch eine dickere Umrandung gekennzeichnet. Jeweils rechts davon stehen die verwandten Szenarien. Entsprechend der Bezeichnungen im Kapitel 4 lässt sich die nachfolgende Zuordnung³⁴ machen:

- Nr. 1 entspricht Szenario S₁ („Europäische Harmonisierung und geringes ökologisch orientiertes Marktagieren auf der Verbraucherseite“) bis auf eine Deskriptorausprägung
- Nr. 13 entspricht Szenario S₂ („Europäische Harmonisierung und ökologisch orientiertes Marktagieren durch verstärktes privates Umwelthandeln“)
- Nr. 19 entspricht Szenario S₃ („Nationale Instrumente und zusätzliche staatliche Maßnahmen im Bereich der Stromeffizienz“) in leicht modifizierter Form
- Nr. 25 entspricht Szenario S₄ („Nationale Instrumente und starkes ökologisch orientiertes Marktagieren auf der Verbraucherseite“) bis auf eine Deskriptorausprägung

Eine zusätzliche Auswertungsmöglichkeit der C-I-Matrizen besteht darin, die Häufigkeit der Deskriptorenausprägungen in den konsistenten bzw. nahezu konsistenten Szenarien zu untersuchen. Zwar sollten diese Häufigkeiten nicht direkt als Wahrscheinlichkeiten interpretiert werden, das häufige Auftreten eines Zustandes in der Gruppe der denkbaren Entwicklungen lässt jedoch die Schlussfolgerung zu, dass eine solche Deskriptorausprägung eher zu erwarten ist als eine andere. Um eine statistisch ausreichende Datenbasis zu haben,

³⁴ Nachdem die Ergebnisse aus dem C-I-Verfahren vorlagen, wurden in der anschließenden Diskussion teilweise noch geringfügige Modifikationen vorgenommen.

wurde eine Liste von ca. 500 Szenarien, die sich aus der Summe aller konsistenten und einem Teil nahezu konsistenter Szenarien zusammensetzte, ausgewertet. Somit wurden ungefähr die besten 1 % aller kombinatorischen Möglichkeiten (11 Matrizen mit jeweils 4608 Szenarien) berücksichtigt. Die Häufigkeitswerte wurden entsprechend gewichtet, so dass jeder Bearbeiter den gleichen Einfluss auf das Ergebnis hatte.

Die Liste der gruppierten Szenarien bietet noch weitergehende Interpretationsmöglichkeiten. In ihr ist nicht nur die Information abgelegt, wie häufig bestimmte Zustände vorkommen, sondern auch, in welchen Kombinationen sie besonders häufig bzw. selten auftreten. Diese Untersuchung kann mit sogenannten Kreuztabellen und der Bewertung ihrer statistischen Signifikanz durchgeführt werden. Die stärksten Korrelationen von Deskriptorenausprägungen sind in der Reihenfolge ihrer Signifikanz nachfolgend aufgeführt:

- Die „umweltorientierte Gesetzgebung in den Bereichen REG/KWK“ sowie die „starke Reduktion von CO₂-Emissionen“ korrelieren sehr häufig miteinander.
- Ein „starkes Einsparverhalten im privaten Bereich“ tritt bevorzugt zusammen mit der Produktform „Strom und Energiedienstleistungen“ auf. Umgekehrt findet sich ein „geringes Einsparverhalten im privaten Bereich“ bevorzugt zusammen mit der Produktform „Strom“.
- Der „sinkende Marktanteil lokaler Akteure“ kommt in vielen Szenarien häufig in Kombination mit der Produktform „Strom“ vor. „Steigende Marktanteile lokaler Akteure“ korreliert dagegen mit der Produktform „Strom und Energiedienstleistungen“.
- Auch eine „forcierte Effizienzsteigerung in der Industrie“ tritt bevorzugt zusammen mit der Produktform „Strom und Energiedienstleistungen“ auf. Umgekehrt findet eine „trendgemäße Effizienzentwicklung in der Industrie“ bevorzugt gemeinsam mit der Produktform „Strom“ statt.

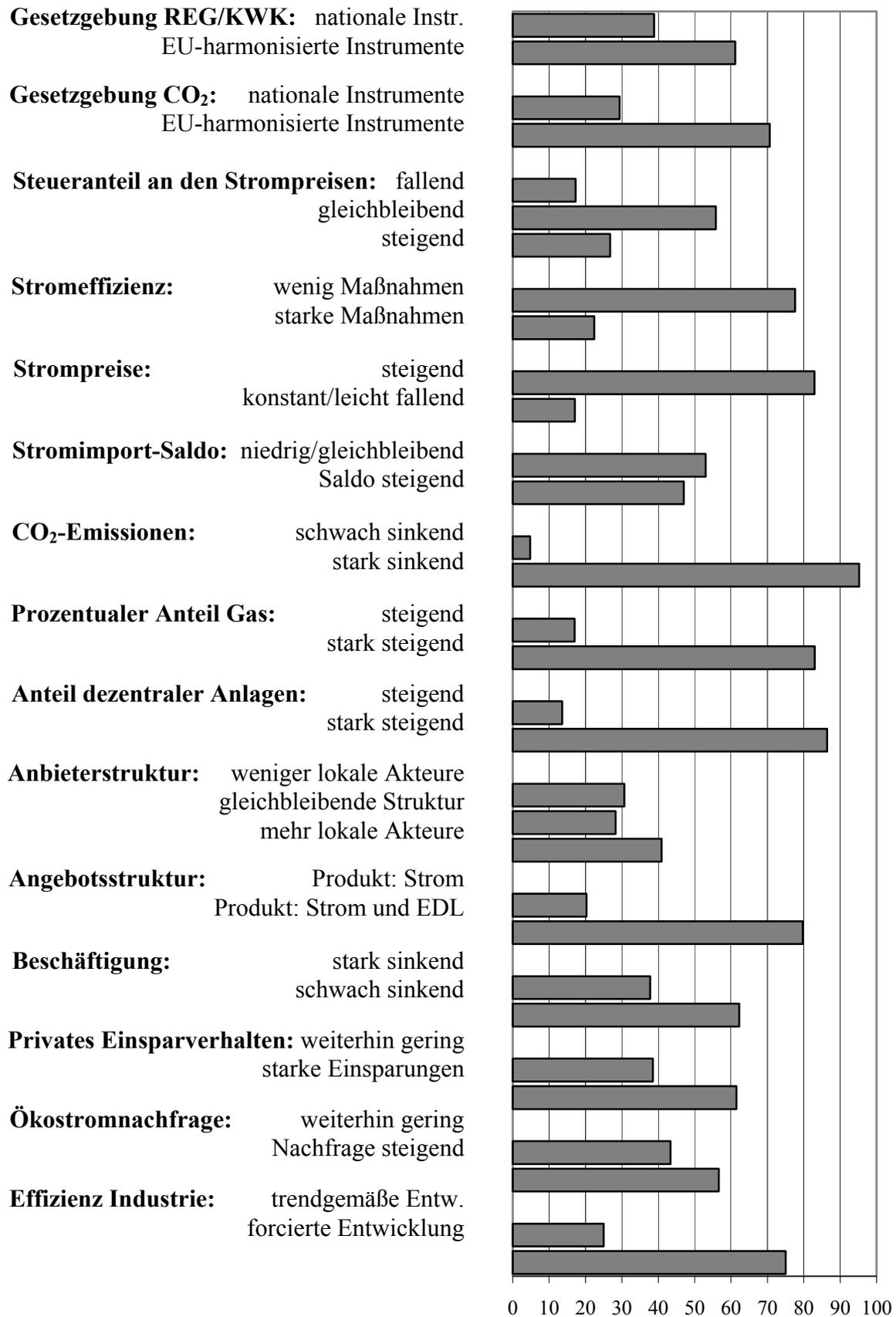


Tabelle 6.5: Zustandshäufigkeiten der einzelnen Deskriptorenausprägungen (Angaben in %)

6.2.5 Nicht repräsentierte Deskriptorenausprägungen

Insgesamt sind sieben Deskriptorenausprägungen in den vier Repräsentanten-Szenarien, die im Kapitel 4 dargestellt wurden, nicht vertreten, obwohl sie als mögliche Zustände in das Bewertungsverfahren mit aufgenommen wurden. In der Tabelle 6.4 kann man erkennen, in welchen Kombinationen diese sieben Deskriptorenausprägungen mit den anderen Ausprägungen als konsistente Szenarien auftreten. Die folgenden sieben Ausprägungen werden somit im Kontext mit den anderen Deskriptoren von der Mehrzahl der Experten als unwahrscheinlich eingestuft:

- Steueranteil an den Strompreisen fallend
- Strompreisentwicklung konstant / leicht fallend
- Marktanteil lokaler Akteure (Nischenanbieter, die als „independent power producer“ (IPP) Strom aus kleinen dezentralen Anlagen anbieten und direkt vermarkten) steigend
- Strom-Import niedrig / gleichbleibend
- Durch die Stromerzeugung erzeugte CO₂-Emissionen sinken weniger als 10 %
- Der prozentuale Anteil von Gas am Energieträgermix bleibt unter 15 %
- Der Anteil der Anlagen die in das Mittel- und Niederspannungsnetz einspeisen bleibt unter 15 %.

Diese Aussage wird nochmals durch die relativ niedrigen Zustandshäufigkeiten dieser Deskriptorenausprägungen in der Tabelle 6.4 verdeutlicht.

6.2.6 Störgrößenbetrachtung

Den in Kapitel 4 beschriebenen Szenarien liegen gewisse Annahmen bzw. Rahmengrößen zu Grunde. So weit es die Auswertemöglichkeiten der C-I-Matrizen zu ließ, wurde untersucht, in welche Richtung sich die Szenarien verändern, wenn bestimmte Voraussetzungen durch Veränderung nicht mehr erfüllt sind. Das CI-Verfahren bietet hier Hinweise auf Eingriffswirkungen, wenn man einen Deskriptor unabhängig von den systeminternen Wirkungen auf einen vorgegebenen Zustand (Deskriptorausprägung) fixiert. Dies bildet die Situation ab, dass einzelne Größen, auf die die Gestaltungsmacht eines Akteurs Zugriff hat, sich nicht mehr im freien Wechselspiel der Kräfte einstellen, sondern per Eingriff festgelegt werden. Nun kann die Wirkung dieses Eingriffs auf die Zustandshäufigkeiten aller anderen Deskriptorausprägungen beobachtet werden, indem die Auswertung wiederholt wird und die neuen Zustandshäufigkeiten bestimmt werden. Die Änderung der Häufigkeit einer Deskriptorausprägung gegenüber dem Referenzfall ohne Eingriff drückt dann aus, ob diese Ausprägung durch den jeweiligen Gestaltungseingriff gefördert oder gehemmt wird. Die statistische Auswertung wurde wiederum mit den 500 besten Szenarien durchgeführt.

In der Tabelle 6.6 sind eine Auswahl von Deskriptorenausprägungen als Eingriffgrößen mit ihren signifikanten Auswirkungen auf andere Deskriptorenausprägungen dargestellt.

Bei den nicht in der Tabelle 6.6 aufgeführten Deskriptorenausprägungen verhält sich das System relativ „steif“, d.h. es ergeben sich durch diese keine bedeutsamen Veränderungen bzw. das System tendiert ohnehin in die entsprechende Richtung, so dass der aufgezwungene Eingriff keine neue Situation erzeugen kann (z. B. Eingriffsgröße „steigende Strompreise“).

Anstatt der Frage, welche Wirkungen ein ausgewählter Eingriff nach sich zieht, kann umgekehrt auch gefragt werden, mit welchen Eingriffen ein normativ gewünschter Zustand am ehesten gefördert werden kann. Beispielsweise könnte der im eingriffsfreien Fall seltene Zustand „konstante/leicht sinkende Strompreise“ (siehe Tabelle 6.5), wenn gewünscht, am effektivsten durch den Eingriff „fallende Steueranteile“ in seiner Häufigkeit gefördert werden. Alle anderen potenzielle Eingriffe ergeben keine effektiven Auswirkungen für dieses Ziel. Prinzipiell ließen sich mit dieser Methodik auch Eingriffs-Kombinationen untersuchen. Dieser Weg wurde jedoch im Projekt nicht weiter verfolgt.

Deskriptorausprägung als Eingriffsgröße	Signifikante Auswirkungen (die Zustandshäufigkeiten der übrigen Deskriptorenausprägungen verändern sich nur unwesentlich)
Steueranteil an den Strompreisen fallend	Sinkende Strompreise, geringeres Einsparverhalten im privaten Bereich und geringere Ökostromnachfrage, weniger Effizienzsteigerung bei der Industrie.
Strompreis konst. / leicht fallend	Steueranteil an den Strompreisen ansteigend und weniger Effizienzsteigerung bei der Industrie.
Marktanteil lokaler Akteure sinkend	Steigende Strompreise, steigender Stromimport und geringere Ökostromnachfrage.
Starke staatliche Maßnahmen zur Stromeffizienz	Stärkeres Einsparverhalten im privaten Bereich, stärkere Ökostromnachfrage, mehr Effizienzsteigerung bei der Industrie.

Tabelle 6.6: Deskriptorenausprägungen als Eingriffsgrößen

Bei der Prognose der Ölpreisentwicklung bis zum Jahr 2010 konnte sich die Mehrheit der Projektbeteiligten auf die Rahmengröße „moderater Ölpreisanstieg“ einigen. Da jedoch die Möglichkeit eines Ölpreisanstiegs, der deutlich über den in der Rahmengröße angenommenen Prognosewert hinausgeht, nicht von allen Teilnehmern ausgeschlossen wurde, betrachtete man diesen Fall als Störgrößen-Eingriff und führte eine dahingehende Auswertung der C-I-Matrizen durch. Bei einem steigenden Ölpreis ziehen die Gas- und Kohlepreise nach. Dies hat dann in der Gesamtwirkung allgemein höhere Energiepreise zur Folge. Somit würden auch die Strompreise ansteigen, da kurzfristige Schwankungen in diesem Bereich hauptsächlich durch sich verändernde Brennstoffkosten hervorgerufen werden. Da in der Cross-Impact-Matrix ein Deskriptor „Strompreise“ vorhanden ist, lassen sich die

Folgen eines unerwartet hohen Ölpreisanstieges abbilden, indem man die Wertungen der einzelnen Teilnehmer, die innerhalb der Deskriptorenausprägungs-Zeile „steigende Strompreisentwicklung“ vergeben wurden, in einer zusätzlich eingeführten Zeile durch Verdoppelung verstärkt und dann das Auswertungsverfahren erneut durchführt. Dabei ergaben sich signifikante Zunahmen bei den Zustandshäufigkeiten der folgenden Deskriptorenausprägungen: „Relativer Steueranteil an den Strompreisen fallend“, „Marktanteil lokaler Akteure steigend“, „mehr Energiedienstleistungen“, „stärkere Einsparungen im privaten Bereich“ und „forcierte Entwicklung bei der Effizienzsteigerung in der Industrie“.

6.3 Zusammenfassende Bemerkungen zum Cross-Impact-Verfahren

Das Cross-Impact-Verfahren ist keine exakte Wissenschaft, sondern ein strukturiertes Verfahren zur umfassenden Reflexion der eigenen Systemeinschätzungen. Es eignet sich für die Bearbeitung komplexer Systeme, deren Wechselwirkungen nicht unmittelbar durchschaubar sind. Der Wert des Verfahrens besteht in der rationalen, systematischen und nachvollziehbaren Erzeugung von konsistenten Szenarien aus Wechselbeziehungs-Einschätzungen und in der vollständigen Überprüfung der kombinatorischen Ergebnisvielfalt. Bei dem hier beschriebenen Projekt wurde es zur Verbesserung der Diskurseffizienz innerhalb des Expertenkreises und zur methodischen Unterstützung des Szenarioprozesses eingesetzt. Die erzeugten Szenarien zeigten das Entwicklungsspektrum auf und dienten zunächst als Diskussionsanregung. In einem weiteren Schritt wurden Repräsentativ-Szenarien ausgewählt, die dann im Verlauf der Ergebnisdiskussion nur geringfügig modifiziert (siehe Kapitel 6.2.4) wurden.

Durch die vollständige Auswertung aller kombinatorischer Möglichkeiten weist das Verfahren alle möglichen konsistenten Szenarien ohne jegliche Bewertung auf. Eine anschließende Beurteilung bzw. Auslese der Ergebnisse ist daher noch erforderlich.

Ein weiterer Vorteil des Verfahrens besteht in der einfachen Nachprüfbarkeit der Auswertungsprozedur für die Diskursbeteiligten. Die Prüfung von u.U. Tausenden von Szenarien muss zwar rechnergestützt erfolgen, die Konsistenz der resultierenden Szenarien oder von eigenen, intuitiv erstellten Szenarien kann aber von jedermann einfach überprüft und nachvollzogen werden.

Als Ergebnisse aus dem Cross-Impact-Verfahren ergeben sich unter anderem auch triviale Lösungsvorschläge bzw. offensichtliche Szenarien. Dies muss aus Vollständigkeitsgründen auch so sein, da diese oft tatsächlich zu den möglichen Entwicklungen gehören. Oftmals interessanter sind jedoch ausgefallenerere, weniger naheliegende Szenarien, durch die das gesamte Spektrum der möglichen Entwicklungen aufgezeigt wird. Diese haben möglicherweise eine geringere Eintrittswahrscheinlichkeit, es kann jedoch aus ihnen ein erweitertes Systemverständnis erwachsen.

Die Aussagen der produzierten Szenarien sind im Wesentlichen qualitativer Art. Der Vorteil gegenüber mathematischen Simulationsmodellen liegt darin, dass auch nicht quantifizierbare Zusammenhänge berücksichtigt werden können. Der Nachteil ist, dass keine quantitativen Berechnungsergebnisse mit diesem Verfahren erzeugt werden können. Durch entsprechende Vorgaben bei den Deskriptorenausprägungen lassen sich jedoch Ergebnisbereiche auch quantitativ eingrenzen oder an mathematische Modelle koppeln.

Wenn das Systemverständnis in Form der codierten C-I-Matrix vorliegt, lassen sich hieraus noch weitere Aussagen gewinnen. Z.B. können auch Szenarien, die außerhalb des Verfahrens entstanden sind, auf Konsistenz überprüft werden. Oder aber man kann sich aufzeigen lassen, wie das Gesamtsystem reagiert, wenn man nur einzelne Deskriptorenausprägungen oder Kombinationen davon vorgibt.

7 Ausblick

Wie bereits in den Kapiteln 2 und 4.1 erwähnt, ist für die Gültigkeit der meisten Annahmen, die bei den Rahmengrößen getroffen wurden, über das Jahr 2010 hinaus keine zuverlässige Aussage mehr möglich. Besonders betroffen hiervon ist der Kraftwerkspark, bei dem sich in dem Zeitraum nach 2010 grundlegende Veränderungen ergeben werden. Eine Vielzahl relevanter Faktoren, deren jeweilige Eintretenswahrscheinlichkeit schwer vorhersehbar ist, beeinflusst das Geschehen in diesem Bereich. Unter dem Aspekt der staatlichen Eingriffe zur Förderung von REG und KWK sowie Subventionierung oder Besteuerung (oder sonstige finanzielle Belastungen, z.B. Zertifikatshandel, CO₂-Abgaben) einzelner Energieträger ist schwer vorherzusagen, wie sich längerfristig die neueren Technologien aus eigener Kraft am Markt entwickeln können, aber auch wie sich die umweltpolitischen Zielsetzungen möglicherweise verändern werden. Einen weiteren entscheidenden Einfluss auf die Struktur des Kraftwerksparks haben die Energiepreise für die fossilen Brennstoffe. Z.B. wird der Rohölpreis auf Grund der weltweiten Verknappung nach 2010 in der Tendenz stärker ansteigen als zwischen 2000 und 2010. Parallel hierzu wird das Gas folgen. Bei der Steinkohle wird der Effekt der Verknappung erst viel später eintreten. Es ist jedoch ungewiss, ob dieser Energieträger nicht im Falle von Pönalen ebenfalls Marktanteile verliert oder doch eine Renaissance u.a. durch Wirkungsgradverbesserungen bei der Kohleverstromung erlebt. Neben der Erneuerung des Kraftwerksparks werden neue Technologien bzw. verbesserte Techniken zum Einsatz kommen. Große Chancen werden hierbei der Brennstoffzellentechnik eingeräumt. Werden aus energie- bzw. umweltpolitischer Sicht bestimmte Technologien gewünscht, so sind hierfür langfristige Vorlaufzeiten wegen der relativ langen Lebenszyklen von Kraftwerken zu beachten³⁵.

Nicht nur im Kraftwerksbereich, sondern auch bei den Stromnetzen besteht nach 2010 ein erheblicher Reinvestitionsbedarf. Die momentan vorhandenen Redundanzen werden weiter zurückgefahren, was zwangsläufig eine Beeinträchtigung der Versorgungssicherheit zur Folge hat. Möglicherweise entwickeln sich hier unterschiedliche Tarife in Abhängigkeit der Garantie für eine bestimmte Versorgungssicherheit. Neue zusätzliche Leitungsnetz-Kapazitäten für den Import bzw. Export größerer Strommengen aus bzw. in die Nachbarländer werden voraussichtlich auch nach 2010 nicht gebaut werden. Es kann jedoch davon ausgegangen werden, dass die bestehenden Netzverbindungen zu den Nachbarländern mit der zunehmenden Liberalisierung (Marktöffnung, diskriminierungsfreier Netzzugang) und der EU-Osterweiterung intensiver genutzt werden. Prinzipiell wird die EU-Osterweiterung erhebliche Auswirkungen, die weit über das Jahr 2010 hinausreichen, für die inneren wirtschaftlichen Strukturen und somit auch auf den Strommarkt haben.

Entsprechend der Studie [Prognos, 2000] wird der Stromverbrauch von derzeit ca. 550 TWh/a bis zum Jahr 2020 auf ca. 600 TWh/a ansteigen. Dies entspricht einem mittleren

³⁵ Wie bereits im Kapitel 2 betont wurde, war es nicht das Ziel dieses Projekts, Szenarien für eine zukünftige Stromerzeugung zu konstruieren, sondern die Auswirkungen der Liberalisierung auf den Strommarkt und daraus folgende Entwicklungen zu untersuchen bzw. aufzuzeigen.

Anstieg von ca. 0,44 % pro Jahr. Allerdings sind bei dieser Prognose besondere Maßnahmen zur Effizienzsteigerung, wie sie beispielsweise in den Szenarien S₃ und S₄ angenommen werden, nicht berücksichtigt worden. Dennoch ist aus heutiger Sicht mit größeren Abweichungen von dieser Angabe nicht zu rechnen. Ob der Gasanteil am Energieträgermix der Stromerzeugung auch nach 2010 weiter so stark ansteigt, ist von der weltweiten Nachfrage nach diesem Energieträger und der damit verbundenen Preisentwicklung abhängig. Aus Gründen der Versorgungssicherheit und eines ausgewogenen Energieträgermix ist ein allzu großer Anteil von Erdgas eher bedenklich.

Da viele der in diesem Projekt verwendeten Rahmendaten in dem Zeitraum nach 2010 ihre Gültigkeit verlieren, können somit auch die in den vier Szenarien getroffenen Aussagen nicht ohne weiteres über diesen Zeitpunkt hinaus in ihrer Gesamtheit extrapoliert werden³⁶.

³⁶ Weiterführende Szenarien bis zum Jahr 2020 wurden im Rahmen des Modellexperiments III „Umwelt- und Klimaschutz in liberalisierten Energiemärkten“ [Forum für Energiemodelle und Energiewirtschaftliche Systemanalysen, 2002] entworfen.

8 Literatur

Die in diesem Kapitel aufgeführten Literaturangaben sind als Ergänzung und weiterführendes Angebot für den interessierten Leser gedacht. Um den Umfang der Zusammenstellung nicht zu groß werden zu lassen, wurden nur aktuelle Zitate der letzten Jahre zum Thema der Liberalisierung des Strommarktes aufgenommen.

- AGFW (Hrsg.): Strategien und Technologien einer pluralistischen Fern- und Nahwärmeversorgung in einem liberalisierten Energiemarkt unter besonderer Berücksichtigung der Kraft-Wärme-Kopplung und erneuerbarer Energien. Arbeitsgemeinschaft Fernwärme e. V. (AGFW), Frankfurt/M 2000
- Ahlemeyer, W., Nissen, J., Lehmköster, C.: VV II – Ermittlung der Netznutzungsentgelte. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 50. Jg. (2000), Heft 4. Energiewirtschaft und Technik Verlagsgesellschaft, Essen 2000
- Apfelstedt, G.: Quotenregelung: Mindestanteilskaufpflicht für Ökoenergie als Umweltstandard, *Fernwärme International* 1999, 6, S. 16 ff.
- Baumann, M.: Aktueller Stand des Wettbewerbs im europäischen Strommarkt, *Elektrizitätswirtschaft*, 98 (1999), 23
- Becker, P. Held, C., Riedel, M, Theobald, C (Hrsg.): *Energiewirtschaft im Aufbruch*, Verlag Deutscher Wirtschaftsdienst, Köln 2001
- Bergmann, H.: Rechtliche Aspekte der Einführung eines Quotenmodells für erneuerbare Energien, Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung, Mannheim 1999
- Bevan, G.: UK Renewable Energy Policy. Präsentation. Konferenz Renewable Energy Policy Seminar. Creating a market for RE under a supply obligation. The Confederation of Renewable Energy Associations (CREA). 17. Februar 2000. London 2000
- Birnbaum, L., Grobbel, C., Röthel, T., de Leyva, E. und Panos, N.: Die Dynamik des europäischen Strommarktes. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 50. Jg. (2000), Heft 1/2. Energiewirtschaft und Technik Verlagsgesellschaft, Essen 2000
- Blesl, M., Dicke, N., Weber, C., Fahl U., Voß, A.: Entwicklung eines Effizienzkriteriums für eine klimaschutzorientierte KWK-Förderung, Gutachten im Auftrag des Ministeriums für Umwelt und Verkehr Baden Württemberg, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER) der Universität Stuttgart, Stuttgart 2000
- BMWi: Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz, Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung. <http://www.bmwi.de/Homepage/Politikfelder/Energiepolitik/>. Berlin 2002
- Borenstein, S., Bushnell, J., Knittel, C. R.: Market Power on Electricity Markets: Beyond Concentration Measures, *The Energy Journal*, 20 (1999), 4, S. 65-88

- Bower, J.: Risk management in competitive electricity markets. „Wirtschaftliche und technische Herausforderungen liberalisierter Strommärkte. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien vom 24.-26.2.1999. Wien 1999
- Bradke, H., Cremer, C., Mannsbart, W.: Potentiale für den Import und Export von Strom. Fraunhofer Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung, Karlsruhe 2001
- Bräuer, W., Stronzik, M., Michaelowa, S.: Die Koexistenz von Zertifikatmärkten für grünen Strom und CO₂-Emissionen – wer gewinnt und wer verliert? Hamburgisches Welt-Wirtschafts-Archiv, Diskussions-Papier 96. Hamburg 2000
- Bräuer, W., Kühn, I.: Review of the Size and Value of a Tradable Green Certificate Market in an Internal European Electricity Market. Final Report in the RECerT Project (The European Renewable Electricity Certificate Trading Project). Center für European Economic Research, Mannheim 2000
- Bröer, G., Witt, A.: EVU-Studie 1998/99 – Erneuerbare Energien in der deutschen Energiewirtschaft. Nutzung, Förderprogramme, Perspektiven, Solarthemen, Dokument 2. Bad Oeynhausen 1999
- Brunekreeft, G., Keller, K.: Netzzugangsregime und aktuelle Marktentwicklung im deutschen Elektrizitätssektor, Zeitschrift für Energiewirtschaft, 3/2000, Köln
- Bundesverband Windenergie e.V. (BWE): Einspeiseregulungen im Europäischen Vergleich. Bundesverband Windenergie. Seminar, 4. November 1998. Berlin 1998
- Bunn, D. W.: Reflections on the progress of electricity re-structuring, privatisation and regulation in the UK during 1988-1998. London 1999
- Center for Clean Air Policy (CCAP): Design of a Practical Approach to Greenhouse Gas Emissions Trading Combined with Policies and Measures in the EC. Washington/DC 2000, S. 37,41
- Cross, E.: Legal Frameworks for the promotion of wind energy and other renewable energy resources in the EU member states. International institute of Energy Law. Leiden 1997
- Danish Energy Agency: Report on the Danish green certificate market. Kopenhagen, Dezember 1999
- Department of Trade and Industry (DTI): New and Renewable Energy. Prospects for the 21st Century/The Renewables Obligation. Preliminary Consultation. London Oktober 2000, S. 14, 18, 47
- Deutsche Bank Research: Energiewirtschaft im Umbruch, Frankfurt/M., Juni 1998
- Deutsche Verbundgesellschaft: Entwicklung der allgemeinen (öffentlichen) Stromversorgung in Deutschland 1999 bis 2010. Heidelberg, 1999
- Deutsche Verbundgesellschaft: Verbundsysteme in Europa. <http://www.dvg-heidelberg.de/extern/dvg/res.nsf/Files/Verbundsysteme-1999.pdf>
- Deutsche Verbundgesellschaft: Netznutzungsentgelte der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. <http://www.dvg-heidelberg.de/extern/DVG/content.nsf/index/E6180-A14B75DA9544125692D0039E744>
- Deutsche Verbundgesellschaft: Internationale Stromtransporte - Hintergründe und DVG-Bewertung. <http://www.dvg-heidelberg.de/extern/dvg/res.nsf/Files/Internat-Stromtransporte.pdf>

- Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung: Stromwirtschaft in Mittel- und Osteuropa: Mehr Wettbewerb im Vorfeld des EU-Beitritts erforderlich (Bearbeiter: C.v. Hirschhausen, U. Kreibitz, P. Opitz). DIW-Wochenbericht 48/2000. Berlin, 2000
- Deutscher Bundestag, Enquête-Kommission Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und Liberalisierung: Materialien zur Anhörung „Auswirkungen der Liberalisierung und Globalisierung auf die Energiemärkte unter besonderer Berücksichtigung der EU-Osterweiterung“, Erster Anhörungskomplex „Liberalisierung. Berlin, 30. Oktober 2000
- Deutscher Bundestag: Erster Bericht der Enquête-Kommission Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und Liberalisierung. Teilbericht zu dem Thema Nachhaltige Energieversorgung auf liberalisierten und globalisierten Märkten, Bestandsaufnahme und Ansatzpunkt. Drucksache 14/7509, Medien- und Kommunikations GmbH, Berlin 2001
- DG-Bank: „Der europäische Strommarkt – Rahmenbedingungen und Konsolidierungsbedarf im Lichte der Liberalisierung“, Studie des DG-Bank Branchenzentrums, Frankfurt a.M. 2000
- Dicke, N., Rath-Nagel, S., Voß, A.: Konzeption eines effizienten und marktkonformen Fördermodells für erneuerbare Energien, Gutachten im Auftrag des Wirtschaftsministeriums Baden-Württemberg, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER) der Universität Stuttgart, Stuttgart 2000
- Dolben, G.: Auswirkungen der Liberalisierung auf den Betrieb und die Einsatzplanung des Kraftwerksparks, VGB KraftwerksTechnik 1999, Heft 2, S. 32-37
- Drasdo, P., Drillisch, J., Hensing, I., Kreuzberg, M., Kreuzberg, P., Nolden, A., Perner, J., Riechmann, C., Schulz, W., Schuppe, T., Starrmann, F.: Konzentration und Wettbewerb in der deutschen Energiewirtschaft. Schriften des Energiewirtschaftlichen Instituts, Band 52. Oldenbourg. München 1998
- Drillisch, J.: Quotenregelungen für regenerative Stromerzeugung. In: Zeitschrift für Energiewirtschaft. Nr. 4/1999
- Drillisch, J., Riechmann, C.: Umweltpolitische Instrumente in einem liberalisierten Strommarkt. Das Beispiel von England und Wales. In: Zeitschrift für Energiewirtschaft Nr. 2, 1997. S. 137-162
- Drillisch, J. Hallaschka I., Lindenberger, D., Nolden, A., Schulz, W.: Liberalisierung der Strom- und Gasmärkte und ihre Auswirkungen auf die klimapolitischen Ziele. Gutachten des Energiewirtschaftlichen Instituts an der Universität Köln im Auftrag des Deutschen Bundestages (Enquête-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und Liberalisierung“). Köln 2001
- Ebeling, H.-J.: Die energiewirtschaftliche Bedeutung der Fernwärme im künftigen Stromwettbewerb, Elektrizitätswirtschaft, 97 (1998), 5, S. 9-19

- Ellersdorfer, I., Specht, H., Fahl, U., Voß, A.: Wettbewerb und Energieversorgungsstrukturen der Zukunft: Analyse der Auswirkungen wettbewerblicher Strommärkte auf die Elektrizitätsversorgung in Baden-Württemberg unter Berücksichtigung energie- und umweltpolitischer Rahmenbedingungen. Forschungsbericht Band 81. Universität Stuttgart - Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung 2001
- Energiestiftung Schleswig-Holstein: Liberalisierung der Strommärkte in Skandinavien und ihre Auswirkungen, Studie 3, Kiel, Januar 1997
- Energieverwertungsagentur (E.V.A.): Preise für Einspeisung elektrischer Energie aus erneuerbaren Energien in das öffentliche Netz. Einspeisetarife der Bundesländer. 25.8.1999. http://www.eva.wsr.ac.at/enz/einspeis_at.htm
- Energiewirtschaftsgesetz: Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts, Bundesgesetzblatt 24. April 1998, BGBl I Teil I, Nr. 23, S. 730–736, BGBl Teil III 752-2
- Erdmann, G. et al.: Auswirkungen der Änderung des Energiewirtschaftsrechts auf den deutschen BHKW-Markt, Fernwärme International 1998, 8, S. 12-19
- Ernst, H.: AGFW und Wärmeversorgung im liberalisierten Markt – Chancen für Menschen mit Weitblick, Fernwärme International 1998, 8, S. 20-25
- EU-Binnenmarkttrichtlinie Strom: Richtlinie 96/92/EG des Europäischen Parlaments und des Rates betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt, vom 19. Dezember 1996. In: Amtsblatt Nr. L027 vom 30.01.1997, S. 0020
- EURELECTRIC, Union of the Electricity Industry: Statistics: <http://unipede.eurelectric.org/Public/>
- Europäische Kommission: European Union Energy Outlook to 2020, Luxembourg 1999
- Europäische Kommission: Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und Rates zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt, Brüssel, Mai 2000
- Europäisches Parlament: Bericht über Elektrizität aus erneuerbaren Energieträgern und der Elektrizitätsbinnenmarkt, Ausschuss für Industrie, Außenhandel, Forschung und Energie, A5–0078/2000/Korr.1, März 2000
- European Commission (EC): Energy in Europe - 1999 Annual Energy Review. Brüssel 2000
- European Transmission System Operators: Net Transfer Capacities (NTC) and Available Transfer Capacities (ATC) in the Internal Market of Electricity in Europe (EIM): Information for User. Edition March 2000 1/14 NTC-userinformation.doc. <http://www.dvg-heidelberg.de>
- European Transmission System Operators: Proposal for the Implementation of Cross Border Tariffs for the Year 2001. http://www.etso-net.org:80/FP_Publications/pub/documentation/ETSO_Proposal_for_2001_implementation_of_Cross-border_tariffs.pdf
- EUROSOLAR (Hrsg.): Kennzeichnungskriterien für das Label als Grüner Stromanbieter. Der Markt für Grünen Strom, Eurosolar-Verlag, Bochum 1999

- Fahl, U., Blesl, M., Herrmann, D., Kemfert, C., Remme, U., Specht, H., Voß, A.: Bedeutung der Kernenergie für die Energiewirtschaft in Baden-Württemberg - Auswirkungen eines Kernenergieausstiegs. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Stuttgart, 1999
- Fahl, U., Blesl, M., Rath-Nagel, S., Voß, A.: Maßnahmen für den Ersatz der wegfallenden Kernenergie in Baden-Württemberg. Gutachten im Auftrag des Wirtschaftsministeriums Baden-Württemberg. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Stuttgart, 2001
- Fischedick, M., Gailfuß, M.: Bedeutung der Kraft-Wärme-Kopplung für Deutschland. Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 50. Jg. (2000), 6
- Fischedick, M., Gailfuß, M.: KWK-Ausbau im Kontext von liberalisiertem Markt und Klimaschutzprogramm. Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 50. Jg. (2000), 11
- Förster, G.: Szenarien einer liberalisierten Stromversorgung – Pilotstudie. Arbeitsbericht Nr. 180 der Akademie für Technikfolgenabschätzung in Baden-Württemberg. Stuttgart Oktober 2000
- Forum für Energiemodelle und Energiewirtschaftliche Systemanalysen. http://www.ier.uni-stuttgart.de/public/abt/esa/projekte/forum/index/a_index.htm. Stuttgart 2002
- Foundation for International Environmental Law and Development (Field): Designing Options for Implementing an Emissions Trading Regime for Greenhouse Gases in the EC. London 2000
- Frischknecht, R., Jungbluth, N.: Globale Umweltkriterien für Ökostrom, ESU-services, Studie im Auftrag des Vereins für umweltgerechte Elektrizität. Uster Mai 2000
- Gent, K.: Deutsches Stromeinspeisungsgesetz und Europäisches Wettbewerbsrecht, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 49. Jg. (1999), 12
- Godesar, R.: Deutsche Energiestrukturen der Zukunft – Sichtweise eines Newcomers. Energiewirtschaftliche Tagesfragen 51. Jg. (2001), Heft 9. Energiewirtschaft und Technik Verlagsgesellschaft, Essen 2001
- Grünbuch zum Handel mit Treibhausgasemissionen innerhalb der Europäischen Union. Brüssel 2000
- Haas, R., Auer, H.: Grenzen des Wettbewerbs in „freien“ europäischen Strommärkten. Bei: „Wirtschaftliche und technische Herausforderungen liberalisierter Strommärkte. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien vom 24.-26.2.1999. Wien 1999
- Hartung, R.: Kraft-Wärme-Kopplung vor neuen Herausforderungen, BWK, 51 (1999), 7/8
- Heilemann, U., Hillebrand, B.: Liberalisierung der Strom- und Gasmärkte – Erwartungen und erste Ergebnisse. Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung. RWI-Papiere, Nr. 73. Essen 2001
- Heithoff, J., Otto, K.-W.: Kraftwerkskapazitäten in Deutschland und Europa. Energiewirtschaftliche Tagesfragen 50. Jg. (2000) Heft 10, S. 726 -729
- Hilz, C., Aabs, L.: Marktöffnungskonzepte im Vergleich. Schlussfolgerungen für Deutschland, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 48 (1998), 4, S. 241-246
- Höppner: Der Handelsplatz für regenerativen Strom, Elektrizitätswirtschaft, 98 (1999), 24

- International Energy Agency: „Electricity Reform – Power Generation Costs and Investment“, OECD/IEA, Paris 1999
- InTraCert Inception Report: The Role of an Integrated Tradable Green Certificate System in a Liberalising Market. Netherlands Energy Research Foundation (ECN) et al. ECN-C--0-085. December 2000
- Jing-Yuan, W., Smeers Y.: Spatial oligopolistic electricity models with count generators and regulated transmission prices, *Operations Research*, 47 (1999), 1, S. 102-112
- Keller, B.: Erwartungen und Bedürfnisse ökostromaffiner Kunden. In: *Grüner Strom. Ein neuer Markt im Aufwind. Tagungsband. Euroforum Konferenz. 15./16.März 2000. München*
- Kommission der Europäischen Gemeinschaften: Bericht an den Rat und an das Europäische Parlament über den Harmonisierungsbedarf betreffend gemeinsame Vorschriften über den Elektrizitätsmarkt, KOM (1998) 167, 1998
- Kommission der Europäischen Gemeinschaften: Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council on access of electricity from renewable energy sources to the internal market in electricity, Brüssel 1998
- Krahl, M. u. Maschke, F.: Chancen im Erzeugungswettbewerb, in *VGB Technische Vereinigung der Großkraftwerksbetreiber (Hrsg.) Kraftwerke 2000, Düsseldorf 2000*
- Kreuzberg, M.: Spotpreise und Handelsflüsse auf dem europäischen Strommarkt – Analyse und Simulation, *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 1998, 4, S. 43-63
- Kreuzberg, P., Starrmann, F.: Spotmärkte und optimale Fahrweise von Heizkraftwerken, *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 1998, 3, S. 189-205
- Krüger, R., Systemanalytischer Vergleich alternativer Kraftstoff- und Antriebskonzepte in der Bundesrepublik Deutschland. Dissertation am Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart, Stuttgart 2002
- Langniß, O.: Die Bedeutung Grünen Stroms im liberalisierten Markt. In: *Grüner Strom. Ein neuer Markt im Aufwind. Tagungsband. Euroforum Konferenz. 15./16. März 2000. München*
- Langniß, O., Markard, J.: Grüner Strom und staatliche Förderung: Eine Analyse der Wechselwirkung. In: *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 4/99. Köln 1999
- Lapuerta, C., Pfeifenberger, J., Weiss, J., Pfaffenberger, W.: Netzzugang in Deutschland im internationalen Vergleich. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 49. Jg. (1999), Heft 7. *Energiewirtschaft und Technik Verlagsgesellschaft, Essen 1999*
- Larsen E. R., Bunn D. W.: Deregulation in electricity: understanding strategic and regulatory risk, *Journal of the Operational Research Society*, 50 (1999), S. 337-344
- Lauen, E., Moss, J., und Pries, M.: Der unabhängige Netzbetreiber. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 50. Jg. (2000), Heft 4. *Energiewirtschaft und Technik Verlagsgesellschaft, Essen 2000*
- Leprich, U.: Ausgewählte Fragestellungen zur Strommarktliberalisierung in Luxemburg, Saarbrücken, Dezember 1999

- Leprich, U., Irrek, W., Thomas, S.: Das "Multiple Driver Cap Scheme" als Basis einer schlanken Anreizregulierung der Netzbetreiber im liberalisierten Strommarkt. Zeitschrift für Energiewirtschaft, 2/2001
- Malmström, B., Käck, G.: Optimisation of electricity and district heat production in the deregulated electricity market, Fernwärme International 1999, 1-2, S. 36-41
- Malko, J., Pupka, J.: Combined Heat and Power Plants in a Deregulated Market, Fernwärme International 1999, 4-5, S. 10-12
- Markewitz et al.: Die Altersstruktur und Fortschreibung des Kraftwerksbestandes in den alten Bundesländern. BWK 5/6 Mai/Juni 1998
- Matthes, F., Cames, M.: Energiewende 2000. Der Weg in eine zukunftsfähige Energiewirtschaft. Berlin 2000
- Matthes, F.: Führen Stromexporte aus Osteuropa die Bemühungen um Klimaschutz und Atomausstieg ad absurdum? <http://www.oeko.de>
- Menges, R.: Elemente eines Fördermodells für die erneuerbaren Energien in Deutschland. Energiestiftung Schleswig-Holstein, Studie 6, Kiel 1999
- Menges, R., Krawinkel, H., Wortmann, K.: Energieeffizienz im liberalisierten Markt: ein Energie-Effizienz-Fonds für Deutschland. Energiestiftung Schleswig-Holstein, Studie 7, Kiel 1999
- Meyer, A., Kloubert, T.: Kundenclubs in der Energiewirtschaft, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 49 (1999), 9, S. 590-593
- Mitchell, C.: Tradable Green Certificates and the European Dimension. Präsentation. Konferenz Renewable Energy Policy Seminar. Creating a market for RE under a supply obligation. The Confederation of Renewable Energy Associations (CREA). 17. Februar 2000. London.
- Möller, C.: Aufgaben und Instrumente der Energieaufsicht im freien Markt. Energiewirtschaftliche Tagesfragen 51. Jg. (2001), Heft 11. Energiewirtschaft und Technik Verlagsgesellschaft, Essen 2001
- Mombaur, P.: Auf dem Weg zu einem wirklichen europäischen Energiemarkt. Energiewirtschaftliche Tagesfragen 51. Jg. (2001), Heft 9. Energiewirtschaft und Technik Verlagsgesellschaft, Essen 2001
- Müller, M.: Instrumente zur Aufrechterhaltung des Qualitätsstandards. Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 51. Jg. (2001), 1/2
- Müller-Kirchenbauer, J., Ritzau, M.: VV II – Anforderungen und Chancen in der Praxis. Energiewirtschaftliche Tagesfragen 50. Jg. (2000), Heft 4. Energiewirtschaft und Technik Verlagsgesellschaft, Essen 2000
- Neumann, F., Hein, A., Schwerm, V.: Evolution im deutschen Stromgroßhandel. BWK Bd. 53 (2001) Nr. 1/2
- Newborough, M., Augood, P.: Demand-side management opportunities for the UK domestic sector, IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib., 146 (1999), 3, S. 283-293
- Nikkanen, M.: Stromdienstleistungen im Wettbewerbsmarkt, Vortrag auf der GEE-Jahrestagung „Neue Akteure auf dem Strommarkt“ am 19. / 20.6.97 in Königswinter, 1997

- Nitsch, J., Fishedick, M. et al.: Klimaschutz durch Nutzung erneuerbarer Energien. Bericht des Umweltbundesamts 2/00. Erich Schmidt Verlag, Berlin 2000
- Nitsch, J., Trieb, F.: Potenziale und Perspektiven regenerativer Energieträger. Gutachten im Auftrag des Büros für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag, Stuttgart, März 2000
- Pfaffenberger, W., Lapuerta, C., Pfeifenberger, H., Weiss, J.: Netzzugang in Deutschland im Vergleich zu anderen Übertragungsmärkten. Gutachten im Auftrag von ENRON Ltd., 1999
- Pohlmann, M.: Konkret vermiedene Kosten für KWK-Strom auch nach neuem Recht?, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 49 (1999), 1/2, S. 88-90
- PriceWaterhouseCoopers: Die Energiewirtschaft im Umbruch. Globalisierung, Fragmentierung und Konvergenz im europäischen Markt, Frankfurt/M., März 2000
- Prognos AG (Hrsg.): *Energiereport III*. Schäffer-Poeschel Verlag, Stuttgart 2000
- Raabe, M., Meyer, A.: Das Erneuerbare-Energien-Gesetz. In: *NJW* 2000, Heft 18, S. 1298 ff.
- Reitgruber, J., Hobor, S.: Risikomanagement – Grundlagen und Einsatz in liberalisierten Energiemärkten. Bei: „Wirtschaftliche und technische Herausforderungen liberalisierter Strommärkte. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien vom 24. bis 26.2.1999. Wien 1999
- Rentz, O. et al.: Instrumente zur Förderung der Nutzung regenerativer Energieträger im liberalisierten Strommarkt. Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion (IPP) an der Universität Karlsruhe. Studie im Auftrag des Büros für Technikfolgenabschätzung beim Deutschen Bundestag. Karlsruhe 1999
- Rolf, M., Fritz, W., Haubig, H.-J.: Durchleitungsentgelte – orts-, entfernungs- oder richtungsabhängig? *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 49 (1999), 5, S. 331-335
- Rüffler, W.: Integrierte Ressourcenplanung für Baden-Württemberg, Forschungsbericht des Instituts für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart, Band 77, Stuttgart 2001
- SAVE-Studie: Completing the Market for Least-Cost Energy Services. Project Final Report – September 2000. Wuppertal Institute et al.
- Schaeffer, G. J. et al.: Options for Design of Tradable Green Certificate Systems. Petten 2000
- Schaeffer, G. J.: Results from the RECerT green certificates laboratory trading experiment, RECerT workshop presentation, Juni 2000, <http://www.eva.wsr.ac.at/service/veranst/emtrade.htm>
- Schiffer, H.-W.: Deutscher Energiemarkt. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 51. Jg, Heft 3, S. 106-120, 2001
- Schmincke, P.: Angriff der Stromrebelln, *Der Spiegel* 1999, 18, S. 90
- Schmitz, S.: Durchsetzung der Verbändevereinbarung durch die Hintertür der Zusammenschlusskontrolle? *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 51. Jg. (2001), Heft 11. *Energiewirtschaft und Technik Verlagsgesellschaft*, Essen 2001
- Schmitt, D.: Erfahrungen mit der Liberalisierung des Strommarkts in den europäischen Ländern, *VGB KraftwerksTechnik* 1999, 2, S. 26-31

- Shih, F.-R., Mazumdar, M., Bloom, J. A.: Asymptotic Mean and Variance of electric power generation system production costs via recursive computation of the fundamental matrix of a Markov Chain, *Operations Research*, 47 (1999), 5, S. 703-712
- Staiß, F.: *Jahrbuch Erneuerbare Energien 2000*. Stiftung Energieforschung Baden-Württemberg (Hrsg.). ISBN 3-927656-9, Bieberstein Verlag, Radebeul 2000.
- Starrmann, F.: Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung in Deutschland – Analyse und Simulation, *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 2000, 2, S. 69-102
- Stein, G. und Strobel, B. (Hrsg.): *Politiksznarien für den Klimaschutz. Untersuchungen im Auftrag des Umweltbundesamtes. Band 1: Szenarien und Maßnahmen zur Minderung von CO₂-Emissionen in Deutschland bis zum Jahre 2005*. Forschungszentrum Jülich, 1997
- The Minister for Environment and Energy: *Energy Policy Report 2000*. ISBN 87-7844-184-6. Kopenhagen, April 2000
- Thomas, S. et al.: *Die vergessene Säule der Energiepolitik, Energieeffizienz im liberalisierten Strom- und Gasmarkt in Deutschland, Vorschläge des Wuppertal Instituts*, Wuppertal 2002
- Timpe, C.: Erfahrungen mit Förderinstrumenten im europäischen Umfeld. In: *Instrumente zur Förderung erneuerbarer Energien im Strombereich*. Tagungsband. Konferenz 13.4.2000, Stuttgart, S. 75-82
- Timpe, C., Bergmann, H., Langniß, O., Nitsch, J. et al.: *Umsetzungsaspekte eines Quotenmodells für Strom aus erneuerbaren Energien. Studie im Auftrag des Ministeriums für Umwelt und Verkehr, Baden-Württemberg*. Freiburg, Stuttgart, Heidelberg 2001
- Topp, A.: *Wirtschaftliche Chancen eines liberalisierten Marktes müssen intensiv genutzt werden*, *Fernwärme International* 1999, 3, S. 20-21
- UK Emissions Trading Group (ETG): *Outline Proposals for a UK Emissions Trading Scheme – Second Edition*. London, März 2000
- Union of the Electricity Industry (Euroelectric): *Market Mechanisms for Supporting Renewable Energies: Tradeable RES Certificates*. Ref: 2000-900-0081. Brüssel, Juni 2000
- unipede: *EUROPROG 1999*. unipede. Belgien 1999
- Verband der Elektrizitätswirtschaft (VDEW): *Grundlegende Aspekte und internationale Erfahrungen bei der Entwicklung von Stromhandelsformen in liberalisierten Märkten*. Frankfurt 1999
- VDEW Verband der Elektrizitätswirtschaft: *Auswertung der Green-Pricing-Umfrage 2000*. Frankfurt Mai 2000
- VDEW Verband der Elektrizitätswirtschaft: *Verbändevereinbarung VV II plus (vom 13.12.2001)*. <http://www.strom.de>. Berlin 2002

- Voß, J.-P.: Institutionelle Arrangements zwischen Zukunfts- und Gegenwartsfähigkeit: Verfahren der Netzregelung im liberalisierten deutschen Stromsektor. Von Prittwitz, V. (Hrsg.): Institutionelle Arrangements in der Umweltpolitik. Zukunftsfähigkeit durch innovative Verfahrenskombination? Leske+Budrich, Opladen 2000
- Weller, T.: Den richtigen Markt finden. Chancen für Solarstrom. Marketing, Photovoltaik und Liberalisierung. In: Sonnenenergie 4/99, München 1999, S. 48–51
- Weller, T.: Green Pricing: kundenorientierte Angebote der Elektrizitätswirtschaft. In : Zeitschrift für Energiewirtschaft 1/98, Köln 1998, S. 58 – 70
- Weller, T.: Marktaspekte der verteilten Energieerzeugung. Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 51. Jg, Heft 3, 2001, S. 90-96
- Wietfeld, A. M., Schieferdecker, B.: Renaissance eines rentablen Demand-Side Managements, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 49 (1999), 9, S. 594-598
- Wuppertal Institut et al.: Completing the Market for Least-Cost Energy Services, Strengthening Energy Efficiency in the Changing European Electricity and Gas Markets, A Study under the SAVE Programme, Wuppertal 2000
- Zeitung für Kommunale Wirtschaft (ZfK): „Netzkosten: Große Unterschiede“ – Artikel über Netznutzungsentgelte, ZfK 10/2000. München

9 Anhang

9.1 Verbändevereinbarung

Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Netznutzungsentgelten für elektrische Energie und über Prinzipien der Netznutzung

Um die Organisation der Netznutzung auf Vertragsbasis (NTPA) nach Maßgabe des Gesetzes zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts zu konkretisieren, beschlossen am 13. Dezember 2001 die Verbände

- Bundesverband der Deutschen Industrie e.V. - BDI, Berlin
- VIK Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V., Essen
- Verband der Elektrizitätswirtschaft - VDEW - e.V., Berlin
- Verband der Netzbetreiber - VDN - e.V. beim VDEW e.V., Berlin
- Arbeitsgemeinschaft regionaler Energieversorgungs-Unternehmen - ARE - e.V., Hannover
- Verband kommunaler Unternehmen - VKU - e.V., Köln

für die Einspeisung von elektrischer Energie (Leistung und Arbeit), gleich welcher Herkunft, in definierte Einspeisepunkte des Netzsystems und die damit verbundene zeitgleiche Entnahme der eingespeisten elektrischen Energie an räumlich davon entfernt liegenden Entnahmepunkten des Netzsystems (Netznutzung) die nachstehende Verbändevereinbarung. Damit wird die Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Netznutzungsentgelten vom 13.12.1999 im Zuge der zwischenzeitlich gewonnenen Erfahrungen an die Marktentwicklung angepasst und konkretisiert. Es soll damit eine Basis für Vereinbarungen zwischen Netzbetreibern und Netznutzern über die Netznutzung auf Vertragsbasis und die entsprechenden Entgelte zur Ausfüllung des Energiewirtschaftsgesetzes als Umsetzung der Richtlinie Elektrizität 96/92/ EG in deutsches Recht geschaffen werden.

Die Vereinbarung soll in Erfüllung der europäischen und nationalen Vorgaben den Wettbewerb zwischen Unternehmen der Elektrizitätswirtschaft um die Belieferung von Elektrizitätskunden fördern und zur Erzielung wettbewerbsgerechter Preise für den Produktionsfaktor Elektrizität am Standort Deutschland beitragen. Sie enthält verschiedentlich neben grundsätzlichen Festlegungen Hinweise auf mögliche Einzelfallregelungen, die auf Wunsch eines Verhandlungspartners einvernehmlich vereinbart werden sollten. Die Voraussetzung für eine Anwendung der Verbändevereinbarung im Einzelfall ist, dass alle netztechnischen, organisatorischen und vertraglichen Fragen zwischen den an der jeweiligen Nutzung beteiligten Parteien auf der Basis dieser Verbändevereinbarung geklärt sind.

Im Zuge einer kontinuierlichen Weiterentwicklung des verhandelten Netzzugangs werden die Verbände eine Praxisgruppe einrichten, in der Fragen der Umsetzung und Detaillierung dieser Vereinbarung thematisiert sowie einvernehmlich für notwendig erachtete Anpas-

sungen auch während der Laufzeit der Vereinbarung vorbereitet bzw. verhandelt werden. Die Praxisgruppe wird möglichst bis zum 1.4.2002 Vorschläge zu Muster- bzw. Rahmenverträgen für die Bereiche Netzanschluss und Netznutzung sowie Leitlinien zu Bilanzkreisverträgen vorlegen. Entscheidungen über fachspezifische Themenkomplexe können in gesonderten Projektgruppen vorbereitet werden.

Im Folgenden sind die wesentlichen Punkte der aktuell gültigen Verbändervereinbarung dargestellt. Eine vollständige Fassung befindet sich unter [VDEW, 2002].

9.1.1 Allgemeine Kriterien

- Netznutzungen und die damit verbundenen Entgelte sind für alle Netznutzer diskriminierungsfrei zu gestalten. Das Gebot der Transparenz erfordert, getrennt vom Stromlieferungsvertrag, grundsätzlich den Abschluss von Netzanschlussverträgen und Netznutzungsverträgen mit jedem Einzelkunden.

Bei Vorlage eines „all-inclusive-Vertrages“ zur Stromversorgung eines Einzelkunden hat der Stromlieferant Anspruch auf den zeitnahen Abschluss eines Netznutzungsvertrages mit dem Netzbetreiber. In diesem Fall entfällt der Abschluss eines Netznutzungsvertrages zwischen Netzbetreiber und Einzelkunden. Der Netzbetreiber kann in begründeten Fällen für die Netznutzung vom Schuldner des Netznutzungsentgeltes eine angemessene Sicherheitsleistung verlangen. Wenn der Einzelkunde es wünscht, wird – zeitnah – der Netznutzungsvertrag zwischen ihm und dem Netzbetreiber abgeschlossen. In diesem Fall schließt der Einzelkunde mit dem Stromlieferanten einen reinen Stromlieferungsvertrag ab.

Die Netzbetreiber werden, sofern die für ein Angebot erforderlichen Unterlagen der Anfrage beigelegt sind, innerhalb von zwei Wochen nach Eingang einer Netznutzungsanfrage entsprechende Vertragsangebote unterbreiten (Ausnahmen: Anfragen, die eine bauliche Änderung am Anschluss erforderlich machen; eine Identifikation der betroffenen Kunden ist nicht möglich).

Im Fall von Meinungsverschiedenheiten über die Angemessenheit einzelner Bestimmungen in Verträgen, die die Netznutzung betreffen, können solche Bestimmungen unter den Vorbehalt einer Nachprüfung im Rahmen eines Schlichtungsverfahrens, einer behördlichen oder gerichtlichen Überprüfung gestellt werden, ohne dass dies zu einer Verweigerung der Netznutzung oder von Entgeltzahlungen auf Basis der Verbändervereinbarung führen darf.

- Die Eigentumsverhältnisse an den Netzen dürfen keine Behinderung für Netznutzungen darstellen.
- Bezüglich der Netznutzung werden mit dem jeweiligen Netzbetreiber vertragliche Beziehungen am Einspeise- und Entnahmepunkt eingegangen. Voraussetzung für eine Netznutzung ist, dass diese netztechnisch und im Sinne eines sicheren Netzbetriebes

- möglich ist oder nach den anerkannten Regeln der Technik ermöglicht werden kann. Die Netzbetreiber werden die technischen Rahmenbedingungen für die Netzung widerspruchsfrei zu dieser Vereinbarung unter Konsultation der beteiligten Verbände fortentwickeln und in geeigneter Form bekannt geben. Hierzu gehören u.a. auch die Festlegung und Fortentwicklung von Konventionen zu Datenaustausch und Datenformaten.
- Netznutzungsverträge setzen voraus, dass Abweichungen zwischen Einspeisung und Entnahme bzw. von einem vereinbarten Sollwert in geeigneter Weise technisch und vertraglich geregelt werden.
 - Die Kosten für die Erstellung des unmittelbaren Netzanschlusses für Einspeisung bzw. Entnahme (Erstanschluss oder Erweiterung) an einem geeigneten Netzpunkt gehen zu Lasten des Verursachers.
 - Der Einspeiser bzw. Entnehmer hat dem betreffenden Netzbetreiber alle durch die Einspeisung bzw. Entnahme zusätzlich entstehenden individuell zurechenbaren Kosten zu ersetzen, soweit es sich hierbei um Unterhalts-, Erneuerungs- und Betriebskosten in Verbindung mit dem unmittelbaren Netzanschluss handelt.
 - Die Netztreiber werden die zur Ermittlung der Netznutzungsentgelte erforderlichen Bestimmungen, Größen und Preise auf der Basis dieser Verbändervereinbarung innerhalb von drei Monaten nach Inkrafttreten dieser Vereinbarung in geeigneter Form öffentlich bekannt geben.
 - Im Interesse niedriger Netznutzungsentgelte für alle Netznutzer sollen für Einspeisung und Entnahme das vorhandene Netz genutzt und der Bau von zusätzlichen Leitungen möglichst vermieden werden. Zu diesem Zweck kann der Netzbetreiber von der pauschalierten Berechnung des Netznutzungsentgeltes abweichen.
 - Für Netzkunden mit einer zeitlich begrenzten hohen Leistungsaufnahme, der in der übrigen Zeit eine deutlich geringere oder keine Leistungsaufnahme gegenüber steht, ist alternativ zum Jahresleistungspreissystem eine Abrechnung auf Basis von Monatsleistungspreisen möglich. Wünscht ein Kunde mit einer derartigen Lastcharakteristik einen Wechsel in das Monatsleistungspreissystem, teilt er dies dem Netzbetreiber vor Beginn eines Abrechnungszeitraumes verbindlich mit. In diesem Fall ist eine rückwirkende Abrechnung auf Basis von Jahresleistungspreisen nur möglich, wenn sich die angenommene Lastcharakteristik wider Erwarten geändert hat. Die Monatsleistungspreise betragen ein Sechstel der Jahresleistungspreise für hohe Benutzungsdauer, die aus dem allgemein gültigen Preissystem für die jeweilige Spannungsebene hervorgehen. Entsprechend kommen im Monatsleistungssystem die Arbeitspreise für die hohe Benutzungsdauer zur Anwendung.
 - In einem Fall, in dem auf Grund vorliegender Verbrauchsdaten offensichtlich ist, dass der Höchstlastbeitrag des Netzkunden vorhersehbar erheblich von den Preisfindungsgrundsätzen nach diese Vereinbarung abweicht, soll zwischen Netzbetreiber und Netznutzer vor Lieferung ein Netznutzungsentgelt, das die besonderen Verhältnisse angemessen berücksichtigt, vereinbart werden. Tritt diese Abweichung wider Erwarten nicht ein, erfolgt rückwirkend eine Abrechnung auf Basis der Preisfindungsgrundsätze.
 - Im Sinne des Unbundlings zwischen Netzaktivitäten und Wettbewerbsaktivitäten ist es Betreibern von Stromübertragungsnetzen und Stromverteilungsnetzen untersagt, wirtschaftlich sensible Informationen, die sie von Dritten im Zusammenhang mit der Ge-

währung der Netznutzung oder in Verhandlungen hierüber erhalten, bei der Stromlieferung oder dem Stromerwerb durch sie selbst oder verbundene oder assoziierte Unternehmen zu verwenden.

9.1.2 Preisfindungsprinzipien zur Bestimmung von Netznutzungsentgelten

- Die Ermittlung der Netznutzungsentgelte erfolgt auf Basis der kalkulatorischen Kosten, getrennt für Netze und Umspannungen. Die Verbände nehmen eine einvernehmliche Überarbeitung des zu Grunde liegenden Kalkulationsleitfadens auf Basis der in der Verbändevereinbarung vereinbarten Preisfindungsprinzipien in einer gemeinsamen Arbeitsgruppe gegebenenfalls unter Beteiligung eines gemeinsam bestellten Gutachters vor. Die Neufassung soll möglichst zügig erarbeitet werden und bis zum 1.6.2002 von den Verbänden verabschiedet werden. Zur Beurteilung der Angemessenheit der Netznutzungsentgelte und der elektrizitätswirtschaftlich rationellen Betriebsführung werden außerdem die Konditionen von strukturell vergleichbaren Netzbetreibern herangezogen.

Baukostenzuschüsse werden bei der Kostenermittlung pauschal berücksichtigt. Vom Kunden darüber hinaus bezahlte Anschlusskosten oder sonstige finanzielle Vorleistungen sind individuell angemessen zu berücksichtigen. Entgelte für Umspannungen werden getrennt bekannt gegeben. Bei der Kostenermittlung kann, soweit sachgerecht, eine regionale Differenzierung nach Netzbereichen vorgenommen werden.

- Für die vorhandenen Netze und Umspannungen werden je Netzbetreiber und Netzbereich die spezifischen Jahreskosten (in €/kW) durch Division der Kosten des jeweiligen Netzbereichs durch die Jahreshöchstlast, verursacht durch die zugehörigen Entnahmen, errechnet. Die jeweiligen Entgelte werden vom Netzbetreiber ermittelt. Bei Änderung der spezifischen Kosten kann das Entgelt in jährlichem Abstand angepasst werden.
- Die Kosten der für die Netznutzung erforderlichen Systemdienstleistungen (Frequenzhaltung (Primär-Sekundärregelung), Spannungshaltung, Versorgungswiederaufbau, Betriebsführung (einschl. Messung und Verrechnung zwischen Netzbetreibern)) sind mit Ausnahme der Kosten für die Überschreitung der Standard-Toleranzbänder durch die Bilanzkreisverantwortlichen und der Arbeitskosten innerhalb der Toleranzbänder im Netznutzungsentgelt enthalten. Die Kosten für die Frequenzhaltung werden der Höchstspannungsebene zugeordnet und die Kosten der übrigen Systemdienstleistungen der Netzebene, in der sie anfallen.

Im jährlichen Netznutzungsentgelt der Netzkunden sind die Netzverluste nach einem pauschalen Ansatz enthalten. Die Höhe der zu berücksichtigen Verluste richtet sich nach den durchschnittlichen Verlusten, die beim jeweiligen Netzbetreiber in den einzelnen Spannungsebenen und bei den Umspannungen entstehen. Das Entgelt dafür richtet sich nach den Kosten marktüblicher Strombeschaffung des Netzbetreibers. Die Höhe der Durchschnittsverluste je Spannungsebene wird vom Netzbetreiber in geeigneter Form bekannt gegeben.

- Grundlage des Systems der Entgeltfindung für die Netznutzung ist ein transaktionsunabhängiges Punktmodell. Alle Netznutzer werden über ein jährliches Netznutzungsentgelt an den Netzkosten beteiligt (Ausnahme: Kunden mit zeitlich begrenzten starken Leistungsaufnahmeschwankungen). Mit dem Netznutzungsentgelt (und ggf. einem grenzüberschreitendem Transport-Entgelt nach einheitlicher Regelung auf europäischer Ebene) werden beim jeweiligen Netzbetreiber die Nutzung der Spannungsebene, an die der Netznutzer angeschlossen ist, und aller überlagerten Spannungsebenen abgegolten. Damit erhalten alle Netznutzer Zugang zum gesamten Netz. Das Netznutzungsentgelt für Kraftwerke wird zunächst im Einklang mit den z.Z. diskutierten europäischen Regelungen auf Null gesetzt.
- Es ist Aufgabe des Netzbetreibers, die für die Abrechnung der Netznutzer relevanten Verbrauchs- bzw. Einspeisedaten zu erfassen, zu verarbeiten und an die berechtigten Stellen weiterzuleiten. Kosten für Messung und Abrechnung an den Entnahme- und Einspeisestellen werden vom Netzbetreiber separat vom Netznutzungsentgelt in Rechnung gestellt und beinhalten die Erfassung, Weiterleitung und Verarbeitung von den für die turnusgemäße Abrechnung der Netznutzung relevanten Daten.
- Kurzzeitige Lieferungen sowie Spot- und Börsengeschäfte sind möglich.
- Zur Ermittlung der jährlichen Netznutzungsentgelte für die individuelle Jahreshöchstlast des Kunden werden die spezifischen Jahreskosten entsprechend der Durchmischung aller Netznutzungen in den Netzen mit Gleichzeitigkeitsgraden korrigiert und können in Arbeits- und Leistungspreise umgewandelt werden.
- Sobald künftig auf europäischer Ebene einheitliche Regelungen für gesonderte Entgelte im Fall grenzüberschreitender Lieferungen in Kraft treten, gelten diese als vereinbart. Die Verbände werden deren Umsetzung in Deutschland rechtzeitig einvernehmlich vereinbaren, sofern sich hierfür ein Bedarf aus der für Europa einheitlichen Regelung ergibt. Kommt wider Erwarten keine einheitliche Regelung für Europa zeitnah zustande, werden die Verbände über eine sachgerechte Regelung verhandeln (entsprechend der VV II vom 13.12.1999).
- Im Sinne einer möglichst hohen Transparenz und Vergleichbarkeit der Netznutzungsentgelte erheben die Netzbetreiber (abgesehen von den in dieser Verbändevereinbarung erwähnten Entgeltkomponenten) keine weiteren Entgelte für die im Zusammenhang mit der Netznutzung nach dieser Vereinbarung regelmäßig erforderlichen Leistungen (z.B. im Zusammenhang mit der Führung und Abrechnung von Bilanzkreisen, „Bilanzierungsentgelten“, Fahrplänen für Energielieferungen etc.). Über die Zulässigkeit der Erhebung gesonderter Entgelte im Zusammenhang mit einem Lieferantenwechsel konnte keine Einigung erzielt werden. Die Netzbetreiber verlangen bis zum Zeitpunkt einer höchstrichterlichen Entscheidung keine gesonderten Entgelte im Zusammenhang mit dem Lieferantenwechsel. Laufende Gerichtsverfahren sind hiervon unberührt.
- Zur Ermittlung der Netznutzungsentgelte werden die Kosten vorgelagerter Netze und Umspannungen verursachungsorientiert auf die nachgeordneten Netzebenen anteilig weitergewälzt, soweit sie nicht den Netznutzern der vorgelagerten Netzebene zuzuordnen sind. Die Kosten werden entsprechend der von der vorgelagerten Netzebene bezogenen höchsten Leistung (bei mehreren Übergabestellen zeitgleich) unter Berücksichtigung eines Gleichzeitigkeitsgrades für vorgelagerte Netze und ggf. einer bestellten

Netzkapazität für Reservelieferungen bei dezentralen Erzeugungsanlagen verteilt. Für Umspannungen wird ein Gleichzeitigkeitsgrad von $g = 1$ verwendet. Netznutzer und nachgeordnete Netzebenen werden gleichbehandelt.

- Netznutzer mit Stromerzeugung bestellen separat zur vorzuhaltenden Netzkapazität beim Netzbetreiber Reservenetzkapazität definierter Maximalleistung mit einer zeitlichen Inanspruchnahme von bis zu 600 Stunden pro Jahr. Die Höhe der bestellten Reservenetzkapazität bestimmt der Netznutzer. Sie kann auch Null betragen. Die bestellte Reservenetzkapazität muss unabhängig von ihrer Inanspruchnahme bezahlt werden. Für die Inanspruchnahme der Reservekapazität wird ein separater Reduktionsfaktor festgelegt. Er beträgt bei einer Inanspruchnahme von Null bis 200 Stunden 0,25, über 200 Stunden bis 400 Stunden 0,30, über 400 Stunden bis 600 Stunden 0,35. Der Beginn, die voraussichtliche Dauer und das Ende der Reserveinanspruchnahme müssen dem Netzbetreiber unverzüglich gemeldet und auf Verlangen nachgewiesen werden. Für die Zeit der Reserveinanspruchnahme ist die über die Jahreshöchstleistung des Normalbezugs hinausgehende Leistung maximal bis zur Höhe der bestellten Reservenetzkapazität maßgeblich. Bei einer Inanspruchnahme der bestellten Reservenetzkapazität von mehr als 600 Stunden kommt stattdessen die allgemeine Gleichzeitigkeitskurve des betroffenen Netzbetreibers für den Gesamtbezug zur Anwendung; der Gleichzeitigkeitsgrad beträgt jedoch mindestens 0,35. Wird die bestellte Reservenetzkapazität um bis zu 10% überschritten, kommt für die Leistungsüberschreitung der gleiche Preis wie für die bestellte Reservenetzkapazität zur Anwendung. Wird der Bestellwert um mehr als 10% überschritten, kann für die darüber hinausgehende Überschreitungsleistung der volle Jahres- Leistungspreis (Gleichzeitigkeitsgrad 1,0) erhoben werden. In begründeten Einzelfällen (z.B. Inanspruchnahme in lastschwachen Zeiten) können die Netzkunden mit dem Netzbetreiber abweichende Regelungen vereinbaren. Der Netzbetreiber ist nicht verpflichtet, für die Kunden eine höhere Netzkapazität als die bestellte vorzuhalten. Bei erhöhter Netzinanspruchnahme und fehlender Netzkapazität kann der Netzbetreiber zur Aufrechterhaltung eines sicheren Netzbetriebes Abschaltungen bei diesen Netznutzern vornehmen.
- Dezentrale Erzeugungsanlagen erhalten vom Netzbetreiber, in dessen Netz eingespeist wird, ein Entgelt. Dieses Entgelt entspricht den durch die jeweilige Einspeisung eingesparten Netznutzungsentgelten in den vorgelagerten Netzebenen. Diese Regelung gilt nicht für Erzeugungsanlagen, die nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 29.3.2000 (oder gesetzliche Nachfolgeb Bestimmungen) erfasst sind. Die Kosten, die die Netznutzungsentgelte auf Grund des Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetzes vom 1.4.2002 (oder gesetzliche Nachfolgeb Bestimmungen) erhöhen, bleiben bei der Ermittlung des Entgelts für eingesparte Netznutzung unberücksichtigt und führen damit nicht zu einer Erhöhung dieses Entgeltes.

9.1.3 Bildung, Abwicklung und Abrechnung von Bilanzkreisen

- Für den sicheren Betrieb der Übertragungsnetze bleiben aus technischen Gründen bis auf weiteres die Regelzonen der sechs Übertragungsnetzbetreiber maßgeblich.

- Netznutzer haben das Recht, innerhalb einer Regelzone sogenannte Bilanzkreise zu bilden, innerhalb derer Einspeisungen und Entnahmen jeweils saldiert werden.
- Fahrpläne sind in aller Regel nicht genehmigungspflichtig. Ausnahmen gelten für vom Netzbetreiber veröffentlichte Engpässe und für Fahrplanänderungen am aktuellen Tag.

9.1.4 Sonderregelungen

- Für die Abwicklung der Stromlieferung an bestimmte Gruppen von Kleinkunden werden vereinfachte Methoden (Lastprofile) vorgesehen, die einen aufwändigen Austausch und Umbau der Messeinrichtung beim Netznutzer entbehrlich machen. Der jeweilige Netzbetreiber gibt das Verfahren zur Handhabung der in seinem Netz verwendeten Lastprofile vor (synthetisches oder analytisches Verfahren). Die dem Netzbetreiber ggf. entstehenden Kosten für Regelung und Ausgleich von Lastprofilabweichungen sind verursachungsorientiert den Kundengruppen ohne registrierende ¼-Stunden-Zählung zuzuordnen. Bei nicht-leistungsgemessenen Abnahmestellen mit sehr hoher Benutzungsdauer werden die Netzbetreiber angemessene Band-Lastprofile vereinbaren.
- Es besteht Einvernehmen, dass die Belieferung von Kleinkunden durch den allgemeinen Versorger auf Basis von § 10 EnWG auch künftig gewährleistet ist.
- Zur Umsetzung der Braunkohleschutzklausel gem. Art. 4 §3 des Gesetzes zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts sind in der Regelzone der VEAG bei der Bilanzkreisanmeldung zusätzlich Art und Herkunft der in den Bilanzkreis gelieferten Energie sowie die durch diese Lieferung versorgten Kunden anzugeben.

9.1.5 Schlichtung

- Zur einverständlichen Beilegung von Meinungsverschiedenheiten, welche die Auslegung dieser Vereinbarung betreffen, richten die Verbände bei Bedarf im Einzelfall eine Clearingstelle ein.
- Jeder Vertragspartner im Sinne einer Netznutzungsvereinbarung hat das Recht, die Clearingstelle anzurufen. Schließt sich der andere Vertragspartner dem an, findet ein Clearing-Verfahren statt.
- Jeder Vertragspartner stellt der Clearingstelle die zur Klärung der Meinungsverschiedenheiten erforderlichen Informationen zur Verfügung.
- Können die Meinungsverschiedenheiten von der Clearingstelle nicht ausgeräumt werden, kann diese im Einverständnis mit den Vertragspartnern zwei neutrale Sachkenner benennen, die zu den weiteren Verhandlungen hinzugezogen werden. Diese Sachkenner dürfen den beteiligten und mit ihnen verbundenen Unternehmen nicht angehören.
- Die Sachkenner sollen den Parteien eine angemessene Regelung vorschlagen. Kommt keine Einigung zustande, bleibt es jeder Partei unbenommen, die ihr zweckmäßig erscheinenden Schritte zu unternehmen.

- Die Verbände wirken darauf hin, dass bei Meinungsverschiedenheiten zunächst möglichst von den Schlichtungsmöglichkeiten der Clearingstelle Gebrauch gemacht wird.
- Zur Schlichtung sonstiger Meinungsverschiedenheiten, z.B. über die Angemessenheit von Netznutzungsentgelten, einigen sich die Beteiligten jeweils auf eine von den Verbänden unabhängige Schiedsstelle.
- Die Inanspruchnahme des Rechtsweges oder die Einleitung anderer Schritte bleiben unberührt.

9.1.6 Überprüfung der Grundsätze und Kriterien

- Die Vereinbarung tritt zum 1.1.2002 in Kraft und gilt zunächst bis zum 31. Dezember 2003. Die beteiligten Verbände sind sich darin einig, dass Netznutzungen auch in der Folgezeit auf der Grundlage von zwischen ihnen vereinbarten Grundsätzen für Netznutzungsverträge und Kriterien für die Bestimmung angemessener Netznutzungsentgelte stattfinden sollen. Sie werden sich rechtzeitig vor Ablauf der Vereinbarung auf etwa notwendige Änderungen im Lichte der zwischenzeitlich gemachten Erfahrungen verständigen.
- Sollten einzelne Bestimmungen dieser Vereinbarung unwirksam sein oder werden, so bleibt die Wirksamkeit der übrigen Bestimmungen hiervon unberührt. Die Verbände werden sich aber unverzüglich über die Notwendigkeit und Gestaltung einer angemessenen Ersatzregelung verständigen. Das gleiche gilt, wenn sich die gesetzlichen Grundlagen, die bei Abschluss dieser Vereinbarung relevant waren, ändern.
- Die Verbände empfehlen, Grundsätze der Verbändevereinbarung auch bei der Kalkulation und Beantragung der Tarife für die Nutzung des Versorgungsnetzes im Alleinabnehmersystem anzuwenden, soweit dies mit § 7 EnWG vereinbar ist.

Die Anlagen 1 bis 6 der VV II plus („Definitionen“, „Bilanzausgleich“, „Preisfindungsprinzipien“, „Gleichzeitigkeitsgrad“, „Beispielrechnungen“ und „Ermittlung des Entgeltes für vermiedene Netznutzungsentgelte bei dezentraler Einspeisung“), die als zusätzliche Bestandteile dieser Verbändevereinbarung angefügt sind, wurden hier nicht dargestellt.

9.2 Grundlagen Stromtransport und -verteilung

Der Stromtransport und die Stromverteilung werden leitungsgebunden mit den entsprechend leistungsfähigen Übertragungs- und Verteilsystemen realisiert. Die prinzipielle Einteilung der Elektroenergienetze in Übertragungsnetze (Transport des Stromes von Erzeugungszentren zu Verbrauchsschwerpunkten) und in Verteilnetze (Verteilung des Stromes innerhalb der Verbrauchsschwerpunkte) sowie die jeweiligen Aufgaben sind in der Tabelle 9.1 zusammengefasst.

Übertragungsnetze		Verteilungsnetze		
<u>Einteilung</u>				
HDÜ 220 / 380 kV	HGÜ 250 kV	HS 110 kV	MS 10 / 20 kV	NS 380 V
<u>Aufgaben</u>				
Landesversorgung Verbundbetrieb Einspeisung großer Kraftwerke (bis ca. 1000 MW: 220 kV, über 1000 MW: 380 kV)	Koppelung verschiedener Verbundsysteme Inselversorgung	Überregionale Versorgung Einspeisung mittelgroßer Kraftwerke (bis ca. 300 MW) Anschluss großer Sonderabnehmer	Regionale Versorgung Einspeisung kleiner Kraftwerke (bis ca. 10 MW) Anschluss von Sonderabnehmern und großen Energiespeichern	Haushalts- und Gewerbeversorgung Anschluss kleiner Energieerzeuger und Energiespeicher

HDÜ: Hochspannungsdrehstromübertragung (über 150 kV), HGÜ: Hochspannungsgleichstromübertragung (über 150 kV), HS: Hochspannung (bis 150 kV), MS: Mittelspannung (bis 60 kV), NS: Niederspannung (bis 1 kV)

Tabelle 9.1 Einteilung und Aufgaben der Elektroenergienetze

Ein elektrisches Energieversorgungsnetz besteht aus Kraftwerken zur Energiegewinnung, Transformatoren zur Kopplung der Spannungsebenen, Freileitungen und Kabeln für den Energietransport sowie Schaltanlagen zur Verknüpfung der Leitungen. Die Verantwortung der öffentlichen Netze liegt im Bereich der öffentlichen EVUs bzw. der von ihnen infolge der Liberalisierung ausgegliederten Netzbetreiber. Diese sind für die erforderlichen Systemdienstleistungen Frequenzhaltung (Primär-Sekundärregelung), Spannungshaltung, Versorgungswiederaufbau, Betriebsführung (einschl. Messung und Verrechnung zwischen Netzbetreibern) zuständig. Mit den acht Übertragungsnetzen von VEAG, Preussen Elektra Netz GmbH & Co. KG, VEW ENERGIE AG, HEW AG, Bewag AG, EnBW Transportnetze AG, RWE Energie AG und Bayernwerk Netz GmbH wird das gesamte Bundesgebiet abgedeckt. Die Ortsnetze sind im Verantwortungsbereich der kommunalen EVUs. Für nicht öffentliche Netze z.B. das Bahnstromnetz (Gleichstromnetz) oder spezielle Industrienetze sind die jeweils zu versorgenden Betriebe zuständig.

9.2.1 Stromtransport

Um über einen Leiter möglichst viel Energie übertragen zu können, muss das Produkt aus Strom und Spannung (d.h. die Leistung oder die Energie pro Zeiteinheit) entsprechend hoch sein. Dies kann man erreichen, indem man entweder die Spannung oder den Strom

möglichst hoch wählt. Da aber die Verluste einer Übertragung proportional zu dem Quadrat des Stromes und linear mit dem Widerstand der Leitung ansteigen, ist eine wirtschaftliche Übertragung mit geringen Verlusten nur mit einem möglichst kleinen Strom durchführbar. Hierdurch hat sich eine Entwicklung der Stromübertragung zu immer höheren Spannungen ergeben. Derzeit dominieren weltweit zwei Spannungsformen: die Hochspannungsdrehstromübertragung (HDÜ) und die Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ). Neben den Übertragungsaufgaben erfüllt das Höchstspannungsnetz auch noch Verbundaufgaben, deren wesentlichste im Belastungsausgleich, der z.B. durch unvorhergesehene Stromabnahmen oder durch Kraftwerksstörungen erforderlich wird, besteht.

Das transformatorische Prinzip der Wechselstromtechnik ermöglicht es, auf eine sehr kostengünstige Art theoretisch beliebig hohe Spannungen zu erreichen. Wenn man drei gleich große, um jeweils 120° phasenverschobene Wechselspannungen zusammenschaltet, erhält man ein Dreiphasen- bzw. Drehstromsystem, bei dem in drei Leitern ein Strom fließt. Für den Stromtransport benötigt man nur drei Leiter und kann damit die dreifache Leistung gegenüber einem Wechselstromsystem (bzw. Einphasensystem mit zwei Leitern) übertragen. Durch die wirtschaftliche Erzeugung von hohen Spannungen und die Möglichkeit der dreifachen Leistungsübertragung erlangte die HDÜ-Technik eine weltweite Verbreitung.

Die HGÜ-Technik findet bei Energieübertragungen über große Entfernungen Verwendung, da die Investitionen einer Gleichstromleitung geringer sind als die einer Drehstromleitung. Die zusätzlichen Kosten für die Gleich- und Wechselrichterstationen werden ab einer bestimmten Übertragungsentfernung (ca. 500 km) kompensiert. Darüber hinaus wird die HGÜ bei längeren Stromkabelübertragungen und zur Kupplung asynchroner Netze eingesetzt.

9.2.2 Stromverteilung

Die Elektroenergieverteilung erfolgt über Hoch-, Mittel- und Niederspannungs-Drehstromverteilungen. Bestimmte Vorzugswerte für die Verteilspannungen (Tabelle 9.1), die sich nach Versorgungsgröße und Leistungsabnahme richten, haben zu einem einheitlichen System, das dem Übertragungssystem unterlagert ist, geführt. Die Einspeisungen in ein Verteilsystem können aus dem Übertragungsnetz oder durch Eigenerzeugung erfolgen. Bevorzugte Nennspannungen in der Energieverteilung sind in der Mittelspannungsebene 10 und 20 kV, für größere Gebiete oder höhere Leistungsentnahmen die 110 kV Hochspannungsebene und für die Niederspannungsversorgung in Haushalt und Industrie die 380 V Spannungsebene.

9.3 Zusammenstellung der elf Cross-Impact-Matrizen

Zur Dokumentation des Szenario-Prozesses sind in diesem Kapitel die elf Matrizen, aus denen die konsistenten Szenarien sowie die statistischen Auswertungen hervorgingen, dargestellt.

Cross-Impact-Matrix „Szenarien einer liberalisierten Stromversorgung“		Steuer-anteil an Preisen			Strompreis		Anbieter- struktur			Angebots- struktur		Gesetzgeb. REG/KWK		Gesetzgeb. CO ₂		Politik Stromeffiz.		Strom-Import		Privates Stromsparen		Ökostrom- nachfrage		Effizienz Industrie		
		-fallend	-gleichbleibend	-steigend	-steigend	-konst./ fallend	-lokale A. sink.	-gleichbleib.	-lokale A. steig.	-Strom	-Strom+EDL	-nat. Instrum.	-EU-harm. Ins.	-nat. Instrum.	-EU-harm. Ins.	-wenig Maßn.	-starke Maßn.	-niedr./gleich	-steigend	-gering	-stärker.	-gering	-steigend	-trendgem.	-forciert	
Steueranteil an Preisen	-fallend				-3	3	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	-2	2	0	0	1	-1	-1	1	2	-2	
	-gleichbleibend				1	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	1	-1	
	-steigend				3	-3	1	0	-1	-2	2	0	0	0	0	2	-2	0	0	-1	1	1	-1	-2	2	
Strompreis-Entwicklung	-steigend	2	1	-3						1	0	-1			0	0	0	0	-1	1	-1	1	1	-1	-2	2
	-konstant/leicht fallend	-2	-1	3						0	0	0			0	0	0	0	1	-1	1	-1	-1	1	2	-2
Anbieterstruktur (MA = Marktanteile)	-MA lokaler Akteure sinkend	0	0	0	1	-1				1	-1	0	0	0	0	0	0	-2	2	0	0	2	-2	0	0	
	-gleichbleibende Struktur	0	0	0	0	0				-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	-MA lokaler Akteure steigend	0	0	0	-1	1				-2	2	0	0	0	0	0	0	1	-1	0	0	-2	2	0	0	
Angebotsstruktur	-Produkt: Strom	0	0	0	1	-1	1	0	-1			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	-1	
	-Produkt: Strom und EDL	0	0	0	3	-3	-2	0	2			0	0	0	0	1	-1	1	-1	0	0	0	0	-3	3	
Umweltorientierte Gesetzgebung REG/KWK	-nationale Instrumente	-1	0	1	2	-2	-1	0	1	-1	1			1	-1	0	0	2	-2	0	0	-1	1	-1	1	
	-EU-harmonisierte Instrumente	0	0	0	1	-1	1	0	-1	-1	1			-1	1	0	0	-1	1	0	0	0	0	1	-1	
Umweltorientierte Gesetzgebung CO ₂	-nationale Instrumente	-1	0	1	2	-2	-1	0	1	-1	1	1	-1			-3	3	-2	2	-2	2	-2	2	-2	2	
	-EU-harmonisierte Instrumente	0	0	0	1	-1	1	0	-1	-1	1	-1	1			-1	1	-1	1	-1	1	-1	1	-1	1	
Energiepolitik mit Wirkung auf Stromeffizienz	-wenig Maßnahmen	-1	0	1	1	-1	0	0	0	-1	1	0	0	-1	1			1	-1	2	-2	1	-1	2	-2	
	-starke Maßnahmen	-2	-1	3	-1	1	0	0	0	-3	3	1	-1	2	-2			2	-2	-3	3	-2	2	-3	3	
Strom-Import	-Saldo niedrig/gleichbleibend	0	0	0	1	-1	-1	0	1	-1	1	0	0	0	0	0	0			1	-1	1	-1	1	-1	
	-Saldo steigend	-1	0	1	-3	3	3	-1	-2	1	-1	-1	1	-1	1	-1	1			2	-2	-2	2	2	-2	
Einsparverhalten im privaten Bereich	-weiterhin gering	-1	0	1	1	-1	0	0	0	0	0	0	0	-1	1	1	-1	1	-1			1	-1	0	0	
	-stärkere Einsparungen	1	0	-1	-1	1	1	0	-1	-1	1	0	0	1	-1	2	-2	2	-2			-1	1	0	0	
Ökostromnachfrage	-weiterhin gering	-1	0	1	1	-1	0	0	0	0	0	0	0	-1	1	1	-1	1	-1	0	0			0	0	
	-Nachfrage steigend	1	0	-1	-1	1	-1	0	1	-1	1	1	-1	1	-1	1	-1	2	-2	-1	1			0	0	
Effizienzsteigerung in der Industrie	-trendgemäße Entwicklung	-1	0	1	1	-1	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	-1	1	1	-1	0	0	0	0			
	-forcierte Entwicklung	1	0	-1	-1	1	1	0	-1	-3	3	1	-1	1	-1	2	-2	2	-2	-1	1	0	0			

Cross-Impact-Matrix „Szenarien einer liberalisierten Stromversorgung“ Bearbeiter: Bräuer		Steuer-anteil an Preisen			Strompreis		Anbieter- struktur			Angebots- struktur		Gesetzgeb. REG/KWK		Gesetzgeb. CO ₂		Politik Stromeffiz.		Strom-Import		Privates Stromsparen		Ökostrom- nachfrage		Effizienz Industrie	
		-fallend	-gleichbleibend	-steigend	-steigend	-konst./ fallend	-lokale A. sink.	-gleichbleib.	-lokale A. steig.	-Strom	-Strom+EDL	-nat. Instrum.	-EU-harm. Ins.	-nat. Instrum.	-EU-harm. Ins.	-wenig Maßn.	-starke Maßn.	-niedr./gleich	-steigend	-gering	-stärker.	-gering	-steigend	-trendgem.	-forciert
Steueranteil an Preisen	-fallend				-2	2	-1	0	1	-2	2	1	-1	2	-2	-1	1	1	-1	1	-1	0	0	0	0
	-gleichbleibend				-1	1	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	-1
	-steigend				2	-2	1	0	-1	0	0	-1	1	-2	2	2	-2	-2	2	-1	1	1	-1	2	-2
Strompreis-Entwicklung	-steigend	1	1	-2			-2	1	1	-2	2	-2	2	-2	2	2	-2	-2	2	-1	1	1	-1	-2	2
	-konstant/leicht fallend	-1	0	1			1	0	-1	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	-1
Anbieterstruktur (MA = Marktanteile)	-MA lokaler Akteure sinkend	1	0	-1	1	-1				1	-1	-1	1	-1	1	1	-1	-2	2	1	-1	1	-1	1	-1
	-gleichbleibende Struktur	-1	0	1	0	0				-1	1	0	0	0	0	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0
	-MA lokaler Akteure steigend	-2	1	1	-1	1				-2	2	2	-2	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	0
Angebotsstruktur	-Produkt: Strom	0	0	0	-1	1	1	0	-1			0	0	0	0	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0
	-Produkt: Strom und EDL	0	0	0	1	-1	-1	-1	2			0	0	0	0	1	-1	1	-1	-1	1	-1	1	-1	1
Umweltorientierte Gesetzgebung REG/KWK	-nationale Instrumente	2	0	-2	2	-2	-1	1	0	0	0			-2	2	2	-2	0	0	1	-1	2	-2	-1	1
	-EU-harmonisierte Instrumente	-1	1	0	1	-1	1	0	-1	0	0			-1	1	1	-1	-1	1	0	0	-1	1	0	0
Umweltorientierte Gesetzgebung CO ₂	-nationale Instrumente	-2	-1	3	1	-1	0	1	-1	0	0	-2	2			1	-1	-1	1	0	0	1	-1	-1	1
	-EU-harmonisierte Instrumente	-1	1	0	1	-1	-1	1	0	0	0	-1	1			0	0	0	0	0	0	0	0	-1	1
Energiepolitik mit Wirkung auf Stromeffizienz	-wenig Maßnahmen	-1	0	1	0	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0			0	0	0	0	0	0	2	-2
	-starke Maßnahmen	1	1	-2	-2	2	-1	0	1	-3	3	0	0	-1	1			2	-2	2	-2	1	-1	-2	2
Strom-Import	-Saldo niedrig/gleichbleibend	-1	0	1	0	0	-1	1	0	-1	1	0	0	0	0	0	0			0	0	0	0	0	0
	-Saldo steigend	2	0	-2	-2	2	2	-1	-1	-2	2	-2	2	-2	2	0	0			0	0	0	0	1	-1
Einsparverhalten im privaten Bereich	-weiterhin gering	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			0	0	0	0
	-stärkere Einsparungen	0	1	-1	-1	1	-1	1	0	-2	2	0	0	-1	1	2	-2	1	-1			0	0	0	0
Ökostromnachfrage	-weiterhin gering	-1	1	0	0	0	1	0	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	-1			0	0
	-Nachfrage steigend	0	1	-1	2	-2	-1	0	1	0	0	-1	1	0	0	1	-1	1	-1	-2	2			0	0
Effizienzsteigerung in der Industrie	-trendgemäße Entwicklung	-1	1	0	0	0	0	0	0	-1	1	0	0	0	0	1	-1	-1	1	1	-1	0	0		
	-forcierte Entwicklung	1	1	-2	-2	2	0	1	-1	-2	2	0	0	-1	1	2	-2	2	-2	-1	1	0	0		

Cross-Impact-Matrix „Szenarien einer liberalisierten Stromversorgung“		Steuer-anteil an Preisen			Strompreis		Anbieter- struktur			Angebots- struktur		Gesetzgeb. REG/KWK		Gesetzgeb. CO ₂		Politik Stromeffiz.		Strom-Import		Privates Stromsparen		Ökostrom- nachfrage		Effizienz Industrie	
		-fallend	-gleichbleibend	-steigend	-steigend	-konst./ fallend	-lokale A. sink.	-gleichbleib.	-lokale A. steig.	-Strom	-Strom+EDL	-nat. Instrum.	-EU-harm. Ins.	-nat. Instrum.	-EU-harm. Ins.	-wenig Maßn.	-starke Maßn.	-niedr./gleich	-steigend	-gering	-stärker.	-gering	-steigend	-trendgem.	-forciert
Steueranteil an Preisen	-fallend				-1	1	0	0	0	1	-1	0	0	-1	1	1	-1	-2	2	1	-1	0	0	0	0
	-gleichbleibend				1	-1	0	0	0	-1	1	1	-1	0	0	0	0	-1	1	1	-1	0	0	0	0
	-steigend				2	-2	0	0	0	-2	2	2	-2	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	-1	1
Strompreis-Entwicklung	-steigend	-1	1	0			-1	0	1	-1	1	1	-1	1	-1	1	-1	-2	2	1	-1	-1	1	-1	1
	-konstant/leicht fallend	-2	0	2			1	0	-1	1	-1	2	-2	2	-2	-2	2	-1	1	1	-1	0	0	0	0
Anbieterstruktur (MA = Marktanteile)	-MA lokaler Akteure sinkend	-1	1	0	2	-2				0	0	-1	1	-2	2	-2	2	-1	1	0	0	0	0	0	0
	-gleichbleibende Struktur	-1	1	0	1	-1				-1	1	1	-1	-1	1	-1	1	-1	1	0	0	0	0	0	0
	-MA lokaler Akteure steigend	-1	1	0	3	-3				-2	2	2	-2	0	0	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0
Angebotsstruktur	-Produkt: Strom	0	0	0	0	0	0	1	-1			-1	1	-1	1	-2	2	-2	2	0	0	0	0	0	0
	-Produkt: Strom und EDL	0	0	0	1	-1	-1	0	1			1	-1	-1	1	-1	1	-1	1	-1	1	-1	1	-1	1
Umweltorientierte Gesetzgebung REG/KWK	-nationale Instrumente	-3	1	2	2	-2	-1	1	0	0	0			-1	-2	-2	2	-2	2	0	0	-2	2	0	0
	-EU-harmonisierte Instrumente	1	0	-1	1	-1	-1	1	0	1	-1			1	-1	-1	1	-1	1	0	0	-2	2	0	0
Umweltorientierte Gesetzgebung CO ₂	-nationale Instrumente	1	0	-1	-1	1	0	1	-1	-1	1	-2	-1			1	-1	-1	1	-1	1	-1	1	-1	1
	-EU-harmonisierte Instrumente	2	1	-3	-2	2	2	0	-2	-2	2	1	-1			2	-2	-1	1	-1	1	-1	1	-1	1
Energiepolitik mit Wirkung auf Stromeffizienz	-wenig Maßnahmen	1	0	-1	-1	1	0	0	0	1	-1	1	1	1	1			0	0	1	-1	1	-1	0	0
	-starke Maßnahmen	-1	0	1	2	-2	0	0	0	-1	1	-2	-2	-2	-2			0	0	-1	1	-1	1	-1	1
Strom-Import	-Saldo niedrig/gleichbleibend	-1	0	1	1	-1	0	0	0	0	0	1	-1	1	-1	0	0			0	0	0	0	0	0
	-Saldo steigend	-2	1	1	-1	1	1	0	-1	1	-1	-1	1	-1	1	-1	1			0	0	0	0	0	0
Einsparverhalten im privaten Bereich	-weiterhin gering	-1	0	1	1	-1	0	0	0	-1	1	1	-1	1	-1	-1	1	0	0			1	-1	1	-1
	-stärkere Einsparungen	-1	0	1	0	0	0	0	0	-1	1	0	0	0	0	1	-1	0	0			-1	1	-1	1
Ökostromnachfrage	-weiterhin gering	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	-1	1	-1	-1	1	0	0	1	-1			1	-1
	-Nachfrage steigend	0	0	0	1	-1	-1	0	1	1	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	1			-1	1
Effizienzsteigerung in der Industrie	-trendgemäße Entwicklung	-1	0	1	1	-1	0	0	0	-1	1	1	-1	1	-1	-1	1	0	0	1	-1	1	-1		
	-forcierte Entwicklung	-1	0	1	0	0	0	0	0	-1	1	0	0	0	0	1	-1	0	0	1	-1	-1	1		

Cross-Impact-Matrix „Szenarien einer liberalisierten Stromversorgung“		Steuer-anteil an Preisen			Strompreis		Anbieter- struktur			Angebots- struktur		Gesetzgeb. REG/KWK		Gesetzgeb. CO ₂		Politik Stromeffiz.		Strom-Import		Privates Stromsparen		Ökostrom- nachfrage		Effizienz Industrie		
		-fallend	-gleichbleibend	-steigend	-steigend	-konst./ fallend	-lokale A. sink.	-gleichbleib.	-lokale A. steig.	-Strom	-Strom+EDL	-nat. Instrum.	-EU-harm. Ins.	-nat. Instrum.	-EU-harm. Ins.	-wenig Maßn.	-starke Maßn.	-niedr./gleich	-steigend	-gering	-stärker.	-gering	-steigend	-trendgem.	-forciert	
Steueranteil an Preisen		-fallend			2	2	2	0	-2	-3	3	-2	2	-2	2	-2	-3	3	3	-3	2	-2	3	-3		
		-gleichbleibend			1	-1	2	-1	-1	-1	1	-1	1	-1	1	-1	1	3	-3	1	-1	1	-1	2	-2	
		-steigend			2	-2	-1	0	1	1	-1	2	-2	2	-2	-3	3	2	-2	-3	3	-2	2	-2	2	
Strompreis-Entwicklung		-steigend	1	1	-2					2	-2	1	-1	1	-1	-1	3	3	1	-1	-1	1	2	-2	-1	1
		-konstant/leicht fallend	-1	0	1			-1	0	1	2	2	-1	1	-1	1	2	-2	-1	1	3	-3	-1	1	3	-3
Anbieterstruktur (MA = Marktanteile)		-MA lokaler Akteure sinkend	0	0	0	2	-2			1	-1	-1	1	-1	1	0	0	-2	2	1	-1	2	-2	1	-1	
		-gleichbleibende Struktur	0	0	0	1	-1			-1	1	0	0	0	0	0	0	-1	1	2	-2	1	-1	2	-2	
		-MA lokaler Akteure steigend	0	0	0	-1	1			-2	2	1	-1	2	-2	0	0	1	-1	-1	1	-1	1	-1	1	-1
Angebotsstruktur		-Produkt: Strom	0	0	0	-1	1	2	-1	-1			0	0	0	0	-1	1	2	-2	2	-2	2	-2		
		-Produkt: Strom und EDL	0	0	0	1	-1	-1	-1	2			0	0	0	0	1	-1	1	-1	1	-1	1	-1	-1	1
Umweltorientierte Gesetzgebung REG/KWK		-nationale Instrumente	-2	0	2	2	-2	-1	-1	2	0	0			-1	1	2	-2	-1	1	-1	1	-1	1	-1	1
		-EU-harmonisierte Instrumente	-1	1	0	1	-1	2	0	-2	0	0			-1	1	1	-1	-1	1	2	-2	1	-1	2	-2
Umweltorientierte Gesetzgebung CO ₂		-nationale Instrumente	-1	-1	2	2	-2	-1	-1	2	0	0	1	-1			-1	1	1	-1	-2	2	-1	1	-1	1
		-EU-harmonisierte Instrumente	0	1	-1	1	-1	-1	0	1	0	0	-2	2			1	-1	1	-1	0	0	0	0	-1	1
Energiepolitik mit Wirkung auf Stromeffizienz		-wenig Maßnahmen	-1	0	1	1	-1	0	0	0	1	-1	0	0	0	0			-1	1	2	-2	1	-1	3	-3
		-starke Maßnahmen	-2	0	2	2	-2	-1	0	1	-3	3	0	0	-1	1			2	-2	-3	3	1	-1	-3	3
Strom-Import		-Saldo niedrig/gleichbleibend	-1	0	1	1	-1	-1	1	0	-1	1	0	0	0	0			1	-1	1	-1	0	0	0	0
		-Saldo steigend	2	0	-2	-2	2	2	-1	-1	1	-1	-1	1	-2	2	0	0	2	-2	2	-2	2	-2	1	-1
Einsparverhalten im privaten Bereich		-weiterhin gering	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		-stärkere Einsparungen	1	0	-1	1	-1	1	0	-1	-2	2	0	0	-1	1	-1	1	2	-2			-1	1	0	0
Ökostromnachfrage		-weiterhin gering	-1	1	0	0	0	2	0	-2	-1	1	0	0	1	-1	1	-1	2	-2					2	-2
		-Nachfrage steigend	0	1	-1	1	-1	-1	0	1	1	-1	0	0	0	0	-1	1	-1	1	-1	1	-1	1	-1	1
Effizienzsteigerung in der Industrie		-trendgemäße Entwicklung	-1	2	-1	0	0	1	0	-1	-1	1	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
		-forcierte Entwicklung	0	1	-1	-1	1	2	-1	-1	-3	3	0	0	0	0	2	-2	2	-2	0	0	0	0	0	0

Cross-Impact-Matrix „Szenarien einer liberalisierten Stromversorgung“ Bearbeiter: Leprich		Steuer-anteil an Preisen			Strompreis		Anbieter- struktur			Angebots- struktur		Gesetzgeb. REG/KWK		Gesetzgeb. CO ₂		Politik Stromeffiz.		Strom-Import		Privates Stromsparen		Ökostrom- nachfrage		Effizienz Industrie	
		-fallend	-gleichbleibend	-steigend	-steigend	-konst./ fallend	-lokale A. sink.	-gleichbleib.	-lokale A. steig.	-Strom	-Strom+EDL	-nat. Instrum.	-EU-harm. Ins.	-nat. Instrum.	-EU-harm. Ins.	-wenig Maßn.	-starke Maßn.	-niedr./gleich	-steigend	-gering	-stärker.	-gering	-steigend	-trendgem.	-forciert
Steueranteil an Preisen	-fallend				-2	2	1	0	-1	1	-1	-1	1	-1	1	1	-1	0	0	2	-2	2	-2	1	-1
	-gleichbleibend				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	-steigend				2	-2	-1	0	1	-1	1	1	-1	1	-1	-1	1	0	0	-2	2	-2	2	-3	3
Strompreis-Entwicklung	-steigend	1	0	-1			-1	0	1	-1	1	-1	1	-1	1	1	-1	-1	1	-1	1	-1	1	-3	3
	-konstant/leicht fallend	-1	-1	2			1	0	-1	1	-1	1	-1	1	-1	-1	1	1	-1	1	-1	1	-1	1	-1
Anbieterstruktur (MA = Marktanteile)	-MA lokaler Akteure sinkend	0	0	0	0	0				1	-1	2	-2	2	-2	-1	1	-1	1	1	-1	1	-1	0	0
	-gleichbleibende Struktur	0	0	0	0	0				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	-MA lokaler Akteure steigend	0	0	0	0	0				-1	1	-1	1	-1	1	1	-1	1	-1	-1	1	-2	2	0	0
Angebotsstruktur	-Produkt: Strom	0	0	0	0	0	1	0	-1			1	-1	1	-1	-1	1	0	0	2	-2	1	-1	1	-1
	-Produkt: Strom und EDL	-1	0	1	2	-2	-2	0	2			-1	1	-1	1	2	-2	0	0	-3	3	-2	2	-2	2
Umweltorientierte Gesetzgebung REG/KWK	-nationale Instrumente	-2	0	2	1	-1	-1	-1	2	-1	1			-1	1	1	-1	0	0	-1	1	1	-1	0	0
	-EU-harmonisierte Instrumente	-1	0	1	1	-1	0	1	-1	0	0			1	-1	-1	1	0	0	0	0	1	-1	0	0
Umweltorientierte Gesetzgebung CO ₂	-nationale Instrumente	-2	-1	3	2	-2	-1	0	1	-1	1	-1	1			1	-1	0	0	-1	1	-1	1	-1	1
	-EU-harmonisierte Instrumente	-1	0	1	1	-1	0	0	0	-1	1	1	-1			-1	1	0	0	-1	1	-1	1	-1	1
Energiepolitik mit Wirkung auf Stromeffizienz	-wenig Maßnahmen	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	2	-2	2	-2			0	0	1	-1	1	-1	1	-1
	-starke Maßnahmen	-1	0	1	2	-2	-1	0	1	-3	3	-1	1	-2	2			0	0	-3	3	-1	1	-3	3
Strom-Import	-Saldo niedrig/gleichbleibend	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			0	0	0	0	0	0
	-Saldo steigend	0	0	0	-1	1	2	0	-2	1	-1	1	-1	-1	1	-1	1			1	-1	1	-1	1	-1
Einsparverhalten im privaten Bereich	-weiterhin gering	-2	1	1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0					0	0
	-stärkere Einsparungen	-1	1	0	1	-1	0	0	0	-1	1	0	0	-1	1	2	-2	0	0			-1	1	0	0
Ökostromnachfrage	-weiterhin gering	-1	0	1	-1	1	0	0	0	0	0	1	-1	1	-1	-1	1	0	0	1	-1			0	0
	-Nachfrage steigend	0	1	-1	-1	1	-1	-1	2	-1	1	-1	1	-1	1	1	-1	0	0	-1	1			0	0
Effizienzsteigerung in der Industrie	-trendgemäße Entwicklung	-1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
	-forcierte Entwicklung	1	0	-1	1	-1	0	0	0	-1	1	0	0	-1	1	2	-2	0	0	0	0	0	0	0	0

Cross-Impact-Matrix „Szenarien einer liberalisierten Stromversorgung“ Bearbeiter: Menges		Steuer-anteil an Preisen			Strompreis		Anbieter- struktur			Angebots- struktur		Gesetzgeb. REG/KWK		Gesetzgeb. CO ₂		Politik Stromeffiz.		Strom-Import		Privates Stromsparen		Ökostrom- nachfrage		Effizienz Industrie	
		-fallend	-gleichbleibend	-steigend	-steigend	-konst./ fallend	-lokale A. sink.	-gleichbleib.	-lokale A. steig.	-Strom	-Strom+EDL	-nat. Instrum.	-EU-harm. Ins.	-nat. Instrum.	-EU-harm. Ins.	-wenig Maßn.	-starke Maßn.	-niedr./gleich	-steigend	-gering	-stärker.	-gering	-steigend	-trendgem.	-forciert
Steueranteil an Preisen	-fallend				-3	3	1	0	-1	0	0	0	0	0	0	-1	1	2	-2	1	-1	1	-1	1	-1
	-gleichbleibend				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	1	1	-1	1	-1	1	-1
	-steigend				3	-3	-1	0	1	0	0	0	0	0	0	1	-1	-2	2	-1	1	-1	1	-1	1
Strompreis-Entwicklung	-steigend	1	0	-1			-1	0	1	-1	1	-1	1	-1	1	1	-1	-2	2	-1	1	-1	1	-1	1
	-konstant/leicht fallend	-1	0	1			1	0	-1	1	-1	1	-1	1	-1	-1	1	2	-2	1	-1	1	-1	1	-1
Anbieterstruktur (MA = Marktanteile)	-MA lokaler Akteure sinkend	0	0	0	0	0				1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	-1	0	0
	-gleichbleibende Struktur	0	0	0	0	0				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	-MA lokaler Akteure steigend	0	0	0	0	0				-2	2	1	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	1	0	0
Angebotsstruktur	-Produkt: Strom	0	0	0	-1	1	1	0	-1			0	0	0	0	-1	1	0	0	1	-1	0	0	1	-1
	-Produkt: Strom und EDL	0	0	0	1	-1	-1	0	1			0	0	0	0	1	-1	0	0	-1	1	0	0	-1	1
Umweltorientierte Gesetzgebung REG/KWK	-nationale Instrumente	-1	0	1	0	0	0	0	0	0	0			2	-2	0	0	0	0	0	0	2	-2	0	0
	-EU-harmonisierte Instrumente	0	0	0	-1	1	0	0	0	0	0			-2	2	0	0	0	0	0	0	-2	2	0	0
Umweltorientierte Gesetzgebung CO ₂	-nationale Instrumente	-2	0	2	1	-1	0	0	0	0	0	2	-2			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	-EU-harmonisierte Instrumente	-1	0	1	1	-1	0	0	0	0	0	-2	2			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Energiepolitik mit Wirkung auf Stromeffizienz	-wenig Maßnahmen	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			0	0	0	0	0	0	0	0
	-starke Maßnahmen	-2	0	2	1	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0			0	0	-1	1	0	0	0	0
Strom-Import	-Saldo niedrig/gleichbleibend	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			0	0	0	0	0	0
	-Saldo steigend	0	0	0	0	0	1	0	-1	0	0	-1	1	-1	1	0	0			0	0	0	0	0	0
Einsparverhalten im privaten Bereich	-weiterhin gering	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			0	0	1	-1
	-stärkere Einsparungen	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	-2	0	0			0	0	-1	1
Ökostromnachfrage	-weiterhin gering	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	0	0	0			0	0
	-Nachfrage steigend	0	0	0	0	0	-1	0	1	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0			0	0
Effizienzsteigerung in der Industrie	-trendgemäße Entwicklung	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	-forcierte Entwicklung	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	0		

Cross-Impact-Matrix „Szenarien einer liberalisierten Stromversorgung“ Bearbeiter: Schade		Steuer-anteil an Preisen			Strompreis		Anbieter- struktur			Angebots- struktur		Gesetzgeb. REG/KWK		Gesetzgeb. CO ₂		Politik Stromeffiz.		Strom-Import		Privates Stromsparen		Ökostrom- nachfrage		Effizienz Industrie	
		-fallend	-gleichbleibend	-steigend	-steigend	-konst./ fallend	-lokale A. sink.	-gleichbleib.	-lokale A. steig.	-Strom	-Strom+EDL	-nat. Instrum.	-EU-harm. Ins.	-nat. Instrum.	-EU-harm. Ins.	-wenig Maßn.	-starke Maßn.	-niedr./gleich	-steigend	-gering	-stärker.	-gering	-steigend	-trendgem.	-forciert
Steueranteil an Preisen	-fallend				-2	2	-1	-1	2	2	-2	0	0	0	0	-2	2	0	0	0	0	0	0	0	0
	-gleichbleibend				-1	1	0	0	0	-2	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	-steigend				2	-2	1	1	-2	-3	3	0	0	0	0	2	-2	0	0	0	0	0	0	0	0
Strompreis-Entwicklung	-steigend	2	1	-3			-2	1	1	1	-1	0	0	0	0	3	-3	-1	1	-3	3	0	0	-3	3
	-konstant/leicht fallend	-3	1	3			2	1	-3	-3	3	0	0	0	0	-2	2	1	-1	3	-3	0	0	3	-3
Anbieterstruktur (MA = Marktanteile)	-MA lokaler Akteure sinkend	0	0	0	1	-1				3	-3	0	0	1	-1	0	0	-1	1	0	0	2	-2	0	0
	-gleichbleibende Struktur	0	0	0	-1	1				-1	1	0	0	-1	1	0	0	-1	1	0	0	-1	1	0	0
	-MA lokaler Akteure steigend	0	0	0	-1	1				-3	3	0	0	-1	1	0	0	2	-2	0	0	-2	2	0	0
Angebotsstruktur	-Produkt: Strom	0	0	0	-2	2	2	1	-3			0	0	0	0	-2	2	0	0	2	-2	1	-1	0	0
	-Produkt: Strom und EDL	0	0	0	1	-1	-1	-1	2			0	0	0	0	2	-2	0	0	-3	3	-1	1	0	0
Umweltorientierte Gesetzgebung REG/KWK	-nationale Instrumente	-2	-1	3	3	-3	-2	-1	3	-1	1			1	-1	-2	2	-2	2	0	0	-1	1	0	0
	-EU-harmonisierte Instrumente	-2	-1	3	1	-1	3	-1	-2	-1	1			-1	1	3	-3	2	-2	0	0	1	-1	0	0
Umweltorientierte Gesetzgebung CO ₂	-nationale Instrumente	-2	-1	3	3	-3	-2	1	1	0	0	1	-1			-1	1	0	0	-1	1	-1	1	-2	2
	-EU-harmonisierte Instrumente	-1	-1	2	2	-2	-1	2	-1	0	0	-1	1			1	-1	0	0	1	-1	1	-1	-2	2
Energiepolitik mit Wirkung auf Stromeffizienz	-wenig Maßnahmen	0	0	0	-3	3	0	0	0	3	-3	-1	1	-1	1			0	0	3	-3	0	0	3	-3
	-starke Maßnahmen	0	0	0	3	-3	0	0	0	-2	2	2	-2	2	-2			0	0	-3	3	0	0	-3	3
Strom-Import	-Saldo niedrig/gleichbleibend	0	0	0	2	-2	-1	2	-1	-2	2	0	0	0	0	1	-1			0	0	-1	1	-1	1
	-Saldo steigend	0	0	0	-2	2	2	1	-3	2	-2	0	0	0	0	-1	1			0	0	2	-2	1	-1
Einsparverhalten im privaten Bereich	-weiterhin gering	0	0	0	2	-2	3	-1	-2	2	-2	0	0	2	-2	-2	2	-2	2			-1	1	0	0
	-stärkere Einsparungen	0	0	0	-3	3	2	1	-3	-3	3	0	0	-2	2	3	-3	2	-2			3	-3	0	0
Ökostromnachfrage	-weiterhin gering	0	0	0	-2	2	2	1	-3	-1	1	0	0	0	0	0	0	-1	1	0	0			0	0
	-Nachfrage steigend	0	0	0	2	-2	-3	1	2	1	-1	0	0	0	0	0	0	1	-1	0	0			0	0
Effizienzsteigerung in der Industrie	-trendgemäße Entwicklung	0	0	0	2	-2	-1	-1	2	1	-1	-1	1	-1	1	-2	2	-2	2	0	0	0	0		
	-forcierte Entwicklung	0	0	0	-3	3	3	-1	-2	-2	2	2	-2	1	-1	3	-3	3	-3	0	0	0	0		

Cross-Impact-Matrix „Szenarien einer liberalisierten Stromversorgung“		Steuer-anteil an Preisen			Strompreis		Anbieter- struktur			Angebots- struktur		Gesetzgeb. REG/KWK		Gesetzgeb. CO ₂		Politik Stromeffiz.		Strom-Import		Privates Stromsparen		Ökostrom- nachfrage		Effizienz Industrie	
		-fallend	-gleichbleibend	-steigend	-steigend	-konst./ fallend	-lokale A. sink.	-gleichbleib.	-lokale A. steig.	-Strom	-Strom+EDL	-nat. Instrum.	-EU-harm. Ins.	-nat. Instrum.	-EU-harm. Ins.	-wenig Maßn.	-starke Maßn.	-niedr./gleich	-steigend	-gering	-stärker.	-gering	-steigend	-trendgem.	-forciert
Steueranteil an Preisen	-fallend				-1	1	1	0	-1	0	0	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	0	1	-1
	-gleichbleibend				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	-steigend				1	-1	-1	0	1	0	0	0	0	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	-1	1
Strompreis-Entwicklung	-steigend	1	0	-1			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-2	2
	-konstant/leicht fallend	0	0	0			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	-1
Anbieterstruktur (MA = Marktanteile)	-MA lokaler Akteure sinkend	0	0	0	0	0				1	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	-gleichbleibende Struktur	0	0	0	0	0				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	-MA lokaler Akteure steigend	0	0	0	0	0				-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Angebotsstruktur	-Produkt: Strom	0	0	0	0	0	0	0	0			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	-Produkt: Strom und EDL	0	0	0	0	0	0	0	0			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Umweltorientierte Gesetzgebung REG/KWK	-nationale Instrumente	-1	0	1	1	-1	0	0	0	0	0			0	0	0	0	-2	2	0	0	0	0	-1	1
	-EU-harmonisierte Instrumente	-1	0	1	2	-2	1	0	-1	0	0			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Umweltorientierte Gesetzgebung CO ₂	-nationale Instrumente	-1	0	1	1	-1	0	0	0	0	0	0	0			0	0	-2	2	0	0	0	0	-1	1
	-EU-harmonisierte Instrumente	-1	0	1	2	-2	0	0	0	0	0	0	0			0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0
Energiepolitik mit Wirkung auf Stromeffizienz	-wenig Maßnahmen	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			0	0	0	0	0	0	0	0
	-starke Maßnahmen	-1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			1	-1	0	0	0	0	-2	2
Strom-Import	-Saldo niedrig/gleichbleibend	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			0	0	0	0	0	0
	-Saldo steigend	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			0	0	0	0	0	0
Einsparverhalten im privaten Bereich	-weiterhin gering	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			0	0	0	0
	-stärkere Einsparungen	0	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	-1	1	0	0	1	-1	0	0			0	0	0	0
Ökostromnachfrage	-weiterhin gering	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			0	0
	-Nachfrage steigend	1	0	-1	0	0	0	0	0	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0			0	0
Effizienzsteigerung in der Industrie	-trendgemäße Entwicklung	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	-forcierte Entwicklung	0	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	-1	1	0	0	1	-1	1	-1	0	0	0	0	0	0

Cross-Impact-Matrix „Szenarien einer liberalisierten Stromversorgung“ Bearbeiter: Thomas		Steuer-anteil an Preisen			Strompreis		Anbieter- struktur			Angebots- struktur		Gesetzgeb. REG/KWK		Gesetzgeb. CO ₂		Politik Stromeffiz.		Strom-Import		Privates Stromsparen		Ökostrom- nachfrage		Effizienz Industrie	
		-fallend	-gleichbleibend	-steigend	-steigend	-konst./ fallend	-lokale A. sink.	-gleichbleib.	-lokale A. steig.	-Strom	-Strom+EDL	-nat. Instrum.	-EU-harm. Ins.	-nat. Instrum.	-EU-harm. Ins.	-wenig Maßn.	-starke Maßn.	-niedr./gleich	-steigend	-gering	-stärker.	-gering	-steigend	-trendgem.	-forciert
Steueranteil an Preisen	-fallend				-2	2	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	-1	1	-1	1	-1
	-gleichbleibend				-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	-steigend				1	-1	0	0	0	-1	1	0	0	0	0	1	-1	0	0	-1	1	-1	1	-1	1
Strompreis-Entwicklung	-steigend	1	0	-1			-2	1	1	-1	1	0	0	0	0	0	0	-2	2	-1	1	-1	1	-1	1
	-konstant/leicht fallend	0	0	0			1	0	-1	1	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Anbieterstruktur (MA = Marktanteile)	-MA lokaler Akteure sinkend	0	0	0	2	-2				1	-1	-2	2	-3	3	2	-2	-2	2	0	0	0	0	0	0
	-gleichbleibende Struktur	0	0	0	0	0				0	0	0	0	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	0
	-MA lokaler Akteure steigend	0	0	0	-1	1				-1	1	1	-1	1	-1	-1	1	2	-2	0	0	-1	1	0	0
Angebotsstruktur	-Produkt: Strom	0	0	0	0	0	2	-1	-1			-2	2	-2	2	1	-1	-1	1	1	-1	1	-1	1	-1
	-Produkt: Strom und EDL	0	0	0	0	0	-2	1	1			2	-2	1	-1	-1	1	1	-1	-1	1	-1	1	-1	1
Umweltorientierte Gesetzgebung REG/KWK	-nationale Instrumente	1	0	-1	0	0	-3	1	2	-2	2			3	-3	0	0	3	-3	0	0	1	-1	0	0
	-EU-harmonisierte Instrumente	1	0	-1	0	0	3	-1	-2	2	-2			-3	3	0	0	-3	3	0	0	-1	1	0	0
Umweltorientierte Gesetzgebung CO ₂	-nationale Instrumente	0	0	0	0	0	-1	0	1	-2	2	3	-3			-2	2	1	-1	-1	1	0	0	-1	1
	-EU-harmonisierte Instrumente	1	1	-2	0	0	2	-1	-1	-1	1	-3	3			3	-3	0	0	0	0	0	0	0	0
Energiepolitik mit Wirkung auf Stromeffizienz	-wenig Maßnahmen	0	0	0	0	0	0	0	0	2	-2	0	0	0	0			0	0	2	-2	0	0	2	-2
	-starke Maßnahmen	-1	0	1	0	0	-2	1	1	-3	3	0	0	2	-2			3	-3	-2	2	0	0	-2	2
Strom-Import	-Saldo niedrig/gleichbleibend	0	0	0	1	-1	-1	0	1	0	0	1	-1	0	0	0	0			0	0	0	0	0	0
	-Saldo steigend	0	0	0	-1	1	2	-1	-1	0	0	-1	1	-1	1	0	0			0	0	0	0	0	0
Einsparverhalten im privaten Bereich	-weiterhin gering	1	0	-1	1	-1	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	-2	2	0	0			0	0	0	0
	-stärkere Einsparungen	-1	0	1	-2	2	-1	0	1	-1	1	0	0	0	0	1	-1	3	-3			-1	1	-1	1
Ökostromnachfrage	-weiterhin gering	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			0	0
	-Nachfrage steigend	0	0	0	0	0	-1	0	1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	1	0	0
Effizienzsteigerung in der Industrie	-trendgemäße Entwicklung	1	0	-1	1	-1	0	0	0	1	-1	0	0	1	-1	-2	2	0	0	0	0	0	0	0	0
	-forcierte Entwicklung	-1	0	1	-2	2	-1	0	1	-1	1	0	0	-3	3	3	-3	3	-3	0	0	-1	1		

