

Anforderungen an die „Unternehmenslandschaft“ zur volkswirtschaftlich bestmöglichen Bewältigung der derzeitigen und zukünftigen Aufgaben im Strom- und Gasmarkt -
Brauchen wir eine Re-Kommunalisierung der Energiewirtschaft?

Abschlussbericht

Autoren:

Dr. habil. Christian Growitsch
Christine Müller
Dr. Ferdinand Pavel
Alexander Plum
Marvin Süße
Matthias Wissner

WIK-Consult GmbH
Rhöndorfer Str. 68
53604 Bad Honnef

Stand: 21. Oktober 2010

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	II
Tabellenverzeichnis	III
Tabellenverzeichnis	III
1 Einleitung	1
2 Entwicklung einer optimalen Unternehmenslandschaft für ein zukünftiges Energiesystem in Deutschland	3
2.1 Einführung	3
2.2 Definition eines energiewirtschaftlichen Leitbildes	4
2.3 Ableitung von ökonomischen Funktionen vor dem Hintergrund des Leitbilds	24
2.4 Definition der optimalen Unternehmenslandschaft	26
2.5 Zwischenergebnis: optimale Unternehmenslandschaft	45
3 Struktur und Organisation der Energiewirtschaft im internationalen Vergleich	46
3.1 Die deutsche Energiewirtschaft	47
3.2 Energiewirtschaft in ausgewählten europäischen Nachbarländern und US-Bundesstaaten	61
3.3 Exkurs: Der deutsche Wassersektor als Beispiel für eine kleinteilig-kommunal organisierte Netzinfrastruktur	79
4 Bewertung der Folgen eines Abweichens vom energiewirtschaftlichen Leitbild	83
4.1 Analyseansatz	83
4.2 Re-Kommunalisierung	85
4.3 Dezentralisierung	93
4.4 Re-Kommunalisierung und Dezentralisierung	98
4.5 Zwischenfazit	101
5 Ordnungspolitischer Anpassungsbedarf	103
6 Schlussfolgerungen und Fazit	106
Literaturverzeichnis	108
Anhang	119

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1:	Vorgehensweise zur Entwicklung einer optimalen Unternehmenslandschaft	3
Abbildung 2-2:	Rangfolge der Stromgestehungskosten neuer Kraftwerke im Jahr 2050 bei niedrigem und hohem Brennstoffpreis (7.000 Volllaststunden bei fossilen Energieträgern) – BMU-Szenario	7
Abbildung 2-3:	Rangfolge der Stromgestehungskosten neuer Kraftwerke im Jahr 2050 bei niedrigem und hohem Brennstoffpreis (5.000 Volllaststunden bei fossilen Energieträgern) – BMU-Szenario	8
Abbildung 2-4:	Rangfolge der Stromgestehungskosten neuer Kraftwerke im Jahr 2050 bei niedrigem und hohem Brennstoffpreis (7.000 Volllaststunden bei fossilen Energieträgern) – BMU-Szenario mit veränderten Brennstoffpreisen	10
Abbildung 2-5:	Rangfolge der Stromgestehungskosten neuer Kraftwerke im Jahr 2050 bei niedrigem und hohem Brennstoffpreis (5.000 Volllaststunden bei fossilen Energieträgern) – BMU-Szenario mit veränderten Brennstoffpreisen	11
Abbildung 2-6:	Stromgestehungskosten neuer Kraftwerke in Deutschland 2010 (5% Diskontrate)	12
Abbildung 2-7:	Stromgestehungskosten neuer Kraftwerke in Deutschland 2010 (10% Diskontrate)	13
Abbildung 2-8:	Angenommene Kostenentwicklungen für die verschiedenen Technologien zur Nutzung regenerativer Energiequellen bis 2050	14
Abbildung 2-9:	Beispiel für die Reduktion der Kapitalkosten bei der Erhöhung der Produktionseinheiten	30
Abbildung 3-1:	Wertschöpfungskette im Energiemarkt	47
Abbildung 3-2:	Energiemix in der Stromerzeugung (2009)	48
Abbildung 3-3:	Unternehmensgröße nach Eigentumsform von Verteilnetzbetreibern (Strom)	51
Abbildung 3-4:	Internationaler Vergleich von Anzahl an Verteilnetzbetreibern und Netznutzungsentgelten	78
Abbildung 3-5:	Trinkwasserpreise, Unternehmensgröße und Eigentümerschaft im internationalen Vergleich	82
Abbildung 4-1:	Vorgehensweise zur Ableitung von Unternehmenslandschaft und Zielvariablen im Rahmen der Szenarienanalyse	84
Abbildung 0-1:	Emissionen von Kohlendioxid (CO ₂) in Deutschland nach Quellkategorien	119
Abbildung 0-2:	Emissionen von Kohlendioxid (CO ₂) in der deutschen Stromerzeugung 2008	119

Tabellenverzeichnis

Tabelle 3-1:	Anzahl an Marktteilnehmern nach Unternehmensgröße und Eigentumsstruktur im Strom- und Gassektor, unterteilt nach Wertschöpfungsstufen (Deutschland)	49
Tabelle 3-2:	Beteiligungen (jeglicher Größenordnung) zwischen Verteilnetzbetreibern in Deutschland (Strom- und Gaswirtschaft) ^a	53
Tabelle 3-3:	Praxisbeispiele zur Re-Kommunalisierung	55
Tabelle 3-4:	Verteilung der gesamten installierten Leistung von nach EEG vergüteten Anlagen zum 31.12.2008 auf Leistungsklassen	59
Tabelle 3-5:	Eckdaten der Energiewirtschaft im internationalen Vergleich	61
Tabelle 3-6:	Anzahl an Marktteilnehmern nach Unternehmensgröße und Eigentumsstruktur im Strom- und Gassektor, unterteilt nach Wertschöpfungsstufen (Vereinigtes Königreich)	67
Tabelle 3-7:	Anzahl an Marktteilnehmern nach Unternehmensgröße und Eigentumsstruktur im Strom- und Gassektor, unterteilt nach Wertschöpfungsstufen (Niederlande)	69
Tabelle 3-8:	Anzahl an Marktteilnehmern nach Unternehmensgröße und Eigentumsstruktur im Strom- und Gassektor, unterteilt nach Wertschöpfungsstufen (Frankreich)	71
Tabelle 3-9:	Anzahl an Marktteilnehmern nach Unternehmensgröße und Eigentumsstruktur im Strom- und Gassektor, unterteilt nach Wertschöpfungsstufen (Kalifornien)	73
Tabelle 3-10:	Anzahl an Marktteilnehmern nach Unternehmensgröße und Eigentumsstruktur im Strom- und Gassektor, unterteilt nach Wertschöpfungsstufen (Pennsylvania)	75
Tabelle 3-11:	Marktkonsolidierung für Stromerzeuger in ausgewählten europäischen Märkten	76
Tabelle 4-1:	Wirkung einer Re-Kommunalisierung auf die Unternehmenslandschaft im Bereich Verteilung	87
Tabelle 4-2:	Wirkung einer Re-Kommunalisierung auf die Unternehmenslandschaft im Bereich Handel und Vertrieb	89
Tabelle 4-3	Beispielrechnung zur Wirtschaftlichkeit beim Verteilnetzbetrieb (Elektrizität)	91
Tabelle 4-4	Beispielrechnung zur Wirtschaftlichkeit beim Vertrieb	92
Tabelle 4-5:	Wirkung des Szenarios <i>Dezentralisierung</i> auf die Bedeutung ökonomischer Funktionen in einzelnen Bereichen der Energiewirtschaft	94

Tabelle 4-6:	Wirkung der Dezentralisierung auf die Unternehmenslandschaft im Bereich Erzeugung	95
Tabelle 4-7:	Wirkung der Dezentralisierung auf die Unternehmenslandschaft im Bereich Transport und Verteilung	96
Tabelle 4-8:	Direkte Wirkung von Re-Kommunalisierung und Dezentralisierung auf die Bedeutung ökonomischer Funktionen in einzelnen Wertschöpfungsstufen	98
Tabelle 4-9:	Wirkung von Re-Kommunalisierung und Dezentralisierung auf die Unternehmenslandschaft im Bereich Transport und Verteilung	100
Tabelle 4-10:	Wirkung der Szenarien auf Wirtschaftlichkeit und Versorgungssicherheit	102

1 Einleitung

Die deutsche Energiewirtschaft hat in den vergangenen 15 Jahren einen grundlegenden Wandel erlebt. Acht private, vertikal integrierte Unternehmen¹, die in abgegrenzten Gebietsmonopolen für die Versorgung der Endkunden mit Strom und Gas zuständig waren, prägten das Bild der Unternehmenslandschaft bis zur Mitte der 1990er Jahre. Diese Verbundunternehmen waren nicht nur im Besitz der Netze, sondern hatten auch die alleinige und ausschließliche Versorgungsaufgabe.² Die Versorgung erfolgte in Kooperation mit regionalen Versorgern bzw. lokalen Stadtwerken. Die Regionalversorger und Stadtwerke waren mehrheitlich im Eigentum von Städten und Gemeinden; aber auch Anteile der Verbundunternehmen wurden durch die öffentliche Hand kontrolliert. In den vor der Liberalisierung bestehenden geschlossenen Versorgungsgebieten existierte jeweils nur ein Stromanbieter. Die Exklusivität wurde durch Konzessionsverträge zwischen der Gebietskörperschaft und dem Energieunternehmen sichergestellt. Darin waren ausschließliche Wegerechte für die Verlegung von Stromleitungen an öffentlichen Straßen und Wegen verankert. In so genannten Demarkationsverträgen verpflichteten sich die Stromanbieter gegenseitig, keine Kunden im Gebiet des jeweils anderen Stromanbieters zu beliefern. Eine Wahlmöglichkeit der Kunden bezüglich ihres Versorgers bestand nicht.

Dies änderte sich mit der Marktöffnung durch die EU-Richtlinie 96/92/EG. Nun war es für neue Anbieter nicht mehr notwendig, eigene Netzinfrastruktur aufzubauen, um in den Markt einzutreten, d.h. Stromlieferanten brauchten keine eigenen Leitungen mehr, um Abnehmer mit Elektrizität zu versorgen, sondern konnten im Rahmen eines „third-party access“ (Netzzugangsvertrags) die Netze der etablierten Versorger nutzen. Die Einrichtung einer Regulierungsbehörde im Jahr 2005, die für die Entgeltfestlegung der Strom- und Gasnetze zuständig ist, war ein weiterer Schritt, um die Wettbewerbsfähigkeit des deutschen Energiemarktes zu erhöhen.

Mit der Liberalisierung der deutschen Energiemärkte hat sich auch die Unternehmenslandschaft stark verändert. Parallel zur Transformation der ursprünglichen Verbundunternehmen hin zu den heute bekannten vier Energieversorgungsunternehmen mit ihren Erzeugungs-, Handels- und z. T. Netztochterunternehmen hat sich auch die Struktur der weiterverteilenden Unternehmen in Deutschland deutlich gewandelt. Obwohl auch nach der Liberalisierung die lokalen Stromanbieter innerhalb ihres Netzgebietes grundsätzlich immer noch eine Anschluss- und Versorgungspflicht haben, wonach jeder Haushalt in dem Netzgebiet zu den Allgemeinen Stromtarifen an das Niederspannungsnetz angeschlossen werden und jederzeit mit Strom versorgt werden muss, kam es zu einer breiten Vorwärtsintegration der Verbundunternehmen hin zur Ebene der Regionalversorgung und in den Bereich der Verteilunternehmen.

¹ RWE, PreussenElektra, Bayernwerk, EnBW, VEAG, VEW, HEW und BEWAG.

² Vgl. im Folgenden: Angenendt et al.;

Seit einiger Zeit ist ein gegenläufiger Trend beobachtbar. Viele Gemeinden und Kommunen kaufen Anteile an den Stadtwerken von privaten Unternehmen zurück oder gründen neue, eigenständige Energieversorgungsunternehmen. Parallel erfolgt im Bereich der Stromerzeugung durch politisch gesetzte Anreize, insbesondere das EEG, eine Entwicklung zu kleinteiligeren und verbrauchsnahe Erzeugungsstrukturen, die eine Dezentralisierung der Energiewirtschaft bedeutet.

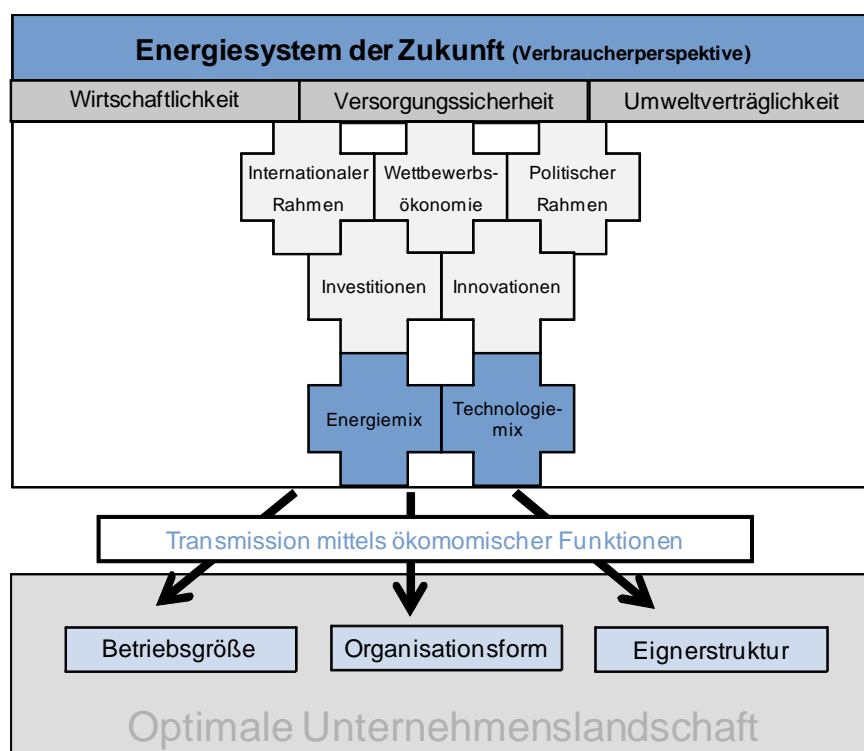
Diese Studie untersucht die ökonomischen Konsequenzen, die sich aus den aufgezeigten Entwicklungen für die Endverbraucher ergeben. Dazu wird in einem ersten Schritt zunächst die optimale Unternehmensstruktur der deutschen Energiewirtschaft abgeleitet (Kapitel 2). Diese ergibt sich aus den verschiedenen Anforderungen, die aus Verbraucherperspektive an das Energiesystem gestellt werden, insbesondere, Wirtschaftlichkeit, Zuverlässigkeit und Umweltverträglichkeit. Im zweiten Teil der Studie wird analysiert, welche Konsequenzen ein Abweichen von den als optimal ermittelten Strukturen nach sich ziehen würde (Kapitel 3 und 4). Abschließend werden die in den Kapiteln 2 bis 4 gewonnenen Erkenntnisse zu politischen Handlungsempfehlungen zusammengeführt (Kapitel 5). Die Studie schließt mit einem Fazit.

2 Entwicklung einer optimalen Unternehmenslandschaft für ein zukünftiges Energiesystem in Deutschland

2.1 Einführung

In diesem ersten Teil der Studie wird die optimale Organisationsstruktur für ein zukünftiges Energiesystem in Deutschland abgeleitet (vgl. Abbildung 2-1). Dazu wird zunächst ein energiewirtschaftliches Leitbild definiert. Dieses Leitbild wird unter Berücksichtigung von Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit und Umweltverträglichkeit als ökonomisches Optimum aus Verbrauchersicht entwickelt (oberes Rechteck in Abbildung 2-1).

Abbildung 2-1: Vorgehensweise zur Entwicklung einer optimalen Unternehmenslandschaft



Quelle: WIK-Consult.

Zur Entwicklung des energiewirtschaftlichen Leitbilds wird in einem ersten Schritt ein aus ökonomischer Perspektive optimaler Energie- und Technologiemix abgeleitet. Anschließend werden Rahmenparameter definiert, die erforderlich sind, um das energiewirtschaftliche Leitbild zu verwirklichen. Aus diesen Rahmenparametern werden

schließlich ökonomische Funktionen abgeleitet, anhand derer die optimale Unternehmenslandschaft identifiziert wird.

2.2 Definition eines energiewirtschaftlichen Leitbildes

In diesem Abschnitt wird das energiewirtschaftliche Leitbild erstellt, aus dem schließlich die optimale Unternehmenslandschaft abgeleitet wird. Im ersten Schritt wird dazu der optimale Energie- und Technologiemitmix entwickelt.

2.2.1 Ableitung eines aus ökonomischer Perspektive optimalen Energie- und Technologiemitmix

Dieser Arbeitsschritt besteht aus der Beschreibung und Bewertung verschiedener Erzeugungstechnologien, um einen aus ökonomischer Perspektive optimalen Energie- und Technologiemitmix abzuleiten. Dies erfolgt losgelöst von etwaigen Rahmenbedingungen, etwa dem geplanten Ausstieg aus der Kernenergie oder den konkreten Zielen zum Ausbau der erneuerbaren Energien.

Als „Leitplanke“ wird allerdings das sog. 2°-Ziel berücksichtigt: Das globale Klimaziel besteht darin, die globale Durchschnittstemperatur gegenüber der vorindustriellen Zeit um nicht mehr als 2°C ansteigen zu lassen. Nur so können die volkswirtschaftlichen Schäden durch den Klimawandel noch in einem beherrschbaren Rahmen gehalten werden.³ Viele Staaten, so auch Deutschland, haben die 2°C-Leitplanke daher zum offiziellen Ziel ihrer Klimapolitik erklärt. Zur Erreichung dieses Ziels ist es notwendig, die globalen CO₂-Emissionen bis 2050 um mindestens 50% zu senken.⁴ Die Industrieländer müssten dabei ihre Emissionen bis 2050 um 80 bis 95% reduzieren, wenn ein gefährlicher Klimawandel verhindert werden soll.⁵ Dieses Ziel wurde im Juli 2009 von den EU- und G-8-Staaten und im Oktober 2009 vom Europäischen Rat formuliert.⁶ Es ist ebenfalls im Koalitionsvertrag der deutschen Bundesregierung genannt.⁷

Bei der Erreichung dieses Ziels kommt dem Energiesektor eine besondere Rolle zu. Da dort ein Großteil der CO₂-Emissionen entsteht⁸, kann die Erreichung des Gesamtziels (Minderung der CO₂-Emissionen um 80 bis 95% bis 2050) nur dann erreicht werden, wenn die Stromerzeugung bis dahin nahezu CO₂-frei ist.⁹ Diese Leitprämisse wird daher bei der Ableitung des optimalen Energie- und Technologiemitmix für Deutschland berücksichtigt.

³ WGBU (2009).

⁴ Allen et al. (2009).

⁵ SRU (2010).

⁶ McKinsey & Company et al. (2009).

⁷ Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und FDP (2009).

⁸ Vgl. detailliertere Darstellung im Anhang.

⁹ SRU (2010) sowie McKinsey & Company et al. (2009). Aus heutiger Sicht erscheint dieser Weg alternativlos. Es mag aber perspektivisch heute noch nicht vorstellbare Lösungen geben, die die Leitprämisse der CO₂-freien Stromerzeugung beeinflussen.

Betrachtet man den Energiesektor aus der Perspektive des Einsatzes von Primärenergieträgern, so umfasst er die Bereiche Strom- und Wärmeerzeugung sowie Personen- und Gütertransport. Bei der Herleitung des optimalen Energie- und Technologiemit in diesem Abschnitt liegt der Schwerpunkt auf der Stromerzeugung. Perspektivisch zeichnet sich auch im Transportbereich eine Entwicklung zur höherwertigen Energieform der Elektrizität ab (Elektromobilität); auch das Heizen mit Strom stellt zumindest eine denkbare Alternative dar.¹⁰ Somit kann die CO₂-freie Stromerzeugung als wichtigster Baustein für den Beitrag des Energiesektors zur Einhaltung der Leitprämisse identifiziert werden.

2.2.1.1 Ableitung eines Bewertungsschemas

Um den optimalen, d.h. aus Verbrauchersicht wirtschaftlichen, sicheren und umweltfreundlichen Erzeugungsmix abzuleiten, werden die einzelnen Erzeugungsformen bewertet. Dies erfolgt in zwei Schritten.

Zunächst werden die Kosten der Erzeugung (Stromgestehungskosten) der verschiedenen Erzeugungsformen und somit deren Wirtschaftlichkeit betrachtet. Diese Betrachtung erfolgt durch die Auswertung verschiedener Studien und deren jeweiliger Aussagen über die Stromgestehungskosten neu zu errichtender Kraftwerke für verschiedene Investitionszeitpunkte von 2010 bis 2050. In diese Betrachtung wird die Frage der Umweltverträglichkeit insofern mit einbezogen, als dass nur solche Erzeugungstechnologien in der Analyse berücksichtigt werden, die CO₂-frei sind und somit der oben besprochenen Leitprämisse entsprechen. Im Ergebnis ermöglicht dieser Arbeitsschritt eine Aussage darüber, welche Erzeugungstechnologien im Sinne der Verbraucher sowohl wirtschaftlich als auch umweltfreundlich (CO₂-frei) sind und somit dem zukünftigen Erzeugungsmix angehören sollten.

Aufbauend auf dieser quantitativen Analyse erfolgt in einem zweiten Schritt eine qualitative Bewertung der einzelnen Erzeugungsformen. Dabei wird sowohl auf die Versorgungssicherheit eingegangen als auch weitere Aspekte der Umweltverträglichkeit der einzelnen Technologien erörtert.

2.2.1.2 Erzeugungsformen – Wirtschaftlichkeit unter Beachtung der Leitprämisse CO₂-freie Erzeugung

Aus dem in Abschnitt 2.2.1.1 abgeleiteten Bewertungsschema ergibt sich, dass für die nähere Analyse folgende, CO₂-freie Erzeugungsformen betrachtet werden: Kernkraft, Braunkohle (mit CCS¹¹), Steinkohle (mit CCS), Gas GuD (mit CCS), Wind, Sonne, Wasser, Geothermie, Biomasse und Biogas. Bei der Bewertung der verschiedenen

¹⁰ DPG (2010).

¹¹ CO₂-Abscheidung und Speicherung (CCS) wird als CO₂-freie Technologie angenommen. Sie wird in Abschnitt 2.2.2.1 detaillierter beschrieben.

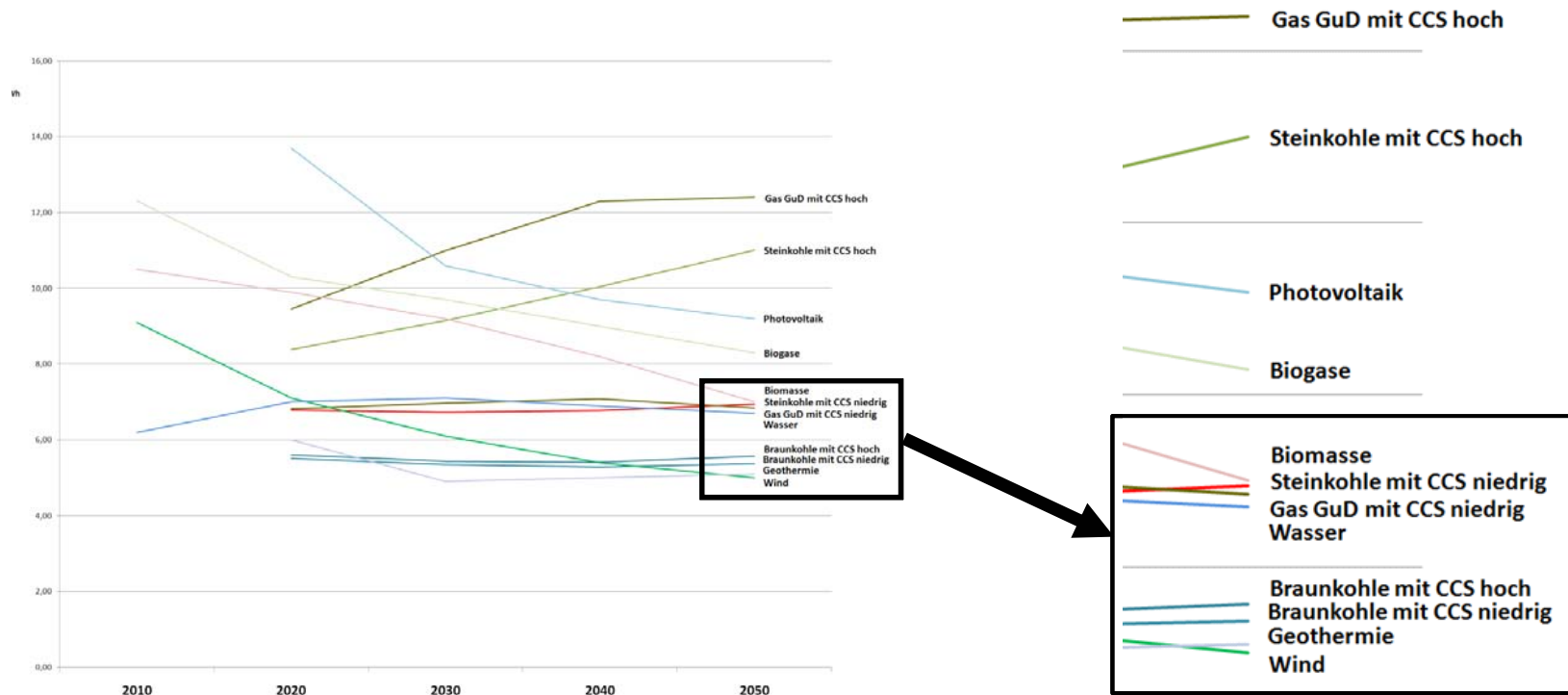
Technologien geht es dabei weniger um die absoluten Stromgestehungskosten als vielmehr um die relative Vorteilhaftigkeit der einzelnen Alternativen. Zur Beurteilung werden Studien ausgewertet, die Aussagen zu den Stromgestehungskosten der Technologien für verschiedene Zeitpunkte bis zum Jahr 2050 beinhalten. Die jeweiligen Stromgestehungskosten geben Auskunft darüber, welche Kosten pro kWh für ein neu errichtetes Kraftwerk zum jeweiligen Zeitpunkt entstehen.

Zunächst werden Zahlen des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) betrachtet, die in den Studien zu Ausbaustrategien der erneuerbaren Energien („Leitstudie 2008“ und „Leitstudie 2009“) aufgeführt sind.¹² Die Leitstudie 2008 beschreibt die Stromgestehungskosten neuer, fossiler Kraftwerke bis 2050. Sie unterscheidet 3 Szenarien bezüglich der Entwicklung der Brennstoffpreise (deutlich, mäßig, sehr niedrig) für Erdgas, Steinkohle und Braunkohle. Weiterhin wird nach der Zahl der Volllaststunden der fossilen Erzeugungsformen (5.000 bzw. 7.000 Stunden) differenziert. Die Zahlen für die Zusatzkosten zur Ausstattung der Kraftwerke mit CCS-Technologie wurden von den Autoren dieser Studie ergänzt. Sie stammen aus dem Bericht von Wuppertal Institut et al. (2007). Dabei wird davon ausgegangen, dass die CCS-Technologie ab dem Jahr 2020 großräumig zur Verfügung steht.

Die Rangfolge der Erzeugungstechnologien, sortiert nach den Stromgestehungskosten, in Abbildung 2-2 und Abbildung 2-3 bezieht sich auf das Jahr 2050. Abbildung 2-2 zeigt die Situation für 7.000 Volllaststunden der fossilen Kraftwerke, Abbildung 2-3 für 5.000 Volllaststunden. Insbesondere durch das erwartete Wachstum bei den erneuerbaren Energieformen wird die Zahl an Volllaststunden der fossilen Erzeugungsformen in Zukunft abnehmen.

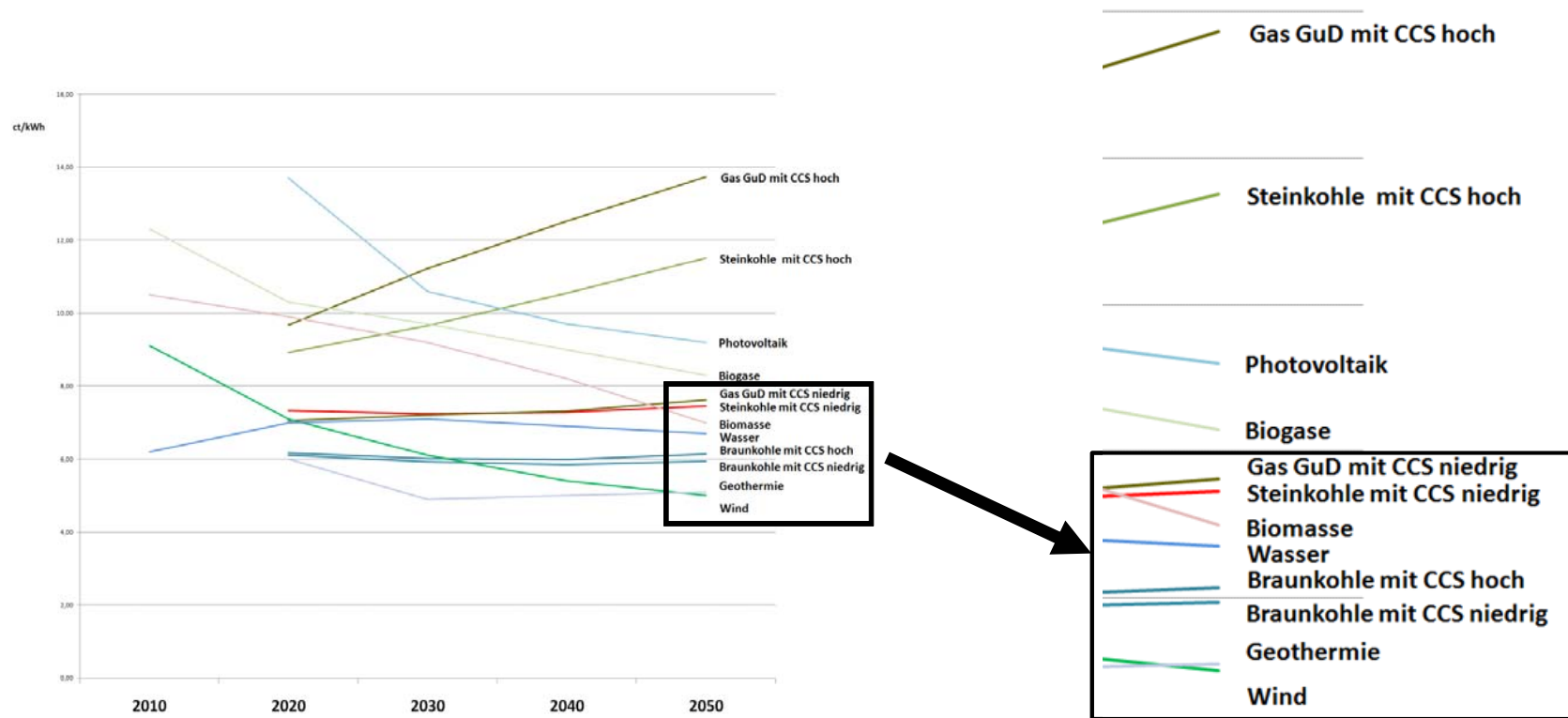
¹² BMU (2008), BMU (2009).

Abbildung 2-2: Rangfolge der Stromgestehungskosten neuer Kraftwerke im Jahr 2050 bei niedrigem und hohem Brennstoffpreis (7.000 Volllaststunden bei fossilen Energieträgern) – BMU-Szenario



Quelle: WIK-Consult auf Basis BMU (2008), BMU (2009) und Wuppertal Institut et al. (2007).

Abbildung 2-3: Rangfolge der Stromgestehungskosten neuer Kraftwerke im Jahr 2050 bei niedrigem und hohem Brennstoffpreis (5.000 Volllaststunden bei fossilen Energieträgern) – BMU-Szenario



Quelle: WIK-Consult auf Basis BMU (2008), BMU (2009) und Wuppertal Institut et al. (2007).

Wie zu erkennen ist, ergibt sich für das Jahr 2050 eine Gruppe von Erzeugungsformen, die innerhalb eines gewissen Unsicherheitsintervalls recht ähnliche Stromgestehungskosten aufweisen. Dabei handelt es sich um einen Mix aus konventionellen fossilen Technologien (mit CCS) und erneuerbaren Energien.¹³ Braunkohle stellt dabei relativ unabhängig von der Entwicklung der Brennstoffpreise eine wirtschaftliche Erzeugungsform dar, während Steinkohle- und GuD-Kraftwerke bei einer höheren Brennstoffpreisentwicklung relativ teurer werden und somit nicht mehr wirtschaftlich sind. Auch die Photovoltaik stellt sich relativ gesehen als nicht wirtschaftlich dar.

Es zeigt sich weiterhin, dass sich die fossilen Erzeugungsformen bei einer geringeren Zahl an Volllaststunden (5.000 in Abbildung 2-3) erwartungsgemäß etwas verteuern. Dies führt zu einer etwas veränderten Rangfolge, ändert jedoch nichts an der grundsätzlichen Aussage, dass im Jahr 2050 mehrere Erzeugungsformen mit recht ähnlichen Stromgestehungskosten ökonomisch am vorteilhaftesten sind.

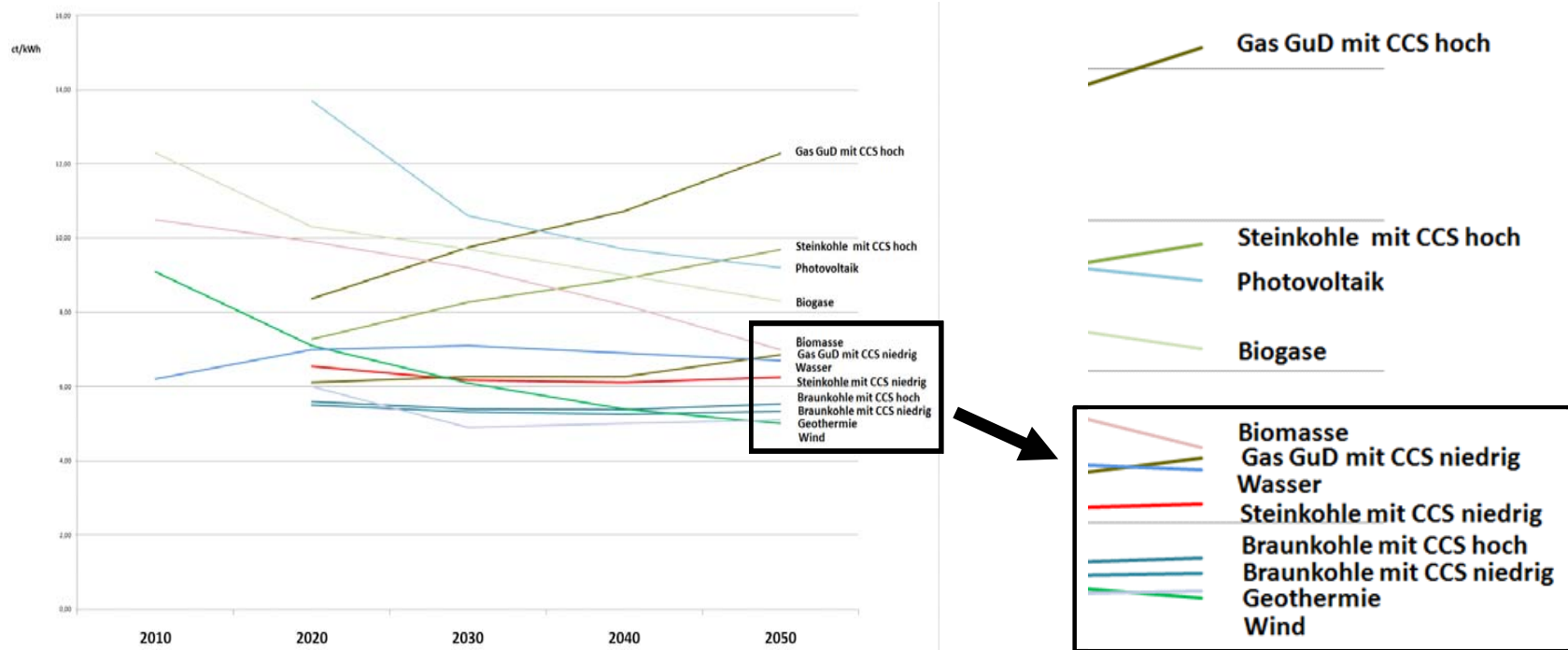
Ein ähnliches Bild ergibt sich, wenn die Entwicklung der Brennstoffpreise für fossile Energieträger auf Basis einer alternativen Quelle berechnet wird. In Abbildung 2-4 und Abbildung 2-5 werden die Entwicklungen der Stromgestehungskosten wiederum für 7.000 und 5.000 Volllaststunden dargestellt. Grundlage für die Entwicklung der Brennstoffpreise für fossile Energieträger ist eine Studie des EWI.¹⁴ Die dort aufgeführten Zahlen haben wir übernommen und als mittlere Entwicklung der Brennstoffpreise definiert.¹⁵ Auf den so generierten mittleren Entwicklungspfad werden zur Ableitung einer hohen bzw. niedrigen Brennstoffpreisentwicklung die Veränderungsrate der Brennstoffpreise aus der BMU-Leitstudie 2008 angewendet.

¹³ Die Kernenergie ist nicht Bestandteil der Szenarien des UBA. Auf die Entwicklung ihrer Stromgestehungskosten wird weiter unten eingegangen.

¹⁴ EWI (2010).

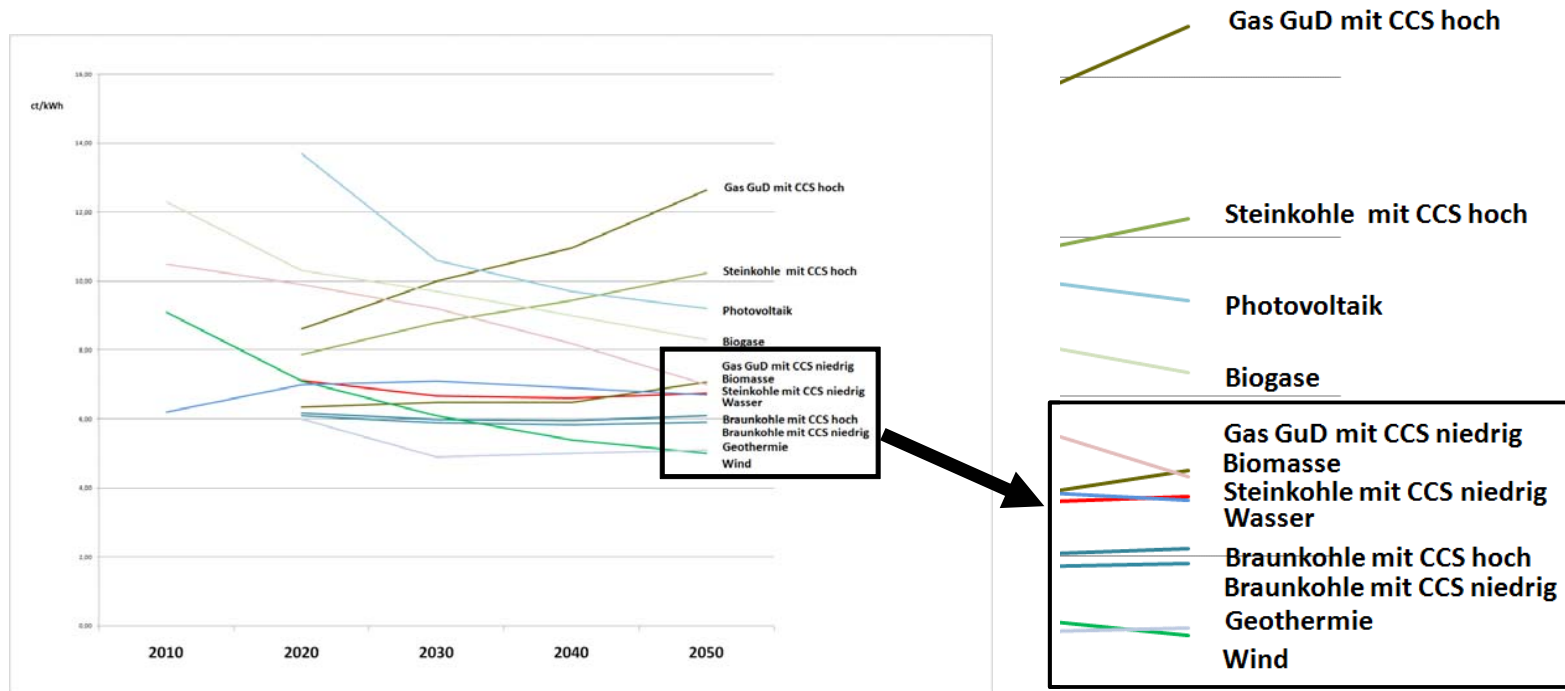
¹⁵ Die vorhergesagte Entwicklung der Brennstoffpreise reicht bis zum Jahr 2030. Die Zahlen bis 2050 wurden für diese Studie extrapoliert.

Abbildung 2-4: Rangfolge der Stromgestehungskosten neuer Kraftwerke im Jahr 2050 bei niedrigem und hohem Brennstoffpreis (7.000 Volllaststunden bei fossilen Energieträgern) – BMU-Szenario mit veränderten Brennstoffpreisen



Quelle: WIK-Consult auf Basis BMU (2008), BMU (2009), EWI (2010) und Wuppertal Institut et al. (2007).

Abbildung 2-5: Rangfolge der Stromgestehungskosten neuer Kraftwerke im Jahr 2050 bei niedrigem und hohem Brennstoffpreis (5.000 Volllaststunden bei fossilen Energieträgern) – BMU-Szenario mit veränderten Brennstoffpreisen

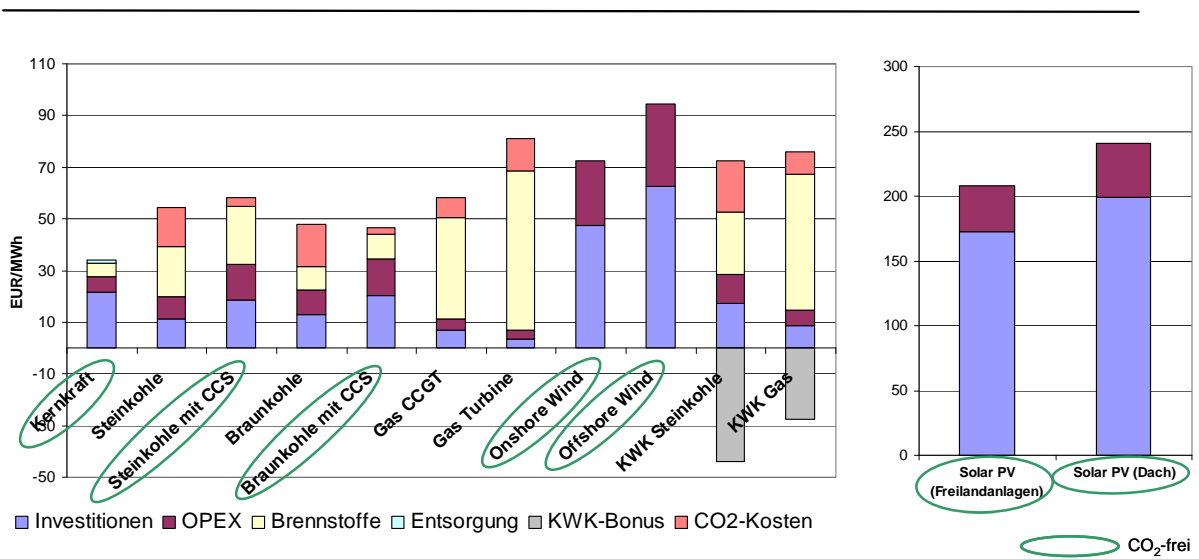


Quelle: WIK-Consult auf Basis BMU (2008), BMU (2009), EWI (2010) und Wuppertal Institut et al. (2007).

Es zeigt sich, dass sich die grundsätzliche Zusammensetzung eines wirtschaftlichen Energiemix nicht ändert, sondern wiederum nur die Reihenfolge der Stromgestehungskosten variiert.

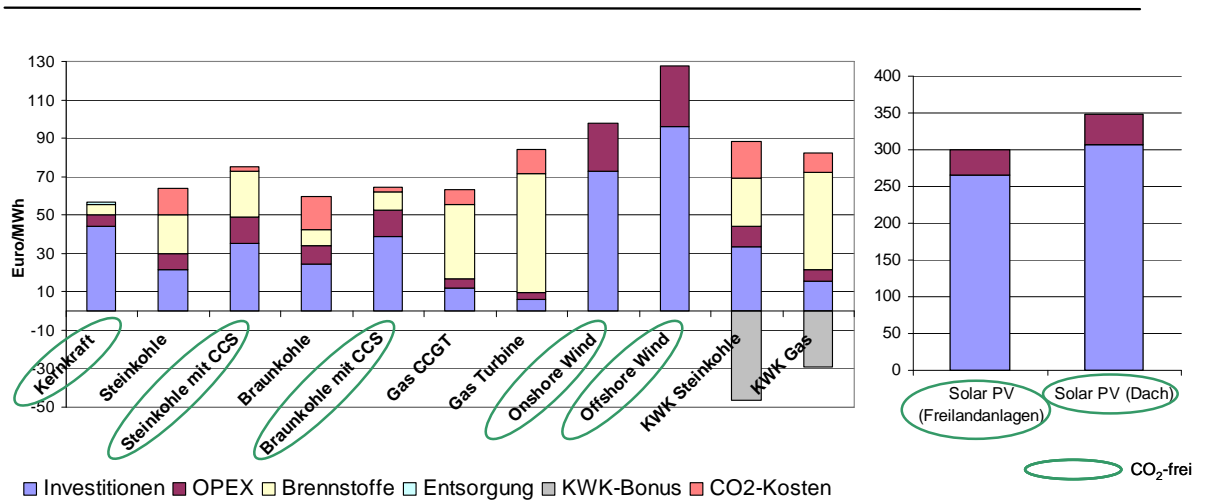
Eine weitere Studie (IEA, 2010) gibt ebenfalls Hinweise auf die günstigsten Stromgestehungskosten. Diese beziehen sich auf das Jahr 2010 und sind in Abbildung 2-6 bzw. Abbildung 2-7 dargestellt.

Abbildung 2-6: Stromgestehungskosten neuer Kraftwerke in Deutschland 2010 (5% Diskontrate)



Quelle: IEA (2010).

Abbildung 2-7: Stromgestehungskosten neuer Kraftwerke in Deutschland 2010 (10% Diskontrate)



Quelle: IEA (2010).

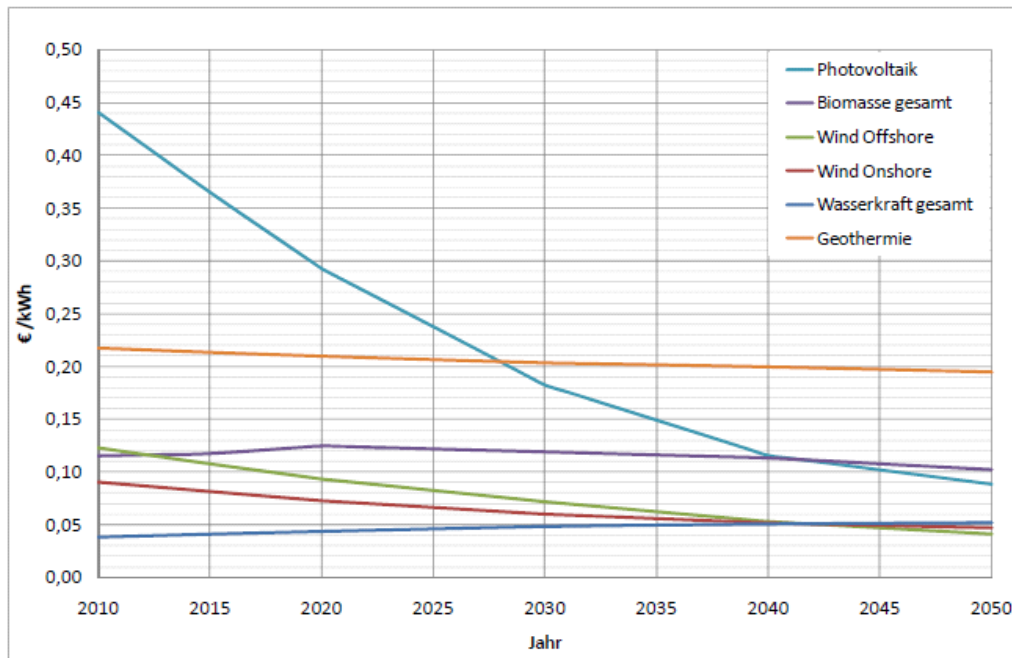
Die dargestellten Werte weisen die mittleren spezifischen Stromgestehungskosten (levelised costs of electricity (lcoe)) bei einer Diskontrate von 5% bzw. 10% aus.¹⁶ Auch hier ergibt sich eine Gruppe wirtschaftlicher, CO₂-freier Technologien, der folgende Erzeugungsformen angehören: Kernkraft, Braunkohle mit CCS, Steinkohle mit CCS und Wind (Onshore/Offshore). Photovoltaik scheidet als Technologie in dieser Betrachtung ebenfalls aus.

Andere Studien, gehen in der Entwicklung einzelner Stromerzeugungsformen von teilweise deutlichen Unterschieden aus. In einem Gutachten des SRU¹⁷ etwa verlaufen die Stromgestehungskosten für Geothermie bis 2050 auf einem deutlich höheren Niveau als etwa in den oben dargestellten Leitstudien des BMU. Diese Erzeugungsform würde somit aus der Gruppe des favorisierten Energiemix herausfallen (vgl. Abbildung 2-8).

¹⁶ „Die Stromerzeugungskosten setzen sich aus Kapital-, Betriebs- und Brennstoffkosten während des Anlagenbetriebs zusammen. Die Kostenbestandteile werden üblicherweise über die gesamte technische Nutzungsdauer kumuliert, auf den Gegenwartswert abdiskontiert und auf die erzeugte Strommenge bezogen, um vergleichbare Werte in [€/MWh] zu erhalten.“ (Definition lt. Wissel et al. (2008)).

¹⁷ SRU (2010).

Abbildung 2-8: Angenommene Kostenentwicklungen für die verschiedenen Technologien zur Nutzung regenerativer Energiequellen bis 2050



Quelle: SRU (2010).

Bezüglich der Kernkraft sind die Einschätzungen in Bezug auf die Stromgestehungskosten für heute neu errichtete Kernkraftwerke relativ homogen. Sie liegen z. B. in der oben bereits zitierten Studie der IEA (2010) bei 3,22 ct/kWh.¹⁸ In einer Studie von Wiesel et al. (2008) betragen sie je nach angesetzter Diskontrate (5% oder 10%) zwischen 2,7 ct/kWh und 4,4 ct/kWh. Aussagen über den Verlauf der Kosten bis 2050 sind in der Literatur kaum beschrieben. Müller-Steinhagen und Trieb (o.D.) sehen eine Steigerung von 3,6 ct/kWh im Jahr 2010 auf ca. 5 ct/kWh im Jahr 2050.

Perspektivisch wird auch Strom aus Solarthermie Teil des Erzeugungsmix sein können. Stromimporte aus Nordafrika im Rahmen des DESERTEC-Projektes können perspektivisch einen Beitrag zur Energieversorgung in Deutschland liefern.¹⁹

¹⁸ Der Umrechnungskurs betrug zum Zeitpunkt der Studie 0,684 € je 1 USD. Der angegebene Preis ist auf das Jahr 2005 deflationiert.

¹⁹ DLR (2006).

2.2.1.3 Aspekte der Versorgungssicherheit und Umweltverträglichkeit

Vor der Ableitung des optimalen Energiemix werden zunächst einzelne Aspekte der Versorgungssicherheit und Umweltverträglichkeit der Technologien erläutert.

Kernkraft

Kernkraftwerke sind typische Grundlastkraftwerke mit einer hohen Zahl an Volllaststunden. In Deutschland standen die Kernkraftwerke im Jahr 2009 durchschnittlich etwa 6.412 Stunden (2008: 7.007 Stunden) zur Verfügung.²⁰ Der Betrieb von Kernkraftwerken ist in einem Bereich von 50 bis 100% der Nennleistung mit Leistungsänderungsgeschwindigkeiten von 3,8 bis 5,2% der Nennleistung pro Minute im Normalbetrieb möglich. Kernkraftwerke erlauben somit ähnliche Leistungsänderungsgeschwindigkeiten wie Kohle- und Gaskraftwerke.²¹ Sie können somit dazu beitragen, die fluktuierende Einspeisung aus Wind und Photovoltaikanlagen auszugleichen.

Der wichtigste Rohstoff für die Kernspaltung ist Uran. Er steht für einen Zeitraum von weiteren ca. 200 Jahren zur Verfügung und findet sich zum größten Teil in geopolitisch stabilen Regionen (Kanada, USA, Südafrika, Australien). Der Uranpreis besitzt dabei einen eher geringen Einfluss auf den Strompreis (ca. 5%).²² Bezüglich der Umweltverträglichkeit gilt es zwei Aspekte zu beachten. Zum einen besitzen Kernkraftwerke mit 5 bis 33 g CO₂ pro kWh einen sehr geringen CO₂-Ausstoß und können somit zu einem klimafreundlicheren Energiesystem beitragen.²³ Auf der anderen Seite ist die Frage der Endlagerung atomarer Abfallprodukte nicht gelöst. Um etwaige Strahlenbelastungen für die Umwelt langfristig auszuschließen, sollte darauf eine Antwort gefunden werden.

Braunkohle

Mit Braunkohle gefeuerte Kohlekraftwerke tragen in Deutschland überwiegend zur Grundlast bei. Braunkohlekraftwerke waren 2007 durchschnittlich mit circa 6.900 Volllaststunden im Einsatz. Die Versorgung der Kraftwerke erfolgt dabei zu 100% mit Braunkohle aus heimischer Förderung, so dass keine geopolitischen und transportbedingten Risiken existieren. Die statische Reichweite der Braunkohle betrug im Jahr 2007 286 Jahre.²⁴

Braunkohlekraftwerke emittieren Schadstoffe in die Umwelt (Feinstaub, Stickoxide, Kohlenmonoxid etc.).²⁵

²⁰ Deutsches Atomforum e.V. (o. D.)

²¹ Hundt et al. (2009).

²² BMWi (2008).

²³ Die Emissionswerte beziehen sich auf den gesamten Produktionszyklus (Brennstoffförderung, Kraftwerksbau, Abfallentsorgung). Dies gilt für alle im Folgenden beschriebenen Kraftwerkstypen.

²⁴ BMWi (2009).

²⁵ Die Analyse beschränkt sich bezüglich der Bewertung der Umweltfreundlichkeit auf die Frage der CO₂-Freiheit. Die hier beschriebenen weiteren Aspekte sind nur schwer einer monetären Bewertung zu unterziehen und werden daher vernachlässigt. Die gilt im Folgenden für alle Erzeugungsformen.

Steinkohle

Steinkohlekraftwerke tragen zur Deckung der Mittellast bei. Sie waren im Jahr 2007 mit ca. 5.300 Volllaststunden im Einsatz. Steinkohle wird zu ca. 67% importiert (2007).²⁶ Hauptimportländer sind dabei Südafrika, die frühere Sowjetunion, Kolumbien, die USA, Australien und Polen. Aufgrund der Diversifizierung der Importländer sowie des Anteils der heimischen Förderung von ca. 1/3 kann von einer relativ sicheren Versorgungslage gesprochen werden. Die statische Reichweite der Steinkohle betrug im Jahr 2007 129 Jahre.²⁷ Sie kann somit unter diesem Gesichtspunkt langfristig Bestandteil der Energieerzeugung bleiben. Allerdings emittieren auch Steinkohlekraftwerke Schadstoffe in die Umwelt, die möglicherweise gesundheitsgefährdend sind.

Gas

Ca. 13% des in Deutschland genutzten Erdgases wurde im Jahr 2009 aus heimischer Förderung bezogen. Der Import von ca. 87% erfolgte zu ca. 95% aus den 3 Ländern Russland, Norwegen und den Niederlanden.²⁸ Russland war dabei mit einem Anteil von rund 38% größter Exporteur. Geopolitisch ergibt sich damit eine gewisse Abhängigkeit von Russland. Durch den Bau der Nabucco-Pipeline könnte diese verringert werden. Allerdings gilt es zu beachten, dass über diese Pipeline angeschlossene alternative Lieferländer wie einige Staaten Zentralasiens oder der Iran politisch teilweise recht instabil sind. Die statische Reichweite des Erdgases betrug im Jahr 2007 61 Jahre.²⁹

Wind

Windkraftanlagen stehen derzeit vorwiegend in Küstenregionen und in den windreichen Regionen des Binnenlandes. Zukünftig werden sie auch zunehmend Offshore errichtet werden. Windkraftanlagen verfügen über eine Leistung von 50 kW bis 6 MW je Anlage.

Der Nachteil der Windenergie ist die Abhängigkeit der Stromerzeugung von der Wetterlage und die daraus resultierende stochastische Einspeisung. So erreichten die deutschen Windkraftanlagen im Jahr 2007 im Durchschnitt ca. 1.785 Volllaststunden.³⁰ Bei einem weiteren Ausbau der Offshore errichteten Anlagen dürfte sich diese Zahl jedoch erhöhen. Um einen möglichst verlustfreien Transport des Offshore erzeugten Stroms in die nachfragestarken Regionen zu ermöglichen, wird zukünftig hauptsächlich die Hochspannungs-Gleichstromübertragungstechnik (HGÜ) zum Einsatz kommen.³¹

Hinsichtlich der CO₂-Emissionen schneiden Windenergieanlagen positiv ab. Sie betragen zwischen 10 und 38 g pro kWh.³² Kritiker beklagen allerdings eine „Verschande-

²⁶ UBA (2009).

²⁷ BMWi (2009).

²⁸ BMWi (2010).

²⁹ BMWi (2009).

³⁰ Saint-Drenan et. al (2009).

³¹ Vgl. dazu Abschnitt 2.2.2.1.

³² BMWi (2008).

lung“ des Landschaftsbildes, Lärmbelästigung für umliegende Anwohner sowie eine Gefahr für vorbeiziehende Vögel.

Photovoltaik (PV) und Solarthermische Kraftwerke

Ebenso wie die Windkraftanlagen sind Anlagen zur Stromerzeugung durch Sonneneinstrahlung in ihrer Leistung schwankend, da sie wetterabhängig sind. Die Zahl der Volllaststunden in Deutschland betrug im Jahr 2007 ca. 787.³³ Strom aus Photovoltaikanlagen verursacht CO₂-Emissionen von 78 bis 217g pro kWh.³⁴ Bei der solarthermischen Stromerzeugung in entfernten Regionen, wie z.B. der Sahara, ist der Einsatz der HGÜ-Technik für den Transport nach Europa und Deutschland ein entscheidendes Element (vgl. Abschnitt 2.2.2.1).

Wasser

Der Beitrag der Wasserkraft zur Energieversorgung wird in den nächsten Jahren und Jahrzehnten recht konstant bleiben, da wenige neue Standorte für einen Ausbau geeignet sind. Durch ihre mögliche hohe Verfügbarkeit ist die Wasserkraft grundsätzlich in der Lage, Grundlaststrom zu produzieren. Allerdings kann ihre Verfügbarkeit durch Niedrigwasser eingeschränkt werden. Die Volllaststunden lagen im Jahr 2009 bei durchschnittlich ca. 4.400 Stunden.³⁵

Der CO₂-Ausstoß von Wasserkraftwerken beträgt zwischen 4 und 36 g CO₂ pro kWh.³⁶ Die Wasserkraft stellt in dieser Beziehung also eine sehr umweltfreundliche Erzeugungsform dar. Ökologische Konflikte treten allerdings oftmals durch den direkten Eingriff in die Natur auf (Fließverhalten der Gewässer, Gefährdung von Fischen).

Geothermie

In den letzten Jahren wurden eine Vielzahl an geothermischen Kraftwerken in Betrieb genommen. Die deutschlandweit installierte thermische Leistung summiert sich zu rund 100 MW. Die elektrische Leistung aller Anlagen liegt bei 6,6 Megawatt. Die Stromerzeugung aus Geothermie stieg von 17,6 Mio. kWh im Jahr 2008 auf 18,6 Mio. kWh im Jahr 2009.³⁷ Die Anzahl der Volllaststunden betrug somit 2009 ca. 2.800.

Der Prozess der Erdwärmenutzung erfolgt CO₂-frei. Spezifische Werte (g CO₂/kWh) über den gesamten Lebenszyklus sind nicht bekannt, sie dürften aber höchstens im zweistelligen Bereich liegen. Kritisch zu sehen sind bei dieser Technologie die teilweise noch unerforschten Auswirkungen von Bohrungen auf die Umgebung, durch die lokale Erdbeben oder Hebungen ausgelöst werden können.³⁸

³³ Saint-Drenan et. al (2009).

³⁴ BMWi (2008).

³⁵ BMWi (2010).

³⁶ BMWi (2008).

³⁷ Agentur für Erneuerbare Energien (o.D.)

³⁸ So geschehen im Großraum Basel im Jahr 2006 und in Staufen im Breisgau im Jahr 2008.

Deponie- und Klärgas sowie Biomasse

Die in Deponien und Kläranlagen frei werdenden Gase können heute zur Stromerzeugung genutzt werden. Auch aus Holz, Stärkepflanzen, organischen Reststoffen und Bioabfall ist es möglich, durch Verbrennung oder Vergasung mithilfe von Gas- oder Dampfturbinen Strom zu erzeugen. Biomasse ist speicherbar und kann in einer KWK-Anlage bedarfsgerecht verstromt und zur Erzeugung von Wärme genutzt werden. Durch die stetige Verfügbarkeit der Brennstoffe sind Biomasseanlagen zur Stromerzeugung grundlastfähig. Im Jahr 2008 betrug die durchschnittliche Zahl der Volllaststunden ca. 6.400.³⁹ Der CO₂-Ausstoß pro kWh beträgt ca. 15 g für Deponie- und Klärgas sowie zwischen ca. 15 und 31g für Biomasse.⁴⁰

Kritik an der Biomasse bezieht sich hauptsächlich auf die Nutzungskonkurrenz mit Lebensmitteln (z.B. Getreide), die vermehrt notwendige Rück- bzw. Neugewinnung von landschaftlichen Flächen sowie den teilweise nicht kontrollierbaren Einsatz von Verbrennungsstoffen, die gesundheitsschädliche Stoffe freisetzen können.

2.2.1.4 Der optimale Energiemix - Fazit

Die betrachteten Studien sowie die detaillierte Betrachtung der Erzeugungsformen legen nahe, dass vor dem Hintergrund des Ziels einer wirtschaftlichen, versorgungssicheren und CO₂-freien Energiewirtschaft bis 2050 nur noch bestimmte Technologien vorteilhaft sind: **Braun-, Steinkohle und Gas⁴¹ mit CCS, Kernenergie, Wind, Biomasse und Wasser**. Diese Technologien besitzen innerhalb eines gewissen Unsicherheitsintervalls recht ähnliche Stromgestehungskosten. Strom aus Geothermie ist bezüglich der Kostenentwicklung recht unsicher und kann daher als wirtschaftliche Alternative zunächst nicht dienen. Dasselbe gilt für die Photovoltaik. **Perspektivisch** kann auch **Strom aus Solarthermie** ein Teil des Erzeugungsmix werden.

Die genannten Erzeugungsformen lassen sich bezüglich der Stromgestehungskosten in drei Cluster unterteilen. Zum einen existieren solche Optionen, die keinen Handelsrisiken unterliegen und daher dauerhaft relativ günstig sind: Kernkraft, Braunkohle, Wind (onshore und offshore), Wasser und perspektivisch Strom aus Solarthermie. Zum anderen gibt es Erzeugungsformen, deren Wirtschaftlichkeit von den Preisen an den Rohstoffmärkten abhängig ist, insbesondere Steinkohle und Gas und in gewissem Maße auch Biomasse. Geothermie dürfte dauerhaft relativ teuer sein. Auch Photovoltaik scheint langfristig nicht wirtschaftlich zu sein und bildet daher ein eigenes Cluster. Diese Einteilung wird in den Kapitel 3 und 4 aufgenommen und weiter ausgeführt.

³⁹ BMWi (2010).

⁴⁰ UBA (2007).

⁴¹ Für Steinkohle und Gas wird dabei auf Basis der verwendeten Literatur als eine gemäßigte Brennstoffpreisentwicklung realistischste Variante angesehen.

Die ausgewählten Technologien sollten auch deshalb im Energiemix der Zukunft vertreten sein, um durch Diversifizierung die Versorgungssicherheit zu erhöhen. Durch einen diversifizierten Rohstoffmix existieren Portfolioeffekte. Dadurch werden einseitige Abhängigkeiten vermieden. Die Stromerzeugung bleibt somit weitestgehend autark. Mit einem diversifizierten Erzeugungsmix kann auch stochastische Einspeisung (Wind) gut bewältigt werden.⁴² Der ökonomisch optimale Erzeugungsmix gewährleistet somit auch eine hohe Versorgungssicherheit.

2.2.1.5 Notwendiger Technologiemix

Für den abgeleiteten Erzeugungsmix unter der Leitprämisse einer CO₂-freien Erzeugung bis 2050 werden folgende Technologien für die Zukunft als Schlüsseltechnologien angesehen:

- Carbon Capture and Storage (CCS)-Technologie:
Die Abscheidung und Speicherung von CO₂ bei fossilen Erzeugungsformen ermöglicht deren Beitrag zum Energiemix.
- Stromspeicher und Elektromobilität:
Sie erleichtern in erster Linie die Integration der fluktuierend einspeisenden erneuerbaren Energien.
- Smart Grids und intelligente Netzsteuerung:
Investitionen in intelligente Netze sind u.U. vorteilhafter als solche in zusätzliche Netze und erleichtern ebenfalls die Integration der fluktuierend einspeisenden erneuerbaren Energien.
- HGÜ-Technologie:
Sie dient der Anbindung von entfernt gelegenen Erzeugungsstandorten, insbesondere Offshore-Windparks und eventuell Strom aus Solarthermie in den Wüstenregionen.

Diese Technologien werden im Folgenden näher skizziert:

Carbon Capture and Storage (CCS)-Technologie

Carbon Capture and Storage (CCS) meint die Kohlendioxidabscheidung aus kohlenstoffhaltigen Energieträgern und dessen Speicherung. Die Prozesskette umfasst die Abscheidung am Kraftwerk (Post-Combustion, Pre-Combustion oder Oxyfuel-Verfahren), Verdichtung, Transport sowie Injektion in unterirdische Lagerstätten. Eine Marktfähigkeit dieser Technologie wird ab 2020 erwartet. Aufgrund der Leitprämisse der CO₂-freien Erzeugung bis 2050 ist CCS die einzige Möglichkeit, konventionelle Kraft-

⁴² Perspektivisch wird dies zudem durch Stromspeichertechnologien möglich sein.

werkstypen (Braun- und Steinkohle- sowie GuD-Kraftwerke) wirtschaftlich zu betreiben. Ein Einstieg in bzw. Ausbau der CCS-Technologie ist damit unumgänglich. Bei einer Stromerzeugung mit CCS-Technologien sind die CO₂-Vermeidungskosten über die Prozesskette maßgeblich. Neben einem Aufschlag auf die Stromgestehungskosten sind Kosten für CO₂-Transport und -Speicherung zu berücksichtigen.

Stromspeicher

Bei den Speichertechnologien kann zwischen drei grundsätzlichen Funktionsweisen unterschieden werden: mechanisch (z.B. Druckluft- oder Pumpspeicher), chemisch (Wasserstoff, Batterien) sowie elektrisch (z. B. supraleitende magnetische Speicher). Die Einsatzgebiete umfassen je nach Technologie die großtechnische und dezentrale Lösung zur Speicherung großer Mengen elektrischer Energie mit dem Ziel, Stromangebot und -nachfrage bei fluktuierender Einspeisung erneuerbarer Energien auszugleichen sowie Systemdienstleistungen bereitzustellen.

Einsatzfähig sind derzeit hauptsächlich Pumpspeicher, die anderen Technologien sollten aber im Hinblick auf den Anteil der Windenergie im optimalen Energiemix weiterentwickelt werden. Eine weitere zukunftsfähige Speichertechnologie wird sich voraussichtlich im Rahmen der Elektromobilität bilden.

Elektromobilität

Elektromobilität kann neben dem perspektivisch CO₂-freien Transport von Personen und Gütern der verbesserten Integration Erneuerbarer Energien dienen, indem Fahrzeugbatterien durch Anknüpfung an das Stromnetz Fluktuationseffekte ausgleichen und somit eine Annäherung von Erzeugungs- und Lastkurven fördern. Mittel- bis langfristig dient dies der Steigerung der Netzstabilität und kann durch die Einbindung Erneuerbarer Energien bedingte Netzausbaunotwendigkeiten reduzieren.

Aus heutiger Sicht betragen die Speicherkosten allein für die Batterien ca. 1.000 – 1.200 € pro kWh, wobei gemäß dem Nationalen Entwicklungsplan Elektromobilität (NEE) der Bundesregierung 300 – 500 €/kWh angestrebt werden. Ziel der Bundesregierung ist es laut NEE, dass bis 2020 eine Million Elektroautos auf Deutschlands Straßen fahren. Die Voraussetzung für einen Massenmarkt für Elektromobilität ist eine intelligente (Netz-)Infrastruktur.

Netze

Aufgrund der zunehmend bedeutenderen Rolle fluktuierender Einspeisung durch Erneuerbarer Energien und dezentraler Erzeugungsformen im Energiemix ist eine technologische und kapazitive Anpassung der Netze erforderlich, die auf das zukünftig erzeugungsgetriebene Lastverhalten reagiert. Um diesen Herausforderungen zu begegnen, sind verschiedene netzseitige Anpassungen erforderlich. Zum einen sollte eine Smart Grids-Plattform aufgebaut werden, die wertschöpfungsstufenübergreifend die Informationen der Akteure koordiniert und nutznießerspezifisch bepreist. Es könnte damit eine

Preisdifferenzierung aufgrund lokaler Preissignale (Knappheitssignale) erfolgen. Als Reaktion auf diese Knappheiten dürften neue Geschäftsmodelle entstehen. Gleichzeitig könnte durch den Einsatz der Smart-Meter-Technologie die Bereitstellung von Echtzeitdaten auf der Plattform zum Lastverhalten erfolgen.

Im Bereich der Hoch- und Höchstspannung kann der Einsatz flexibler Wechselstromübertragungssysteme bzw. HGÜ-Technik erfolgen, die in der Lage sind, unkalkulierbare Lastflussverschiebungen dynamisch zu steuern und sich auf den unterschiedlichen Spannungsebenen ergänzen. Möglich wird auch der Aufbau eines Supergrid zur Verbindung weit entfernter Erzeugungseinheiten (DESERTEC, Offshore-Windparks). Die Übertragungsverluste durch HGÜ liegen bei nur 3% je 1000 km.

Im Bereich der Mittel- und Niederspannung kann eine Automatisierung der Verteilnetzprozesse (Abschaltung, Rekonfigurierung etc.) erfolgen. Durch dezentrales Energiemanagement mittels virtueller Bilanzkreise beherrscht das Netz die Komplexität unterschiedlich beeinflussbarer Erzeugungsanlagen.⁴³

Für den Einsatz und die Ausbreitung der dargestellten Schlüsseltechnologien sind Investitionen und Innovationen erforderlich, für die es bestimmter Rahmenbedingungen bedarf. Entsprechende Rahmenparameter in Bezug auf Innovationen und Investitionen, aber auch der notwendige politische und internationale Rahmen sowie Ansprüche an die Wettbewerbsökonomie werden im nächsten Abschnitt dargestellt. Sie bilden einen wichtigen Teil des abzuleitenden energiewirtschaftlichen Leitbilds.

2.2.2 Definition von Rahmenparametern

2.2.2.1 Innovationen und Investitionen

Ein optimales Innovations- und Investitionsumfeld ist notwendig, um den im vorigen Abschnitt beschriebenen Energie- und Technologiemarkt umsetzen zu können. Dazu sind verschiedene technische, juristische und organisatorische Rahmenbedingungen erforderlich. In technischer Hinsicht ist es notwendig, dass in bestimmten Bereichen (z.B. der Kommunikation zwischen den verschiedenen energiewirtschaftlichen Wertschöpfungsstufen) Standards eingeführt werden. Nur so kann eine sichere Grundlage für Investitionen gelegt werden, indem das Risiko von „stranded investments“ aufgrund unterschiedlicher (proprietärer) Standards verringert bzw. beseitigt wird.

Juristisch bzw. regulatorisch ist es wichtig, Rechts- und Planungssicherheit durch verlässliche Rahmenbedingungen zu schaffen. Diese kann sich auf einzelne Technologien und dafür nötige Investitionen beziehen, z.B. durch ein CCS-Gesetz oder eine allgemeine Wirkung besitzen, z.B. Datenschutz des Verbrauchers.

⁴³ BDI (2008).

Im Hinblick auf die Organisation des Marktes sollte perspektivisch eine gleichrangige Vermarktung aller Energieträger erfolgen. Dazu gehören effiziente Allokationssignale auf dem Markt für Emissionsberechtigungen. Zur Stimulierung von Innovationen kann weiterhin die Möglichkeit der Schaffung temporär wettbewerbsfreier Räume vorgesehen werden.

Die Organisation der IKT-Netzebene als Marktplatz für Energiedienstleistungen (Smart Grids als Plattformlösung) führt perspektivisch zu einer Umkehr von einer erzeugungs- hin zu einer verbrauchsgetriebenen Investitionsstrategie (Berücksichtigung der Verbraucherbedürfnisse). Im Wettbewerbsprozess werden weitere Innovationen generiert, daher sollten Rahmenbedingungen für marktfähige Geschäftsmodelle geschaffen werden.

2.2.2.2 Internationaler Rahmen

Der gemeinsame EU-Binnenmarkt erfordert die Schaffung eines europäischen Energiemarktes. Dieser ist in der Lage, die komplexe Zusammenführung nationaler Energiemärkte zu realisieren und genügt gleichzeitig den vermehrt dezentralen Strukturen bis hin zu autarken Energieeinheiten. Dadurch erfolgt eine Harmonisierung des EU-Energiehandels (einheitlicher Rechtsrahmen, Synchronisierung des Liberalisierungsprozesses). Es sollte eine Struktur entstehen, die die effiziente transnationale Abstimmung der Marktakteure gewährleistet, um einerseits im internationalen Wettbewerb zu bestehen und andererseits die Integration der einzelnen Märkte technisch zu realisieren (z. B. Pentalateral Forum, ACER⁴⁴, DESERTEC⁴⁵). Dazu gehören auch rechtsverbindliche Vertragskonstrukte, die die zukünftige Versorgung mit knappen Rohstoffen ermöglichen.

2.2.2.3 Wettbewerbsökonomie

Stromerzeugung, -handel und -vertrieb müssen im Sinne der Verbraucher durch hohe Wettbewerbsintensität geprägt sein. Dies sorgt für eine optimale Ressourcenallokation und dynamische Effizienz (technischer Fortschritt). Dazu sind funktionierende europäische Großhandelsmärkte und liquide Sekundärmärkte ebenso wichtig wie die gleichrangige Vermarktung aller Erzeugungsformen und die Internalisierung externer Effekte. Die Regulierung sollte sich auf monopolistische Bottlenecks (Energieversorgungsnetze) konzentrieren. Die Möglichkeiten zum Handel (Energie) und Austausch (Information) auf der IKT-Ebene müssen bestehen. Diese können über eine Smart-Grid-Plattform organisiert werden.

⁴⁴ Agency for the Cooperation of Energy Regulators, Europäische Regulierungsbehörde

⁴⁵ Die DESERTEC-Initiative verfolgt das Ziel einer nachhaltigen Stromversorgung für Europa, den Nahen Osten und Nordafrika bis zum Jahr 2050.

Die Energiepreise dienen als Steuerungsvariable. Sie signalisieren Marktknappheiten und Zahlungsbereitschaften und bilden sich auf den Märkten (Spot- und Terminmärkte). Eingriffe in marktliche Preisbildungsprozesse sollten vermieden werden. Effiziente Allokationssignale müssen generiert werden, die externe Effekte effizient internalisieren (Realisierung eines effizienten Preisniveaus).

2.2.2.4 Politischer Rahmen

Zum vollständigen energiewirtschaftlichen Leitbild gehört auch ein stabiler, langfristiger, konsistenter und verbindlicher Rahmen, der Innovationen stimuliert und Investitionsanreize schafft, europäische Märkte und Netze harmonisiert und integriert, aber auch Freiraum für die Entwicklung privater Geschäftskonzepte lässt. Der Verbraucher sollte vor Ausbeutungsmisbrauch, Versorgungsausfällen und gesundheitlichen Schäden geschützt werden. Gleichzeitig sollte transparent informiert und kommuniziert werden, dass Energie ein kritisches Gut ist.

2.2.3 Das energiewirtschaftliche Leitbild

Aus den in diesem Kapitel erfolgten Analysen kann nun das energiewirtschaftliche Leitbild abgeleitet werden, das sich wie folgt darstellt: Die Erzeugung von Strom erfolgt CO₂-frei. Dadurch sind nur noch bestimmte Technologien für den Erzeugungsmix relevant. Wird deren Wirtschaftlichkeit als erstes Bewertungskriterium herangezogen, so sind dies: Braun-, Steinkohle und Gas mit CCS, Kernenergie, Wind, Biomasse und Wasser. Perspektivisch könnte auch Strom aus Solarthermie dem Energiemix angehören. Zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit sind zwei Aspekte zu beachten. Zum einen sollten durch einen diversifizierten Erzeugungsmix Portfolioeffekte genutzt werden. Dadurch werden einseitige Abhängigkeiten vermieden. Zur Erhöhung der Versorgungssicherheit im Sinne der Energieautarkie kann dann auch die Geothermie herangezogen werden. Zum anderen kann durch einen diversifizierten Erzeugungsmix stochastische Einspeisung (Wind) gut bewältigt werden. Zur Verwirklichung des Energiemix ist die (Weiter-)Entwicklung verschiedener Technologien notwendig: Carbon Capture and Storage (CCS), Stromspeicher und Elektromobilität, Smart Grids und intelligente Netzsteuerung sowie die HGÜ-Technologie. Dafür müssen entsprechende Rahmenbedingungen vorhanden sein. Ein optimales Innovations- und Investitionsumfeld ist notwendig, um den abgeleiteten Energie- und Technologiemix umsetzen zu können. In Hinblick auf die Organisation des Marktes sollte perspektivisch eine gleichrangige Vermarktung aller Energieträger und der Aufbau einer Smart-Grids-Plattform erfolgen. Der internationale, europäische Rahmen (EU-27) sollte zukünftig dafür sorgen, dass aus der gegenwärtig weitestgehend auf nationaler Ebene betriebenen Energiepolitik eine Struktur entsteht, die eine effiziente transnationale Abstimmung der Marktakteure gewährleistet, um einerseits im internationalen Wettbewerb zu bestehen

und andererseits die Integration der einzelnen Märkte technisch zu realisieren. Stromerzeugung, –handel und –vertrieb müssen im Sinne der Verbraucher von hoher Wettbewerbsintensität geprägt sein. Dies sorgt für eine optimale Ressourcenallokation und dynamische Effizienz (technischer Fortschritt). Die Energiepreise dienen dabei als Steuerungsvariable. Der politische Rahmen sollte Innovationen stimulieren und eindeutige Investitionsanreize setzen. Der Verbraucher sollte vor Ausbeutungsmisbrauch, Versorgungsausfällen und gesundheitlichen Schäden geschützt werden.

2.3 Ableitung von ökonomischen Funktionen vor dem Hintergrund des Leitbilds

In diesem Abschnitt werden aus dem energiewirtschaftlichen Leitbild sechs ökonomische Funktionen entwickelt sowie die daraus resultierenden Anforderungen, die sich an die zukünftige Unternehmenslandschaft stellen. Sie sind wesentliche Bausteine für eine nachhaltige Kombination der drei fundamentalen energiewirtschaftlichen Ziele (Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit, Umweltverträglichkeit) unter der klimapolitischen „Leitplanke“.

Alle diese volkswirtschaftlichen Funktionen sollten von einer optimalen Unternehmenslandschaft erfüllt werden. Sie werden im Folgenden näher erläutert:

- *Finanzierung von Investitionen*

Investitionen im Energiesektor zeichnen sich durch eine hohe Kapitalbindung sowie lange Investitions- und Amortisationszyklen aus. Um solche Investitionen tätigen zu können, bedarf es in besonderem Maße der Fähigkeit zur Finanzierung langfristiger Investitionsgüter. Dabei spielt besonders der Zugang zu den (internationalen) Kapitalmärkten eine wichtige Rolle. Diese ökonomische Funktion betrifft die Finanzierungsseite, und damit die Fähigkeit des Unternehmens zur Aufnahme von Eigen- und Fremdkapital. Im Mittelpunkt des Interesses stehen hier zunächst die erwartete wirtschaftliche Entwicklung des Unternehmens sowie die verfügbaren Möglichkeiten zur Beschaffung von Fremdkapital. Im Weiteren Sinne Einfluss auf die Investitionsentscheidung nehmen hier insbesondere die Shareholder bzw. der Aufsichtsrat des Unternehmens sowie die Entwicklung auf den (internationalen) Fremdkapitalmärkten. Maßgeblich für die Investition sind die Renditeerwartungen.

- *(Fähigkeit zu) Innovationen und Markteinführungen*

Um Innovationen voranzutreiben, bedarf es verschiedener Voraussetzungen in den Unternehmen. Dies sind vor allen Dingen Kooperation in Netzwerken, Freiraum für Eigeninitiative und kreative Experimente, Informations-, Kommunikations- und Wertschöpfungsprozesse im eigenen Unternehmen, die stark an den Kundenbedürfnissen ausgerichtet sind, ein systematisches Ideenmanagement sowie die Nutzung kol-

lektiver Intelligenz.⁴⁶ Darüber hinaus erfordern F&E-Tätigkeiten auch hier entsprechende finanzielle Mittel sowie eine marktbasierende Organisation.

- *Wettbewerbsfähigkeit*

Funktionierender Wettbewerb auf den nationalen und internationalen Energiemärkten ist eine wichtige Voraussetzung zur Verwirklichung des Ziels der Wirtschaftlichkeit. Aufgrund des Zusammenwachsens der Energiemärkte auf europäischer Ebene ist daher auch für die internationale Wettbewerbsfähigkeit der deutschen EVUs zu sorgen. Dies setzt eine wettbewerbliche Preisbildung auf den Energiemärkten voraus, die im Sinne der Verbraucher die optimalen Ergebnisse bezüglich eingesetzter Erzeugungsformen- und Technologien und des Strompreises hervorbringt.

- *Effizientes Wirtschaften*

Effizientes Wirtschaften verlangt sowohl produktive als auch allokativen Effizienz.⁴⁷ Das bedeutet, dass Güter zu geringstmöglichen Kosten produziert werden und der soziale Überschuss bei gegebenen Kosten maximal ist (Preise zu Grenzkosten).

- *Risikotragfähigkeit*

Eine Risikotragfähigkeit vermindert die Gefahr betriebs- und volkswirtschaftlicher Verluste und erhöht gleichzeitig die Versorgungssicherheit.

- *Infrastrukturausstattung*

Zur Verwirklichung einer umweltverträglichen und zuverlässigen Energieversorgung gehört der Aufbau und Betrieb einer Infrastruktur, die es ermöglicht, eine CO₂-freie Energiewirtschaft zu schaffen. Während die erstgenannte ökonomische Funktion die Finanzierungsseite betrifft, stellt die Infrastrukturausstattung auf die „Verdinglichung“ der getätigten Investition ab. Betrachtungskriterium hier ist somit der tatsächliche Aufbau von Infrastruktur und Anlagen bzw. die Fähigkeit der Unternehmen, auf Anreize zum Aufbau von Infrastruktur zu reagieren. Treiber hierfür sind sowohl die rechtlichen Rahmenbedingungen (z.B. Emissionshandelsgesetz, EEG, EnLAG), Aspekte der Versorgungssicherheit bzw. Versorgungszuverlässigkeit (Netzebene) als auch die Durchsetzungsfähigkeit einer bestimmten Infrastruktur (bspw. öffentliche Akzeptanz eines Kraftwerksneubaus oder einer Freileitung). Das akquirierte Kapital verdinglicht sich somit in einem Asset mit einer bestimmten technologischen Ausstattung, für die sich das Unternehmen mit einer bestimmten Größe, einem be-

⁴⁶ Vgl. Altmann und Wuddel (2008).

⁴⁷ Ein pareto-optimaler Zustand, in dem der Grenzerlös den Grenzkosten entspricht, wird als allokativen Effizienz bezeichnet. Produktive Effizienz liegt vor, wenn eine gegebene Outputmenge mit minimalen Kosten erreicht wird oder umgekehrt, mit einem gegebenen Input die maximal erreichbare Outputmenge erzeugt wird. Die Aufgabe der Steigerung der Energieeffizienz wird in dieser Studie annahmegermäßig endogenisiert, da bei einer durchgängig CO₂-freien Erzeugung Energieeffizienz nicht als energiepolitisches Ziel notwendig ist, um die Umweltverträglichkeit zu erhöhen. Vielmehr bedeutet Energieeffizienz dann Wirtschaftlichkeit im Sinne eines effizienten Ressourceneinsatzes.

stimmten Spezialisierungs- bzw. Diversifizierungsgrad und einer gewissen Eignerstruktur unter den vorgenannten Kriterien entschieden hat bzw. entscheiden konnte.

2.4 Definition der optimalen Unternehmenslandschaft

In diesem Abschnitt leiten wir die optimale Unternehmenslandschaft für die deutsche Energiewirtschaft ab. Zur Spezifikation der optimalen Unternehmenslandschaft wird auf allen relevanten Stufen der Wertschöpfungskette (Erzeugung, Transport und Verteilung sowie Handel und Vertrieb) geprüft, bei welcher Betriebsgröße, Organisationsform und Eignerstruktur die jeweiligen Unternehmen die genannten ökonomischen Funktionen bestmöglich erfüllen können. Hierbei wird aus der Verbraucherperspektive argumentiert. Die Ermittlung der optimalen Unternehmenslandschaft bedeutet daher insbesondere die Prüfung von:

- Größenvorteilen (Betriebsgröße)
- Diversifizierungsvorteilen (Organisationsform) sowie
- Privatisierungsvorteilen (Eignerstruktur).

Hinsichtlich der **Betriebsgröße** orientieren wir uns an der in Tabelle 3-1 dargestellten Größenordnung. Auf der Erzeugungsebene wird nach dem Gesamtvermögen differenziert. Kleine Unternehmen verfügen über ein Gesamtvermögen kleiner 10 Mio. €, bei Mittleren liegt dies zwischen 10-43 Mio. € und bei großen Unternehmen über 43 Mio. €. Transportnetzbetreiber besitzen per se eine relativ hohe Betriebsgröße. Diese Dimension wird daher an dieser Stelle nur für die Verteilnetzbetreiber analysiert.⁴⁸ Hier wird nach der Kundenzahl differenziert. Kleine Netzbetreiber haben weniger als 30.000 Kunden, Mittlere zwischen 30.000 und 100.000 Kunden und große Netzbetreiber mehr als 100.000 Kunden. Im Bereich Handel wird nach dem Umsatz pro Jahr differenziert. Kleine Händler haben einen Umsatz von weniger als 10 Mio. €, Mittlere zwischen 10-50 Mio. € und bei Großen liegt dieser über 50 Mio. €. Im Vertrieb unterteilt sich die Unternehmensgröße nach den abgesetzten Mengen pro Jahr. Kleine Vertriebsunternehmen setzen weniger als 1.000 GWh ab, Mittlere zwischen 1.000 GWh und 10.000 GWh und Große über 10.000 GWh. Die Unternehmensgröße auf Erzeugungsebene wird maßgeblich durch die gewählte Erzeugungstechnologie bestimmt.

Für die **Organisationsform** unterscheiden wir zwischen diversifizierten (integrierten) und spezialisierten Unternehmen. Bezüglich der Integration unterscheiden wir weiter zwischen horizontaler und vertikaler Integration. Eine horizontale Integration beschreibt Zusammenschlüsse in Form von Kooperationen, Fusionen oder Akquisitionen innerhalb

⁴⁸ Die Existenz von Skalenvorteilen in der Elektrizitätsübertragung gilt als theoretisch unbestritten. Zu einem beeindruckenden empirischen Beleg für die USA siehe Dismukes et al. (1998): „We find strong economies over all relevant ranges of capacity and across all regions of the USA.“ Brunekreeft (2005) zeigt zudem mit dem Kapazitätsanstieg von Übertragungsleitungen exponentiell sinkende Kosten.

einer Wertschöpfungsstufe. Dadurch werden Größenvorteile realisiert. Unter vertikaler Integration versteht man in der Energiewirtschaft die Optimierung einer Unternehmenseinheit über die Wertschöpfungsstufen Erzeugung, Transport und Verteilung sowie Vertrieb.

Auf *Erzeugungsebene* handelt es sich bei diversifizierten Unternehmen um Organisationseinheiten mit einem diversifizierten Erzeugungsportfolio auf Basis mehrere Energieträger (z.B. ein Mix aus Kohle mit CCS, Kernenergie und Erneuerbaren Energien). Hier kann man im weiteren Sinne der obigen Definition auch von horizontaler Integration sprechen. Spezialisierte Unternehmen setzen hingegen lediglich auf eine Erzeugungsförm (z.B. nur gasbefeuerte Kraftwerke oder Windenergie). An der *Schnittstelle zwischen Erzeugung und Transport und Verteilung* verstehen wir unter diversifizierten Unternehmen gemäß §§ 6 und 7 EnWG vertikal integrierte Unternehmen, die in einer Organisationseinheit auf mehreren Wertschöpfungsstufen, z.B. Erzeugung und Verteilung, tätig sind. Die bestehende Rechtslage (rechtliches und operationelles Unbundling) sieht diese Möglichkeit nur für Unternehmen mit weniger als 100.000 Kunden vor.⁴⁹ Durch eine horizontale Integration insbesondere auf Verteilnetzebene können Größenvorteile hinsichtlich der Betriebsgröße bspw. durch Netzbetreiberkooperationen realisiert werden. Diese diskutieren wir für die Dimension „Betriebsgröße“. Spezialisierte Unternehmen sind lediglich auf die Wertschöpfungsstufe *Transport bzw. Verteilung* fokussiert und organisatorisch unabhängig von anderen Unternehmenseinheiten. Dies betrifft gemäß der Unbundlingvorschriften des EnWG alle Verteilnetzbetreiber > 100.000 Kunden sowie die Übertragungsnetzbetreiber. *Im Vertriebsbereich* ist eine Diversifizierung durch das Angebot verschiedener Dienstleistungen aus einer Hand (Strom, Gas, Wasser, Energiedienstleistungen, Telekommunikation) möglich. Ein spezialisiertes Unternehmen fokussiert lediglich auf eine Sparte, z.B. Vertrieb von Stromprodukten. Allerdings ist auch hier Diversifikation durch ein breites Produktportfolio möglich (z.B. Allgemeiner Tarif, Ökostromtarif, Fixpreisprodukt etc.).

Bei der **Eignerstruktur** unterscheiden wir öffentliche und private Unternehmen. Auf allen Wertschöpfungsstufen unterscheiden wir damit Unternehmen, die entweder in staatlicher bzw. kommunaler Hand liegen oder privatwirtschaftliche Anteilseigner haben. Die Anreizstruktur bei privaten und öffentlichen Unternehmen gestaltet sich unterschiedlich. Grundsätzlich ist davon auszugehen, dass private Unternehmen ihr Optimierungskalkül auf eine Maximierung des langfristigen Unternehmenswertes auslegen, während die Zielsetzung öffentlicher Unternehmen von weiteren Faktoren wie z.B. (kommunal-)politischen Zielen geprägt ist.

⁴⁹ Vgl. §§ 7 und 8 EnWG.

2.4.1 Erzeugung

2.4.1.1 Betriebsgröße

Finanzierung von Investitionen

Die Finanzierung von Investitionen hängt von der Erzeugungsform ab. Kleinere Investitionen, z.B. in Biomasseanlagen, sind auch von kleineren Unternehmen durchführbar.⁵⁰ Große Unternehmen besitzen hingegen eine höhere organisatorische Umsetzungskraft vor allem in Bezug auf Großprojekte (z.B. Offshore-Wind, Kohle- und Kernkraftwerke). Dabei spielt besonders der Zugang zum Kapitalmarkt und die langfristige Finanzierungsfähigkeit eine wichtige Rolle. Mit diesen Vorteilen ist es für große Unternehmen leichter, größere Investitionen zu realisieren.⁵¹

(Fähigkeit zu) Innovationen und Markteinführungen

Bezüglich der (Fähigkeit zu) Innovationen und Markteinführungen sind größere Unternehmen tendenziell im Vorteil, da bei einem installierten systematischen Ideenmanagement die entsprechend kollektive Intelligenz höher ausfallen dürfte. Auch aus Gründen der Finanzkraft erscheint es für große Unternehmen einfacher zu sein, Innovationen langfristig voranzutreiben und in den Markt einzuführen.⁵² Die Entwicklung einzelner Technologien erfordert durch hohe Investitionskosten per se einen hohen Finanzbedarf, der nur durch große Unternehmen zu realisieren ist, z.B. bei der Erforschung der CCS-Technologie. Hier existieren neben Lernkurveneffekten vor allem Größenvorteile bei der Entwicklung der Technologie; McKinsey (2008) beziffert den Lernkurveneffekt in der CO₂-Abscheidung der CCS-Technologie nach der Realisierung von 20-30 großtechnischen Projekten auf eine mögliche Reduktion der Kapitalkosten um 12 Prozent pro zusätzlicher Verdoppelung der installierten Leistung. Weiterhin berechnet McKinsey (2008) einen Kostenvorteil von 50% bei der Erhöhung der Kraftwerkskapazität von 300 MW auf 900 MW.⁵³ Die Größenvorteile verbunden mit hohen Kapitalaufwendungen sprechen für die Anwendung von CCS insbesondere bei Großkraftwerken.⁵⁴

Wettbewerbsfähigkeit

Funktionierender Wettbewerb kann zwischen kleinen und großen Unternehmen stattfinden. Potenzielle Marktbeherrschung durch große Unternehmen auf nationalen Märkten kann durch die transnationale Ausdehnung des Wettbewerbs verhindert werden. Das Funktionieren des Wettbewerbs kann also mittels der Internationalisierung der Märkte gewährleistet werden. Die EU Kommission sieht darin den Schlüssel für die Verbesse-

⁵⁰ Newbery (2001).

⁵¹ Vgl. dazu Gehrke (1995), Keuschnigg (2010) und KfW (2010).

⁵² KfW (2007).

⁵³ McKinsey & Company (2008), Carbon Capture and Storage: Assessing the Economics.

⁵⁴ Anderson, S. und R. Newell (2004), "Prospects for Carbon Capture and Storage Technologies." Annual Review of Environment and Resources, Nr. 29, S. 109-142.

zung der Versorgungssicherheit und die Ankurbelung der Wettbewerbsfähigkeit in der EU, was direkt den Interessen der europäischen Verbraucher dient.⁵⁵

Effizientes Wirtschaften

Die Unternehmensgröße spielt sowohl bei der produktiven als auch der allokativen Effizienz eine gewisse Rolle. Große Unternehmen haben Vorteile beim Einkauf von Vorleistungen⁵⁶ und durch niedrigere Kapitalkosten aufgrund günstiger Finanzierungsmöglichkeiten.⁵⁷ Sie werden daher bei funktionierendem Wettbewerb günstiger am Markt anbieten. Die allokativen folgt dann der produktiven Effizienz. Beim Aufbau internationaler Wettbewerbsfähigkeit haben große Unternehmen insbesondere Vorteile bei der Expansion ins Ausland.⁵⁸ Kleinere Unternehmen dürften weniger gut in der Lage sein, Auslandsniederlassungen zu installieren, da es einer gewissen Mindestgröße bedarf, um die notwendigen Anfangsinvestitionen in Betriebsstätten und länderspezifisch erfahrenes Personal zu tätigen.

Beispiel: Reduktion der Investitionskosten durch Skaleneffekte bei großen Produktionseinheiten

Die IEA (2010) gibt eine Beispielrechnung dafür an, wie die Anzahl der Kraftwerksblöcke eines Kohlekraftwerkes zu sinkenden Kapitalkosten pro Einheit führen. Die bezifferten Skaleneffekte stellen sich folgendermaßen dar:

Als Referenzgröße wird ein Kraftwerk mit zwei Blöcken gewählt. Im Vergleich dazu erhöhen sich die Kapitalkosten bei nur einem Kraftwerksblock um 25%. Für zusätzliche Einheiten im Vergleich zur Referenzgröße erfolgt eine nicht-lineare Reduktion der Kapitalkosten. Für ein Kraftwerk mit drei bis vier Blöcken können die Kapitalkosten um 8-12% niedriger ausfallen als bei einem Kraftwerk mit zwei Blöcken. Die Kosteneinsparungen für fünf bis sechs Blöcke werden auf 15-17% quantifiziert.

Die geringeren Kapitalkosten für eine zusätzliche Einheit werden allgemein auf 10-15% gegenüber einer vollständigen Neuerrichtung der Infrastruktur beziffert unter der Voraussetzung, dass die zusätzlich installierte Einheit die bestehende Infrastruktur zumindest teilweise nutzen kann.

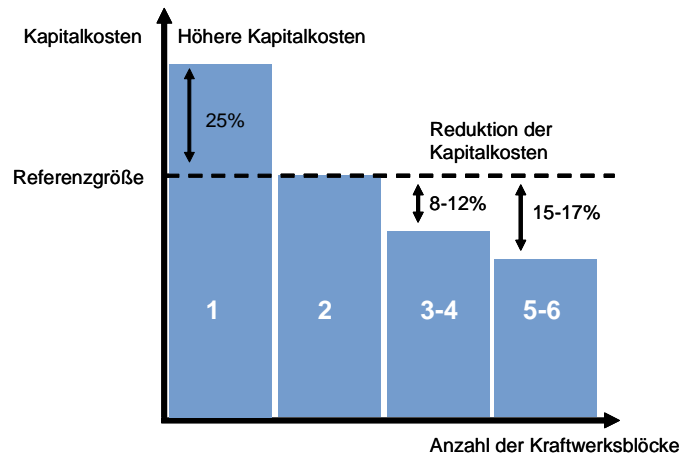
⁵⁵ EU Kommission (2009).

⁵⁶ Kallfass (1990).

⁵⁷ KfW (2010).

⁵⁸ PWC (2003).

Abbildung 2-9: Beispiel für die Reduktion der Kapitalkosten bei der Erhöhung der Produktionseinheiten



Quelle: Eigene Darstellung (schematisch) auf Basis IEA (2010)

Risikotragfähigkeit

Risikotragfähigkeit kann tendenziell von größeren Unternehmen einfacher gewährleistet werden, da sie über die notwendigen Finanzmittel verfügen, um in verschiedene Erzeugungsformen zu investieren. Kleinere Unternehmen dagegen werden sich eher für eine Erzeugungsform entscheiden (müssen) und sind so abhängiger von Entwicklungen in diesem speziellen Bereich.⁵⁹ Dies folgt nicht zuletzt daraus, dass kleinere Unternehmen geringere Optimierungsmöglichkeiten bei einem integrierten, d.h. Marktsignale und Re-aloptionen der eigenen Erzeugung zusammenführenden Risikomanagementansatz haben.

Infrastrukturausstattung

Je höher sich der Finanzbedarf und das Risiko einer Investition darstellen, desto eher sind große Unternehmen im Vorteil. Die Investition in CCS-Netze und Lagerstätten z.B. kann besser von großen Unternehmen bewältigt werden, da es sich um Investitionsvolumen im Milliarden-Euro-Bereich handelt.⁶⁰ Bei Investitionen in erneuerbare Energien gewährleistet das EEG durch die fixen Vergütungssätze eine gewisse Investitionssicherheit. Die Vergütungssätze gewähren für größere Anlagen tendenziell geringere Vergütungen und gleichen Größenvorteile gewissermaßen politisch zu einem bestimmten Maße aus. Frondel et al. kommen zu dem Ergebnis, dass die deutsche Förderpolitik in Form eines Einspeisevergütungssystems nicht kosteneffizient ist, um Erneuerbare Energien in den Energiemix zu integrieren. Vielmehr gingen von diesem System massive Belastungen für den Stromverbraucher aus. Die Autoren empfehlen, dass Erneuer-

⁵⁹ Blaesig und Haubrich (2007).

⁶⁰ Hamilton et al. (2009).

bare Energien durch Fördermechanismen unterstützt werden sollen, die wie bspw. der Emissionshandel, auf marktlichen Anreizen basieren und tatsächlich an der Korrektur negativer externer Effekte durch negative Umwelteinflüsse ansetzen.⁶¹ Langfristig sollten die Energieträger daher gleichberechtigt vermarktet werden, so dass Größenvorteile wieder zum Tragen kämen. Krewitt et al. (2007) erwarten, dass sich bei einer Etablierung der Selbstvermarktung von EEG-Strom zumindest auf Teilmärkten neue Konzepte zur besseren Integration von EEG-Anlagen auch ohne gezielte Förderung durchsetzen werden.⁶²

Auch virtuelle Kraftwerke werden Teile der zukünftigen Energieversorgung sein. Kleinere regenerative⁶³ Erzeugungseinheiten können durch Zusammenschluss zu virtuellen Kraftwerken eine ebenso hohe Systemstabilität gewährleisten wie einzelne große Erzeugungseinheiten, bzw. sind insofern noch besser gegen Ausfälle geschützt, da der Ausfall einzelner Elemente geringere Auswirkungen nach sich zieht. Jänig erläutert, dass die Einbeziehung auch stochastisch einspeisender Erzeugungsformen wie Wind und Photovoltaik in ein virtuelles Kraftwerk die Einbindung regelbarer Elemente in den Erzeugungsfahrplan beinhaltet. Dies führe zwangsläufig zu einer wesentlichen Steigerung der energiewirtschaftlichen und ökologischen Effizienz der regenerativen Energieerzeugung als auch zur Erhöhung der Energieeffizienz des Gesamtsystems.⁶⁴ Die Versorgungssicherheit insgesamt hängt allerdings wesentlich von der Art der Erzeugungsform (fluktuierende vs. nicht-fluktuierende Einspeisung) und weniger von der Betriebsgröße ab. Die Deutsche Physikalische Gesellschaft (DPG) stellt dazu fest, dass, wenn die hohe Versorgungssicherheit in Deutschland weiterhin gewährleistet werden soll, insbesondere die Kapazität der Windenergieanlagen weitgehend auf Schwachwindverhältnisse ausgelegt, eine hohe Reservekapazität anderer Erzeugungssysteme vorgehalten werden und nach Möglichkeit weitere Stromspeicher geschaffen werden sollten.⁶⁵

2.4.1.2 Organisationsform

Finanzierung von Investitionen

Hinsichtlich der Finanzierung von Investitionen kann Diversifikation ein Vorteil sein, um durch Portfolioeffekte das Risiko zu minimieren. Durch auf solche Weise gesicherte Cash-Flows könnten Finanzierungsvorteile am Kapitalmarkt geschaffen werden.⁶⁶

⁶¹ Frondel et al. (2009).

⁶² Krewitt et al. (2007).

⁶³ Virtuelle Kraftwerke auf Basis fossiler dezentraler Erzeugungseinheiten werden nicht betrachtet, da unter der Leitprämisse einer CO₂-neutralen Energieversorgung der Aufbau einer CO₂-Abscheidetechnologie für kleine Erzeugungseinheiten nicht wirtschaftlich ist.

⁶⁴ Jänig (2010).

⁶⁵ DPG (2010).

⁶⁶ Rogers et al. (2002).

(Fähigkeit zu) Innovationen und Markteinführungen

Der Vorteil bei der (Fähigkeit zu) Innovationen und Markteinführungen dagegen liegt eher bei spezialisierten Unternehmen, da die Fokussierung auf einen Technologie- oder Produktzweig keinen internen Ressourcenwettbewerb bedingt und somit eine konsequentere Innovationspolitik zur Folge hat.⁶⁷

Wettbewerbsfähigkeit

In Bezug auf den Wettbewerb spielt die Organisationsform eine weniger wichtige Rolle. Funktionierender Wettbewerb kann zwischen diversifizierten und spezialisierten Unternehmen stattfinden und ermöglicht die Herausbildung der überlegenen Organisationsform. Die Vermeidung von Quersubventionierung ist dabei eine notwendige Voraussetzung, da es ansonsten zu Wettbewerbsverzerrungen kommen kann.⁶⁸ Der Aufbau internationaler Wettbewerbsfähigkeit kann durch diversifizierte Unternehmen tendenziell einfacher erfolgen, da sie eine bessere Risikotragfähigkeit vornehmen können.

Effizientes Wirtschaften

Bei funktionierenden Vorleistungs- und Abnahmemärkten können sowohl spezialisierte als auch diversifizierte Unternehmen allokativen und produktiven Effizienz gewährleisten. In einem wettbewerblichen Energiemarkt bieten sowohl diversifizierte als auch spezialisierte Unternehmen zu Grenzkostenpreisen an der Strombörse Strom an.⁶⁹ Auch in der eigentlichen Erzeugung können beide Organisationsformen kostenminimal produzieren. Vorstellbar sind allenfalls Verbundvorteile für diversifizierte Unternehmen beim gleichzeitigen Bau verschiedener Kraftwerkstypen durch die Einsparung von Transaktionskosten. Dies könnte dann der Fall sein, wenn nur ein Unternehmen mit dem Bau verschiedener Kraftwerke beauftragt wird.

Risikotragfähigkeit

Durch Risikotragfähigkeit sind diversifizierte Unternehmen im Hinblick auf die Versorgungssicherheit weniger anfällig bei Brennstoffpreisveränderungen. Unternehmen, die verschiedene Erzeugungsformen in ihrem Portfolio halten, haben zudem die Möglichkeit, Ausfälle fluktuierender Einspeiser besser aufzufangen und so die Versorgungssicherheit zu erhöhen.⁷⁰

Infrastrukturausstattung

Investitionen in umweltfreundliche und zuverlässige Anlagen können grundsätzlich sowohl von spezialisierten als auch diversifizierten Unternehmen gleichermaßen ausgeführt werden. Es ist davon auszugehen, dass beide Organisationsformen Zugang zum neuesten Stand der Technik besitzen, da diese oftmals von Dritten bereitgestellt wird.

⁶⁷ Gerybadze (1999).

⁶⁸ Höpner (2006).

⁶⁹ von Hirschhausen et al. (2007).

⁷⁰ Blaesig und Haubrich (2007).

2.4.1.3 Eignerstruktur

Finanzierung von Investitionen

Bei der Finanzierung von Investitionen ergibt sich ein ambivalentes Bild. Auf der einen Seite besitzen Staatsunternehmen einen Vorteil bezüglich der langfristigen Finanzierungsmöglichkeiten.⁷¹ Auf der anderen Seite ist davon auszugehen, dass Privatunternehmen Investitionen effizienter planen und umsetzen, da sie dem Kapitalmarkt rechenenschaftspflichtig sind und unabhängig von finanzpolitischen Gegebenheiten agieren.⁷²

(Fähigkeit zu) Innovationen und Markteinführungen

Bezüglich der (Fähigkeit zu) Innovationen und Markteinführungen scheint bei Privatunternehmen unter Effizienz Gesichtspunkten ein klarer Vorteil zu liegen, da sie die entsprechenden Ausgaben langfristig am Markt verdienen müssen. Staatsunternehmen dagegen haben per se eher ein geringeres Interesse an innovativen Aktivitäten bzw. stehen weniger unter Druck, sich durch Innovationen im dynamischen Sinne weiterzuentwickeln.⁷³

Wettbewerbsfähigkeit

In einer sozialen Marktwirtschaft sollte Wettbewerb in erster Linie durch private Unternehmen entstehen.⁷⁴ Der Staat sollte nur dann eingreifen, wenn Aufgaben der sog. Daseinsvorsorge nicht von privaten Unternehmen gewährleistet werden können, bzw. wenn es zu einem Marktversagen kommt. Blankart und Gehrman führen dazu aus, dass der im Energiesektor relevanteste Fall des Marktversagens das Auftreten eines natürlichen Monopols ist.⁷⁵ Dieses existiert im Bereich der Energieerzeugung nicht. Weiterhin kann der Aufbau internationaler Wettbewerbsfähigkeit insofern von Privatunternehmen besser gewährleistet werden, als dass bei ihnen von einem besseren Risikomanagement ausgegangen werden kann. Staatsunternehmen neigen dagegen eher zu ineffizientem bzw. unwirtschaftlichem Verhalten bezüglich potenzieller Unternehmenszukäufe und Auslandsexpansion.⁷⁶

Effizientes Wirtschaften

Grundsätzlich ist bezüglich der Effizienz davon auszugehen, dass die produktive Effizienz bei Privatunternehmen höher ist. Die meisten Überblicksartikel kommen zu dem Ergebnis, dass private Unternehmen effizienter und profitabler arbeiten als Unternehmen im Staatsbesitz.⁷⁷

⁷¹ Eine Untersuchung der Weltbank der Auswirkung der Finanzmarktkrise auf Investitionen in den Energiesektor in Südostasien zeigt, dass die Fremdkapitalkosten von Privatunternehmen um 1 bis 3,5 Prozentpunkte höher sind als die öffentlicher Energieversorger (Worldbank, 2009).

⁷² Newbery (2001).

⁷³ Ebenda.

⁷⁴ Böhm (1966).

⁷⁵ Blankart und Gehrman (2006).

⁷⁶ Vgl. beispielsweise BAG (2008) zur entsprechenden Strategie der Deutschen Bahn AG.

⁷⁷ Schnitzer (2003).

Risikotragfähigkeit

Es ist davon auszugehen, dass private Unternehmen grundsätzlich ein besseres Risikomanagement und somit eine breitere Risikotragfähigkeit aufweisen als Staatsunternehmen. Scholz et al. stellen fest, dass ein ganzheitlich orientiertes Risikomanagementsystem im öffentlichen Sektor bisher weitgehend nicht genutzt wird⁷⁸.

Infrastrukturausstattung

Bezüglich des inländischen Erzeugungsmix haben sowohl Privat- als auch Staatsunternehmen ein hohes Interesse an einer stabilen Versorgung.⁷⁹ In Bezug auf die Umweltverträglichkeit haben Staatsunternehmen einen Durchsetzungsvorteil beim Aufbau eines entsprechenden Erzeugungsmix.⁸⁰ Privatunternehmen dagegen werden einen umweltfreundlichen Erzeugungspark tendenziell effizienter realisieren.

2.4.2 Transport und Verteilung

Auf der Transportnetzebene liegen technologiebedingt Strukturen vor, die eine kleinteilige Organisation weder technisch noch ökonomisch rational erscheinen lassen. Vielmehr sind die Herausforderungen und Zielsetzungen hier auf wettbewerbliche Strukturen und effizientes Wirtschaften ausgerichtet, um den technologischen Wandel, der mit einem hohen Innovations- und Investitionsbedarf (z.B. HGÜ-Technologie) verbunden ist, voranzutreiben. Gleiches gilt auch für eine Europäisierung der Transportnetze (Grenzkuppelstellen, Aufbau transeuropäischer Netze). Der Fokus liegt in diesem Abschnitt daher auf der Verteilnetzebene.

2.4.2.1 Betriebsgröße

Transportnetzbetreiber besitzen per se eine relativ hohe Betriebsgröße. Diese Dimension wird daher an dieser Stelle nur für die Verteilnetzbetreiber analysiert.⁸¹

Finanzierung von Investitionen

Die Betriebsgröße hat auf die Finanzierung von Investitionen eher geringen Einfluss, da die Größe der Investitionen im Verhältnis zur Größe der Netzbetreiber steht, d.h. kleine Netzbetreiber besitzen auch grundsätzlich nur einen geringeren Investitionsbedarf als große. Allerdings müssen auch diese ihre Netze an den veränderten Bedingungen insbesondere durch die zunehmende Einspeisung von Fotovoltaikanlagen ausrichten. Da-

⁷⁸ Scholz et al. (2009).

⁷⁹ Ross et al. (2006).

⁸⁰ Vgl. hierzu das Ziel der Stadtwerke München, bis 2025 sämtliche Kunden mit Ökostrom aus eigenen Anlagen zu beliefern. Hier erscheint die entsprechende Rückendeckung durch den Stadtrat ein wichtiger Faktor zu sein (vgl. Presse-Information der Stadtwerke München (2009)).

⁸¹ Die Existenz von Skalenvorteilen in der Elektrizitätsübertragung gilt als theoretisch unbestritten. Zu einem beeindruckenden empirischen Beleg für die USA siehe Dismukes et al. (1998): „We find strong economies over all relevant ranges of capacity and across all regions of the USA.“ Brunekreeft (2005) zeigt zudem mit dem Kapazitätsanstieg von Übertragungsleitungen exponentiell sinkende Kosten.

durch wird ein zusätzlicher Investitionsbedarf induziert. Für große Unternehmen einfacher erscheinen Investitionen in Smart-Grid Technologien, da der Aufbau einer solchen Infrastruktur mit Größenvorteilen verbunden ist.⁸²

(Fähigkeit zu) Innovationen und Markteinführungen

Bei der (Fähigkeit zu) Innovationen und Markteinführungen erscheinen große Unternehmen im Vorteil. Neue Technologien lassen sich aufgrund von Netzeffekten⁸³ bei einer größeren Kundenzahl einfacher in die Realität umsetzen als bei einer kleinen Zahl von Anschlüssen. Wissner und Growitsch verdeutlichen dies am Beispiel des roll-outs intelligenter Zähler und zeigen theoretisch, dass ein flächendeckender roll-out wohlfahrtssteigernd wirken kann.⁸⁴

Wettbewerbsfähigkeit

Direkter Wettbewerb besteht aufgrund des Charakters der Netze (natürliche Monopole) nicht. Der Aufbau internationaler Wettbewerbsfähigkeit spielt aufgrund der regionalen Begrenztheit der Verteilnetzbetreiber nur eine theoretische Rolle. Mit zunehmender Internationalisierung der Regulierung (ACER) könnten allerdings auch internationale Benchmarkings analog zu den Regelungen bei den Transportnetzbetreibern (§ 22 Abs. 1 ARegV) an Bedeutung gewinnen. Hier gilt es zu gewährleisten, dass die deutschen Netzbetreiber keinen Effizienznachteil aus einer eventuell zu geringen Unternehmensgröße haben.

Effizientes Wirtschaften

Auf nationaler Ebene unterliegen die deutschen Verteilnetzbetreiber der Anreizregulierung, die den Anspruch besitzt, sowohl produktive als auch allokativen Effizienz zu gewährleisten. Es können dabei Größenvorteile etwa beim Einkauf von Vorleistungsprodukten bestehen. Kleine Unternehmen können allerdings ein vereinfachtes Verfahren bezüglich ihrer Effizienzeinstufung wählen. Die meisten der kleineren Unternehmen haben in der Tat dieses Verfahren gewählt und besitzen somit einen Effizienzwert von 87,5%, der deutlich unter dem Durchschnittswert von 92,2% liegt.⁸⁵ Bei rationaler Selbsteinschätzung der kleineren Unternehmen ist also davon auszugehen, dass diese weniger effizient sind als die größeren. Ein weiteres Beispiel für ineffiziente Strukturen zeigt die Situation im deutschen Wassersektor (siehe Abschnitt 3.3).

Dies zeigen auch verschiedene internationale Studien. So liegt die optimale Versorgungsgröße von Verteilnetzbetreibern in Taiwan bei über 23.000 GWh.⁸⁶ Andere Studien bestätigen eine mindesteffiziente Betriebsgröße von 500-3500 GWh für Neuseeland beziehungsweise ca. 700 GWh für Canada.⁸⁷ Der Vergleich mit der durchschnittli-

⁸² Gilbert et al. (2010).

⁸³ Unter Netzeffekten versteht man in der ökonomischen Fachliteratur positive externe Effekte, die dadurch charakterisiert sind, dass der Nutzen an einem Netzwerk oder Standard mit der Größe der Nutzerzahl wächst.

⁸⁴ Wissner und Growitsch (2010).

⁸⁵ Sagmeister (2009).

⁸⁶ Huang, Chen und Yang (2010).

⁸⁷ Giles und Wyatt (1993) und Yatchew (2000).

chen Entnahmemenge von Letztverbrauchern bei deutschen Verteilnetzbetreibern von etwa 530 GWh⁸⁸ deutet bereits darauf hin, dass über die Hälfte der insgesamt 872 Verteilnetzbetreiber in Deutschland⁸⁹ kleiner sind als die zur Realisierung von Effizienzvorteilen mindestens erforderliche Betriebsgröße. Entsprechend ergibt eine erste Schätzung für Deutschland, dass sich bei einem hypothetischem Zusammenschluss der Verteilnetzbetreiber zu 14 Einheiten (also in etwa auf Bundesländerebene) durch Nutzung von Skalen- und Synergieeffekten die Kosten der Verteilnetzbetreiber im Durchschnitt um bis zu 10 Prozent, in einem Fall sogar um bis zu 22 Prozent, gesenkt werden könnten.⁹⁰

Risikotragfähigkeit

Größere Unternehmen besitzen im Netzbereich stochastische Größenvorteile. Das bedeutet, dass auf zufällige Ereignisse umso besser reagiert werden kann, je größer das Unternehmen ist, da sich die Auswirkungen gleichmäßiger verteilen. So können z.B. Lastspitzen besser aufgefangen werden.⁹¹ Bei einer gleichzeitigen Untersuchung von Kosten und Versorgungsqualität zeigen Growitsch et al. (2009) in einem internationalen Vergleich, dass die Effizienz von Verteilnetzbetreibern mit der Unternehmensgröße ansteigt. Die Autoren stellen fest, dass die größten 5% der Verteilnetzbetreiber in der Stichprobe nahezu doppelt so effizient sind wie die kleinsten 50% und damit einen fast 100%ig höheren Output pro Geldeinheit liefern. Auch führt die Berücksichtigung von Versorgungsqualität lediglich bei den großen Unternehmen zu einem Anstieg der Effizienz. Growitsch et al. führen dies auf stochastische Größenvorteile zurück. Dadurch kann die Risikotragfähigkeit auch im Sinne eines zuverlässigen Netzbetriebes gewährleistet werden.

Infrastrukturausstattung

Im Hinblick auf die Versorgungssicherheit sind große Unternehmen möglicherweise besser in der Lage, Netzstörungen bzw. Netzausfälle im Vorfeld zu vermeiden, da sie zumindest perspektivisch durch Investitionen in Smart-Grid Technologie besser über die Vorgänge im Netz informiert sind (s.o.). Bei der Umweltverträglichkeit kann im engeren Sinne zunächst eine Unterscheidung zwischen Erdkabeln und Freileitungen getroffen werden, wobei Erdkabel als die umweltfreundlichere Alternative gelten, deren Einsatz aber mit höheren Kosten verbunden ist. Dies scheint auf Verteilnetzebene aber eher eine Frage der Struktur des Netzgebiets (städtisch/ländlich) als der Größe des Netzbetreibers zu sein. In ländlichen Gebieten ist eine Verkabelung der Anschlussnehmer grundsätzlich teurer als in urbanen Gebieten. Dies setzt eine größere Investitionsfähigkeit der Netzbetreiber voraus. Diese ist eher bei größeren Netzbetreibern vorhanden.

⁸⁸ Quelle: eigene Berechnungen basierend auf Monitoringbericht 2009 der Bundesnetzagentur (BNetzA, 2009b).

⁸⁹ Vgl. Abschnitt 3.1.1 zur Struktur der deutschen Elektrizitätswirtschaft.

⁹⁰ Cullmann et al. (2007).

⁹¹ Müller und Stahl (1995).

2.4.2.2 Organisationsform

Grundsätzlich bestehen bei diversifizierten, vertikal verbundenen Netzbetreibern Koordinations- und somit Kostenvorteile.⁹² Diese können aber aufgrund der bestehenden Rechtslage (rechtliches und operationelles Unbundling) nur noch von verbundenen Netzbetreibern mit weniger als 100.000 Kunden verwirklicht werden.⁹³

Finanzierung von Investitionen

Für die Finanzierung von Investitionen bedeutet dies, dass diversifizierte Unternehmen Investitionen insofern effizienter tätigen können, als dass sie die Netzauslastung besser einschätzen können. Bei vertikaler Trennung der Wertschöpfungsstufen Erzeugung und Verteilung wird die Netzausbauplanung aufgrund der Unkenntnis der Standorte zukünftiger Erzeugungskapazitäten schwieriger, die Unsicherheit bei Netzinvestitionen steigt.⁹⁴

Fähigkeit zu Innovationen

Die Fähigkeit zu Innovationen dürfte von der Organisationsstruktur nicht betroffen sein, wohl aber die Anreize. Hier gilt ein analoger Zusammenhang wie bei der Investitionsfähigkeit. Dort, wo die Innovation über eine Wertschöpfungsstufe hinaus optimiert werden könnte, ist eine Trennung der Wertschöpfungsstufen innovationsverhindernd.⁹⁵

Effizientes Wirtschaften

Unter Effizienzgesichtspunkten kann fehlendes Unbundling einen Verlust an produktiver und allokativer Effizienz bedeuten, da ein unabhängiger Netzbetreiber ein größeres Interesse an einer optimalen Netzauslastung besitzt und keinerlei nichtpreisliche Diskriminierungsanreize bestehen.⁹⁶ Allerdings können vertikal integrierte Unternehmen grundsätzlich Effizienz- und Synergiepotenziale heben, wenn sie auf allen Wertschöpfungsstufen agieren. Dies steht allerdings im Zielkonflikt zu einem funktionierenden Wettbewerb. Damit ist die Effizienzsituation als ambivalent zu beurteilen.

Wettbewerbsfähigkeit

Im Sinne eines funktionierenden Wettbewerbs unterscheidet ein desintegrierter Infrastrukturbetreiber hinsichtlich der Netzzugangsgewährung nicht zwischen den auf dem nachgelagerten Markt konkurrierenden Unternehmen, da für ihn allein sein individuelles Gewinnmaximierungskalkül und seine Rentabilitätsüberlegungen und nicht mehr zusätzlich die Zielfunktionen der anderen Einheiten eines integrierten Unternehmens

⁹² Theoretisch gilt dies seit dem Modell der Verbundvorteile von Baumol (1977) als gesichert. Empirisch bestätigt haben Kaserman und Mayo (1991) Verbundvorteile in Höhe von durchschnittlich 12% für die USA. Piacenza und Vannoni (2009) berichten Kostenvorteile der vertikalen Integration aller Wertschöpfungsstufen von 24% für Italien.

⁹³ Vgl. §§ 7 und 8 EnWG.

⁹⁴ Chao et al. (2005).

⁹⁵ Nicoletti (2001).

⁹⁶ Vgl. Mulder und Shestalova (2005), Haucap (2007) und de Nooij/ Baarsma (2007). Zur Benachteiligung von Wettbewerbern auf dem nachgelagerten Markt durch ein vertikal integriertes Unternehmen vgl. die theoretischen Ansätze von Mandy (2000) und Beard u.a. (2001).

maßgeblich sind.⁹⁷ Unter Wettbewerbsgesichtspunkten besteht somit ein Spezialisierungsvorteil. Das Primat eines funktionierenden Wettbewerbs nimmt auf der Netzebene eine Schlüsselrolle ein. Es ist dabei breiter politischer Konsens, dass die europäischen bzw. nationalen Vorschriften zum Unbundling eine der wichtigsten Voraussetzungen für einen funktionierenden Wettbewerb in der leitungsgebundenen Energieversorgung darstellen. Dieses Primat ist möglichen Effizienz- und Synergiepotenzialen vertikal integrierter Unternehmen übergeordnet.

Risikotragfähigkeit

Die Risikotragfähigkeit ist bei einem vertikal verbundenen Netzbetreiber naturgemäß höher. Der Betrieb unterschiedlicher wettbewerblicher und regulierter Geschäftsbereiche diversifiziert das Investitionsrisiko der Eigner. Die Kapitalkosten als Maß für das Investitionsrisiko sind allerdings bei reinen Netzbetreibern niedriger.⁹⁸

Infrastrukturausstattung

Hinsichtlich der Konsequenzen einer vertikalen Separierung des Netzbereichs vom nachgelagerten Sektor auf die Infrastrukturqualität liefert die ökonomische Theorie keine klaren Aussagen. So kommen Bühler et al. (2004) zu dem Ergebnis, dass der Anreiz des Netzbetreibers, in die Verbesserung der Netzqualität zu investieren, nach einer Entbündelung geringer ist als bei vertikaler Integration. Allerdings sind auch Beispiele konstruierbar, die zu gegenteiligen Ergebnissen führen können, wie die Einführung von Wettbewerb auf vor- und nachgelagerten Märkten. Wenn die Netzentgelte auch die Infrastrukturqualität widerspiegeln, wie im Rahmen des Qualitätselementes der Anreizregulierung vorgesehen, sind die Anreize zur Aufrechterhaltung der Netzzuverlässigkeit als gleich zu bewerten.

2.4.2.3 Eignerstruktur

Finanzierung von Investitionen

Bei der Finanzierung von Investitionen dürften Staatsunternehmen Finanzierungsvorteile haben. So weisen internationale Studien auf niedrigere Kapitalkosten öffentlicher Netzbetreiber hin.⁹⁹ Ähnlich wie bei der Erzeugung gilt aber auch hier, dass private Unternehmen eher effiziente Investitionen tätigen. Die notwendige Genehmigung von Investitionsbudgets durch die Bundesnetzagentur ist allerdings ein Instrument, das Netzbetreiber unabhängig von ihrer Eignerstruktur zu effizientem Verhalten zwingt.¹⁰⁰

⁹⁷ Growitsch et al. (2008). Zur Benachteiligung von Wettbewerbern auf dem nachgelagerten Markt durch ein vertikal integriertes Unternehmen vgl. die theoretischen Ansätze von Mandy (2000) und Beard u.a. (2001).

⁹⁸ Mulder und Shestalova (2005).

⁹⁹ Vgl. Kwoka (2005) und Worldbank (2009). Ähnliches gilt auch für andere Netzinfrastruktursektoren. Für Eisenbahninfrastrukturunternehmen (EIB) z.B. leiten frontier economics et al. (2009) einen Fremdkapitalkostensatz von 4,5% bis 4,9% für bundeseigene EIB und von 5,9% bis 6,4% für nicht-bundeseigene EIB ab.

¹⁰⁰ BNetzA (2009a).

(Fähigkeit zu) Innovationen und Markteinführungen

Die (Fähigkeit zu) Innovationen und Markteinführungen schienen bei Privatunternehmen höher zu sein als bei Staatsunternehmen.¹⁰¹ Durch die Entwicklung und Umsetzung von Innovationen können Kosten gesenkt und im Rahmen der Anreizregulierung ein höherer Gewinn erwirtschaftet werden. Für Staatsunternehmen ist es dagegen zu meist ausreichend, kostendeckend zu wirtschaften, so dass die Anreize in diesem Bereich geringer ausfallen.¹⁰²

Wettbewerbsfähigkeit

Die Frage nach funktionierendem Wettbewerb wird durch die Anreizregulierung beantwortet, der sowohl staatliche als auch private Netzbetreiber unterliegen. Im Zuge der Anreizregulierung werden durch einen Effizienzvergleich (Benchmarking) wettbewerbliche Strukturen simuliert.

Effizientes Wirtschaften

Internationale Erfahrungen hinsichtlich der Vorteilhaftigkeit privater oder öffentlicher Eigentümerschaft sind eher uneinheitlich. Kumbhakar und Hjalmarsson (1998) zeigen, dass private Unternehmen effizienter sind – nicht zuletzt aufgrund ihrer höheren Skaleneffizienz, also ihrer vorteilhaften Unternehmensgröße. Ihr Kostenvorteil gegenüber öffentlichen Unternehmen liegt bei 5-10%. Kwoka (2005) kommt zu einem gegenteiligen Ergebnis. Dies liegt allerdings in den niedrigeren Kapitalkosten öffentlicher Unternehmen begründet. Gegen diesen Kapitalkostenvorteil spricht in Deutschland die einheitliche Kapitalkostenfestlegung für alle Verteilnetzbetreiber. Die Fähigkeit zum Aufbau internationaler Wettbewerbsfähigkeit stellt sich nur für die Transportnetzbetreiber. Es gilt auch hier, dass Privatunternehmen tendenziell über ein besseres Risikomanagement verfügen und nur effiziente Investitionen tätigen.

Somit dürften private Netzbetreiber den Anforderungen der Anreizregulierung wie schon angedeutet erfolgreicher begegnen, so dass sie letztendlich sowohl im Hinblick auf die produktive als auch die allokativen Effizienz besser abschneiden sollten.

Risikotragfähigkeit

Dieser Punkt bedeutet im Netzbereich insbesondere, dass ein Risikomanagement zur Gewährleistung eines bestimmten Maßes an Versorgungssicherheit bzw. –zuverlässigkeit im engeren Sinne installiert sein sollte. Ansonsten ergeben sich unter einer Qualitätsregulierung, aber auch bei individuellen Vereinbarungen z.B. mit Großkunden, negative Auswirkungen auf die Rentabilität.¹⁰³ Analog zum Erzeugungsbereich

¹⁰¹ Littlechild (2002) nennt die wesentlichen Erfolge von Benchmarking und Privatisierung „improved efficiency, lower prices, better quality of service and **innovation** in products and production.“ (Hervorhebung durch die Autoren).

¹⁰² Ehrmann (2003).

¹⁰³ Frost und Mroß (2006).

kann auch für den Netzbereich davon aufgegangen werden, dass ein professionelles Risikomanagement eher von privaten Unternehmen erfolgt (vgl. Abschnitt 2.4.1.3).

Infrastrukturausstattung

Durch ihre Nähe zur Politik haben Staatsunternehmen im Vergleich zu privaten Unternehmen einen Vorteil bei der Umsetzung von Infrastrukturprojekten auch gegen den Widerstand der Bevölkerung (Argument des öffentlichen Interesses). Das 2009 in Kraft getretene Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen (Energieleitungsausbaugesetz – EnLAG) ermöglicht allerdings auch den privaten Netzbetreibern eine einfachere Investition in Erdkabel durch beschleunigte Verfahren. Private Unternehmen werden zudem eher auf einen effizienten Anschluss der Erzeuger achten. Bezüglich der Versorgungssicherheit können staatliche Unternehmen ein höheres Interesse an einer stabilen Versorgung haben wie ein Beispiel für die USA zeigt.¹⁰⁴ Dies kann allerdings zu ineffizientem Verhalten führen, wenn die Kosten zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit den entsprechenden Nutzen für die Endkunden übersteigen. Perspektivisch dürfte die Einführung einer Qualitätsregulierung im deutschen System der Anreizregulierung (§ 18 ff. ARegV) diesen Zielkonflikt sowie mögliche Interessendivergenzen zwischen öffentlichen und privaten Netzbetreibern nivellieren.

2.4.3 Handel und Vertrieb

2.4.3.1 Betriebsgröße

Finanzierung von Investitionen

Die Finanzierung von Investitionen ist in großen Unternehmen tendenziell größer. Der Aufbau von Vertriebsstrukturen (z.B. Call-Center) oder der flächendeckende Roll-Out von Smart Metern erscheint für große Unternehmen einfacher und auch effizienter. Auch der Aufbau von Reputation durch Investitionen in Werbemaßnahmen ist für große Unternehmen einfacher zu bewerkstelligen. Die Mehrzahl der Studien kommt zu dem Ergebnis, dass im Stromvertrieb Größenvorteile zu beobachten sind.¹⁰⁵

(Fähigkeit zu) Innovationen und Markteinführungen

Im Bereich der (Fähigkeit zu) Innovationen und Markteinführungen haben große Unternehmen den Vorteil, über ein größeres finanzielles Potenzial und ein höheres Maß an kollektiver Intelligenz zu verfügen. Kleine Unternehmen dagegen kennen möglicherweise besser die Kundenbedürfnisse und können sich entsprechend ausrichten.

Wettbewerbsfähigkeit

¹⁰⁴ Kwoka (2005).

¹⁰⁵ Yatchew (2000).

Funktionierender Wettbewerb kann zwischen kleinen und großen Unternehmen stattfinden. Potenzielle Marktbeherrschung durch große Unternehmen auf nationalen Märkten kann durch die transnationale Ausdehnung des Wettbewerbs verhindert werden. Das Funktionieren des Wettbewerbs kann also mittels der Internationalisierung der Märkte gewährleistet werden.

Effizientes Wirtschaften

Im Vertriebsbereich sind größere Unternehmen beim Erschließen neuer Kunden bzw. dem Aufbau eines nationalen Angebots im Vorteil. Es können Größenvorteile beim Energieeinkauf und somit eine höhere produktive Effizienz existieren. Der Aufbau internationaler Wettbewerbsfähigkeit ist für große Unternehmen einfacher zu realisieren, da sie über die notwendige Finanzkraft verfügen, um entsprechende Anfangsinvestitionen zu tätigen. Das zum Aufbau von internationalen Vertriebsstrukturen notwendige Personal ist in großen Unternehmen eher vorhanden bzw. einfacher zu beschaffen als in kleineren Unternehmen. Gleichzeitig bewirkt die Internationalisierung der Märkte aber auch, dass Unternehmen stärker im Wettbewerb stehen und somit allokativen Effizienz gewährleistet ist.¹⁰⁶

Risikotragfähigkeit und Infrastrukturausstattung

Im Hinblick auf die Versorgungssicherheit sind Vorteile für größere Unternehmen möglicherweise dadurch zu erwarten, dass sie für den Fall kurzfristiger Lieferengpässe ein umfangreicheres Portfoliomanagement betreiben. Dadurch können sie solche Situationen effizienter bewältigen als kleine Unternehmen, die aus Kostengründen möglicherweise auf ein solches Risikomanagement verzichten und Engpässe über den Bilanzkreis ausgleichen.

2.4.3.2 Organisationsform

Finanzierung von Investitionen

Bei der Finanzierung von Investitionen ergibt sich ein ähnliches Bild wie im Erzeugungsbereich. Man kann annehmen, dass diversifizierte Strategien aus Sicht des Kapitalmarkts gesicherte Cash-Flows ermöglichen und für solche Unternehmen den Zugang zu Kapital vereinfachen.

(Fähigkeit zu) Innovationen und Markteinführungen

Auch bei der (Fähigkeit zu) Innovationen und Markteinführungen ergibt sich ein ambivalentes Bild. Einerseits besteht bei spezialisierten Unternehmen ein geringerer interner Ressourcenwettbewerb. Auf der anderen Seite sind gerade solche Unternehmen inno-

¹⁰⁶ Nitsche et al. (2010).

vativ, die z.B. über Multispartenzähler oder die Verknüpfung von Energie- und IKT-Dienstleistungen neue Produkte kreieren.¹⁰⁷

Wettbewerbsfähigkeit

In Bezug auf den Wettbewerb spielt die Organisationsform eine weniger wichtige Rolle. Funktionierender Wettbewerb kann zwischen diversifizierten und spezialisierten Unternehmen stattfinden und ermöglicht die Herausbildung der überlegenen Organisationsform. Die Vermeidung von Quersubventionierung ist dabei eine notwendige Voraussetzung, um Wettbewerbsverzerrungen zu vermeiden.¹⁰⁸ Quersubventionierung ist auf einem wettbewerblichen Markt allerdings nicht zu erwarten.

Effizientes Wirtschaften

Bei der Betrachtung der Effizienz können diversifizierte Unternehmen durch das Angebot mehrerer Produkte Verbundvorteile erzielen. Bezüglich der produktiven Effizienz sind diversifizierte Unternehmen daher im Vorteil.¹⁰⁹ Gleichzeitig wird durch ein Mehrproduktangebot die Kundenbindung erhöht. Der Aufbau internationaler Wettbewerbsfähigkeit erscheint für spezialisierte Unternehmen zunächst einfacher, da sie durch Konzentration auf ihr Kerngeschäft Kräfte und Know-How für eine internationale Ausrichtung besser bündeln können. Die Durchsetzung in einer Sparte erscheint als Einstieg in internationale Märkte daher leichter zu realisieren. Dies zeigt z.B. die Strategie der niederländischen Nuon AG, die bei ihrer Expansion nach Deutschland zunächst im Strombereich und erst später im Gasbereich in den Markt eintrat.

Risikotragfähigkeit

Der Vertrieb verschiedener Dienstleistungen durch diversifizierte Unternehmen kann Schwankungen im Unternehmensergebnis aus saisonalen, strukturellen oder konjunkturellen Gründen einfacher ausgleichen.¹¹⁰

Infrastrukturausstattung

Bei der Versorgungssicherheit dürften diversifizierte Unternehmen einen Vorteil aufgrund einer möglichen Risikodiversifikation in der Strombeschaffung aufweisen. Die Umweltverträglichkeit kann bei diversifizierten Unternehmen dann höher sein, wenn zusätzliche Dienstleistungen angeboten werden wie z.B. eine Energieeffizienzberatung.

¹⁰⁷ Vgl. z.B. die entsprechenden Aktivitäten der EWE AG.

¹⁰⁸ Höpner (2006).

¹⁰⁹ Farsi et al. (2008).

¹¹⁰ Mecke (o.D.).

2.4.3.3 Eignerstruktur

Finanzierung von Investitionen

Bei der Finanzierung von Investitionen ergibt sich ein ähnliches Bild wie im Erzeugungsbereich. Auf der einen Seite besitzen Staatsunternehmen einen Vorteil bezüglich der langfristigen Finanzierungsmöglichkeiten in Form niedrigerer Kapitalkosten. Auf der anderen Seite ist davon auszugehen, dass Privatunternehmen Investitionen effizienter planen und umsetzen.¹¹¹

(Fähigkeit zu) Innovationen und Markteinführungen

Da Privatunternehmen langfristig Gewinne erwirtschaften müssen, ist/sind die *(Fähigkeit zu) Innovationen und Markteinführungen* stärker ausgeprägt als bei Staatsunternehmen. Nur durch die Einführung neuer Produkte und Dienstleistungen, bzw. der Weitergabe von Kostensenkungen durch Prozessinnovationen könne private Unternehmen langfristig am Markt bestehen. Staatsunternehmen dagegen haben geringere Anreize zur Innovationssuche, da sie langfristig zumeist nur kostendeckend arbeiten müssen. Ein Beispiel ist die Verbreitung von intelligenten Zählern in Deutschland. Während diese Aktivität bei Stadtwerken bestenfalls Pilotcharakter besitzt, treiben private Unternehmen die Aktivitäten von sich aus voran.¹¹²

Wettbewerbsfähigkeit

Private und staatliche Unternehmen können miteinander in Wettbewerb stehen. Die Grundlage der sozialen Marktwirtschaft basiert allerdings grundsätzlich auf der Aktivität privater Unternehmen.¹¹³ Im Energiesektor wird für die Aktivität staatlicher Akteure stets das Argument der Daseinsvorsorge vorgebracht. Dem Aspekt der Daseinsvorsorge trägt der Gesetzgeber allerdings dadurch Rechnung, dass jeder Bürger einen gesetzlichen Anspruch auf Anschluss und Versorgung mit Strom und Gas gegen jedes Energieversorgungsunternehmen hat.¹¹⁴ Somit sind auch private Unternehmen verpflichtet, die Daseinsvorsorge zu gewährleisten. Eine Rechtfertigung für den Vorrang staatlicher Unternehmen lässt sich daraus also nicht ableiten.

Effizientes Wirtschaften

Die Effizienz privater Unternehmen ist dabei im Hinblick auf die produktive Effizienz höher einzuschätzen, da ein effektiveres Kostenmanagement in diesem Bereich zu erwarten ist. Staatsunternehmen bieten möglicherweise unterhalb ihrer Grenzkosten an, da sich das Maximierungskalkül politisch beeinflusster Unternehmen eher auf den Umsatz als auf den Gewinn bezieht. Beispiel hierfür sind etwa die regionalen Verkehrsverbünde, die teilweise subventioniert werden und auch unwirtschaftliche Strecken betreiben. Dies verschafft ihnen Vorteile bezüglich der Kundenakzeptanz, wirkt sich aber ne-

¹¹¹ Newbery (2001).

¹¹² Vgl. z. B. den bundesweiten Vertrieb des „Sparzählers“ von Yello.

¹¹³ Enste (2006).

¹¹⁴ BDI (2007).

gativ auf die Effizienz aus und mindert somit die gesamtgesellschaftliche Wohlfahrt. Auch im Vertriebsbereich könnten Staatsunternehmen Vorteile beim Aufbau internationaler Wettbewerbsfähigkeit durch einen besseren Zugriff auf Finanzmittel und möglicherweise durch politische Protektion besitzen. Allerdings ist der Aufbau effizienter Vertriebsstrukturen eher von den Privatunternehmen zu erwarten. Funktionierende nationale und internationale Märkte, die im Sinne der Verbraucher die richtigen Preissignale senden, entstehen daher eher durch private Unternehmen.

Risikotragfähigkeit

Es ist davon auszugehen, dass private Unternehmen grundsätzlich ein besseres Risikomanagement und somit einer breitere Risikotragfähigkeit aufweisen als Staatsunternehmen.¹¹⁵ Durch die Möglichkeiten des liberalisierten Marktes beim Energieeinkaufs kann ein breites Beschaffungsportfolio zur Risikominimierung genutzt werden.

Infrastrukturausstattung

Bezüglich der Versorgungssicherheit könnten staatliche Unternehmen ein höheres Interesse an einer stabilen Versorgung haben.¹¹⁶ Allerdings sind in einem liberalisierten Markt Kundenpräferenzen und Wettbewerbsintensität die entscheidenden Determinanten der optimalen (und nicht zwangsläufig maximalen) Versorgungsqualität. In Bezug auf die Umweltverträglichkeit spielt die Unternehmensform vor dem Hintergrund einer CO₂-freien Erzeugung keine Rolle. Dies zeigt das Beispiel der Firma Lichtblick, die als Privatunternehmen bundesweit erfolgreich Ökostrom anbietet sowie das zunehmende Angebot regenerativ erzeugter Energie durch etablierte privatwirtschaftliche Energieunternehmen.

2.4.4 Zwischenfazit

Die Analyse ergibt für den Bereich der *Erzeugung*, dass größere Unternehmen Vorteile besitzen. Bei der Frage nach der Organisationsform ergibt sich ein ambivalentes Bild. Allerdings scheinen Diversifikationsvorteile aufgrund einer besseren Risikoverteilung zu bestehen. Bei der Eignerstruktur überwiegen die Argumente für private Unternehmen.

Im Bereich der *Netze* ergeben sich überwiegend Vorteile für große Verteilnetzbetreiber. Die Organisationsform gestaltet sich ambivalent. Die gesetzlichen Unbundlingvorgaben mit dem Ziel wettbewerblicher Strukturen stehen allerdings über möglichen Diversifizierungsvorteilen durch wertschöpfungskettenübergreifende Effizienz- und Synergieeffekte. Die Eignerstruktur sollte eher privat als staatlich sein.

¹¹⁵ Scholz et al. (2009).

¹¹⁶ Vgl. erneut Kwoka (2005) für die USA.

Handel und Vertrieb werden ebenfalls besser von großen Unternehmen betrieben. Bei der Organisationsform ergibt sich ein leichter Diversifizierungsvorteil. Private Eigner erscheinen gegenüber Staatsunternehmen im Vorteil.

2.5 Zwischenergebnis: optimale Unternehmenslandschaft

Ziel dieses Arbeitspaketes war es, die optimale Unternehmenslandschaft für ein zukünftiges Energiesystem in Deutschland abzuleiten. Vor dem Hintergrund einer CO₂-freien Energieerzeugung bis zum Jahr 2050 wurden zunächst solche Erzeugungsformen identifiziert, die nach den Kriterien der Wirtschaftlichkeit, Umweltverträglichkeit und Versorgungssicherheit optimal erscheinen. Dabei gehören sowohl die Kernkraft als auch fossile Erzeugungsformen mit CCS und erneuerbare Energien dem optimalen Erzeugungsmix an. Zur Realisierung dieses Erzeugungsmix bedarf es der Einführung verschiedener, z.T. innovativer Technologien (CCS, HGÜ, Smart Grids, Stromspeicher). Dazu muss ein entsprechendes nationales und internationales Umfeld geschaffen werden, das auf Wettbewerbsbasis Platz für Investitionen und Innovationen schafft. Die Politik sollte dies durch verlässliche Rahmenbedingungen unterstützen.

Aus dem energiewirtschaftlichen Leitbild wurden sechs ökonomische Funktionen entwickelt, die sich an die zukünftige Unternehmenslandschaft stellen. Sie sind wesentliche Bausteine zur Erfüllung des energiewirtschaftlichen Zieldreiecks der Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit und Umweltverträglichkeit. Diese Funktionen umfassen Finanzierung von Investitionen, (Fähigkeit zu) Innovationen und Markteinführungen, Wettbewerb, Effizienz, Risikotragfähigkeit und Infrastrukturausstattung. Diese Aufgaben wurden für die energiewirtschaftlichen Wertschöpfungsstufen (Erzeugung, Transport und Verteilung, Handel und Vertrieb) an drei Dimensionen gespiegelt: die Betriebsgröße bzw. die Prüfung von Größenvorteilen, die Organisationsform bzw. die Prüfung von Diversifizierungsvorteilen und die Eignerstruktur bzw. die Prüfung von Privatisierungsvorteilen.

Insgesamt zeigt die Analyse, dass das Energiesystem der Zukunft in allen Wertschöpfungsstufen auf vorwiegend **großen Energieversorgungsunternehmen**, die leicht **diversifiziert sind**, aber **privatwirtschaftlich** betrieben werden, aufbauen sollte.

3 Struktur und Organisation der Energiewirtschaft im internationalen Vergleich

Im zweiten Teil der Studie wird die im energiewirtschaftlichen Leitbild optimale Unternehmenslandschaft zunächst mit der aktuellen Struktur der Energiesektoren in Deutschland (Abschnitt 3.1.1) sowie mit ausgewählten europäischen Nachbarländern und US-Bundesstaaten (Abschnitt 3.2) verglichen.

Bis in die 90er Jahre hinein unterlag die deutsche Elektrizitäts- und Gaswirtschaft einer rechtlichen Sonderstellung mit eingeschränktem Wettbewerb, gekennzeichnet durch Gebietsmonopole und einer integrierten Wertschöpfungskette¹¹⁷. Initiativen zur Schaffung eines EU-Binnenmarktes für Elektrizität und Gas führten zu einer Liberalisierung des deutschen Energiesektors und der Aufgabe der bis dahin existierenden vertikal integrierten Monopole.¹¹⁸ Ein Ergebnis war die Neuorganisation der Unternehmensstruktur mit einem Aufbrechen der Wertschöpfungskette („Unbundling“).

Die Wertschöpfungskette kann in folgende einzelne Bereiche unterteilt werden (nach Schiffer (2008)):

- Erzeugung (Strom) bzw. Förderung (Gas)
- (Groß-)handel, z.B. an Energiebörsen
- Transport über weitere Strecken, mit Hilfe eines Übertragungsnetzes für Strom oder eines Ferngasnetzes
- Verteilung mit Hilfe eines regionalen oder lokalen Verteilnetzes
- Vertrieb an kommerzielle oder private Endverbraucher

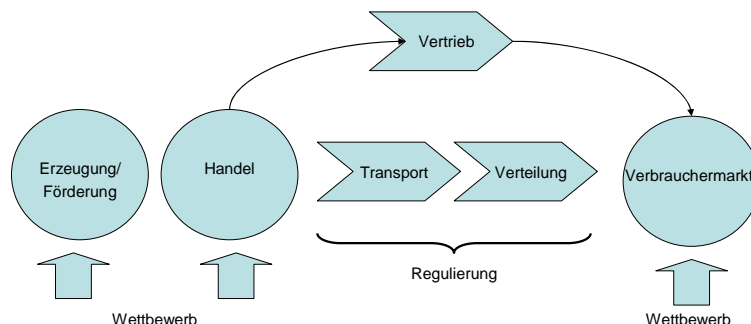
Die technisch-wirtschaftlichen Besonderheiten der Elektrizitäts- und Gaswirtschaft sind die Leitungsgebundenheit und die hohe Kapitalintensität. Engpass-Situationen können entstehen, wenn ein Netzbetreiber einem Konkurrenten die Durchleitung von Strom oder Gas verhindert („bottleneck“). Um diesen negativen externen Effekt zu verhindern sind der Transport von Strom, das Ferngasnetz und die Verteilnetze von Strom und Gas vom Wettbewerb ausgenommen und einer staatlichen Regulierungsbehörde unterworfen.

Die Bereiche Erzeugung, Handel sowie Vertrieb unterliegen hingegen den Regeln des Wettbewerbs. Die Wertschöpfungskette mit den regulierten und wettbewerblichen Sektoren ist in Abbildung 3-1 dargestellt und wird in diesem Abschnitt als Leitfaden zur weiteren Analyse des deutschen sowie des internationalen Strom- und Gasmarktes dienen.

¹¹⁷ Primärenergiebeschaffung, Stromerzeugung, Netz und Vertrieb werden von einem Unternehmen durchgeführt.

¹¹⁸ Eine Diskussion zum internationalen Vergleich der Energiemarktliberalisierung findet sich in Abschnitt 3.2.2.

Abbildung 3-1: Wertschöpfungskette im Energiemarkt



3.1 Die deutsche Energiewirtschaft

3.1.1 Die Struktur der deutschen Strom- und Gaswirtschaft

Die Bruttostromerzeugung¹¹⁹ der allgemeinen Versorgung, der Industrie und von anderen privaten Erzeugern¹²⁰ belief sich in 2009 auf knapp 597 TWh (BDEW (2010) und Schiffer (2010)). Die zur Stromerzeugung eingesetzten Energieträger sind in Abbildung 3-2 anteilmäßig dargestellt. Den größten Anteil an den Energieträgern haben die vier konventionellen Energieträger Braunkohle (25 Prozent), Kernenergie (23 Prozent), Steinkohle (18 Prozent) und Gas (13 Prozent). Erneuerbare Energien zusammengefasst haben einen Anteil von knapp 16 Prozent an der Stromerzeugung. Hinsichtlich des Diversifizierungsgrades entspricht der Energiemix den Vorstellungen des energiewirtschaftlichen Leitbildes.

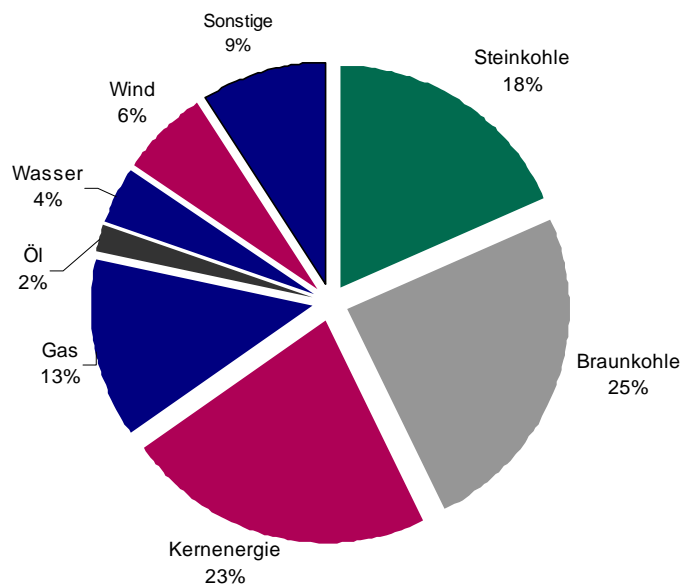
Im Bereich der Stromerzeugung mit konventionellen Energieträgern entstehen aufgrund der hohen Kapitalkosten im Kraftwerksbau Größenvorteile¹²¹, was Zusammenschlüsse von Unternehmen auf dem Stromerzeugungsmarkt erwarten lässt. Die Bedeutung von Stadtwerken bei der Stromerzeugung spielt hingegen mit einem Anteil von rund 5 Prozent eine nachgeordnete Rolle (VKU 2009, S. 10).

¹¹⁹ D.h. inklusive Kraftwerkseigenverbrauch

¹²⁰ Die Stromerzeugung durch private Erzeuger erfolgt ausschließlich mit erneuerbaren Energien.

¹²¹ Allgemein bedeuten Größenvorteile die Abnahme von Stückkosten bei steigendem Output, so dass ein großes Unternehmen immer effizienter produziert als eine entsprechende Anzahl kleinerer Unternehmen. Vergleiche hierzu auch Abschnitt 2.4.1.

Abbildung 3-2. Energiemix in der Stromerzeugung (2009)



Quelle: BDEW (2010)

Größenvorteile liegen aufgrund ihrer dezentralen Erzeugerstruktur¹²² jedoch nicht bei den erneuerbaren Energien vor, was sich in zwei Effekten äußert: der hohe Anteil an Privatpersonen als Eigentümer¹²³ und ein hoher Anteil an kleinen (61 Prozent) und mittel großen (37 Prozent) Unternehmen in dieser Kategorie (Tabelle 3-1). Gemeinsamkeit bei der Stromerzeugung mit konventionellen Energieträgern und erneuerbaren Energien ist, dass dieser Bereich überwiegend privatwirtschaftlich organisiert ist.

Die Bereiche Stromübertragung, Ferngas und Verteilnetzbetrieb sind staatlich regulierte Sektoren. Aufgrund von hohen Kapitalkosten und der Leitungsgebundenheit von Strom und Gas existieren auch hier Größenvorteile.¹²⁴ Entsprechend wird die Stromübertragung von vier großen Unternehmen¹²⁵ durchgeführt. Ferngasnetze werden von 18 Unternehmen betrieben, wovon wiederum 16 groß sind.

¹²² Dezentrale Erzeugerstruktur bezieht sich auf eine geringe räumliche Entfernung zum Kunden.

¹²³ Quelle: Schiffer (2008) S. 247

¹²⁴ Vergleiche Abschnitt 2.4.2.

¹²⁵ Dies sind: EnBW Transportnetze AG, Transpower Stromübertragungs GmbH, Amprion GmbH und die 50Hertz Transmission GmbH

Tabelle 3-1: Anzahl an Marktteilnehmern nach Unternehmensgröße und Eigentumsstruktur im Strom- und Gassektor, unterteilt nach Wertschöpfungsstufen (Deutschland)

	Elektrizitätswirtschaft						Gaswirtschaft					
	Stromerzeugung		Stromübertragung	Verteilnetzbetreiber (Strom)	Handel	Vertrieb	Gasfö rdergesellschaften	Ferngas	Verteilnetzbetreiber (Gas)	Gasspeicher	Handel	Vertrieb
	Gesamt	davon ausschließlich Erneuerbare Energien										
Unternehmensgröße^a												
klein	166	119	-	559	22	551	2	-	99	-	9	
mittel	106	73	-	82	9	57	1	2	288	1	4	
groß	38	3	4	73	78	17	6	16	211	18	41	
keine Zuordnung möglich ^b	3	1	-	158	60	405	1	-	112	8	35	
Gesamt	313^c	196^c	4^d	872^e	169^f	1030^g	10ⁱ	18^j	710^k	27^l	89^m	800^g
Eigentumsstruktur^h												
Öffentlich-rechtlich	9	-	-	368	2		1	-	235	1	1	
Privatwirtschaftlich	271	179	4	115	48		9	17	112	14	20	
Gemischt: öffentlich-privat	8	-	-	178	-		-	1	227	3	0	
keine Zuordnung möglich ^b	25	17	-	211	119		-	-	136	9	68	
Gesamt	313^c	196^c	4^d	872ⁿ	169^f	1030^g	10ⁱ	18^j	710^k	27^l	89^m	800^g

^a Für die Elektrizitätswirtschaft: Unternehmensgröße unterteilt bei Stromerzeugung und Stromübertragung nach Gesamtvermögen: klein wenn <10 Mio. €, mittel wenn zwischen 10-43 Mio. €, groß wenn >43 Mio. €. Unternehmensgröße unterteilt bei Verteilnetzbetreibern (Strom) nach Kundenzahl: klein wenn <30.000 Kunden, mittel wenn zwischen 30.000-100.000 Kunden, groß wenn > 100.000 Kunden. Unternehmensgröße unterteilt bei Händlern nach Umsatz: klein wenn <10 Mio. €, mittel wenn zwischen 10-50 Mio. €, groß wenn >50 Mio. €. Unternehmensgröße unterteilt bei Vertrieb nach abgesetzten Mengen: klein wenn <1.000 GWh, mittel wenn zwischen 1.000-10.000 GWh, groß wenn >10.000 GWh. Für die Gaswirtschaft: Unternehmensgröße unterteilt bei Gasfö rdergesellschaften, Ferngas und Verteilnetzbetreibern (Gas) nach Gesamtvermögen: klein wenn <10 Mio. €, mittel wenn zwischen 10-43 Mio. €, groß wenn >43 Mio. €. Unternehmensgröße unterteilt bei Händlern nach Umsatz: klein wenn <10 Mio. €, mittel wenn zwischen 10-50 Mio. €, groß wenn >50 Mio. €. ^b Keine Zuordnung möglich, wenn Unternehmensangaben nicht ausreichend sind oder wenn Unternehmen nicht in der Datenbank Amadeus aufgeföhrt ist. ^c Quelle: Amadeus basierend auf BDEW und Bundesnetzagentur (2010) ^d Quelle: Schiffer (2008) ^e Verteilnetzbetreiber (Strom) abzüglich Stromübertragung. Quelle: Bundesnetzagentur (2010) und BDEW (2010) ^f Quelle: EPEX (2010) ^g Quelle: BDEW (2010) ^h Eigentumsstruktur nach den Eigentumsverhältnissen der ersten drei Generationen: liegt der Besitzanteil der öffentlichen Hand (Privatwirtschaft) bei mind. 75%, wird eine öffentlich-rechtliche (privatwirtschaftliche) Eigentumsstruktur zugewiesen, ansonsten liegt ein Mischverhältnis vor. ⁱ Quelle: Jahreshbuch der europäischen Energie- und Rohstoffwirtschaft (2008); Schiffer (2008); BDEW (2010) ^j Quelle: Jahreshbuch der europäischen Energie- und Rohstoffwirtschaft (2008); Schiffer (2008) ^k Verteilnetzbetreiber mit Gas abzüglich Ferngas. Quelle: Bundesnetzagentur (2010) ^l Quelle: Jahreshbuch der europäischen Energie- und Rohstoffwirtschaft (2008) ^m Quelle: EEX (2010) ⁿ Verteilnetzbetreiber (Strom) abzüglich Stromübertragung. Quelle: Bundesnetzagentur (2010)

Wegen des Föderalismus und der Gebietsmonopole aus der Zeit vor der Liberalisierung des Energiemarktes ist die Zahl der Verteilnetzbetreiber mit insgesamt 872 verschiedenen Unternehmen für Strom und 710 verschiedenen Unternehmen für Gas sehr hoch. Von diesen Unternehmen sind bei Strom rund 74 Prozent und bei Gas rund 55 Prozent¹²⁶ der Unternehmen klein oder von mittlerer Größe. Zudem liegt die hohe Anzahl an fehlenden Zuordnungen in Tabelle 3-1 im überwiegenden Maße daran, dass die Unternehmen nicht in den verwendeten Datenbanken aufgeführt waren.¹²⁷ Als Rückschluss kann jedoch gezogen werden, dass die überwiegende Mehrzahl dieser fehlenden Unternehmen eine kleine oder mittlere Unternehmensgröße haben dürfte, da es sich häufig um Stadtwerke mit kleinen Verteilnetzbereichen handelt. Der tatsächliche Anteil an kleinen/mittelgroßen Strom- und Gasverteilunternehmen ist wahrscheinlich noch höher. Neben der Besonderheit in der Unternehmensgröße ist auffällig, dass die Mehrheit der Unternehmen sich in öffentlicher (Strom: 42 Prozent, Gas: 33 Prozent) oder gemischt öffentlich-privater Hand (Strom: 20 Prozent, Gas: 32 Prozent) befinden.

Wird die Unternehmensgröße mit der Eigentumsstruktur (Abbildung 3-3) in Verbindung gesetzt, so fällt auf, dass die kleinen Unternehmen überwiegend in öffentlicher (54 Prozent) oder gemischt öffentlich-privater (35 Prozent) Hand sich befinden, die großen Unternehmen hingegen meistens privatwirtschaftlich (61 Prozent) organisiert sind. Die aktuelle Unternehmenslandschaft in Deutschland unterscheidet sich somit klar von der in Abschnitt 2.5 skizzierten, optimalen Unternehmenslandschaft im energiewirtschaftlichen Leitbild, die auf vorwiegend großen und privatwirtschaftlich betriebenen Energieversorgungsunternehmen aufbauen sollte.

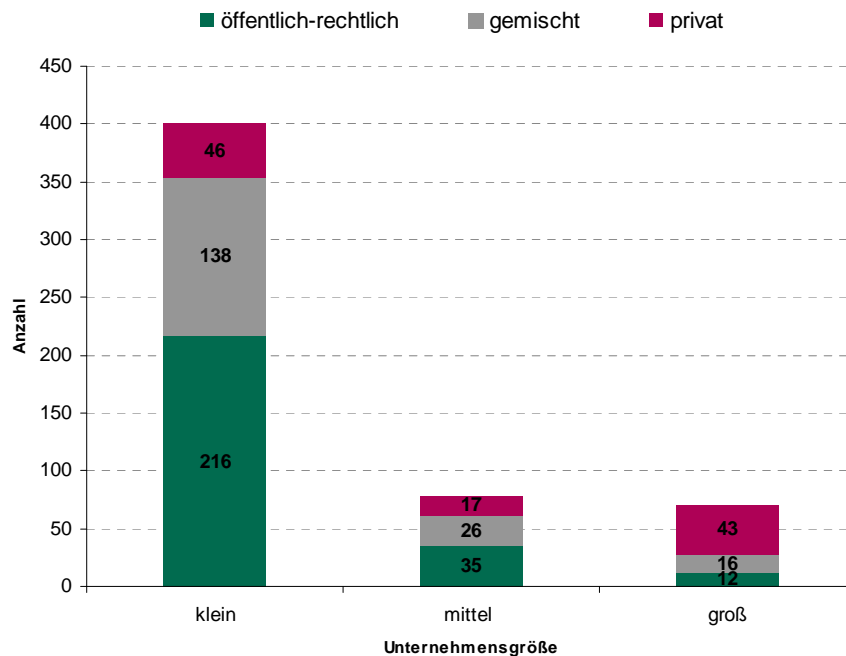
Mit der Liberalisierung des Energiemarktes entstand ein allgemeiner Netzzugang mit diskriminierungsfreien Durchleitungsentgelten. Dies stellt eine Voraussetzung für den neu geschaffenen Handel dar. Im Bereich Handel sind Unternehmen mit unterschiedlichen Strukturmerkmalen vertreten: solche, die über Erzeugungsanlagen oder Netze verfügen, darunter Stadtwerke, aber auch Banken und Broker (siehe Schiffer 2008, Kapitel 2.5.7). Die Mehrzahl der Händler sind groß (bei Strom und Gas: 46 Prozent) und privatwirtschaftlich organisiert.¹²⁸

126 Die tatsächliche Zahl an kleinen und mittelgroßen Gasverteilnetzbetreibern wird ähnlich hoch wie beim Strom eingeschätzt. Während bei den Stromverteilnetzbetreibern die Unterteilung nach Kundenzahl erfolgte, basierte die Unterteilung bei den Gasnetzbetreibern auf den Gesamtvermögensangaben entsprechend der Amadeus-Datenbank. Hier wurden häufig auch netzfremde Vermögenswerte (z.B. Schwimmbäder bei den Stadtwerken) bilanziert und damit kam es in der Tendenz zu einer Überschätzung der Vermögenswerte und mit ihr der Unternehmensgröße.

127 Ein Grund hierfür ist, dass wegen einer unteren Abschneidegrenze im Amadeus-Datensatz (relevant für die Gasverteilnetzbetreiber) Unternehmen mit Vermögenswerten von unter 2 Millionen Euro in der Datenbank nicht erfasst worden sind.

128 Die hohe Anzahl an fehlenden Zuweisungen geht überwiegend auf den hohen Anteil an ausländischen Unternehmen (Banken, Energieversorger etc.) zurück.

Abbildung 3-3: Unternehmensgröße nach Eigentumsform von Verteilnetzbetreibern (Strom)



Quelle: DIW econ

Beim Vertrieb von Strom konnten zur Einteilung nach Unternehmensgröße auf Angaben des Bundesverbandes der Energie- und Wasserwirtschaft (*BDEW*) zurückgegriffen werden, beim Vertrieb von Gas standen keine Daten zur Verfügung. Insgesamt beschäftigten sich um die 1030 Unternehmen mit dem Vertrieb von Strom und rund 800 Unternehmen mit dem Vertrieb von Gas. Es ist anzunehmen, dass ein sehr großer Anteil an Verteilnetzbetreibern auch im Vertrieb tätig ist. Das bedeutet einerseits eine ähnliche Verteilung der Unternehmensgrößen in beiden Segmenten, andererseits aber auch das ein Großteil des Vertriebs in öffentlicher oder gemischt öffentlich-privater Hand sich befindet. Beim Vertrieb von Strom ist zu erkennen, dass um die 59 Prozent der Unternehmen entweder klein oder mittelgroß sind, was den vorher aufgeführten Erwartungen entspricht.¹²⁹

Wie in Abschnitt 2.4 ausgeführt, existieren auch beim Betrieb von Verteilnetzen klare Größenvorteile. Dies steht offensichtlich im Widerspruch zu der sehr hohen Zahl an Verteilnetzbetreibern in Deutschland und insbesondere zu dem hohen Anteil kleiner und mittelgroßer Unternehmen. Jedoch ist die hohe Anzahl an Unternehmen nicht gleichbedeutend damit, dass Größenvorteile beim Betrieb von Verteilnetzen grundsätzlich un-

¹²⁹ Der tatsächliche Anteil wird höher eingeschätzt, die Unterschätzung wird durch den hohen Anteil an fehlenden Zuweisungen bedingt.

genutzt bleiben. Vielmehr können diese auch im Rahmen zahlreicher Formen der Zusammenarbeit zwischen Unternehmen realisiert werden, beispielsweise durch strategische Partnerschaften, Kooperationen oder Beteiligungen. An dieser Stelle wurde untersucht, inwieweit dies tatsächlich zu beobachten ist. Da für die große Zahl der Verteilnetzbetreiber Informationen zu alternativen Formen der Zusammenarbeit nicht in umfassender Form vorliegen, konzentriert sich die Erhebung auf die Zusammenarbeit zwischen Verteilnetzbetreibern im Rahmen wirtschaftlicher Verflechtungen. Hierzu wurden die Beteiligungen jeglicher Größenordnung der 13 großen Netzbetreiber¹³⁰ mit den übrigen Netzgesellschaften untersucht.

Tabelle 3-2 zeigt, dass die 13 Netzgesellschaften Beteiligungen mit 40 Prozent der Unternehmen im Stromsektor sowie mit 44 Prozent der Unternehmen im Gassektor unterhalten. Allerdings bleibt bei dieser Betrachtung die relative Größe der einzelnen Unternehmen unbeachtet. Wird dies berücksichtigt, so liegt der Anteil der durch Beteiligungen verbundenen Unternehmen deutlich höher. So gehören 74 Prozent der Entnahmestellen bei Stromverteilnetzen zu den 13 großen Netzbetreibern oder sind über Beteiligungen jeglicher Größenordnung mit ihnen verbunden.¹³¹ Da für die Gaswirtschaft keine Angaben zur Anzahl der Entnahmestellen je Unternehmen vorliegen, wurden diese nach dem in der Unternehmensbilanz ausgewiesenen Gesamtvermögen der Unternehmen bewertet. Insgesamt gehören 71 Prozent des Gesamtvermögens zu den 13 großen Netzbetreibern oder sind über Beteiligungen jeglicher Größenordnung mit ihnen verbunden.¹³² Diese Analyse deutet somit darauf hin, dass Verteilnetzbetreiber auch in Deutschland versuchen, Größenvorteile zu realisieren. Allerdings bedeutet dies nicht, dass strukturelle Defizite in Deutschland auf diese Weise vollkommen ausgeglichen und Größenvorteile voll realisiert werden können. Vielmehr dürfte dies bei den zumeist komplexen Kooperationen, oft auf Basis von Minderheitsbeteiligungen, nur begrenzt möglich sein.

130 RWE, E.ON, EnBW, Vattenfall sowie die Unternehmen der 8 KU-Gruppe enercity, HEAG, Mainova, MVV, N-Ergie, RheinEnergie AG, Stadtwerke Leipzig und Stadtwerke München sowie zusätzlich die EWE Energie AG.

131 Dies bezieht sich nur auf die Unternehmen, bei denen Angaben zur Beteiligungsstruktur und der Anzahl der Entnahmestellen bekannt sind.

132 Zu beachten ist, dass das Gesamtvermögen bei den kommunalen Betreibern wegen der Bilanzierung von netzfremden Gütern überschätzt, so dass der tatsächliche Beteiligungsanteil höher ausfallen dürfte. Auch hier bezieht sich die Prozentangabe nur auf die Unternehmen, bei denen Angaben zur Beteiligungsstruktur sowie zum Gesamtvermögen bekannt sind.

Tabelle 3-2: Beteiligungen (jeglicher Größenordnung) zwischen Verteilnetzbetreibern in Deutschland (Strom- und Gaswirtschaft)^a

	Elektrizitätswirtschaft	Gaswirtschaft
Anzahl der Unternehmen ^b		
Beteiligung (jeglicher Größenordnung) von mindestens einem der 13 großen Netzbetreiber	40% (346)	44% (315)
ohne Beteiligung	40% (353)	43% (304)
Unbekannt ^c	20% (173)	13% (91)
Gesamt	872^d	710^e
Anteil an Entnahmestellen		
Beteiligung (jeglicher Größenordnung) von mindestens einem der 13 großen Netzbetreiber	74% (248)	71% (315)
ohne Beteiligung	26% (486)	29% (304)
Gesamt	734^f	619^f

^a Beteiligungen werden erfasst als eigentumsrechtliche Verflechtungen zweier Unternehmen auf der 1. und 2. Eigentümergeneration (einschließlich Tochterunternehmen). Die 13 großen Netzbetreiber sind die vier großen Unternehmen RWE, E.ON, EnBW, Vattenfall sowie die Unternehmen der 8 KU-Gruppe enercity, HEAG, Mainova, MVV, N-Ergie, RheinEnergie AG, Stadtwerke Leipzig, Stadtwerke München und zusätzlich das Unternehmen EWE Energie AG. ^b Beteiligungsstruktur nach Amadeus ^c Beteiligungen unbekannt, da Unternehmen nicht in der Datenbank aufgeführt sind oder nicht ausreichend Informationen vorliegen. ^d Verteilnetzbetreiber (Strom) abzüglich Stromübertragung. Quelle: Bundesnetzagentur (2010) ^e Verteilnetzbetreiber mit Gas abzüglich Ferngas. Quelle: Bundesnetzagentur (2010) ^f Differenz zur tatsächlichen Anzahl an Netzbetreibern (Strom, Gas) aufgrund von fehlenden Angaben zur Beteiligungsstruktur, zur Anzahl der Entnahmestellen (Strom) oder zum Gesamtvermögen (Gas).

Quelle: DIW econ

3.1.2 Aktuelle Entwicklungstendenzen

Seit Beginn der Liberalisierung hat sich die Struktur der deutschen Energiewirtschaft stark verändert. Für die Zukunft ist zu erwarten, dass sich diese Entwicklung fortsetzen wird. Die im vorangegangenen Abschnitt diskutierte Struktur ist also nicht als konstant zu sehen, sondern befindet sich in einem fortwährenden Wandlungsprozess. Treibende Kräfte sind neben betriebswirtschaftlichen Überlegungen vor allem die energiepolitische und umweltpolitische Rahmenbedingungen, die sich insbesondere in den letzten zehn Jahren stark verändert haben. Bei der Analyse dieses Strukturwandels zeigen sich Entwicklungstendenzen, die durch bestimmte Kombinationen von betriebswirtschaftlichen und politischen Bedingungen geprägt werden. Zwei aktuell relevante Tendenzen, *Re-Kommunalisierung* von Energieversorgungsunternehmen und *Dezentralisierung* der Stromerzeugung werden in diesem Abschnitt näher betrachtet.

3.1.2.1 Re-Kommunalisierung

Mit dem Auslaufen zahlreicher Konzessionsverträge in den kommenden Jahren wird sich vielen Kommunen die Möglichkeit eröffnen, ihre Strom- und Gasversorgung völlig neu zu gestalten. Anstatt die Nutzungsrechte mit den aktuellen Vertragspartnern zu verlängern und sich somit für ungefähr 20 weitere Jahre an private Energieversorger zu

binden, überdenken viele Kommunen derzeit die Möglichkeit, diese Aufgaben durch eigene Unternehmen wahrzunehmen und damit die Rolle der öffentlichen Hand bei der Energieversorgung zu stärken. Re-Kommunalisierung beschreibt somit allgemein die Übernahme vormals privater Unternehmen oder der von privaten Unternehmen durchgeführten Versorgungsaufgaben durch kommunale Unternehmen wie beispielsweise Stadtwerke. Typischerweise betrifft dies vor allem die Bereiche Verteilung und Vertrieb von Strom und Gas, in zunehmendem Maße aber auch die Stromerzeugung. Aktuelle Studien belegen diesen Trend. Fast 80 Prozent der Stadtwerke und kommunalen Versorgungsunternehmen erwägen eine stärkere interkommunale Zusammenarbeit oder eine mögliche Re-Kommunalisierung. Das Ziel liegt dabei in erster Linie in der Wahrung des kommunalen Einflusses (vgl. Institut für Öffentliche Finanzen (2009)).

Grundsätzlich werden in der Diskussion zur Re-Kommunalisierung der Energieversorgung sowohl politische als auch betriebswirtschaftliche Argumente aufgeführt. Aus politischer Sicht soll zunächst einmal der Einfluss der Kommunen erhöht werden.¹³³ Auf diese Weise sollen etwa Umsatzeinnahmen für die öffentlichen Haushalte erschlossen und Arbeitsplätze geschaffen beziehungsweise gesichert werden.¹³⁴ Speziell für den Bereich der Energieversorgung werden zudem häufig umweltpolitische Argumente angeführt. Insbesondere wird auf die Möglichkeit verwiesen, Treibhausgasemissionen durch die intensive Nutzung Erneuerbarer Energien oder von Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung zu vermeiden. Weitere politische Argumente im Zusammenhang mit der *Re-Kommunalisierung* der Energieversorgung sind der mögliche Beitrag zu mehr Wettbewerb im Energiesektor sowie die besondere Rolle der Energieversorgung als Teil der öffentlichen Daseinsvorsorge.

Aus betriebswirtschaftlicher Sicht wird vor allem auf die Wettbewerbsvorteile kommunaler Unternehmen, insbesondere der Stadtwerke, verwiesen. Von kommunaler Seite werden genannt:

- Genaue Kenntnis der örtlichen Gegebenheiten sowie der Kundenstruktur als optimale Voraussetzungen für an den Kundenbedürfnissen angepasste Dienstleistungsangebote¹³⁵ und der daraus resultierenden hohen Nachfrage durch Akzeptanz beim Endkunden¹³⁶.
- Synergieeffekte eines integrierten kommunalen Infrastrukturmanagements, beispielsweise indem ein geplanter Netzzubau im Verbund mit anderen, ebenfalls anstehenden infrastrukturellen Bauvorhaben durchgeführt wird.

133 Die Diskussion in diesem Abschnitt basiert auf einer Vielzahl von Presseberichten zu den in **Tabelle 3-3** angeführten Re-Kommunalisierungsvorhaben.

134 Tatsächlich betrifft dieses Argument nicht nur den Bereich der Energieversorgung, sondern auch andere Bereiche in denen Kommunen Versorgungsaufgaben wahrnehmen können, wie Verkehr, Wasser und Abfall. Insgesamt sind zwischen 1999 und 2004 die Einnahmen der Kommunen aus dem gesamten Versorgungsbereich in West- und Ostdeutschland um 22,3 Prozent beziehungsweise 20,6 Prozent gestiegen (Institut der deutschen Wirtschaft (2007)).

135 Kompetenzzentrums für Öffentliche Wirtschaft (2010).

136 VKU (2009)

- Synergieeffekte bei der Zusammenfassung verschiedener Versorgungsaufgaben, beispielsweise der Energie- und Wasserversorgung.
- Nutzung der Umwandlungseffizienz der Kraft-Wärme-Kopplung zur Stärkung der Wettbewerbsfähigkeit der kommunalen Fernwärmeversorgung.¹³⁷

In der energiewirtschaftlichen Praxis kommt sowohl den politischen als auch den betriebswirtschaftlichen Argumenten eine gewisse Bedeutung zu. Wie die nachfolgend aufgeführten Beispiele zeigen, wurden in den letzten Jahren bereits einige Re-Kommunalisierungsvorhaben tatsächlich umgesetzt.

Tabelle 3-3: Praxisbeispiele zur Re-Kommunalisierung

Beteiligungs-/ Pachtlösungen:
<ul style="list-style-type: none"> • Berlin (2010): Vattenfall Europe will seinen 32%-Anteil an der Gasag AG verkaufen. Berliner Senat erwägt Rückkauf der Anteile. • NRW/Köln: RheinEnergie AG (überregionaler Energieversorger) kooperiert mit kommunalen Versorgern aus verschiedenen Regionen. Dabei vergibt eine Kommune die Konzession an eine Regionalgesellschaft, an der sowohl die RheinEnergie AG als auch die Kommune beteiligt sind. Dadurch erfolgt Ausbau der Gesellschaft als „regionales Stadtwerk“ zum führenden Energieversorgungsunternehmen der jeweiligen Region.
Übernahme der Netzkonzession durch kommunale Versorgungsunternehmen:
<ul style="list-style-type: none"> • Thüga AG (2010): Konsortium aus rund 50 Stadtwerken kauft E.on die Versorgergruppe Thüga AG ab, die jährlich ca. 3,5 Millionen Stromkunden versorgt. • Prenzlau (2010): Strom-Konzessionsvertrag mit Regionalversorger wurde nicht verlängert. Neuvergabe an die Stadtwerke Prenzlau GmbH, die bereits die Versorgung mit Trinkwasser, Wärme und Gas sowie die Abwasserentsorgung betreiben. • Wolfhagen (2004): Strom-Konzessionsvertrag mit Energie AG Mitteldeutschland (heute E.ON-Mitte) wurde nicht verlängert. Konzessionsvergabe an Stadtwerk Wolfhagen. • Müllheim und Staufen (2008): Gas-Konzessionsvertrag mit badenova AG wurde nicht verlängert. Neuvergabe an die von den Städten gegründeten Stadtwerke MüllheimStaufen GmbH. • Überlingen (2007): Gas-Konzessionsvertrag mit Gas- und E-Werk Singer (Tochter der Thüga AG) wurde nicht verlängert. Neuvergabe an neu gegründete Tochtergesellschaft der Stadtwerke Überlingen GmbH (Swü Netz GmbH). • Landkreis Tettngang (2006): Strom-Konzessionsvertrag mit EnBW und Gas-Konzessionsvertrag mit Thüga AG wurden nicht verlängert. Neuvergabe an das von sieben Gemeinden aus Tettngang gegründete Regionalwerk Bodensee GmbH & Co. KG, an der auch die Technischen Werke Friedrichshafen und Alb-Elektrizitätswerk Geislingen-Steige beteiligt wurden. • Schneverdingen (2000): Strom-Konzessionsvertrag mit Überlandwerk Nord-Hannover AG wurde nicht verlängert. Konzessionsvergabe an Stadtwerke Schneverdingen GmbH. • Waldkirch (1999): Strom-Konzessionsvertrag mit Badenwerk AG wurde nicht verlängert. Stadt kaufte Netz zurück und gründete die Stadtwerk Waldkirch GmbH, die die Konzessionen erhielt.

Quelle: DIW econ

Grundsätzlich ist das Verfahren zur Vergabe der Konzessionen durch entsprechende rechtliche Vorgaben geregelt. So sind die Gemeinden durch das EnWG dazu verpflichtet, „ihre öffentlichen Verkehrswege für die Verlegung und den Betrieb von Leitungen,

¹³⁷ VKU (2009)

einschließlich Fernwirkleitungen zur Netzsteuerung und Zubehör, zur unmittelbaren Versorgung von Letztverbrauchern im Gemeindegebiet diskriminierungsfrei durch Vertrag zur Verfügung zu stellen“ sowie die notwendige Transparenz durch öffentliche Ausschreibung unter Wahrung aller notwendigen Informationen wie Fristen etc. zu gewährleisten.¹³⁸ Allerdings ergeben sich bei der Festlegung konkreter Kriterien für die Konzessionsvergabe gewisse Gestaltungsspielräume, die Kommunen entsprechend nutzen können. Darüber hinaus werden Re-Kommunalisierungsvorhaben auch wie nachfolgend beschrieben durch die energiepolitischen Rahmenbedingungen begünstigt. Zwar gibt es keine direkten Privilegien für kommunale Unternehmen, allerdings stellen sie den größten Teil der kleinen oder mittelgroßen Unternehmen, die wiederum von folgenden Vergünstigungen profitieren:

- Die Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze (A-RegV) schließt explizit aus, dass Skaleneffekte bei der Durchführung des Effizienzvergleichs – der Bemessungsgrundlage für mögliche Kostensenkungen – berücksichtigt werden können.¹³⁹
- Ferner haben die Betreiber von Gasverteilernetzen mit weniger als 15.000 Kunden oder von Elektrizitätsverteilernetzen mit weniger als 30.000 unmittelbar oder mittelbar angeschlossenen Kunden die Möglichkeit, sich dem Effizienzvergleich zur Festsetzung von Erlösbergrenzen im Rahmen der Anreizregulierung zu entziehen und stattdessen ein vereinfachtes Verfahren zu wählen.¹⁴⁰ Für diese kleinen Unternehmen sind mögliche Auflagen zur Kürzung der Netznutzungsentgelte faktisch nach unten begrenzt.¹⁴¹
- Ein weiterer möglicher Vorteil kleiner Unternehmen kann sich ergeben, wenn die für diese Unternehmen zuständigen Landesregulierungsbehörden von der ihnen im Rahmen der Anreizregulierungsverordnung zugestandenen Möglichkeit, einen eigenen Effizienzvergleich zu erstellen,¹⁴² Gebrauch machen. In diesem Fall ist die einheitliche Bewertung aller Verteilnetzbetreiber nicht mehr gegeben.
- Schließlich sind vertikal integrierte Energieversorgungsunternehmen, an deren Elektrizitäts- oder Gasversorgungsnetz weniger als 100.000 Kunden unmittelbar oder mittelbar angeschlossen sind, von der Verpflichtung zur rechtlichen Entflechtung ausgenommen.¹⁴³ Im Gegensatz zu ihren großen Wettbewerbern können diese Unternehmen, also zumeist kommunale Stadtwerke, daher auch vertikale Synergieeffekte realisieren.

138 § 46 EnWG

139 In Anlage 3 (zu §12 ARegV) Abs. 4. heißt es hierzu: „Bei der Durchführung einer DEA sind nicht-fallende Skalenerträge zu unterstellen“.

140 §24 ARegV

141 Für die erste Regulierungsperiode hat die Bundesnetzagentur den Effizienzwert für das vereinfachte Verfahren auf 87,5 Prozent festgelegt (Bundesnetzagentur 2010b). Entsprechend müssen die Unternehmen ihre beeinflussbaren Kosten um 12,5 Prozent senken. Im Rahmen des Effizienzvergleichs betragen die niedrigsten Effizienzwerte hingegen 75,5 Prozent. Diese Unternehmen müssen ihre beeinflussbaren Kosten somit um 24,5 Prozent reduzieren.

142 §12 ARegV

143 §7 Abs.2 EnWG

Darüber hinaus ist aus Sicht der Kommunen der Betrieb öffentlicher Energieversorgungsunternehmen auch wegen der vom Gesetzgeber zugestandenen Möglichkeit der gemeinsamen Körperschaftsteuerrechtlichen Bewertung mit anderen kommunalen Versorgungsunternehmen sehr attraktiv. Im Rahmen dieses steuerlichen Querverbands können Verluste aus bestimmten Aktivitäten, wie beispielsweise öffentlicher Personennahverkehr, Bibliotheken oder andere Sozialeinrichtungen, durch Gewinne aus profitablen Aktivitäten ausgeglichen werden, so dass diese Gewinne steuerlich gemindert werden.

Als Fazit kann insgesamt festgehalten werden, dass es sich bei der Entwicklungstendenz *Re-Kommunalisierung* derzeit noch um ein punktuelles Phänomen handelt, das lediglich einen Trend erkennen lässt. Ob es bei den hier aufgezählten Einzelbeispielen bleiben wird oder zu einer breiten Re-Kommunalisierung im Bereich der Energieversorgung kommt, kann sich erst bei der Neuvergabe der aktuell anstehenden Konzessionen zeigen. Wenn dabei durch Eingriffe der Energiepolitik strukturelle Veränderungen herbeigeführt werden, beispielsweise durch Bevorzugung kommunaler Unternehmen im Freiraum gesetzlicher Vergabevorschriften, so ist das Ergebnis aus volkswirtschaftlicher Sicht negativ. Wenn nämlich diese strukturelle Veränderungen gleichzeitig private Unternehmen über das im Wettbewerb angemessene Maß zurückdrängen, so führt dies zu einem ineffizienten Einsatz von Ressourcen und damit zu einem Verlust an produktiver und allokativer Effizienz. Aus Verbrauchersicht bedeutet dies Nutzenverlust infolge höherer Kosten.

Auch die zu Beginn dieses Abschnitts genannten politischen Argumente wie Erhöhung des Einflusses der Kommunen auf die Gestaltung der Daseinsvorsorge sind nicht dazu geeignet, die *Re-Kommunalisierung* der Energieversorgung über ein aus wettbewerblichen Gesichtspunkten angemessenes Maß hinaus zu befürworten. So sind kommunale Energieversorger weder zur Vermeidung von Treibhausgasemissionen in der Stromerzeugung noch zum Vertrieb CO₂-freier Stromprodukte erforderlich. Vielmehr gelten Vorgaben zur Vermeidung von Treibhausgasemissionen durch geeignete Instrumente wie beispielsweise den Europäischen Emissionshandel für alle Energieversorgungsunternehmen unabhängig von ihrer Eignerstruktur. Zudem zeigt die energiewirtschaftlichen Praxis, dass auch private Unternehmen durch den Vertrieb CO₂-freier Stromprodukte spezielle Präferenzen der Verbraucher bedienen können.

Schließlich kann auch die Schaffung beziehungsweise Sicherung von Arbeitsplätzen aus Verbrauchersicht nicht als Argument überzeugen, da die Finanzierung von Arbeitsplätzen infolge der Förderung kommunaler Unternehmen über ein im Wettbewerb nachhaltig vertretbares Maß hinaus zwangsläufig zu Ineffizienzen infolge eines letztlich überhöhten Energiepreises führt, der wiederum den Nutzen der Verbraucher reduziert.

3.1.2.2 Dezentralisierung

Eine der wesentlichen aktuellen Tendenzen, deren Entwicklung auf dem deutschen Energiemarkt zu beobachten ist, ist die Dezentralisierung der Energiewirtschaft. Dezentralisierung meint dabei eine kleinteilige und verbrauchsnahe Erzeugung, Verteilung und Veräußerung von Energie. Diese Entwicklung ist in erster Linie den politischen Rahmenbedingungen geschuldet, die dezentrale Erzeugungsstrukturen trotz eines oberhalb des Großhandelsmarktpreises liegenden Kostenniveaus für die Betreiber betriebswirtschaftlich rational haben werden lassen. Dezentralisierung kann also insofern als wirtschaftlich getriebener Prozess verstanden werden, der durch politische Entscheidungen ausgelöst wurde:

Im Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG) sind fixe, zum Teil deutlich über dem Marktpreis liegende Vergütungen für die Einspeisung aus erneuerbaren Energien vorgesehen. Darüber hinaus werden für die einzelnen Erzeugungsformen (mit Ausnahme der Windenergie) höhere Vergütungen pro Leistungseinheit für kleinere Anlagen bezahlt, um potenzielle Größenvorteile auszugleichen. Dies bedeutet einen betriebswirtschaftlichen Anreiz, (auch) in kleinere Anlagengrößen zu investieren. Dies zeigt, dass diese Tendenz zur kleinteiligen Anlagenstruktur für fast alle Erzeugungsformen zu beobachten ist.

Bei der Interpretation gilt es allerdings zu unterscheiden zwischen der technologischen und der organisatorischen Dezentralisierung. Dies zeigt vor allem die Darstellung der Windkraft; hier existierten bereits im Jahre 2008 Anlagenparks, deren Erzeugungskapazität bei Zusammenfassung der Anlagen die Kapazität einer Einzelanlage deutlich übertraf; eine Dezentralisierung im technologischen Sinne liegt damit nur bedingt vor. Gleiches gilt insbesondere für die geplanten oder bereits genehmigten Offshore-Windparks. Hier sind Parks geplant, deren jeweilige kumulierte Anlagenkapazität der Kapazität von (mehreren) konventionellen Großkraftwerken entspricht.¹⁴⁴ Anlagen dieser Größenordnung sind mit großen Investitionsvolumina verbunden. Eine Dezentralisierung der Eigentümerstruktur, also ein besonders kleinteiliger Aufbau und Betrieb großer Windparks, ist hier daher nicht zu erwarten. Da zudem diese Kraftwerke nicht verbrauchsnahe installiert werden, sind sie wohl nicht in einem Dezentralisierungsszenario zu betrachten. Während somit die Anfänge des Windkraftanlagenausbaus in Deutschland unter dem Stichwort Dezentralisierung subsummierbar waren, gilt dies für die Offshore-Windparks nicht mehr. Nichtsdestotrotz wurde ein Großteil der aktuellen Windkraftkapazität mit vergleichsweise kleinen Anlagen und einer dezentralen Eigentümerstruktur, d.h. ohne die Beteiligung der großen deutschen Energieversorgungsunternehmen, mithin dezentralisiert errichtet.

¹⁴⁴ Ein Beispiel hierfür ist EnBW Hohe See mit einer geplanten Gesamtleistung im Endausbau von 2286 MW (vgl. Portal www.offshore-wind.de der Deutschen Energie-Agentur DENA)

Tabelle 3-4: Verteilung der gesamten installierten Leistung von nach EEG vergüteten Anlagen zum 31.12.2008 auf Leistungsklassen

		von der Gesamtleistung entfallen auf Anlagen				
		Σ	bis 1 MW	von 1 MW bis 3 MW	von 3 MW bis 5 MW	größer als 5 MW
Wind	in MW	22.735	4.497	14.855	713	2.670 ¹⁾
		Σ	bis 0,03 MW	von 0,03 bis 0,1 MW	von 0,1 bis 0,5 MW	größer als 0,5 MW
Solar	in MW	5.979	3.692	1.035	481	771 ²⁾
		Σ	bis 0,5 MW	von 0,5 bis 5 MW	von 5 MW bis 20 MW	größer als 20 MW
Wasser	in MW	1.270	453	806	11	0
Biomasse	in MW	3.549	1.264	1.218	1.067	0
Gas	in MW	638	103	402	103	30
Geothermie	in MW	3	0	3	0	0

¹⁾Es handelt sich nicht nur um große Einzelanlagen, sondern in Einzelfällen auch um mehrere zusammengefasste Windenergieanlagen; ²⁾bei den größeren Anlagen (> 500 kW installierte Leistung) handelte es sich im Jahr 2008 bei 77 % um Freiflächenanlagen.

Quelle: Bundesnetzagentur (2010c).

Bei der zweiten, politisch besonders geförderten Erzeugungsart, der Photovoltaik, wird der Hauptteil der installierten Leistung von kleinteiligen Erzeugungseinheiten erbracht. Diese werden vornehmlich durch private Hauseigentümer oder öffentliche Einrichtungen installiert. Eigentumsrechtliche und technologische Dezentralisierung gehen somit Hand in Hand. Größere Photovoltaik-Parks bilden dagegen die Ausnahme. Im mittleren Leistungsbereich liegen Anlagen, die vor allen Dingen von landwirtschaftlichen Betrieben auf Freiflächen gebaut werden. Mit der Novellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes zum 1.1.2009 hatte der Gesetzgeber außerdem erstmals eine Option für den geförderten Direktverbrauch von Solarstrom geschaffen (vgl. §33 Abs. 2 EEG 2009). Demnach erhalten Anlagenbetreiber auch eine (im Vergleich zur Einspeisung verringerte) Vergütung, wenn der Solarstrom selbst oder von Dritten in unmittelbarer räumlicher Nähe der Anlage verbraucht wird. Diesbezüglich gelten mit der Änderung vom 11. August 2010 rückwirkend zum 1. Juli 2010 neue Regeln. Bei der Option der Eigenverbrauchsförderung wird die maximale Anlagengröße auf 500 kW reduziert. Neben einer Differenzierung nach Leistungsgröße der Anlage ist die Vergütung ab sofort auch abhängig vom Direktverbrauchsanteil. So wird für Strommengen bis zu einem Anteil von 30 % eine geringere Vergütung gezahlt als für Strommengen oberhalb dieser Grenze. Auch dies befördert die politisch betriebene Entwicklung hin zu einer dezentralen Erzeugungsstruktur.

Diese Tendenz erhält Unterstützung von den Entwicklungen im Bereich der Kraft-Wärme-Kopplung. So wurde im Jahr 2008 ein Förderprogramm für Mini-KWK-Anlagen

ins Leben gerufen. Förderberechtigt waren neben Privatpersonen unter anderem auch Unternehmen, an denen mehrheitlich Kommunen beteiligt sind und die gleichzeitig die KMU-Schwellenwerte unterschreiten, Kommunen, kommunale Gebietskörperschaften und kommunale Zweckverbände.¹⁴⁵ Das Förderprogramm wurde allerdings aufgrund der angespannten Haushaltslage des Bundes 2010 gestoppt.¹⁴⁶ Die Zahl der Anlagen ist derzeit nicht zu beziffern, es kann aber trotz des Förderstopps davon ausgegangen werden, dass sie in den nächsten Jahren stark wachsen wird.¹⁴⁷

Eine der Dezentralisierung zumindest organisatorisch entgegenlaufende Entwicklung im Erzeugungsbereich ist der Zusammenschluss kleinerer Kraftwerke zu einem virtuellen Kraftwerk. Durch Information- und Kommunikationstechnologien können kleinere Erzeugungseinheiten miteinander vernetzt und zentral gesteuert werden. Dies ermöglicht eine koordiniertere Einspeisung als durch einzelne, separate und stochastische Einspeiser (insbesondere Wind und Photovoltaik). Der eigentumsrechtlichen und technologischen Dezentralisierung hervorgerufen durch das EEG steht damit eine Zentralisierung technologischer und – bei Installation massenhafter kleinteiliger Erzeugungsanlagen durch lediglich einen Anlagenbetreiber – organisatorischer Natur entgegen.

Perspektivisch kann auch die Einspeisung bzw. Rückspeisung von Strom aus Elektrofahrzeugen als Trend identifiziert werden. Insbesondere bei der Existenz entsprechender Preisanreize dürften Besitzer von Elektromobilen diese Option wahrnehmen und somit ebenfalls zu einer Dezentralisierung des Energiesystems beitragen.

Neben dem Bereich der Erzeugung kann auch im Bereich der Netze und des Vertriebs Dezentralisierung stattfinden. Dies ist insbesondere in Verbindung mit der im vorangegangenen Abschnitt diskutierten Re-Kommunalisierung zu sehen. Durch die Gründung kommunaler Stadtwerke werden Netze und Vertriebsstrukturen kleinteiliger. Hier geschieht dies allerdings primär in organisatorischer bzw. eigentumsrechtlicher Perspektive. Technologisch findet keine Dezentralisierung zu kleinteiligeren Netzen in dem Sinne statt, dass die optimale Betriebsgröße zurückgegangen wäre. Vielmehr ist davon auszugehen, dass kleinteiligere Netzstrukturen Investitionen in Messeinrichtungen und andere technische Nachrüstungen nach sich ziehen.

¹⁴⁵ BHKW-Infozentrum (o.D.).

¹⁴⁶ BMU (2010).

¹⁴⁷ Trend:research (2010); Ein Beispiel für diesen Trend bildet die Initiative der Lichtblick AG, die zusammen mit dem VW-Konzern gasbetriebene Mikro-KWK Anlagen in 100.000 Haushalten installiert.

3.2 Energiewirtschaft in ausgewählten europäischen Nachbarländern und US-Bundesstaaten

3.2.1 Einführung

In diesem Abschnitt werden die im vorigen Abschnitt dargestellten Strukturmerkmale der deutschen Energiewirtschaft mit der Unternehmenslandschaft in den europäischen Nachbarländern Vereinigtes Königreich, Niederlande und Frankreich sowie den US-Bundesstaaten Kalifornien und Pennsylvania verglichen. Diese Gebietskörperschaften wurden ausgewählt, weil sie in der akademischen Literatur als Referenzpunkte für einige der wichtigsten Tendenzen in der energiepolitischen Entwicklung dienen (siehe hierzu Sioshansi und Pfaffenberger 2006). Eine Übersicht über diese energiepolitischen Entwicklungen wird in Abschnitt 3.2.2 angerissen.

Allgemeine energiewirtschaftliche Kennzahlen zu den betrachteten Ländern und Staaten sind in Tabelle 3-5 zusammengetragen. Die Größe der Märkte variiert zwischen 124 TWh (Niederlande) und 583 TWh (Deutschland) beim Stromverbrauch und 225 TWh (Pennsylvania) und 1091 TWh (Vereinigtes Königreich) beim Gasabsatz. Deutschland ist im Bereich der Stromwirtschaft der größte Markt nach Verbrauch. Im Vereinigten Königreich wiederum ist die Gaswirtschaft von besonderer Bedeutung, was sich in der hohen Zahl für den Gasabsatz niederschlägt. Die Niederlande und Pennsylvania stellen die kleineren Energiemärkte dar, während Kalifornien eine Position als mittelgroßer Markt einnimmt.

Tabelle 3-5: Eckdaten der Energiewirtschaft im internationalen Vergleich

	Bevölkerung	Stromverbrauch (TWh)	Installierte Leistung (MW)	Gasabsatz (TWh)
Deutschland	82 282 988 ^a	583 ^b	143 337 ^c	930 ^d
Vereinigtes Königreich	61 284 806 ^a	400 ^e	78 835 ^e	1 091 ^e
Kalifornien	36 961 664 ^f	268 ^g	69 709 ^h	735 ⁱ
Pennsylvania	12 604 767 ^f	148 ^j	51 135 ^k	225 ^l
Niederlande	16 783 092 ^a	124 ^l	22 900 ^m	404 ^l
Frankreich	62 814 233 ^a	527 ⁿ	117 600 ^o	464 ^l

Quelle (Zahlen in Klammern sind das Bezugsjahr): ^a CIA (2010); ^b Schiffer (2009); ^c BDEW (2007); ^d BDEW (2008); ^e National Statistics (2008); ^f U.S. Census Bureau (2009); ^g EIA (2008); ^h California Energy Commission (2008); ⁱ Eigene Berechnungen (2008); ^j Pennsylvania Public Utility Commission (2008); ^k Pennsylvania Public Utility Commission (2009); ^l Centraal Bureau voor de Statistiek (2010) ^m Ministerie van Economische Zaken (2008); ⁿ Institut National de la Statistique et des Études Économiques (2010); ^o RTE (2008)

3.2.2 Der politische Rahmen: Liberalisierung der Energiemärkte

Seit Ende der 80'er Jahre haben viele Länder ihre Elektrizitätsmärkte reformiert. Die alten vertikal integrierten Staatsmonopole wurden vielerorts aufgelöst. Jedoch unterscheiden sich sowohl Umfang als auch Art und Ergebnis der Reformbemühung je nach Gebietskörperschaft erheblich.

3.2.2.1 Hintergrund

England und Wales war das erste Gebiet, welches mit einer umfassenden Restrukturierung und Liberalisierung des Stromsektors begann.¹⁴⁸ Das englische Reformprogramm wird von vielen Fachleuten als Maßstab für Reformen in anderen Ländern, als *Goldstandard* (Joskow 2008, S.15), gesehen, auch wenn diese Einschätzung in neuester Zeit von einigen Experten revidiert wird (Woo, Lloyd, Tishler 2003, S. 1105). Die Reform bestand aus folgenden Kernelementen (Joskow 2008, S.12):

- Privatisierung der vormals staatlichen Firmen um bindende Budgetrestriktionen und effiziente Anreizmechanismen zu schaffen
- Trennung von Übertragung und Verteilung von Erzeugungs- und Vertriebsunternehmen („unbundling“)
- Deregulierung und Schaffung von Wettbewerbsbedingungen in den Groß- und Einzelhandelsmärkten
- Öffnung der Übertragungs- und Verteilnetze für Dritte („Third Party Access“)
- Unabhängige Regulierung der Übertragungs- und Verteilnetze mittels leistungsabhängiger Durchleitungsgebühren („Performance Based Regulation“)
- Schaffung eines unabhängigen Systembetreibers als Teil des landesweiten TSO.

Viele Bundesstaaten der USA und Kanada folgten Teilen des britischen Reformprogramms in den frühen 1990er Jahren, jedoch mit stark unterschiedlichem Erfolg (Kwoka und Pollitt, 2005). Einige Staaten schafften es, durch funktionierende Großhandelsmärkte aussagekräftige Preissignale für Produzenten und Konsumenten sowie einen scharfen Wettbewerb im Verbrauchermarkt zu kreieren. Hier haben die nord-östlichen Staaten sowie Texas eine Vorreiterrolle übernommen. Ein Gegenbeispiel liefert Kalifornien, wo Oligopolstrukturen im Erzeugermarkt (Joskow 2006, S.12) und geringe Investitionsanreize (Woo, Lloyd, Tishler 2003, S. 1105) in den Jahren 2000 und 2001 zu massiven Ausfällen des Stromnetzes führten. Als Problem in gesamt Nordamerika erwies sich die schwierige und oftmals unklare Aufteilung der Regulierungskompetenzen zwischen Bundes- und Länderbehörden (Frontier Economics 2003, S.3).

In Kontinentaleuropa nahmen die Reformbemühungen Ende der 90'iger an Fahrt auf. Hier wurde durch die Direktiven der EU-Kommission ein einheitlicher Regulierungsrahmen geschaffen.¹⁴⁹ Die Prioritäten der EU-Politik zielten auf

¹⁴⁸ Chile setzte bereits einige Jahre vor England ein Liberalisierungsprogramm um, dass jedoch nicht so weit reichend wie das englische war (Joskow 2008, S.15)

¹⁴⁹ Vergleiche hierzu die Direktiven der Europäischen Kommission 2003/54/EC, 2003/55/EC und 2009/28/EC sowie die Regulierung 1228/2003 (http://europa.eu/legislation_summaries/energy/index_en.htm).

- Vertikale Entflechtung integrierter Energieversorgungsunternehmen durch Trennung von wettbewerblichen (Erzeugung, Handel und Vertrieb) und nichtwettbewerblichen Aktivitäten (Betriebs von Transport- und Verteilnetzen)
- Regulierung der Entgelte nichtwettbewerblicher Aktivitäten
- Öffnung der Übertragungs- und Verteilnetze für Dritte („Third Party Access“)
- Schaffung von Wettbewerbsbedingungen in den Groß- und Einzelhandelsmärkten
- Verbesserte transnationale Zusammenarbeit, vor allem beim Ausbau von Netzengpässen zwischen TSO's und der international koordinierten Nutzung von Erzeugerkapazitäten auf europäischer Ebene
- Förderung erneuerbarer Energien

Dabei besteht innerhalb dieses Rahmens eine erhebliche Vielfalt an Politiken in den einzelnen EU-Mitgliedsstaaten. Am stärksten liberalisierten die Niederlande ihren Strommarkt, die dabei dem englischen Modell weitestgehend folgten. In Frankreich bleiben hingegen faktisch die alten Strukturen des vertikal integrierten Staatsunternehmens, das eine Quasi-Monopolstellung innehat, bestehen (London Economics 2007, S. 31).

3.2.2.2 Aktueller Stand der energiepolitischen Diskussion

Grundsätzlich ist der Prozess der Energiemarktliberalisierung in der Europäischen Union noch nicht abgeschlossen. Neben der Verbesserung der Wirtschaftlichkeit, die zu Beginn der Reformbemühungen im Mittelpunkt stand, rückten in den vergangenen Jahren auch Versorgungssicherheit und Klimaschutz zunehmend in den energiepolitischen Fokus.

Insgesamt werden die Reformfortschritte in den einzelnen Mitgliedsländern gemischt bewertet. So bemängelt die EU Kommission insbesondere Verzögerungen in der zeitlichen Umsetzung der Reformvorgaben in einzelnen Ländern, das Wettbewerbsniveau in einzelnen nationalen Märkten sowie die mangelnde Integration der nationalen Märkte untereinander.¹⁵⁰ Andererseits deuten verschiedene Studien auf Fortschritte bei der Integration der Europäischen Energiemärkte sowie auf eine verbesserte Funktionsfähigkeit der Europäischen Energiebörsen hin, denen durch die von ihnen ausgehenden

¹⁵⁰ Vergleiche hierzu die jährlichen Benchmarking Berichte der EU Kommission (http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/benchmarking_reports_en.htm) beziehungsweise London Economics (2007) sowie die Schlussfolgerungen der Kommission aus der Sektoruntersuchung zur Energiewirtschaft in den Mitgliedsstaaten im Jahr 2007 (<http://ec.europa.eu/competition/sectors/energy/inquiry/index.html>).

Preissignale zentrale Bedeutung für die Funktionsfähigkeit des Wettbewerbs im Energiesektor zukommt.¹⁵¹

Ein auf den deregulierten Energiemärkten immer deutlicher zutage tretendes Problem ist die Schaffung geeigneter Anreize für langfristige Investitionen, beispielsweise in Netz- oder Erzeugungskapazitäten. Diese Problematik führte bereits in Strommärkten wie Skandinavien (Finon, Johnsen und Midttun 2004), Kalifornien (Woo, Lloyd, Tishler 2003) und England (Economist, 2009) zu Krisen, die unter anderem zu plötzlichen Strompreiserhöhungen geführt haben.

In der Fachliteratur werden verschiedene Gründe für fehlende Investitionsanreize ausgemacht (Joskow 2008; Finon, Johnsen und Midttun 2004; Woo, Lloyd, Tishler 2003):

- Unpassende Großhandelsmarktstrukturen, die keine ausreichende ökonomische Belohnung für die Bereitstellung von Kapazitäten zu Spitzenlastzeiten schaffen
- Aggressive Regulierung, welche durch (zu niedrige) Preisbeschränkungen die Kapitalrenditen neuer Kraftwerke verringert
- Die Trennung der Unterhaltssparte vom operativem Geschäft bei Übertragungsfirmen
- Unsicherheit, entweder durch Preisschwankungen oder durch einen sich fortlaufend ändernden Regulierungsrahmen
- Verdrängung von privaten Investitionen durch bezuschusste Staatsfirmen
- Finanzierungsschwierigkeiten, oftmals durch die hohen Kapitalanforderungen von neuen Projekten

Besonders bemerkenswert ist die angespannte Situation in England, da dieses Land seit den 80iger Jahren stets eine Vorreiterrolle bei der Liberalisierung von Strommärkten eingenommen hat. Jedoch führten hier eine Kombination aus falschen politischen Prioritäten, Überalterung des bestehenden Kraftwerksparks und (zu) extensiver Liberalisierung zu einer prognostizierten Fehlmenge von 20GW an Erzeugungsleistung im Jahr 2015. Die Faktoren im Einzelnen (Economist 2009):

- Der bestehende Kraftwerkspark an Kohle- und Kernenergiekraftwerken ist ökologisch, wirtschaftlich und sicherheitstechnisch veraltet und wird deswegen in naher Zukunft nur eingeschränkt für die Stromerzeugung zur Verfügung stehen. Ein Neubau von Kohlekraftwerken würde jedoch mit bestehenden Klimapolitischen Vereinbarungen in einen Zielkonflikt geraten. Der Bau von Kernkraftwerken hingegen wäre zu zeitaufwendig um die heutige Situation zu entlasten.
- Die Installation von Kapazitäten zur Erzeugung von erneuerbaren Energien (vor allem Wind und Wasser) geht zu schleppend voran. Der Grund ist in geringen

¹⁵¹ Beispielsweise Ockenfels et al. (2008) und Nitsche et al. (2010).

staatlichen Zuschüssen, Probleme bei den Nutzungsrechten und der unsicheren Auslastung der Kraftwerke zu suchen.

- Ein sich wiederholt ändernder Regulierungsrahmen und stark fluktuierende Strompreise verhindern eine klare Planung für Investoren. Die hat zur Folge, dass Investoren vermehrt auf Gaskraftwerke setzen, welche kurzfristig und zu relativ geringen Kosten zu bauen sind. Jedoch schwinden die heimischen Gasvorräte in der Nordsee rapide, während britische Energiekonzerne wegen fehlender politischer Rückendeckung nur kurzfristige Lieferverträge mit Gasexportländern schließen können. Dies hat dazu geführt, dass britische Konzerne in manchen Jahren kein Gas einkaufen konnten.
- Eine fehlende Koordinierung der Energiepolitik hat eine Diversifizierung des Energiemix sowie eine bessere Anbindung an das europäische Übertragungsnetz und gezielte Investitionen z.B. in Gasspeicher, verhindert.

Die Literatur zum Thema zieht im Wesentlichen zwei Schlussfolgerungen aus der hier skizzierten Problematik mangelnder Investitionsanreize, die auch Auswirkungen auf den deutschen Strommarkt haben dürften:

- Die offensichtlichste Schlussfolgerung ist, dass die Position des Staates in der Energiewirtschaft neu justiert werden muss. Regulierungsbehörden müssen sowohl konsequenter als auch berechenbarer werden, um mehr Investitionssicherheit zu schaffen. Dazu muss der Staat eine konstruktive Rolle bei der Planung und Durchführung von wichtigen energiepolitischen Vorhaben spielen (Finon, Johnsen und Midttun 2004, S. 1355) (Economist 2009).
- Zweitens ist einzusehen, dass die Lösung der Investitionsanreizprobleme zu mehr Regulierung und deswegen auf jeden Fall nicht zu mehr Wettbewerbsintensität führen wird. Dies würde sich selbstverständlich auch auf die Höhe des Strompreises auswirken, der in diesem Fall in den kommenden Jahren nicht sinken dürfte.

Vor diesem Hintergrund wird deutlich, dass die in den nachfolgenden Abschnitten diskutierte Struktur der Energiesektoren der hier betrachteten Länder – genau wie für Deutschland – einem fortlaufenden Wechsel unterliegt und nicht als konstant gesehen werden kann. So unterstreichen beispielsweise die Investitionsschwierigkeiten kleinerer britischer Energiefirmen die Bedeutung von Größenvorteilen in diesem Bereich.

3.2.3 Vereinigtes Königreich

Der Energiemix des Vereinigten Königreiches stützt sich bei der Stromerzeugung zum Großteil auf Erdgas (45 Prozent), Kohle (32 Prozent) und Kernkraft (14 Prozent). Erneuerbare Energien tragen mit insgesamt 6 Prozent nur wenig zur Stromversorgung bei.

Hinsichtlich der marktstrukturellen Begebenheiten unterscheidet sich das Vereinigte Königreich in zwei Eigenschaften grundlegend von anderen hier untersuchten Märkten, einschließlich Deutschland. Das erste Merkmal ist die starke Tendenz zur privatwirtschaftlichen Organisation, die sich durch alle Wertschöpfungsketten des Strom- und Gasmarktes zieht. Wie aus Tabelle 3-6 ersichtlich, konnte kein Unternehmen im britischen Energiemarkt eindeutig der öffentlichen Hand zugeordnet werden. Die zweite entscheidende Charakteristik ist die hohe Anzahl von großen Unternehmen in den beiden Energiemärkten. Lediglich bei der Stromerzeugung lassen sich einige Unternehmen als ‚klein‘ oder ‚mittel‘ identifizieren. Die Mehrzahl dieser Firmen sind Erzeuger von erneuerbaren Energien. Eine bedeutendere Rolle hinsichtlich der Erzeugungskapazitäten spielen die sieben großen Erzeuger¹⁵², die zusammen 71 Prozent der installierten Kraftwerksleistung betreiben.

Im nicht-wettbewerblichen Segment der Stromübertragung gibt es keinen monopolistischen Übertragungsnetzbetreiber (TSO). Stattdessen ist das britische Stromübertragungsnetz in vier geographisch getrennte Gebiete geteilt, die jeweils von einem Unternehmen betrieben werden. Beim Transport von Gas gibt es jedoch einen landesweiten Ferngasbetreiber.

Die Zahl der Verteilnetzbetreiber für Strom und Gas ist – verglichen mit der Größe der jeweiligen Märkte – äußerst gering. Dies ist besonders auffällig im Falle des Gasverteilnetzes, das nur von vier Firmen betrieben wird. Ähnliches gilt, wenn auch nicht in ähnlich starker Ausprägung, für die Anzahl der Vertriebsgesellschaften.

¹⁵² British Energy, RWE, E.On, Scottish & Southern Energy, Scottish Power, International Power/Mitsui und EDF

Tabelle 3-6: Anzahl an Marktteilnehmern nach Unternehmensgröße und Eigentumsstruktur im Strom- und Gassektor, unterteilt nach Wertschöpfungsstufen (Vereinigtes Königreich)

	Elektrizitätswirtschaft					Gaswirtschaft				
	Stromerzeugung		Stromübertragung	Verteilnetzbetreiber (Strom)	Vertrieb („Supply“)	Gasförmigesellschaften („Exploration“)	Ferngas („Transmission“)	Verteilnetzbetreiber - Gas („Distribution“)	Gasspeicher	Vertrieb („Supply“)
	Gesamt	davon überwiegend Erneuerbare Energien ^d								
Unternehmensgröße^a										
klein	24	18	-	-	-	-	-	-	-	1
mittel	13	3	-	-	-	-	-	-	-	-
groß	15	0	3	6	6	9	1	2	3	12
keine Zuordnung möglich ^b	-	-	1	2	17	4	-	2	3	6
Gesamt	52^c	21^c	4^e	8^f	23^g	13ⁱ	1^j	4^k	6^l	19^m
Eigentumsstruktur^h										
Öffentlich-rechtlich	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Privatwirtschaftlich	7	-	3	8	22	13	1	3	4	16
keine Zuordnung möglich ^b	45	21	1	-	1	-	-	1	2	3
Gesamt	52^c	21^c	4^e	8^f	23^g	13ⁱ	1^j	4^k	6^l	19^m

^a Für die Elektrizitätswirtschaft: Unternehmensgröße unterteilt bei Stromerzeugung nach installierter Kraftwerksleistung: klein wenn <100 MW, mittel wenn zwischen 100-1.000 MW, groß wenn >1.000 MW. Unternehmensgröße unterteilt bei Stromübertragung, Verteilnetzbetreibern nach Gesamtvermögen: klein wenn <10 Mio. €, mittel wenn zwischen 10-43 Mio. €, groß wenn >43 Mio. €. Unternehmensgröße unterteilt beim Vertrieb nach abgesetzter Menge: klein wenn <1.000 GWh, mittel wenn zwischen 1.000-10.000 GWh, groß wenn >10.000 GWh. Für die Gaswirtschaft: Unternehmensgröße unterteilt nach Gesamtvermögen: klein wenn <10 Mio. €, mittel wenn zwischen 10-43 Mio. €, groß wenn >43 Mio. €. ^b Keine Zuordnung möglich, wenn Unternehmensangaben nicht ausreichend sind ^c Quelle: National Statistics (2009), S. 145-151 ^d Mindestens 50% der gesamten Kraftwerksleistung eines Unternehmens wird mit Erneuerbaren Energieträgern betrieben. ^e Quelle: ENTSO-E (2010) ^f Quelle: National Grid (2010) ^g Quelle: Electricity guide (2010) ^h Eigentumsstruktur nach den Eigentumsverhältnissen der ersten beiden Generationen: sind die mehrheitlichen Besitzer in öffentlicher (privater) Hand, dann handelt es sich um ein öffentlich-rechtliches (privatwirtschaftliches) Unternehmen. ⁱ Quelle: EIA (2009), BRINDEX (2010) ^j Quelle: National Grid (2010) ^k Quelle: Ofgem (2007) und National Grid (2010) ^l Quelle: National Statistics (2009), S. 112 ^m Quelle: Gas guide (2010)

3.2.4 Niederlande

Der Energiemix in der Stromerzeugung beruht in den Niederlanden hauptsächlich auf fossilen Brennstoffen, vor allem auf Erdgas, welches mit 59 Prozent den größten Anteil an der Erzeugung bildet. Steinkohle ist mit 22 Prozent der zweitgrößte Energieträger. Erneuerbare Energien (Wasser und Biomasse) spielen mit rund 13 Prozent eine ähnlich große Rolle wie in Deutschland.

Die Unternehmenslandschaft (Tabelle 3-7) in der Stromerzeugung umfasst rund 50 kleine und mittelgroße Firmen, die vor allem Windparks betreiben sowie vier große Unternehmen. Letztere sind die privatwirtschaftlich organisierten Energiekonzerne E.On, Electrabel, Essent und Nuon, die sich allesamt in ausländischer Hand befinden. Zusammen sind sie für 78 Prozent des in den Niederlanden erzeugten Stroms verantwortlich. Dank der Position des Landes als einer der größten Erdgasförderer weltweit (EIA 2010d) sind in den Niederlanden auch einige Erdgasfördergesellschaften tätig, von denen sieben als groß einzustufen sind.

Die Stromübertragung erfolgt durch einen landesweiten TSO (TenneT), der ein öffentlich-rechtliches Unternehmen ist. Dasselbe gilt für das einzige Ferngasunternehmen des Landes, Gas Transport Services BV.

Die Zahl der Verteilnetzbetreiber in den Niederlanden ist, auch relativ zur Größe des Marktes gesehen, niedrig im Vergleich zu Deutschland. Dies gilt sowohl für die Gas- als auch für die Elektrizitätswirtschaft. Die Unternehmenslandschaft unterteilt sich, vor allem in der Gaswirtschaft, vergleichsweise ausgeglichen in große und kleine sowie privatwirtschaftliche und öffentlich-rechtliche Unternehmen.

Die Vertriebsgesellschaften für Strom und Gas, die in etwas größerer Zahl vorhanden sind, sind jedoch überwiegend privatwirtschaftlich organisiert. Hier befindet sich auch eine etwas größere Zahl an kleineren Unternehmen als dies bei den Verteilnetzbetreibern der Fall ist.

Tabelle 3-7: Anzahl an Marktteilnehmern nach Unternehmensgröße und Eigentumsstruktur im Strom- und Gassektor, unterteilt nach Wertschöpfungsstufen (Niederlande)

	Elektrizitätswirtschaft					Gaswirtschaft				
	Stromerzeugung		Stromübertragung	Verteilnetzbetreiber (Strom)	Vertrieb	Gasförmigesellschaften	Ferngas	Verteilnetzbetreiber (Gas)	Gasspeicher	Vertrieb
	Gesamt	davon überwiegend erneuerbare Energien ^d								
Unternehmensgröße^a										
klein	46	46	-	1	13	-	-	7	-	-
mittel	4	3	-	-	7	-	-	2	-	-
groß	4	-	1	4	3	7	1	3	2	8
keine Zuordnung möglich ^b	-	-	-	3	8	4	-	-	2	20
Gesamt	54^c	49^c	1^e	8^f	31^g	11ⁱ	1^j	12^f	4^k	28^f
Eigentumsstruktur^h										
Öffentlich-rechtlich	-	-	1	4	7	-	1	7	-	8
Privatwirtschaftlich	-	-	-	3	20	8	-	4	2	18
keine Zuordnung möglich ^b	54	49	-	1	4	3	-	1	2	2
Gesamt	54^c	49^c	1^e	8^f	31^g	11ⁱ	1^j	12^f	4^k	28^f

^a Für die Elektrizitätswirtschaft: Unternehmensgröße unterteilt bei Stromerzeugung nach installierter Kraftwerksleistung: klein wenn <100 MW, mittel wenn zwischen 100-1.000 MW, groß wenn >1.000 MW. Unternehmensgröße unterteilt bei Stromübertragung und Verteilnetzbetreibern nach Gesamtvermögen: klein wenn <10 Mio. €, mittel wenn zwischen 10-43 Mio. €, groß wenn >43 Mio. €. Unterteilung bei Stromverteilern nach Marktanteilen: klein wenn <1%, mittel wenn zwischen 1-20%, groß wenn >20%. Für die Gaswirtschaft: Unternehmensgröße bei Gasspeichern unterteilt nach Gesamtvermögen: klein wenn <10 Mio. €, mittel wenn zwischen 10-43 Mio. €, groß wenn >43 Mio. €. Bei Gasverteilnetz- und Ferngasbetreibern Unterteilung nach Deckungsgebiet: klein wenn Deckungsgebiet 1 Provinz, mittel wenn 1-3 Provinzen, groß wenn >3 Provinzen. ^b Keine Zuordnung möglich, wenn Unternehmensangaben nicht ausreichend sind. ^c Quelle: Energieonderzoek Centrum Nederland (2010) ^d Mindestens 50% der gesamten Kraftwerksleistung eines Unternehmens wird mit Erneuerbaren Energieträgern betrieben. ^e Quelle: ENTSO-E (2010) ^f Quelle: Energiekamer (2010a+b) ^g Quelle: Energiekamer (2009a) ^h Eigentumsstruktur nach den Eigentumsverhältnissen der ersten beiden Generationen: sind die mehrheitlichen Besitzer in öffentlicher (privater) Hand, dann handelt es sich um ein öffentlich-rechtliches (privatwirtschaftliches) Unternehmen. ⁱ Quelle: Ministerie van Economische Zaken (2009) ^j Quelle: Gas Transport Services BV (2010) ^k Quelle: Energiekamer (2009b), S. 22

3.2.5 Frankreich

Die Stromerzeugung in Frankreich ist stark von der Nutzung der Kernenergie geprägt, die 76 Prozent des Energiemix ausmacht. Zweitgrößte Energiequelle ist die Wasserkraft mit 12 Prozent.

Die Unternehmenslandschaft in der Elektrizitätswirtschaft wird in Frankreich in jedem Segment der Wertschöpfungskette stark von einer einzelnen Firma, nämlich EDF und ihre Tochterfirmen, beeinflusst (Tabelle 3-8). Diese decken 90 Prozent der Erzeugung und des Vertriebs ab sowie 95 Prozent des Verteilnetzes und 100 Prozent des Stromübertragungsnetzes. Daneben existieren noch rund 170 sehr kleine Unternehmen, meist Genossenschaften und lokale Staatsbetriebe, die in einem eng begrenzten regionalen Raum Strom erzeugen, verteilen und vertreiben. Da sich ein Großteil dieser kleinen Firmen sowie die EDF selber zu 100 Prozent in Staatseigentum befinden, ist die Stromwirtschaft in Frankreich fast ausschließlich von der öffentlichen Hand dominiert.

Ein über weite Strecken vergleichbares Bild zeichnet sich auch in der Gaswirtschaft ab. Hier ist GDF Suez und ihre Tochterfirmen in allen Segmenten das bei weitem größte Unternehmen mit 95 Prozent Anteil an der landesweiten Erzeugung, Verteilung und Vertrieb von Erdgas. Der bedeutendste Unterschied zur Elektrizitätswirtschaft besteht zum einen in der geringeren Zahl der kleinen Betriebe (rund 20) und zum anderen in der Präsenz eines mittelgroßen privatwirtschaftlichen Wettbewerbers (Total und ihre Tochterfirmen) in den meisten Wertschöpfungsstufen. Da jedoch der französische Staat bei der dominierenden Firma GDF Suez der bei weitem größte Aktionär ist, kann man auch bei der Gaswirtschaft in Frankreich von einer herausgehobenen Stellung der öffentlichen Hand sprechen.

Tabelle 3-8: Anzahl an Marktteilnehmern nach Unternehmensgröße und Eigentumsstruktur im Strom- und Gassektor, unterteilt nach Wertschöpfungsstufen (Frankreich)

	Elektrizitätswirtschaft				Gaswirtschaft				
	Stromerzeugung	Stromübertragung	Verteilnetzbetreiber	Vertrieb	Gasfö- rdergesellschaft en	Ferngas	Verteilnetzbetreiber	Gasspeicher	Vertrieb
Unternehmensgröße^a									
klein	170	-	170	170	-	-	20	-	22
mittel	-	-	-	-	-	-	2	1	1
groß	1	1	1	1	2	2	1	1	1
keine Zuordnung möglich ^b	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gesamt	171^c	1^d	171^e	171^e	2^g	2^h	23ⁱ	2^h	24^j
Eigentumsstruktur^f									
Öffentlich-rechtlich	1	1	1	1	1	1	11	1	11
Privatwirtschaftlich	-	-	-	-	1	1	-	1	1
keine Zuordnung möglich ^b	170	-	170	170	-	-	12	-	12
Gesamt	171^c	1^d	171^e	171^e	2^g	2^h	23ⁱ	2^h	24^j

^a Für die Elektrizitätswirtschaft: Unternehmensgröße unterteilt bei Stromerzeugung nach installierter Kraftwerksleistung: klein wenn <100 MW, mittel wenn zwischen 100-1.000 MW, groß wenn >1.000 MW. Unternehmensgröße unterteilt bei Stromübertragung und Verteilnetzbetreibern nach Gesamtvermögen: klein wenn <10 Mio. €, mittel wenn zwischen 10-43 Mio. €, groß wenn >43 Mio. €. Unterteilung bei Stromverteilern nach Marktanteilen: klein wenn <1%, mittel wenn zwischen 1-20%, groß wenn >20%. Für die Gaswirtschaft: Unternehmensgröße unterteilt nach Gesamtvermögen: klein wenn <10 Mio. €, mittel wenn zwischen 10-43 Mio. €, groß wenn >43 Mio. €. ^b Keine Zuordnung möglich, wenn Unternehmensangaben nicht ausreichend sind ^c Mindestens 50% der gesamten Kraftwerksleistung eines Unternehmens wird mit Erneuerbaren Energieträgern betrieben. ^d Quelle: ENTSO-E (2010) ^e Quelle: FNCCR (2010) ^f Eigentumsstruktur nach den Eigentumsverhältnissen der ersten beiden Generationen: sind die mehrheitlichen Besitzer in öffentlicher (privater) Hand, dann handelt es sich um ein öffentlich-rechtliches (privatwirtschaftliches) Unternehmen. ^g Quelle: Chambre de Commerce et d'Industrie de Paris (2010) ^h Quelle: CRE (2010) ⁱ Quelle: GrDF (2010), CRE (2010) ^j Quelle: GDF Suez (2010), TEGAZ (2010), CRE (2010)

3.2.6 Kalifornien

Im US-Bundesstaat Kalifornien setzt sich der Energiemix im Wesentlichen aus drei Komponenten zusammen: Bedeutendster Energieträger für die Stromerzeugung ist Erdgas (58 Prozent), gefolgt von den erneuerbaren Energien (insgesamt 24 Prozent, Wasser davon 12 Prozent) und Kernkraft (16 Prozent). Wegen des hohen Anteils an erneuerbaren Energien, insbesondere der Wasserkraft, spielt Erdgas als flexible Lastanpassung eine bedeutende Rolle bei der Stromerzeugung.

Ähnlich wie in Deutschland wird in der kalifornischen Elektrizitätswirtschaft die Stromerzeugung mit konventionellen Energieträgern im Wesentlichen von wenigen großen Energieversorgungsunternehmen durchgeführt (Tabelle 3-9). Da erneuerbare Energien nicht diese Größenvorteile bieten, ist der Anteil an kleinen Unternehmen hier auch viel größer (72 Prozent).

Die Stromübertragung und der Ferntransport von Gas wird von wenigen großen Unternehmen durchgeführt, welche sich in der Regel in privatwirtschaftlicher Hand befinden.

Zwar gibt es, im Gegensatz zur Anzahl der Betreiber von Gasverteilnetzen, eine erhöhte Anzahl an Betreibern für Stromverteilnetze. Von diesen 56 Verteilnetzbetreibern werden rund 91 Prozent als kleines oder mittlergroßes Unternehmen eingestuft. Umgekehrt kann man die Bedeutung der fünf größten Verteilnetzbetreiber daran erkennen, dass diese für 88 Prozent der transportierten Menge durch die Verteilnetze zuständig sind. Die zwei größten sind die privat betriebenen Unternehmen Pacific Gas & Electric und die Southern California Edison, welche zusammen rund zwei Drittel des Verteilnetzbetriebes bedienen. Hingegen sind 80 Prozent der kleinen Unternehmen in öffentlicher Hand. Somit wird die Versorgung mit Strom auch in den entlegenen Siedlungen gewährleistet. Ein ähnliches Bild bietet sich beim Vertrieb, wo die fünf größten Unternehmen ebenso den Absatz zum größten Teil bewerkstelligen.

Tabelle 3-9: Anzahl an Marktteilnehmern nach Unternehmensgröße und Eigentumsstruktur im Strom- und Gassektor, unterteilt nach Wertschöpfungsstufen (Kalifornien)

	Elektrizitätswirtschaft					Gaswirtschaft				
	Stromerzeugung		Stromübertragung („Transmission Lines“)	Verteilnetzbetreiber („Utilities“)	Vertrieb („Retail“)	Gasfö- rdergesellschaften	Fertigas („Transmission“)	Verteilnetzbetreiber - Gas („Utilities“)	Gasspeicher	Vertrieb („Supply“)
	Gesamt	davon überwiegend erneuerbare Energien ¹								
Unternehmensgröße^a										
klein	55	39	-	39	50		-	-	-	
mittel	47	10	-	12	21		-	-	-	
groß	19	5	5	5	5		7	4	2	
keine Zuordnung möglich ^b	-	-	1	-	-		1	5	2	
Gesamt	121^c	54^c	6^d	56^e	76^d	190^l	8^j	9^k	4^l	45^m
Eigentumsstruktur^h										
Öffentlich-rechtlich	10	6	2	45	54		-	3	-	
Privatwirtschaftlich	60	22	4	11	22		8	5	3	
Gemischt: öffentlich-privat	51	26	-	-	-					
keine Zuordnung möglich ^b	-	-	-	-	-		-	1	1	
Gesamt	121^c	54^c	6^d	56^e	76^d	190^l	8^j	9^k	4^l	45^m

^a Für die Elektrizitätswirtschaft: Unternehmensgröße unterteilt bei Stromerzeugung nach installierter Kraftwerksleistung: klein wenn <100 MW, mittel wenn zwischen 100-100 MW, groß wenn >1000 MW. Unternehmensgröße unterteilt bei Stromübertragung nach Gesamtvermögen: klein wenn <10 Mio. €, mittel wenn zwischen 10-43 Mio. €, groß wenn >43 Mio. €. Unternehmensgröße unterteilt bei Verteilnetzbetreibern und Vertrieb nach abgesetzten Mengen: klein wenn <1.000 GWh, mittel wenn zwischen 1.000-10.000 GWh, groß wenn >10.000 GWh. Für die Gaswirtschaft: Unternehmensgröße unterteilt nach Gesamtvermögen: klein wenn <10 Mio. €, mittel wenn zwischen 10-43 Mio. €, groß wenn >43 Mio. €. ^b Keine Zuordnung möglich, wenn Unternehmensangaben nicht ausreichend sind. ^c Quelle: California Energy Commission (2010a) ^d Quelle: California Energy Commission (2010b) ^e Quelle: California Energy Commission (2010c) ^f Mindestens 50% der gesamten Kraftwerksleistung eines Unternehmens wird mit Erneuerbaren Energieträgern betrieben. ^g Quelle: EIA (2010a) ^h Für die Elektrizitätswirtschaft: Eigentumsstruktur nach den Eigentumsverhältnissen der ersten beiden Generationen: sind alle Besitzer in öffentlicher (privater) Hand, dann handelt es sich um ein öffentlich-rechtliches (privatwirtschaftliches) Unternehmen, ansonsten liegt ein Mischverhältnis vor. Für die Gaswirtschaft: Eigentumsstruktur nach den Eigentumsverhältnissen der ersten beiden Generationen: sind die mehrheitlichen Besitzer in öffentlicher (privater) Hand, dann handelt es sich um ein öffentlich-rechtliches (privatwirtschaftliches) Unternehmen. ⁱ Quelle: California Department of Conservation (2009) ^j Quelle: California Energy Commission (2010d), EIA (2010b) ^k Quelle: California Energy Commission (2010e), California Public Utilities Commission (2006) ^l Quelle: EIA (2008) ^m Quelle: Southern California Gas Company (2010), Pacific Gas and Electric Company (2010)

3.2.7 Pennsylvania

Im US-Bundesstaat Pennsylvania sind die beiden bedeutendsten Energieträger für die Stromerzeugung Kohle (54 Prozent) und Kernkraft (35 Prozent). Gas spielt mit 9 Prozent Anteil am Energiemix eine nachgeordnete Rolle. Die erneuerbaren Energien werden nur marginal verwendet (insgesamt 2 Prozent).

Im Unterschied zu den anderen hier verglichenen Staaten gibt es in Pennsylvania eine hohe Anzahl an Erdgasfördergesellschaften. Grund hierfür ist zum einen die hohe Anzahl an Erdgasquellen – nach Texas die zweithöchste in den USA (EIA 2010c). Zum anderen besitzen die meisten Gasfördergesellschaften lediglich wenige Quellen (Pennsylvania Department of Environmental Protection 2010).

Zwar gibt es in Pennsylvania verhältnismäßig viele Stromerzeugungsunternehmen, die Größenvorteile führten allerdings auch hier zu Zusammenschlüssen von Unternehmen auf dem Erzeugermarkt. Drei Viertel der installierten Kraftwerksleistung wird von den fünf größten Stromerzeugungsunternehmen betrieben.

Die Stromübertragung und der Betrieb von Ferngasanlagen wird in Pennsylvania von wenigen großen und zumeist privatwirtschaftlichen Unternehmen geleitet.

Der Großteil der Verteilnetzbetreiber bei Strom und Gas besteht aus kleinen oder mittelgroßen Unternehmen (Strom: 92 Prozent und Gas: 85 Prozent). Die überwiegende Mehrheit der kleinen Verteilnetzbetreiber von Strom sind zugleich in öffentlicher Hand. Die sechs größten hingegen sind privatwirtschaftlich und decken 87 Prozent der Versorgung ab.

Die Verteilnetzbetreiber in der Elektrizitäts- und Gaswirtschaft sind in der Regel auch im Vertrieb tätig. Hinzu kommen noch einige Anbieter, die lediglich im Vertrieb tätig sind. Diese sind in der Mehrzahl privatwirtschaftlich organisiert. Jedoch bleibt die Anzahl an Verteilnetzbetreibern und Vertriebsunternehmen von Strom und Gas deutlich hinter der von Deutschland zurück.

Tabelle 3-10: Anzahl an Marktteilnehmern nach Unternehmensgröße und Eigentumsstruktur im Strom- und Gassektor, unterteilt nach Wertschöpfungsstufen (Pennsylvania)

	Elektrizitätswirtschaft					Gaswirtschaft				
	Stromerzeugung		Stromübertragung („Transmission Lines“)	Verteilnetzbetreiber („Utilities“)	Vertrieb („Retail“)	Gasföderungsgesellschaften	Ferngas („Transmission“)	Verteilnetzbetreiber - Gas („Utilities“)	Gasspeicher	Vertrieb („Supply“)
	Gesamt	davon überwiegend erneuerbare Energien ^d								
Unternehmensgröße^a										
klein	39	8	-	51	67		-	19	-	21
mittel	19	3	-	3	9		-		-	2
groß	10	-	2	5	5		5	4	4	8
keine Zuordnung möglich ^b	-	-	-	-	-		3	4	5	-
Gesamt	68^c	11^c	2^c	59^e	81^e	1200^g	8^h	27^j	9^j	31^k
Eigentumsstruktur^f										
Öffentlich-rechtlich			-	35	36		-	1	-	
Privatwirtschaftlich			2	24	45		6	7	8	
keine Zuordnung möglich ^b			-	-	-		2	19	-	
Gesamt	68^c	11^c	2^c	59^e	81^e	1200^g	8^h	27^j	9^j	31^k

^a Für die Elektrizitätswirtschaft: Unternehmensgröße unterteilt bei Stromerzeugung nach installierter Kraftwerksleistung: klein wenn <100 MW, mittel wenn zwischen 100-1.000 MW, groß wenn >1.000 MW. Unternehmensgröße unterteilt bei Stromübertragung nach Gesamtvermögen: klein wenn <10 Mio. €, mittel wenn zwischen 10-43 Mio. €, groß wenn >43 Mio. €. Unternehmensgröße unterteilt bei Verteilnetzbetreibern und Vertrieb nach abgesetzten Mengen: klein wenn <1.000 GWh, mittel wenn zwischen 1.000-10.000 GWh, groß wenn >10.000 GWh. Für die Gaswirtschaft: Unternehmensgröße unterteilt nach Gesamtvermögen: klein wenn <10 Mio. €, mittel wenn zwischen 10-43 Mio. €, groß wenn >43 Mio. €. Bei Vertrieb Unternehmensgröße unterteilt nach Kundenzahl: klein wenn <10.000, mittel wenn zwischen 10.000 und 100.000, groß wenn >100.000 Kunden ^l Keine Zuordnung möglich, wenn Unternehmensangaben nicht ausreichend sind ^c Quelle: Pennsylvania Public Utility Commission (2009) ^d Mindestens 50% der gesamten Kraftwerksleistung eines Unternehmens wird mit Erneuerbaren Energieträgern betrieben. ^e Quelle: EIA (2010a) ^f Eigentumsstruktur nach den Eigentumsverhältnissen der ersten beiden Generationen: sind die mehrheitlichen Besitzer in öffentlicher (privater) Hand, dann handelt es sich um ein öffentlich-rechtliches (privatwirtschaftliches) Unternehmen. ^g Quelle: Pennsylvania Department of Environmental Protection (2010) ^h Quelle: EIA (2007), EIA (2010b) ⁱ Quelle: Pennsylvania Public Utility Commission (2010) ^j Quelle: EIA (2008) ^k Quelle: Pennsylvania Public Utility Commission (2010b), Pennsylvania Office of Consumer Advocate (2010)

3.2.8 Zwischenfazit

Beim Vergleich von Struktur und Unternehmenslandschaft in den Energiesektoren Deutschlands und der übrigen, hier analysierten Staaten ist eine Differenzierung nach einzelnen Bereichen der Wertschöpfungskette sinnvoll.

Für den Bereich Erzeugung lassen sich viele Parallelen zwischen den Strukturen in Deutschland und in den anderen Staaten erkennen. Zunächst einmal ist die installierte Leistung relativ zur Marktgröße in allen Ländern vergleichbar (vergleiche Abbildung 3-4, linker oberer Quadrant). Ferner zeigen die Untersuchungen in diesem Abschnitt, dass sich dieser Markt jeweils in zwei Gruppen von Unternehmen aufteilt. Zum einen gibt es eine begrenzte Zahl großer Erzeugungsunternehmen mit stark diversifizierten Erzeugungsportfolios und dabei hohen Anteilen an konventionellen Technologien. Zum anderen gibt es eine Vielzahl kleiner Erzeuger, die zum sehr überwiegenden Teil auf erneuerbare Energien setzen. Tabelle 3-11 vergleicht diese tendenzielle Konsolidierung innerhalb der europäischen Länder anhand zweier Kennzahlen, die typischerweise zur Messung des Konzentrationsgrades auf Märkten herangezogen werden: dem Marktanteil der beiden größten Produzenten sowie dem Herfindahl-Hirschman-Index (HHI).¹⁵³ Auch wenn die Aussagekraft dieser Kennzahlen zur Messung des tatsächlichen Niveaus der Konsolidierung grundsätzlich begrenzt ist, so wird insgesamt deutlich, dass der deutsche Stromerzeugungsmarkt nicht stärker konsolidiert ist, als die von vergleichbaren europäischen Märkten. Vielmehr befindet sich das Konzentrationsniveau der Stromerzeugung in Deutschland auf einem vergleichbaren Niveau mit dem in anderen Staaten wie etwa den Niederlanden. Auch wenn die Konsolidierung in Ländern wie dem Vereinigten Königreich niedriger ist, so liegt sie in Ländern wie Frankreich deutlich darüber.

Tabelle 3-11: Marktkonsolidierung für Stromerzeuger in ausgewählten europäischen Märkten

	Marktanteil der größten Produzenten (%) ^b	Herfindahl-Hirschman-Index (HHI) ^c
Deutschland	54,1	1 914
Vereinigtes Königreich ^a	32,6	1 068
Niederlande	57,7	2 332
Frankreich	92,6	8 592

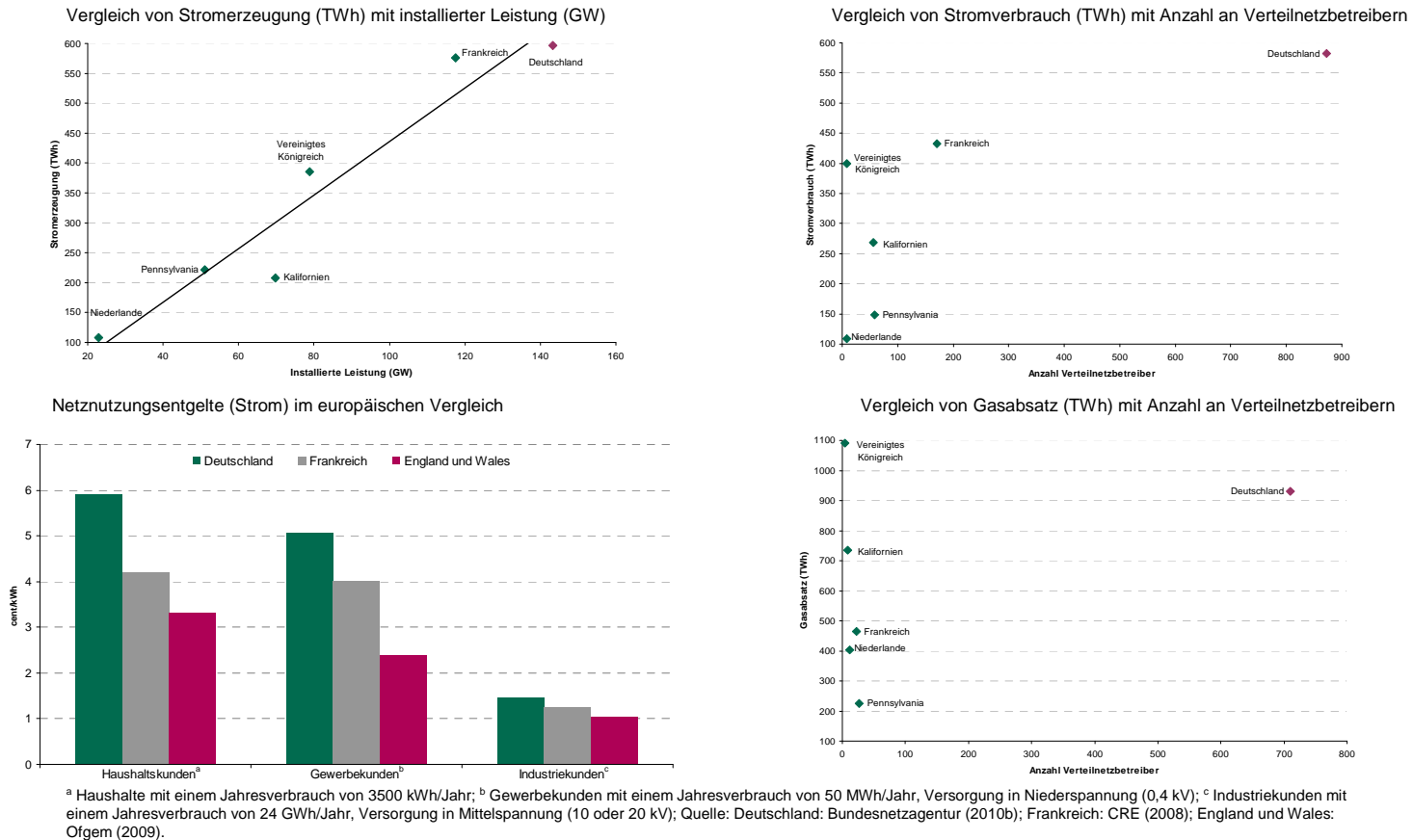
^a Ohne Nordirland ^b Deutschland, Niederlande und Vereinigtes Königreich: 2 Erzeuger, Frankreich: 1 Erzeuger ^c Der HHI ist ein Index der Marktkonsolidierung. Als Faustregel gilt: unkonsolidierter Markt HHI<1.000, moderate Konsolidierung wenn HHI zwischen 1.000-10.000, starke Marktkonsolidierung HHI>10.000. Quelle: "Structure and Performance of Six European Wholesale Electricity Markets in 2003, 2004 and 2005" (London Economics, Februar 2007)

Quelle: DIW econ

¹⁵³ Für Details vergleiche etwa <http://de.wikipedia.org/wiki/Herfindahl-Index>.

Ein grundsätzlich anderes Bild ergibt sich jedoch bei Vergleich der Betreiber von Verteilnetzen. Hier zeigen die Ländervergleiche auf, dass in anderen Gebietskörperschaften die Anzahl der Verteilnetzbetreiber wesentlich geringer ist als in Deutschland. Abbildung 3-4 (rechter oberer Quadrant) setzt diese Zahl in einer Beziehung zu der Größe der jeweiligen Strommärkte gemessen in Stromverbrauch. Dabei wird deutlich, dass die Anzahl der Verteilnetzbetreiber in Deutschland auch relativ zur Marktgröße sehr hoch ist. Da der Betrieb eines Verteilnetzes auf Grund seiner Kapitalintensität Größenvorteilen unterliegt, ist anzunehmen, dass es in diesem stark zersplitterten Segment des deutschen Energiemarktes erhebliche Effizienzverluste geben könnte.

Abbildung 3-4: Internationaler Vergleich von Anzahl an Verteilnetzbetreibern und Netznutzungsentgelten



Ein weiteres Indiz in diese Richtung ergibt sich aus dem Vergleich der Netznutzungsentgelte. Abbildung 3-4 zeigt die von Haushalts-, Gewerbe- und Industriekunden zu entrichtenden Entgelte¹⁵⁴ in Deutschland, in England und Wales und in Frankreich. Es ist ersichtlich, dass sowohl Haushaltskunden, als auch Gewerbekunden und Industriekunden in Deutschland höhere Entgelte zu bezahlen haben als in den beiden Vergleichsmärkten. Zwar wird die Höhe von Netznutzungsentgelten neben der Effizienz der Netzbetreiber auch von einer Reihe weiterer Faktoren wie Bodenbeschaffenheit, durchschnittliche Bevölkerungsdichte sowie diverse Regulierungsvorgaben (beispielsweise hinsichtlich der Qualität) bestimmt. Ungeachtet dessen erscheint die Differenz in der Höhe der Entgelte recht hoch. Insgesamt ergibt sich somit beim Vergleich der Unternehmenslandschaft im Bereich Verteilung der Eindruck, dass diese in den Vergleichsländern deutlich besser den vielfältigen Größen- und Privatisierungsvorteile in diesem Bereich (siehe hierzu Abschnitt 3.1.1) angepasst ist, als dies in Deutschland der Fall ist.

Als Zwischenfazit kann daher festgehalten werden, dass die Unternehmenslandschaft des Energiesektors in Deutschland insgesamt noch nicht den Anforderungen entspricht, die sich aus dem in Abschnitt 2.5 entwickelten energiewirtschaftlichen Leitbild ergeben. Zudem sind die hier offenbarten strukturellen Defizite in Deutschland wesentlich stärker ausgeprägt, als dies in den betrachteten Vergleichsländern der Fall ist. Somit besteht erheblicher energiepolitischer Handlungsbedarf.

Bevor in Abschnitt 4 die Bedeutung eines durch aktive Politik betriebenen Abweichens von der im energiewirtschaftlichen Leitbild identifizierten optimalen Unternehmenslandschaften analysiert wird, wird im nachfolgenden Abschnitt im Rahmen eines Exkurses die Struktur und Wirtschaftlichkeit des deutschen Wassersektors als weiteres Beispiel für eine kleinteilige und kommunal organisierte Netzinfrastruktur diskutiert.

3.3 Exkurs: Der deutsche Wassersektor als Beispiel für eine kleinteilig-kommunal organisierte Netzinfrastruktur

Der deutsche Trinkwassersektor ist im internationalen, aber auch im Vergleich zur Energiewirtschaft kleinteilig strukturiert und befindet sich weitestgehend in öffentlicher Hand. Er soll im Folgenden als Beispiel für eine kommunal organisierte Netzwirtschaft dienen.

Die deutsche Wasserwirtschaft befindet sich vorwiegend in kommunaler Hand. Die Kommunen verstehen die Wasserversorgung als Kernaufgabe der öffentlichen Da-

¹⁵⁴ Für die Angaben zu den drei Ländern liegt eine einheitliche Definition der Netznutzungsentgelte zugrunde. Die Entgelte sind mengengewichtete Mittelwerte und umfassen die Nettonetzungsentgelte inklusive Abrechnung, sowie Entgelte für Messung und Messstellenbetrieb. Haushalts- und Gewerbekunden werden in Niederspannung versorgt, Industriekunden in Mittelspannung. Nicht enthalten in den Entgelten für Deutschland sind Konzessionsabgaben sowie die Umlagen für EEG und KWKG.

seinsvorsorge in der Zuständigkeit der Gemeinden.¹⁵⁵ Sie entscheiden über Organisation der Wasserversorgung und Rechtsform der Wasserbetriebe. Außerdem vergeben die kommunalen Gebietskörperschaften ausschließliche Wegenetzungsrechte durch Konzessionsverträge und verhängen durch Satzungsrecht Anschluss- und Benutzungszwänge. Tatsächlich erfolgt ein großer Teil der Wasserversorgung in Deutschland durch kommunale Eigenbetriebe und –gesellschaften. Bereits teilprivatisierte Wasserversorgungsunternehmen sind bisher eher eine Ausnahme. Insgesamt wird so deutlich weniger als die Hälfte des Wasseraufkommens unter Beteiligung privater Eigner bereitgestellt. Allerdings ist der Anteil der öffentlich-rechtlichen Unternehmen an der Gesamtanzahl der Trinkwasserversorger im Zeitraum 1993 bis 2005 von 78 Prozent auf 58 Prozent gesunken, während der Anteil privatrechtlicher Gesellschaften (in öffentlicher Hand) von 22 Prozent auf 42 Prozent gestiegen ist. Am Wasseraufkommen lag der Anteil der privatrechtlichen Unternehmen im Jahre 2005 sogar bei 64 Prozent.¹⁵⁶ Dies zeigt, dass vor allem größere Wasserversorger privatrechtlich organisiert sind. Die Rechtsform ist neben der Eigentümerschaft insofern bedeutsam, als sie Konsequenzen für das Trinkwasserentgelt hat; während öffentlich-rechtliche Wasserbetriebe Gebühren erheben, verlangen privatwirtschaftlich organisierte Unternehmen Preise. Letztere unterliegen damit zumindest grundsätzlich der Wettbewerbsaufsicht, Gebühren hingegen werden mit dem Ziel der Kostendeckung und der Versorgungssicherheit erhoben und ex ante von den sog. Kommunalaufsichtsbehörden der Länder genehmigt. Eine ökonomischen Kriterien folgende Prüfung findet oft nicht statt.

Gleichzeitig ist der deutsche Wassersektor sehr kleinteilig strukturiert. So entfallen laut BDEW-Wasserstatistik 79 Prozent des Wasseraufkommens auf 1300 Unternehmen, die restlichen 21 Prozent auf weitere über 5000 Unternehmen. Im Jahr 2006 lag die Gesamtzahl der deutschen Wasserversorger bei 6.560 Betrieben.¹⁵⁷

Die geringe durchschnittliche Betriebsgröße verbunden mit dem Nebeneinander von Preisen und Gebühren und dem hohen Anteil an öffentlich-rechtlich organisierten Betrieben spricht gegen effiziente Kostenstrukturen des Sektors und ein deutliches Abweichen von den Kosten der effizienten Leistungsbereitstellung (vgl. Monopolkommission, 2010) und damit vom ökonomischen Optimum. Ineffizienzen, die sich zu Lasten der Verbraucher in überhöhten Gebühren bzw. Preisen manifestieren, deuten sich auch im internationalen Vergleich an (Abbildung 3-5).

Grundsätzlich scheint es einen positiven Zusammenhang zwischen Trinkwasserpreisniveau und Kleinteiligkeit der Wasserversorgung, also der Anzahl der Unternehmen im

155 Vgl. im Folgenden Trinkwassertalsperren et al. (2008), Branchenbild der deutschen Wasserwirtschaft 2008, wvgw Wirtschafts- und Verlagsgesellschaft Gas und Wasser mbH sowie Monopolkommission (2010), Mehr Wettbewerb, wenig Ausnahmen, Hauptgutachten 2008/2009, Kapitel 1, Abschnitt 1.

156 Die vorstehenden Aussagen beziehen sich auf die mehr als 1.300 Unternehmen in der BDEW-Wasserstatistik 2005, die rund 79 Prozent des Wasseraufkommens in Deutschland repräsentieren. Insgesamt existieren in Deutschland ca. 6.400 Betriebe der Wasserversorgung. Für die mehr als 5.000 in der Statistik nicht erfassten Betriebe, die rund 21 Prozent des Wasseraufkommens bereitstellen, liegen im Einzelnen keine Angaben vor. Es ist jedoch davon auszugehen, dass es sich überwiegend um kleine Regie- und Eigenbetriebe von Kommunen handelt. Vgl. Trinkwassertalsperren et al. (2008), a.a.O., S. 12.

157 Vgl. BMU (2006), S. 61.

Verhältnis zur Bevölkerungszahl zu geben. So sind die Wassersektoren in Schweden, Spanien, Italien oder den Niederlanden deutlich konzentrierter als Deutschland oder Dänemark, weisen aber viel niedrigere Trinkwasserpreise auf. Eine Ausnahme dieses Zusammenhangs bildet lediglich Finnland.¹⁵⁸

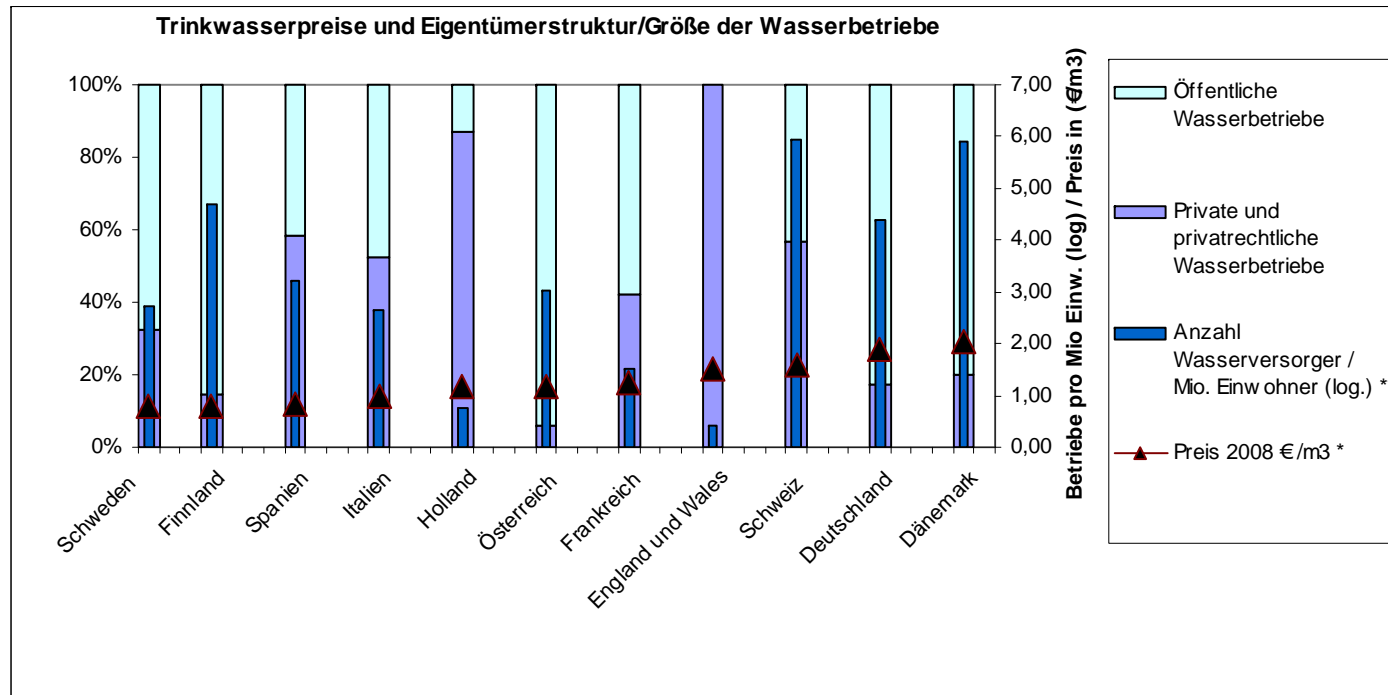
Bei der Eigentumsstruktur ist der Zusammenhang etwas weniger eindeutig. Hier finden sich Länder mit überwiegenden privaten Wasserversorgungsunternehmen im preislichen Mittelfeld. Vergleichsweise hohe, aber auch niedrige Preise finden sich in Ländern mit überwiegend öffentlichen Wasserbetrieben. In Finnland und Schweden mag dies allerdings mit einer recht strikten Regulierung zusammenhängen.¹⁵⁹

Der internationale Vergleich der Wasserpreise deutet – selbst wenn man das relativ hohe Qualitätsniveau sowie den hohen Grad der Kostendeckung berücksichtigt - darauf hin, dass ein kleinteilig strukturierter Wassersektor in überwiegend öffentlicher und vom Wettbewerb wenig disziplinierter Markt zu ökonomischen Ineffizienzen und verbraucherseitigen Wohlfahrtsverlusten führen sollte.

158 Finnische Wasserversorger sind staatlich reguliert und dürfen Preise lediglich in Höhe ihrer Kosten verlangen. Gleichzeitig ist der Wasserverbrauch in Finnland seit den 1980er Jahren um 40% gesunken, was die Preise auf niedrigem Niveau stabilisiert hat (vgl. Nus-Consulting, 2004 und 2008)

159 Die schwedische Wasserregulierungsbehörde hatte im Jahr 2005 eine Untersuchung der Wasserpreise angeordnet, nachdem die Wasserpreise binnen Jahresfrist um 4% gestiegen waren. (vgl. Nus-Consulting, 2005)

Abbildung 3-5: Trinkwasserpreise, Unternehmensgröße und Eigentümerschaft im internationalen Vergleich



* basierend auf NUS Consulting Group (2008) *Internationaler Wasserpreisvergleich August 2008*. Preisinformationen nicht subventions- und qualitätsbereinigt.

** basierend auf ISIC3-410 Daten von Eurostat, Wasserversorgeranzahl in D. basierend auf BMU (2006).

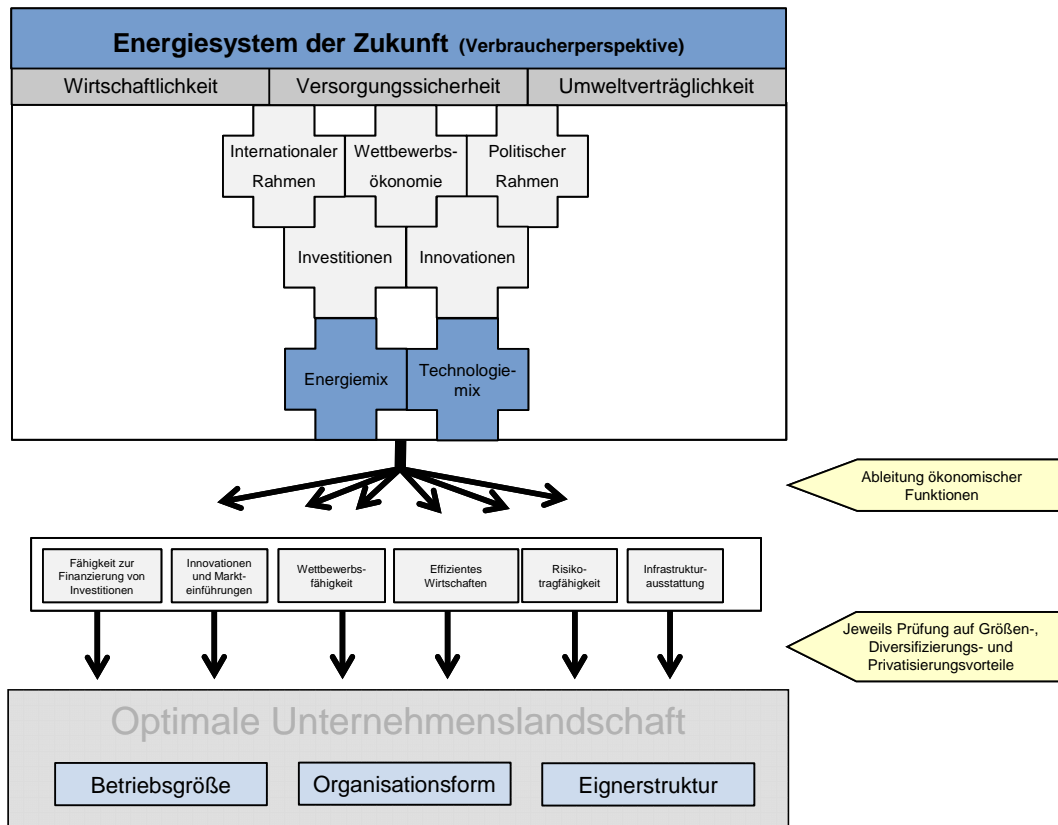
4 Bewertung der Folgen eines Abweichens vom energiewirtschaftlichen Leitbild

4.1 Analyseansatz

Um die Bedeutung der im Abschnitt 3 identifizierten, strukturellen Unterschiede zwischen der Energiewirtschaft in Deutschland und der in den übrigen Vergleichsländern zu bewerten, soll in diesem Abschnitt untersucht werden, welche Folgen ein durch aktive Politik betriebenes Abweichen von den Grundprinzipien des in Abschnitt 2.5 beschriebenen energiewirtschaftlichen Leitbilds auf die Unternehmenslandschaft sowie auf die energiepolitisch relevanten Zielvariablen Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit und Umweltverträglichkeit haben wird. Im Rahmen von drei Szenarien wird dabei unterstellt, dass die in 3.1.2 skizzierten Entwicklungstendenzen *Re-Kommunalisierung* und *Dezentralisierung* durch entsprechende politische Unterstützung zusätzlich gefördert werden.

Die Beurteilung der Wirkung dieser Tendenzen auf Unternehmenslandschaft und Zielvariablen erfolgt dabei Analog zur Vorgehensweise bei der Bestimmung des energiewirtschaftlichen Leitbilds in Abschnitt 2.2. Ausgangspunkt bei der Entwicklung des energiewirtschaftlichen Leitbilds war die Ableitung eines aus ökonomischer Perspektive optimalen Energie- und Technologiemic. Die Transmission, mittels derer dann eine optimale Unternehmenslandschaft abgeleitet wurde, ist in Abbildung 4-1 nochmals detailliert dargestellt. So werden auf Basis des optimalen Energie- und Technologiemic vier Rahmenparameter definiert, die zur Verwirklichung des energiewirtschaftlichen Leitbilds erforderlich sind. Aus diesen Rahmenparametern lassen sich sechs ökonomische Funktionen ableiten, die die im Energiesektor agierenden Unternehmen aus Verbrauchersicht erfüllen müssen. Die optimale Unternehmenslandschaft bildet sich dann durch diejenigen Strukturen heraus, die in der Lage sind, diese sechs ökonomischen Funktionen bestmöglich zu erfüllen. Zur Spezifikation der optimalen Unternehmenslandschaft ist daher für alle relevanten Bereiche entlang der Wertschöpfungskette zu prüfen, bei welcher Betriebsgröße, Organisationsform und Eignerstruktur die jeweiligen Unternehmen die genannten Funktionen bestmöglich erfüllen können. Die Ermittlung der optimalen Unternehmenslandschaft bedeutet daher insbesondere die Prüfung von Größen-, Diversifizierungs- und Privatisierungsvorteilen.

Abbildung 4-1: Vorgehensweise zur Ableitung von Unternehmenslandschaft und Zielvariablen im Rahmen der Szenarienanalyse



Quelle: WIK-Consult und DIW econ

Bei der Bewertung der Folgen eines möglichen Abweichens vom energiewirtschaftlichen Leitbild verschiebt sich nun der Ausgangspunkt dieser Vorgehensweise. Anstelle des aus Verbrauchersicht optimalen Energie- und Technologiemix beginnt die Analyse bei den vier Rahmenparametern, die infolge der in einem Szenario unterstellten, aktiven politischen Eingriffe modifiziert werden. Dabei ändern sich auch die einzelnen Anforderungen an die Unternehmen und entsprechend die Bedeutung der einzelnen ökonomischen Funktionen, die aus den Rahmenparametern Innovationen und Investitionen, internationaler Rahmen, Wettbewerbsökonomie und politischer Rahmen (vergleiche Abschnitt 2.3) abgeleitet werden.

Auf Basis dieses Zusammenhangs und unter Berücksichtigung der in Abschnitt 2.4 identifizierten Größen-, Diversifizierungs- und Privatisierungsvorteilen für jeden Bereich entlang der Wertschöpfungskette kann somit auch die Wirkung eines Szenarios auf die

Unternehmenslandschaft abgeleitet werden: Ändert sich in dem Szenario die Bedeutung einer bestimmten Funktion, so ändert sich auch der Einfluss der mit dieser Funktion verbundenen Größen-, Diversifizierungs- und Privatisierungsvorteile auf die Unternehmenslandschaft.

Änderungen der Bedeutung einzelner ökonomischer Funktionen in einem Szenario lassen darüber hinaus auch Rückschlüsse auf die Wirkung des Szenarios auf einzelne Zielvariablen zu:

- *Wirtschaftlichkeit* steigt (sinkt) mit zunehmender (abnehmender) Bedeutung der Funktionen *Wettbewerbsfähigkeit* und *Effizientes Wirtschaften*.
- *Versorgungssicherheit* steigt (sinkt) mit zunehmender (abnehmender) Bedeutung der Funktionen *Risikotragfähigkeit* und *Infrastrukturausstattung*.

Langfristig werden die beiden Zielvariablen darüber hinaus auch durch Veränderungen der Funktionen *Finanzierung langfristiger Investitionen* sowie *Innovationen und Markteinführungen* verändert.

Hinsichtlich ihrer Umweltverträglichkeit bleibt die Wirkung der betrachteten Szenarien unverändert, solange die im energiewirtschaftlichen Leitbild unterstellte Restriktion der CO₂-Neutralität bei der Ableitung des Energie- und Technologiemitbestehen bleibt.

4.2 Re-Kommunalisierung

4.2.1 Beschreibung

In diesem Szenario werden die Auswirkungen einer aktiven politischen Förderung der *Re-Kommunalisierung* auf Unternehmenslandschaft und Zielvariablen bewertet. Unter *Re-Kommunalisierung* wird dabei die Übernahme der Energieversorgung durch kommunale Unternehmen wie beispielsweise Stadtwerke verstanden. Typischerweise betrifft dies vor allem die Bereiche Verteilung und Vertrieb. Grundsätzlich kann davon ausgegangen werden, dass kommunale Unternehmen immer Bestandteil einer optimalen Unternehmenslandschaft sind. Dafür sprechen insbesondere deren spezifische Wettbewerbsvorteile wie hohe Akzeptanz bei Endkunden oder Synergiepotentiale eines integrierten kommunalen Infrastrukturmanagements. Folgerichtig wird im energiewirtschaftlichen Leitbild unterstellt, dass kommunale Unternehmen diese Wettbewerbsvorteile ausnutzen und sich dadurch im Wettbewerb optimal positionieren können. Im Gegensatz hierzu wird in dem hier diskutierten Szenario *Re-Kommunalisierung* davon ausgegangen, dass die Förderung kommunaler Unternehmen aktiv durch die Energiepolitik betrieben wird.

Unter den aktuellen energiepolitischen Rahmenbedingungen in Deutschland werden kommunale Unternehmen nicht direkt bevorzugt. Allerdings profitieren sie, wie in Abschnitt 3.1.2.1 dargelegt, von zahlreichen Vergünstigungen für kleine oder mittelgroße Unternehmen. Im Szenario *Re-Kommunalisierung* wird nun unterstellt, dass diese Vorteile bestehen bleiben, beziehungsweise dass die Politik kommunale Unternehmen auch aktiv fördert. Dies kann beispielsweise durch weitere Vergünstigungen im Rahmen der Erlösregulierung für Verteilnetze, durch Bevorteilung bei Konzessionsvergabe oder durch sonstige Privilegien erfolgen. Bei der Beurteilung der Wirkung dieses Szenarios liegt der Schwerpunkt zunächst auf den Folgen für die Unternehmensstruktur, insbesondere der Bevorteilung kleiner kommunaler Netz- und Vertriebsgesellschaften gegenüber den größeren, privaten. Auswirkungen auf den Bereich Erzeugung werden in den beiden nachfolgenden Szenario näher betrachtet. Aus diesem Grunde betrifft die Wirkung des Szenarios *Re-Kommunalisierung* zunächst nur die Unternehmen in den Bereichen Verteilung sowie Vertrieb, nicht diejenigen im Bereich Transport und Erzeugung.

4.2.2 Wirkung

Zunächst führt die aktive Förderung kommunaler Unternehmen zu Wettbewerbsverzerrungen in den betroffenen Bereichen Verteilung und Vertrieb. Insbesondere wird in den im energiewirtschaftlichen Leitbild unterstellten Wettbewerb zwischen Unternehmen verschiedener Eignerstruktur eingegriffen, was zu Effizienzverlusten führt. Entsprechend erfolgt bei diesem Szenario eine Abwertung des Rahmenparameters *Wettbewerbsökonomie*, so dass die Funktion *Effizientes Wirtschaften* in diesen Bereichen an Bedeutung verliert. Demgegenüber unverändert bleibt die Funktion *Wettbewerbsfähigkeit*, die sich ebenfalls aus dem Rahmenparameter *Wettbewerbsökonomie* ableitet und die Fähigkeit der Unternehmen, erwirtschaftete Überschüsse in Form niedriger Preise an die Verbraucher weiterzugeben, widerspiegelt.

Darüber hinaus gibt es in diesem Szenario auch eine indirekte Wirkung auf die Unternehmenslandschaft. Schließlich wird durch die gezielte Förderung kommunaler Unternehmen eine Zunahme kleiner, kommunaler Unternehmen in den Bereichen Verteilung und Vertrieb erreicht. Dies impliziert, dass die Wirkung aller Größen- und Privatisierungsvorteile auf die Unternehmenslandschaft in diesen Bereichen geringer ausfällt als dies im energiewirtschaftlichen Leitbild der Fall ist.

Auf die Bereiche Transport und Erzeugung hat dieses Szenario keinen Einfluss.

4.2.3 Ergebnisse

Unternehmenslandschaft

Die bei stark zunehmender *Re-Kommunalisierung* zu erwartenden Auswirkungen auf die Unternehmenslandschaft im Bereich Verteilung sind in Tabelle 4-1 dargestellt. Dabei sind die jeweils im energiewirtschaftlichen Leitbild (Abschnitt 2.4) identifizierten Größen-, Diversifizierungs- und Privatisierungsvorteile in den einzelnen Bereichen ausgewiesen, während die Pfeile die direkte und indirekte Wirkung dieses Szenarios darstellen. Wie zunächst deutlich wird, kommt in diesem Szenario sowohl der direkten Wirkung infolge der reduzierten Bedeutung der Funktion *Effizientes Wirtschaften* als auch der indirekten Wirkung infolge des impliziten Verzichts auf Größen- und Privatisierungsvorteile eine gewisse Bedeutung zu.

Tabelle 4-1: Wirkung einer Re-Kommunalisierung auf die Unternehmenslandschaft im Bereich Verteilung

Verteilung			
ökonomische Funktion	Betriebsgröße	Organisationsform	Eignerstruktur
Finanzierung langfristiger Investitionen	<i>Ambivalent</i>	<i>Diversifizierungsvorteil</i>	<i>Ambivalent</i>
Innovationen und Markteinführungen	<i>Größenvorteil</i> ↓	<i>Diversifizierungsvorteil</i>	<i>Privatisierungsvorteil</i> ↓
Wettbewerbsfähigkeit	<i>Ambivalent</i>	<i>Spezialisierungsvorteil</i>	<i>Ambivalent</i>
Effizientes Wirtschaften	<i>Größenvorteil</i> ↓ ↓	<i>Ambivalent</i>	<i>Privatisierungsvorteil</i> ↓ ↓
Risikotragfähigkeit	<i>Größenvorteil</i> ↓	<i>Diversifizierungsvorteil</i>	<i>Privatisierungsvorteil</i> ↓
Infrastrukturausstattung	<i>Größenvorteil</i> ↓	<i>Ambivalent</i>	<i>Ambivalent</i>
➔ Änderung gegenüber dem energiewirtschaftlichen Leitbild	deutlich kleiner ↓ ↓ ↓ ↓ ↓	unverändert	deutlich weniger privat ↓ ↓ ↓ ↓ ↓

↓ direkte Wirkung der durch aktive Re-Kommunalisierung ausgelösten Wettbewerbsverzerrungen

↓ indirekte Wirkung durch Reduktion von Größen- und Privatisierungsvorteilen bei Transport und Verteilung sowie Handel und Vertrieb

Quelle: DIW econ

Mit der Funktion *Effizientes Wirtschaften* sinken die im Bereich Verteilung wirksamen Größenvorteile, was einen Verlust an Skalen- und Synergieeffekten bewirkt. Darüber hinaus führt die relativ zum energiewirtschaftlichen Leitbild höhere Anzahl kleiner, kommunaler Unternehmen dazu, dass auch weitere Größenvorteile bei *Innovationen und Markteinführungen*, *Risikotragfähigkeit* und *Infrastrukturausstattung* nicht genutzt werden können. Insgesamt sind die Verteilnetzbetreiber in diesem Szenario also deutlich kleiner als im energiewirtschaftlichen Leitbild.

Auf Basis der Diskussion zur Definition der optimalen Unternehmenslandschaft (Abschnitt 2.4) können die daraus resultierenden Konsequenzen qualitativ beschrieben werden. Neben Effizienzverlusten durch Nicht-Nutzung von Größenvorteilen sind Verteilnetzbetreiber in diesem Szenario auch weniger gut in der Lage, ökonomische Netzeffekte bei der Einführung innovativer Produkte wie beispielsweise intelligenter Stromzähler zu nutzen, durch stochastische Größenvorteile auf unerwartete Ereignisse reagieren zu können oder durch Nutzung von Smart-Grid Technologien die Infrastrukturausstattung zu verbessern (vergleiche Abschnitt 2.4.2).

Auch hinsichtlich der Eignerstruktur führt die reduzierte Bedeutung der Funktion *Effizientes Wirtschaften* zunächst zu einem Verlust an Privatisierungsvorteilen. Weitere Privatisierungsvorteile bleiben darüber hinaus in den Bereichen *Innovationen und Markteinführungen* sowie *Risikotragfähigkeit* ungenutzt. Folglich gibt es auch deutlich weniger private Unternehmen als im energiewirtschaftlichen Leitbild.

Durch den Verlust von Privatisierungsvorteilen ergeben sich weitere Verluste an produktiver und allokativer Effizienz im Netzbetrieb. Ferner werden Anreize für *Innovationen und Markteinführungen* sowie eine adäquate *Risikotragfähigkeit* durch die überwiegend kommunalen Unternehmen in geringerem Umfang genutzt als dies bei privaten der Fall wäre.

Die Auswirkungen im Bereich Handel und Vertrieb fallen analog aus (Tabelle 4-2). Die geringere Bedeutung der Funktion *Effizientes Wirtschaften* verringert direkt Größen- und Privatisierungsvorteile und führt somit zu einem Verlust an Skalen- und Synergieeffekten sowie von produktiver und allokativer Effizienz. Indirekt führt die Förderung kleiner Unternehmen auch zum Verlust an Größenvorteilen bei der Finanzierung langfristiger Investitionen wie einer großflächigen Ausbringung intelligenter Stromzähler, oder bei der Gewährleistung von Versorgungssicherheit durch *Risikotragfähigkeit* und *Infrastrukturausstattung*, beispielsweise im Rahmen eines umfangreichen Portfoliomanagements.

Tabelle 4-2: Wirkung einer Re-Kommunalisierung auf die Unternehmenslandschaft im Bereich Handel und Vertrieb

Handel und Vertrieb			
ökonomische Funktion	Betriebsgröße	Organisationsform	Eignerstruktur
Finanzierung langfristiger Investitionen	Größenvorteil↓	Diversifizierungsvorteil	Ambivalent
Innovationen und Markteinführungen	Ambivalent	Ambivalent	Privatisierungsvorteil↓
Wettbewerbsfähigkeit	Ambivalent	Ambivalent	Privatisierungsvorteil↓
Effizientes Wirtschaften	Größenvorteil↓↓	Ambivalent	Privatisierungsvorteil↓↓
Risikotragfähigkeit	Größenvorteil↓	Diversifizierungsvorteil	Privatisierungsvorteil↓
Infrastrukturausstattung	Größenvorteil↓	Diversifizierungsvorteil	Ambivalent
➔ Änderung gegenüber dem energiewirtschaftlichen Leitbild	deutlich kleiner ↓↓↓↓	unverändert	deutlich weniger privat ↓↓↓↓

↓ direkte Wirkung der durch aktive Re-Kommunalisierung ausgelösten Wettbewerbsverzerrungen

↓ indirekte Wirkung durch Reduktion von Größen- und Privatisierungsvorteilen bei Transport und Verteilung sowie Handel und Vertrieb

Quelle: DIW econ

Hinsichtlich der Eignerstruktur bleiben durch die Zunahme kommunaler Unternehmen Privatisierungsvorteile bei *Innovationen und Markteinführungen* sowie bei *Wettbewerbsfähigkeit* und *Risikotragfähigkeit* ungenutzt. Entsprechend werden Anreize in Innovationen wie intelligente Zähler und darauf basierende Strom- und Gasprodukte sowie Wettbewerbsanreize und Anreize zu adäquater Risikotragfähigkeit durch die überwiegend kommunalen Unternehmen in diesem Szenario weniger intensiv genutzt.

Zielvariablen

Während die Zielvariable Umweltverträglichkeit infolge der im energiewirtschaftlichen Leitbild unterstellte Restriktion der CO₂-Neutralität unverändert bleibt, führt das Szenario *Re-Kommunalisierung* bei den beiden übrigen Zielvariablen zu einer deutlichen Verschlechterung:

Die *Wirtschaftlichkeit* von Verteilung und Vertrieb verschlechtert sich relativ zum energiewirtschaftlichen Leitbild infolge ungenutzter Größen- (*Skalen- und Synergieeffekte*) und Privatisierungsvorteile (*produktive und alloкатive Effizienz*). Die Folgen dieses Verlusts an Wirtschaftlichkeit kann anhand der nachfolgend aufgeführten Beispielrechnungen verdeutlicht werden:

- Bei der Elektrizitätsverteilung entstehen durch den Verlust von *produktiver und alloкатiver Effizienz* sowie durch ungenutzte *Skalen- und Synergieeffekte* zusätzliche Kosten von 4,1 bis 5,2 Milliarden Euro pro Jahr (vergleiche Tabelle

4-3). Diese sind in Form höherer Netznutzungsentgelte von den Verbrauchern zu tragen.

- Beim Vertrieb von Strom und Gas können durch flächendeckende Installation intelligenter Strom- und Gaszähler die Vertriebskosten um 0,25 Milliarden Euro pro Jahr gesenkt werden. Zudem eröffnen intelligente Zähler den privaten Haushalten Energieeinsparpotentiale, die für Elektrizität auf 1,17 Milliarden Euro pro Jahr geschätzt werden (vergleiche Tabelle 4-4). Damit ergibt sich ein Gesamtnutzen von insgesamt mindestens 1,42 Milliarden Euro pro Jahr. Verzicht auf Größenvorteile im Vertrieb durch *Re-Kommunalisierung* reduziert diesen Nutzen entsprechend. Dieser Verlust ist in Form höherer Vertriebskosten sowie nicht realisierter Stromeinsparungen von den Verbrauchern zu tragen.

Auch die *Versorgungssicherheit* nimmt infolge des Verlusts von Größenvorteilen relativ zum energiewirtschaftlichen Leitbild ab. Dadurch können Verteilnetzbetreiber beispielsweise in geringerem Maße intelligente Netzsteuerungstechniken nutzen um Netzstörungen bzw. Netzausfälle im Vorfeld zu vermeiden, oder durch stochastische Größenvorteile auf unerwartete Ereignisse reagieren. Im Bereich Vertrieb reduziert sich dadurch vor allem die Möglichkeit eines umfangreichen Portfoliomanagements, mit dem ein Unternehmen auf unvorhergesehene Ereignisse wie etwa kurzfristige Lieferengpässe reagieren kann. Langfristig wirkt sich auch der Verzicht auf Größenvorteile bei *Innovationen und Markteinführungen* im Bereich Verteilung negativ auf die *Versorgungssicherheit* aus.

Tabelle 4-3 Beispielrechnung zur Wirtschaftlichkeit beim Verteilnetzbetrieb (Elektrizität)

Annahmen:

- Infolge der im energiewirtschaftlichen Leitbild angenommenen Wettbewerbsbedingungen steigt der Effizienzwert aller Verteilnetzbetreiber langfristig auf 100 Prozent.
- Zusätzliche Effizienzgewinne im Netzbetrieb können durch Zusammenschlüsse zu größeren Einheiten realisiert werden. Auf dieses erhebliche Potential wird in der ökonomischen Literatur deutlich hingewiesen.¹⁶⁰ Für Deutschland schätzen Cullmann, Hess und Pavel (2007) die möglichen, zusätzlichen Effizienzgewinne durch Skalen- und Synergieeffekte bei hypothetischem Zusammenschluss der Verteilnetzbetreiber zu etwa 14 Einheiten auf bis zu 10 Prozent.
- Für kleine, kommunale Netzbetreiber wird ein Effizienzwert von 87,5 Prozent angenommen. Dies entspricht dem für das vereinfachte Verfahren für kleine Verteilnetzbetreiber im Rahmen der Anreizregulierung.
- Die Höhe der Netznutzungsentgelte sowie der relevanten Abgabemengen¹⁶¹ werden aus dem Monitoringbericht der Bundesnetzagentur (2010b) entnommen.

Ergebnisse:

- Unterstellt man eine vollständige Übernahme der Elektrizitätsverteilung durch kleine, kommunale Netzbetreiber, so würden die jährlichen Ausgaben der Verbraucher für Netznutzungsentgelte relativ zum energiewirtschaftlichen Leitbild um 5,15 Milliarden Euro ansteigen.
- Unterstellt man, dass die Elektrizitätsverteilung zu lediglich 60 Prozent durch kleine, kommunale Netzbetreiber durchgeführt wird, so würden die jährlichen Ausgaben der Verbraucher für Netznutzungsentgelte relativ zum energiewirtschaftlichen Leitbild immer noch um 4,13 Milliarden Euro ansteigen.

Quelle: DIW econ

¹⁶⁰ Vgl. etwa Bagdadioglu, N., Price, C.W., Weyman-Jones, T. (2006) oder Growitsch, Jamasb und Pollitt (2009).

¹⁶¹ Mengengewichtete Mittelwerte und jährliche Absatzmengen für Haushalte, Gewerbe und Industrie.

Tabelle 4-4 Beispielrechnung zur Wirtschaftlichkeit beim Vertrieb

Ausgangspunkte:

- Flächendeckende Installation intelligenter Stromzähler führt zu Kostenreduktionen beim Vertrieb von Strom und Gas, etwa durch verringerte Ablesekosten oder durch verbesserte Möglichkeiten zum Outsourcing von Dienstleistungen wie Call-Center oder Datenmanagement.
- Frontier Economics und Logica (2008) schätzen den Nettobarwert dieser Kostenreduktionen bei flächendeckender Installation intelligenter Stromzähler in den Niederlanden nach Ablauf einer Investitionsperiode von 17 Jahren auf insgesamt 0,82 Milliarden Euro,¹⁶² was einer jährlichen Annuität von 0,07 Milliarden Euro entspricht.
- Übertragung dieser Ergebnisse für Deutschland auf Basis der relativen Verbrauchsmengen für Strom und Gas ergibt einen Barwert von 2,8 Milliarden Euro beziehungsweise einer jährlichen Annuität von 0,25 Milliarden Euro.
- WIK Consult und FhG Verbund Energie (2006) schätzen Einsparpotential durch Visualisierung des Stromverbrauchs auf jährlich 9,5TWh. Dies entspricht einem Wert von 1,17 Milliarden Euro pro Jahr.

Schlussfolgerungen für Deutschland:

- Gesamter Nettonutzen bei flächendeckender Installation intelligenter Zähler:
 - 0,25 Milliarden Euro jährliche Kostenersparnis beim Vertrieb von Strom und Gas
 - 1,17 Milliarden Euro jährliche Ersparnis bei Stromverbrauch in privaten Haushalten.
 - Gesamtnutzen mindestens 1,42 Milliarden Euro pro Jahr.
- Verzicht auf diesen Größenvorteile im Bereich Vertrieb durch Re-Kommunalisierung impliziert und damit Verlust des Netto Benefits als gesellschaftliche Kosten (ca. 1 Mrd. Euro)

Quelle: DIW econ

¹⁶² Unterstellte Kapitalkosten betragen 5,5%.

4.3 Dezentralisierung

4.3.1 Beschreibung

Dieses Szenario analysiert die Auswirkungen einer aktiven Förderung der in Abschnitt 3.1.2.2 beschriebenen Entwicklungstendenz *Dezentralisierung* auf Unternehmenslandschaft und Zielvariablen. *Dezentralisierung* beschreibt dabei allgemein eine stärkere Nutzung kleinteiliger Erzeugungstechnologien und Netzelemente. Grundsätzlich sind kleinteilige Erzeugungsformen auch im energiewirtschaftlichen Leitbild Bestandteil des Energie- und Technologiemic. Dafür sprechen spezifische Wettbewerbsvorteile wie hohe Flexibilität oder Synergiepotentiale (Mikroerzeugung mit Kraft-Wärme Kopplung, Elektromobilität). Im Gegensatz zu einer im energiewirtschaftlichen Leitbild angenommenen optimalen Positionierung kleinteiliger Erzeugungstechnologien im Wettbewerb wird im Rahmen dieses Szenarios davon ausgegangen, dass diese Technologien durch explizite energiepolitische Maßnahmen zusätzlich gefördert werden. Dies kann sowohl durch die Förderung kleinteiliger Anlagen (beispielsweise durch langfristige Fortsetzung der im EEG festgelegten Förderungsinstrumente), als auch durch Diskriminierung alternativer, großteiliger Technologien wie CCS oder Kernkraft erfolgen. Unabhängig von der konkreten Ausgestaltung bewirkt dieses Szenario relativ zum energiewirtschaftlichen Leitbild eine Verschiebung von wenigen Großinvestitionen hin zu deutlich mehr kleinteiligen Projekten (wobei Großinvestitionen nach wie vor relevant bleiben, jedoch in geringerem Umfang als im energiewirtschaftlichen Leitbild – beispielsweise nur noch Offshore Windparks).

Im Netzbereich werden kleinteiligere Strukturen ebenfalls durch spezielle Instrumente gezielt gefördert. Gleichzeitig müssen Übertragungs- und insbesondere Verteilnetze weiter ausgebaut werden, um die kleinteiligeren Erzeugungsanlagen integrieren zu können.

4.3.2 Wirkung

Im Ergebnis werden durch dieses Szenario die Rahmenparameter *Investitionen und Innovationen*, *Politischer Rahmen* und *Wettbewerbsökonomie* modifiziert. Dadurch werden die verschiedenen ökonomischen Funktionen, die Unternehmen in den einzelnen Bereichen der Wertschöpfungskette erfüllen müssen, auf unterschiedliche Weise verändert.

Bei der Erzeugung wird durch die aktive Förderung kleinteiliger Erzeugungstechnologien die Bedeutung der Funktionen *Finanzierung langfristiger Investitionen*, *Risikotragfähigkeit* und *Effizientes Wirtschaften* abgewertet.

Im Netzbereich wird ein stärkerer Ausbau der Verteil- und Übertragungsnetze zur Integration kleinteiliger Erzeugungsanlagen erforderlich. Dies geht einerseits zu Lasten der Funktion *Effizientes Wirtschaften*, erhöht andererseits aber die Bedeutung der Funktionen *Finanzierung langfristiger Investitionen* und *Infrastrukturausstattung*.

Im Gegensatz zum vorigen Szenario gibt es bei *Dezentralisierung* keine indirekten Wirkungen, da die Änderung der Unternehmenslandschaft hier kein explizites Ziel der betrachteten Politikmaßnahmen ist, sondern endogen wie nachfolgend erläutert bestimmt wird.

Auf die Bereiche *Handel und Vertrieb* hat dieses Szenario definitionsgemäß keinen Einfluss.

Eine Übersicht zur Wirkung des Szenarios auf die einzelnen energiewirtschaftlichen Bereiche ist in der nachfolgenden Tabelle dargestellt.

Tabelle 4-5: Wirkung des Szenarios *Dezentralisierung* auf die Bedeutung ökonomischer Funktionen in einzelnen Bereichen der Energiewirtschaft

	Erzeugung	Transport und Verteilung	Handel und Vertrieb
Änderung der Bedeutung dieser Funktion relativ zum energiewirtschaftlichen Leitbild:			
Finanzierung langfristiger Investitionen	<i>kleiner</i>	<i>größer</i>	<i>unverändert</i>
Innovationen und Markteinführungen	<i>unverändert</i>	<i>unverändert</i>	<i>unverändert</i>
Wettbewerbsfähigkeit	<i>unverändert</i>	<i>unverändert</i>	<i>unverändert</i>
Effizientes Wirtschaften	<i>kleiner</i>	<i>kleiner</i>	<i>unverändert</i>
Risikotragfähigkeit	<i>kleiner</i>	<i>unverändert</i>	<i>unverändert</i>
Infrastrukturausstattung	<i>unverändert</i>	<i>größer</i>	<i>unverändert</i>

Quelle: DIW econ

4.3.3 Ergebnisse

Unternehmenslandschaft

Die Auswirkungen einer aktiven Förderung dezentraler Erzeugungstechnologien auf die Unternehmenslandschaft im Bereich Erzeugung sind in Tabelle 4-6 dargestellt. Analog zur Darstellung der Ergebnisse im vorangegangenen Szenario (Abschnitt 4.2.3) sind die jeweils im energiewirtschaftlichen Leitbild identifizierten Größen-, Diversifizierungs- und Privatisierungsvorteile in den einzelnen Bereichen ausgewiesen und die spezifische Wirkung dieses Szenarios durch Pfeile dargestellt. Die Förderung dezentraler Technologien führt grundsätzlich dazu, dass die Bedeutung zentraler Technologien, die typischerweise in großen Einheiten gebaut und betrieben werden, abnimmt. Dies betrifft

primär konventionelle Technologien wie Kohle-, Gas- und Kernkraftwerke, aber auch regenerative Formen wie Offshore Windparks. Insgesamt zeigt Tabelle 4-6, dass sowohl Größenvorteile, als auch Diversifizierungs- und Privatisierungsvorteile im Bereich Erzeugung durch *Dezentralisierung* an Bedeutung verlieren.

So führt die Förderung dezentraler Technologien zu einem geringeren Bedarf an langfristigen Investitionen. Dementsprechend kommen Größenvorteile bei der Finanzierung dieser Vorhaben weniger stark zum Tragen als dies bei dem im energiewirtschaftlichen Leitbild zugrunde gelegten optimalen Energie- und Technologiemit der Fall ist. Gleiches gilt für Größenvorteile beim effizienten Betrieb großer Erzeugungsanlagen. Schließlich reduziert die Förderung bestimmter Technologien auch Möglichkeiten zur Risikotragfähigkeit, wodurch Größenvorteile im Bereich Erzeugung weiter vermindert werden. Insgesamt werden die Unternehmen im Bereich Erzeugung somit kleiner sein als im energiewirtschaftlichen Leitbild.

Tabelle 4-6: Wirkung der Dezentralisierung auf die Unternehmenslandschaft im Bereich Erzeugung

Erzeugung			
ökonomische Funktion	Betriebsgröße	Organisationsform	Eignerstruktur
Finanzierung langfristiger Investitionen	Größenvorteil↓	Diversifizierungsvorteil↓	Ambivalent
Innovationen und Markteinführungen	Größenvorteil	Spezialisierungsvorteil	Privatisierungsvorteil
Wettbewerbsfähigkeit	Ambivalent	Ambivalent	Privatisierungsvorteil
Effizientes Wirtschaften	Größenvorteil↓	Diversifizierungsvorteil↓	Privatisierungsvorteil↓
Risikotragfähigkeit	Größenvorteil↓	Diversifizierungsvorteil↓	Privatisierungsvorteil↓
Infrastrukturausstattung	Ambivalent	Ambivalent	Ambivalent
➔ Änderung gegenüber dem energiewirtschaftlichen Leitbild	kleiner ↓↓↓	weniger diversifiziert ↓↓↓	weniger privat ↓↓

↓ direkte Wirkung der Dezentralisierung

Quelle: DIW econ

Hinsichtlich der Organisationsform führt die Förderung bestimmter Technologien zu einer stärkeren Fokussierung des Investitionsportfolios. Entsprechend können bei der Finanzierung von Investitionen Diversifizierungsvorteile zur Absicherung möglicher Risiken weniger gut genutzt werden als im energiewirtschaftlichen Leitbild. Auch Verbundvorteile beim gleichzeitigen Bau verschiedener Kraftwerkstypen, beispielsweise durch Einsparung von Transaktionskosten, können nicht mehr im gleichen Rahmen genutzt werden. Schließlich reduziert sich durch die Fokussierung auf dezentrale Technologien auch der Umfang, in dem Unternehmen auf alternative Erzeugungsformen

ausweichen können, um beispielsweise auf Veränderungen der Brennstoffpreise zu reagieren. Insgesamt folgt daher, dass die Erzeugungsunternehmen in diesem Szenario weniger diversifiziert sein werden als im energiewirtschaftlichen Leitbild.

Schließlich hat die Förderung dezentraler Technologien auch Auswirkungen auf die Eignerstruktur. Insbesondere führt die geringere Bedeutung der Funktion *Effizientes Wirtschaften* im Erzeugungsbereich dazu, dass sich die Anreize zum effizienten Wirtschaften verringern. Entsprechend kommt auch der höheren produktiven Effizienz bei Privatunternehmen eine geringere Bedeutung zu. Gleiches gilt für die Funktion *Risikotragfähigkeit*, an der private Unternehmen typischerweise ein höheres Interesse haben. Somit wird in diesem Szenario der Anteil privater Unternehmen in der Erzeugung geringer sein als im energiewirtschaftlichen Leitbild.

Auch wenn die Maßnahmen in diesem Szenario nicht primär auf die Netzebene abzielen, so hat die Förderung dezentraler Erzeugungstechnologien wichtige Rückwirkungen auf die Bereiche Transport und Verteilung (Tabelle 4-7). Im Vergleich zur Erzeugung ergeben sich jedoch unterschiedliche Rückwirkungen auf Größen-, Diversifizierungs- und Privatisierungsvorteile. So erfordert eine durch politische Eingriffe begünstigte stärker dezentralisierte Struktur der Erzeugung auch den verstärkten Aufbau von Infrastruktur, was große Netzbetreiber begünstigt.

Tabelle 4-7: Wirkung der Dezentralisierung auf die Unternehmenslandschaft im Bereich Transport und Verteilung

Transport und Verteilung			
ökonomische Funktion	Betriebsgröße	Organisationsform	Eignerstruktur
Finanzierung langfristiger Investitionen	<i>Ambivalent</i>	<i>Diversifizierungsvorteil</i> ↑	<i>Ambivalent</i>
Innovationen und Markteinführungen	<i>Größenvorteil</i>	<i>Diversifizierungsvorteil</i>	<i>Privatisierungsvorteil</i>
Wettbewerbsfähigkeit	<i>Ambivalent</i>	<i>Spezialisierungsvorteil</i>	<i>Ambivalent</i>
Effizientes Wirtschaften	<i>Größenvorteil</i>	<i>Ambivalent</i>	<i>Privatisierungsvorteil</i> ↓
Risikotragfähigkeit	<i>Größenvorteil</i>	<i>Diversifizierungsvorteil</i>	<i>Privatisierungsvorteil</i>
Infrastrukturausstattung	<i>Größenvorteil</i> ↑	<i>Ambivalent</i>	<i>Ambivalent</i>
➔ Änderung gegenüber dem energiewirtschaftlichen Leitbild	größer ↑	etwas diversifizierter ↑	weniger privat ↓

↓ direkte Wirkung der Dezentralisierung

Quelle: DIW econ

Hinsichtlich der Organisationsform haben vertikal integrierte (diversifizierte) Unternehmen, die sowohl Netze als auch Erzeugung betreiben, klare Vorteile infolge höherer

Planungssicherheit. Da die bestehende Rechtslage jedoch die rechtliche und operationelle Entflechtung für alle Netzbetreiber mit mehr als 100.000 Kunden vorschreibt,¹⁶³ haben de-facto nur kleine und mittelgroße Unternehmen die Möglichkeit, von diesem Diversifizierungsvorteil zu profitieren. Insgesamt sind die Netzbetreiber in diesem Szenario somit etwas diversifizierter.

Hinsichtlich der Eignerstruktur schließlich führt die auch im Netzbetrieb geringere Bedeutung der Funktion *Effizientes Wirtschaften* dazu, dass Anreize zum effizienten Wirtschaften abgeschwächt werden, so dass der höheren produktiven Effizienz bei Privatunternehmen auch hier eine geringere Bedeutung zukommt.

Zielvariablen

Wie beim vorangegangenen Szenario bleibt die Zielvariable Umweltverträglichkeit infolge der im energiewirtschaftlichen Leitbild unterstellten Restriktion der CO₂-Neutralität unverändert. Bei den beiden übrigen Zielvariablen ergeben sich hingegen jeweils Verschlechterungen:

Die *Wirtschaftlichkeit* von Erzeugung und Netzbetrieb nimmt im Vergleich zum energiewirtschaftlichen Leitbild in diesem Szenario deutlich ab. Dies hat mehrere Ursachen:

- Die aktive Förderung dezentraler Erzeugungstechnologien führt zu einem Abweichen vom optimalen Technologiemitmix zu Lasten großteiliger Technologien wie Kohle-, Gas- und Kernkraftwerke. Dadurch erhöhen sich die Gesteuerungskosten in der Erzeugung
- Sowohl bei der Erzeugung als auch beim Netzbetrieb bleiben durch den aktiven Eingriff in den Energie- und Technologiemitmix Größen- (Skalen- und Synergieeffekte) und Privatisierungsvorteile (produktive Effizienz) ungenutzt.
- Schließlich führen auch ungenutzte Diversifizierungsvorteile, beispielsweise zur Absicherung möglicher Risiken bei Investitionen, letztlich zu höheren Kosten der Erzeugung.

Auch die *Versorgungssicherheit* nimmt insgesamt ab, da wie oben beschrieben Größen-, Diversifizierungs- und Privatisierungsvorteile bei der *Risikotragfähigkeit* im Bereich Erzeugung nicht genutzt werden können. Zudem verringern auch die reduzierte Bedeutung langfristiger Investitionen und der damit verbundene Verzicht auf entsprechende Größen- und Diversifizierungsvorteile die *Versorgungssicherheit* in diesem Szenario.

163 §§7 und 8 EnWG

4.4 Re-Kommunalisierung und Dezentralisierung

4.4.1 Beschreibung

In diesem Szenario erfolgt schließlich die Kombination aus *Re-Kommunalisierung* und *Dezentralisierung*. Da es sich bei beiden um Entwicklungstendenzen handelt, die aktuell auch durch verschiedene politische Maßnahmen direkt oder indirekt gefördert werden, stellt diese Kombination insgesamt eine in der aktuellen Diskussion durchaus zu erwartende Perspektive für die Weiterentwicklung der Energiepolitik dar.

4.4.2 Wirkung

Die in diesem Szenario unterstellten politischen Maßnahmen modifizieren die Rahmenparameter *Investitionen und Innovationen*, *Politischer Rahmen* und *Wettbewerbsökonomie*. Die daraus resultierende, direkte Wirkung auf die sechs Funktionen in den jeweiligen Bereichen ist in Tabelle 4-8 dargestellt. Sie entspricht im Wesentlichen den zusammengefassten Effekten der beiden ersten Szenarien. Da es bei *Re-Kommunalisierung* keine direkte Wirkung im Bereich Erzeugung gibt und bei *Dezentralisierung* keine direkte Wirkung auf Handel und Vertrieb, decken sich sowohl Wirkung und Ergebnisse mit denen der entsprechenden Szenarien. Der Effekt der Kombination beider Szenarien wird hingegen beim Netzbetrieb deutlich. Hier führen sowohl *Re-Kommunalisierung* als auch *Dezentralisierung* zur Abwertung der *Wettbewerbsökonomie* und zu einer geringeren Bedeutung der Funktion *Effizientes Wirtschaften*, die sich in der Kombination aller Maßnahmen weiter verstärkt.

Tabelle 4-8: Direkte Wirkung von Re-Kommunalisierung und Dezentralisierung auf die Bedeutung ökonomischer Funktionen in einzelnen Wertschöpfungsstufen

	Erzeugung	Transport und Verteilung	Handel und Vertrieb
Bedeutung dieser Funktion relativ zum energiewirtschaftlichen Leitbild:			
Finanzierung langfristiger Investitionen	<i>kleiner</i>	<i>größer</i>	<i>unverändert</i>
Innovationen und Markteinführungen	<i>unverändert</i>	<i>unverändert</i>	<i>unverändert</i>
Wettbewerbsfähigkeit	<i>unverändert</i>	<i>unverändert</i>	<i>unverändert</i>
Effizientes Wirtschaften	<i>kleiner</i>	<i>kleiner</i>	<i>kleiner</i>
Risikotragfähigkeit	<i>kleiner</i>	<i>unverändert</i>	<i>unverändert</i>
Infrastrukturausstattung	<i>unverändert</i>	<i>größer</i>	<i>unverändert</i>

Quelle: DIW econ

Zusätzlich zu der in Tabelle 4-8 dargestellten direkten Wirkung nimmt durch die gezielte Förderung kommunaler Unternehmen die Anzahl kleiner, kommunaler Unternehmen in den Bereichen Verteilung und Vertrieb zu. Wie im Szenario *Re-Kommunalisierung* bereits skizziert fällt dabei die Wirkung aller Größen- und Privatisierungsvorteile auf die Unternehmenslandschaft in diesen Bereichen geringer aus als im energiewirtschaftlichen Leitbild. Dieser Zusammenhang stellt somit eine weitere, indirekte Wirkung im Rahmen dieses Szenarios dar.

4.4.3 Ergebnisse

Unternehmenslandschaft

Wie bereits erwähnt stimmen die Auswirkungen dieses Szenarios auf die Unternehmenslandschaft im Bereich Erzeugung mit denen des Szenarios *Dezentralisierung* überein. Analog decken sich die Effekte im Bereich Handel und Vertrieb mit denen des Szenarios *Re-Kommunalisierung*. Die Diskussion der Ergebnisse dieses Szenarios beschränkt sich daher auf den Netzbetrieb. Die gesamten Auswirkungen sind in Tabelle 4-9 zusammengefasst.

Hinsichtlich der Betriebsgröße führt die Förderung kommunaler Unternehmen dazu, dass sich die Größenvorteile bei der *Finanzierung langfristiger Investitionen* sowie bei *Innovationen und Markteinführungen*, *Effizientes Wirtschaften*, *Risikotragfähigkeit* und *Infrastrukturausstattung* verringern. Zudem werden Größenvorteile im Netzbetrieb dadurch abgewertet, dass das *Effiziente Wirtschaften* des Netzbetriebs durch den Anschluss zusätzlicher dezentraler Technologien verringert wird. Andererseits werden Größenvorteile durch die gestiegene Bedeutung des Aufbaus von Infrastruktur auch wichtiger. Insgesamt ergibt sich damit ein Ergebnis, das im Wesentlichen der Wirkung der *Re-Kommunalisierung* folgt – die Betriebsgröße wird deutlich kleiner.

Die Organisationsform wird in diesem Szenario allein durch die *Dezentralisierung* modifiziert. Vertikal integrierte (diversifizierte) Unternehmen, die sowohl Netze als auch Erzeugung betreiben, haben hier klare Vorteile infolge höherer Planungssicherheit. Da die bestehende Rechtslage wie bereits ausgeführt die rechtliche und operationelle Entflechtung für alle Netzbetreiber mit mehr als 100.000 Kunden vorschreibt, können nur kleine und mittelgroße Unternehmen diesen Diversifizierungsvorteil nutzen. Insgesamt sind die Netzbetreiber somit auch in diesem Szenario etwas diversifizierter.

Tabelle 4-9: Wirkung von Re-Kommunalisierung und Dezentralisierung auf die Unternehmenslandschaft im Bereich Transport und Verteilung

Transport und Verteilung			
ökonomische Funktion	Betriebsgröße	Organisationsform	Eignerstruktur
Finanzierung langfristiger Investitionen	Ambivalent	Diversifizierungsvorteil ↑	Ambivalent
Innovationen und Markteinführungen	Größenvorteil ↓	Diversifizierungsvorteil	Privatisierungsvorteil ↓
Wettbewerbsfähigkeit	Ambivalent	Spezialisierungsvorteil	Ambivalent
Effizientes Wirtschaften	Größenvorteil ↓ ↓	Ambivalent	Privatisierungsvorteil ↓ ↓ ↓
Risikotragfähigkeit	Größenvorteil ↓	Diversifizierungsvorteil	Privatisierungsvorteil ↓
Infrastrukturausstattung	Größenvorteil ↓ ↑	Ambivalent	Ambivalent
→ Änderung gegenüber dem energiewirtschaftlichen Leitbild	deutlich kleiner ↓ ↓ ↓ ↓ ↓ ↑	etwas diversifizierter ↑	deutlich weniger privat ↓ ↓ ↓ ↓ ↓

- ↓ direkte Wirkung der durch aktive Re-Kommunalisierung ausgelösten Wettbewerbsverzerrungen
- ↓ indirekte Wirkung durch Reduktion von Größen- und Privatisierungsvorteilen bei Transport und Verteilung sowie Handel und Vertrieb
- ↓ direkte Wirkung der Dezentralisierung

Quelle: DIW econ

Hinsichtlich der Eignerstruktur sinken durch die Förderung kommunaler Unternehmen Privatisierungsvorteile bei *Innovationen und Markteinführungen*, *Effizientes Wirtschaften* und *Risikotragfähigkeit*. Da das *Effiziente Wirtschaften* im Netzbetrieb durch die mit der Förderung dezentraler Erzeugungstechnologien verbundenen Anschlussauflagen in diesem Szenario weiter reduziert wird, wird die Wirkung von Privatisierungsvorteilen in diesem Zusammenhang weiter abgeschwächt. Insgesamt besteht die Eignerstruktur aus weniger privaten Unternehmen als es in den beiden vorangegangenen Szenarien der Fall war.

Zielvariablen

Wie bei den Auswirkungen auf die Unternehmenslandschaft ergeben sich bei der Kombination der Szenarien *Re-Kommunalisierung* und *Dezentralisierung* nur im Netzbetrieb überlappende Effekte. Hinsichtlich der beiden Zielvariablen *Wirtschaftlichkeit* und *Versorgungssicherheit* verstärken sich hier jeweils die Effekte:

- Die *Wirtschaftlichkeit* sinkt stärker, da sowohl *Re-Kommunalisierung* als auch *Dezentralisierung* im Netzbetrieb zu einem Verlust an *produktiver und allokativer Effizienz* sowie zu ungenutzten *Skalen- und Synergieeffekten* führen. Diese

werden insgesamt höher ausfallen als dies allein für das erste Szenario beziffert wurde (4,1 bis 5,2 Milliarden Euro pro Jahr). Der Verlust an Wirtschaftlichkeit ist in Form höherer Netznutzungsentgelte beziehungsweise geringerer Energieeinsparungen insgesamt von den Verbrauchern zu tragen.

- Die *Versorgungssicherheit* nimmt auf Grund der beim Szenario *Re-Kommunalisierung* beschriebenen Zusammenhänge, insbesondere des Verlusts von Größenvorteilen bei der Finanzierung langfristiger Investitionen in der Erzeugung sowie bei Innovationen und Markteinführungen im Verteilnetzbereich, ab.

4.5 Zwischenfazit

Zusammengefasst ergibt die hier durchgeführte Szenarienanalyse, dass ein Abweichen vom energiewirtschaftlichen Leitbild durch Förderung der aktuellen Entwicklungstendenzen *Re-Kommunalisierung* und *Dezentralisierung* zunächst einmal die Unternehmenslandschaft im Energiesektor verändert. Dies kann allerdings per-se noch nicht als positiv oder negativ bewertet werden. So ist der deutliche Rückgang privater Unternehmen bei Verteilung und Vertrieb erklärtes Ziel einer politischen Förderung von *Re-Kommunalisierung*. Eng verbunden damit ist, dass auch die Betriebsgröße in diesen Bereichen deutlich kleiner wird. Ähnlich verhält es sich bei der Förderung von *Dezentralisierung* im Bereich Erzeugung, bei der die Zunahme kleiner Betriebe ein durchaus gewünschter Nebeneffekt ist. Nicht ganz so deutlich angestrebt – wenngleich auch nicht im Gegensatz zur verfolgten Zielsetzung – ist hingegen der Rückgang privater Unternehmen in diesem Szenario. In Kombination ergibt sich damit im dritten Szenario eine Politik, die eine Unternehmenslandschaft mit deutlich kleineren und deutlich weniger privaten Unternehmen fördert.

Die mit dieser Politik verbundenen Wirkungen auf die Verbraucher ergeben sich bei genauer Betrachtung der Rückwirkungen auf die energiepolitischen Zielvariablen *Wirtschaftlichkeit* und *Versorgungssicherheit*.¹⁶⁴ Hier wird deutlich, dass durch die ex- und implizite Förderung kleiner, öffentlicher Unternehmen die vielfachen und im Energiesektor besonders relevanten Größen- und Privatisierungsvorteile nicht mehr in dem Umfang zum tragen kommen, wie es im energiewirtschaftlichen Leitbild der Fall ist. Wie in Tabelle 4-10 zusammengefasst, geht dies immer mit einer kontinuierlichen Verschlechterung beider Zielvariablen einher. Die damit verbundenen Kosten für die Verbraucher sind dabei signifikant, wie die beispielhafte Quantifizierung beim Szenario *Re-Kommunalisierung* aufzeigt. Daraus wird deutlich, dass die aus dem energiewirtschaftlichen Leitbild abgeleitete Unternehmenslandschaft ein Optimum darstellt, von dem nur unter Verlust von *Wirtschaftlichkeit* und *Versorgungssicherheit* abgewichen werden kann.

¹⁶⁴ Rückwirkungen auf die Zielvariable Umweltverträglichkeit werden hingegen durch die in allen Szenarien unterstellte Restriktion der CO₂-Neutralität ausgeschlossen.

Tabelle 4-10: Wirkung der Szenarien auf Wirtschaftlichkeit und Versorgungssicherheit

	Re-Kommunalisierung	Dezentralisierung	Re-Kommunalisierung & Dezentralisierung
Zielvariablen	Änderungen relativ zum energiewirtschaftlichen Leitbild		
Wirtschaftlichkeit			
- Erzeugung	<i>unverändert</i>	geringer	geringer
- Transport & Verteilung	deutlich geringer	geringer	deutlich geringer
- Handel & Vertrieb	deutlich geringer	<i>unverändert</i>	deutlich geringer
Versorgungssicherheit			
- Erzeugung	<i>unverändert</i>	geringer	geringer
- Transport & Verteilung	Geringer	<i>unverändert</i>	geringer
- Handel & Vertrieb	Geringer	<i>unverändert</i>	geringer
Umweltverträglichkeit	<i>unverändert</i> (CO ₂ -neutral)	<i>unverändert</i> (CO ₂ -neutral)	<i>unverändert</i> (CO ₂ -neutral)

Quelle: DIW econ

5 Ordnungspolitischer Anpassungsbedarf

Auf Basis des energiewirtschaftlichen Leitbilds sowie der Erkenntnisse aus der Szenarienanalyse wird in diesem Abschnitt der ordnungspolitische Anpassungsbedarf formuliert. Dieser ergibt sich aus den Diskrepanzen zwischen der im ersten Teil der Studie aus dem energiewirtschaftlichen Leitbild abgeleiteten optimalen Unternehmenslandschaft und den im zweiten Teil analysierten Konsequenzen, falls die gegenwärtigen Entwicklungstendenzen der Re-Kommunalisierung und Dezentralisierung durch weitere politische Maßnahmen verstärkt werden.

Oberstes Ziel einer nachhaltigen und an den Bedürfnissen der Verbraucher ausgerichteten Energiepolitik sollte die Schaffung langfristig funktionierender Wettbewerbs sein, durch den die Ziele Wirtschaftlichkeit und Versorgungssicherheit nachhaltig in Einklang gebracht werden können. Um diese Ziele zu realisieren, bedarf es einer klaren Aufgabenteilung zwischen den beteiligten Akteuren:

- Energieversorgungsunternehmen sind für die leitungsgebundene Versorgung mit Energie verantwortlich und sind die durchführenden Akteure bei allen Investitionen und Innovationen. Sie richten Ihre Aktivitäten entsprechend der vorhandenen Anreizstruktur aus und reagieren dabei insbesondere auf Preissignale.
- Der Staat ist für die Gestaltung der für das Aufgabenfeld der Unternehmen erforderlichen Rahmenbedingungen zuständig. Diese müssen so ausgestaltet werden, dass die daraus resultierende Anreizstruktur, unter Berücksichtigung der energiepolitischen Zielvariablen, das Herausbilden eines optimalen Technologie- und Energiemix sowie einer optimalen Unternehmenslandschaft fördert.

Wettbewerb auf Energie-, Technologie- und Unternehmensebene bildet die Grundvoraussetzung für das Erreichen eines optimalen Technologie- und Energiemix und damit einer optimalen Unternehmenslandschaft. Dies sorgt für eine optimale Ressourcenallokation und dynamische Effizienz (technischer Fortschritt). Mithin sollten Eingriffe in die Unternehmenslandschaft auf einen ordnungspolitisch rechtfertigbaren Rahmen reduziert werden und primär auf wettbewerbliche, effiziente Strukturen auf allen Wertschöpfungsstufen ausgerichtet sein. Es sollten weder bestimmte Unternehmensformen oder Technologien dauerhaft gefördert noch andere Bereiche dadurch indirekt diskriminiert werden (level-playing-field). Als zentrale Steuerungsvariable in diesem Wettbewerb sollten die Energiepreise dienen.

Im Detail sollte der ordnungspolitische Anpassungsbedarf die nachfolgend dargestellten Handlungsfelder tangieren. Es wird dabei nach direkten und indirekten Handlungsmaßnahmen differenziert.

Indirekte Maßnahmen

Grundsätzlich zeigt die Analyse der Entwicklungsperspektiven alternativer Technologien in Abschnitt 2.2, dass es eine Vielzahl von Optionen gibt, aus denen sich ein optimaler Energie- und Technologiemarkt unter den skizzierten klimapolitischen Rahmenbedingungen herausbilden kann. Allerdings sind hierzu noch in erheblichem Umfang Innovationen und Investitionen im Unternehmensumfeld notwendig. Unternehmen können diesem Investitions- und Innovationsbedarf allerdings nur entsprechen, wenn die Politik diesen durch einen geeigneten Rechtsrahmen und eindeutige Anreize für die relevanten Schlüsseltechnologien unterstützt. Dies tangiert im Wesentlichen die Bereiche CCS, Kernkraft, HGÜ und Smart Grids. Hier müssen indirekte ordnungspolitische Maßnahmen ansetzen, die einen mittelbaren Einfluss auf die Unternehmenslandschaft haben. Diese sollten die bestehenden marktwirtschaftlichen Instrumente zum Schutz des Klimas, vor allem den Emissionshandel, so zusammenführen und verbessern, dass von ihnen eindeutige und nachhaltige Anreize zur Vermeidung von Treibhausgasemissionen ausgehen. Nur auf diese Weise kann die Wirtschaftlichkeit von Investitionen in Emissionsvermeidung und CO₂-neutrale Technologien (CCS) effizient und nachhaltig gefördert werden. Außerdem sind zur Schaffung langfristig verlässlicher Rahmenbedingungen weitere Verbesserungen der bestehenden Rechtsgrundlage in bestimmten Bereichen erforderlich. Dabei ist der Gesetzgeber im Zuge gegenwärtiger und zukünftiger Gesetzesvorhaben und –novellen gefragt, verlässliche Rahmenbedingungen für die Unternehmen zu formulieren, die den Wettbewerb nachhaltig stärken und somit volkswirtschaftliche Effizienz, Umweltverträglichkeit und Versorgungssicherheit fördern. Beispiele hierfür sind die Schaffung eines tragfähigen Rechtsrahmens für die Entwicklung der CCS-Technologie (CCS-Gesetz) sowie für den Aufbau und Betrieb von Smart Grids und Smart Metern. Hier sollte an der Schnittstelle zwischen Erzeugung und Transport und Verteilung der Aufbau einer IKT-gestützten Infrastruktur unterstützt werden, um die Stabilität des Gesamtsystems angesichts der zunehmenden Einspeisung von Erneuerbaren Energien zu gewährleisten. Schließlich ist zur Schaffung verlässlicher Rahmenbedingungen für Investitionen in Erzeugungskapazitäten auch eine schnelle Einigung bezüglich der Laufzeiten der Kernkraftwerke notwendig, um eine langfristige Investitionssicherheit für alle potenziellen Investoren zu erreichen. Eine Harmonisierung auf europäischer Ebene sollte angestrebt werden.

Direkte Maßnahmen

Die vorstehenden indirekten Maßnahmen sollten durch Maßnahmen flankiert werden, die einen direkten Einfluss auf die Unternehmenslandschaft haben, um wettbewerbliche und effizientere Strukturen auf allen Wertschöpfungsstufen zu fördern. Im Detail sollte dazu auf Erzeugungsebene wie vom BMWi beabsichtigt eine verbesserte Netz- und Marktintegration von Erneuerbaren Energien durch die für 2012 avisierte EEG-Novelle umgesetzt werden. Diese sollte insbesondere darauf ausgerichtet sein, dass EEG-Anlagenbetreiber durch eine Reduktion der Förderungen vermehrt in den Marktprozess eingebunden werden. Dazu sollten die Fördervolumina schrittweise reduziert und durch

Vorgaben zur Systemstabilität flankiert werden, damit sich effiziente und systemstabile Erzeugungseinheiten herausbilden. Gleichzeitig sollten die Förderanreize für die verschiedenen EEG-Anlagen auf Konsistenz geprüft, eine Überförderung vermieden und ihre Rückwirkung auf die Netzentgelte berücksichtigt werden. In diesem Zusammenhang sollte mithin eine effiziente Internalisierung der Kosten an der Schnittstelle zwischen Erzeugung und Netzebene (konventionelle Netzebene und IKT-Infrastruktur) gewährleistet werden, beispielsweise durch eine Beteiligung des EEG-Anlagenbetreibers am Netzausbau. Außerdem sollte die Politik den Aufbau einer Smart-Grid-Plattform fördern, die wertschöpfungsstufenübergreifend die Informationen der Akteure koordiniert und nutznießerspezifisch bepreist¹⁶⁵. Gleichzeitig sollten regulatorische Eingriffe auf ein Minimum reduziert werden. Im Bereich der Verteilnetze sollte die Regulierung der Netzbetreiber größenunabhängig erfolgen, damit Größenvorteile zur Steigerung der Effizienz des Netzbetriebs voll realisiert werden können. Hierzu ist es erforderlich, dass beim Effizienzvergleich im Rahmen der Anreizregulierung auch höhere Effizienz durch Skaleneffekte berücksichtigt werden kann. Ferner ist das vereinfachte Verfahren zur Messung der Effizienz kleiner Netzbetreiber so anzupassen, dass eine pauschale Besserstellung der hierdurch begünstigten Firmen im Vergleich zu weniger effizienten, größeren Firmen unterbleibt. Gleiches gilt für die Ausnahme kleiner und mittelgroßer, vertikal integrierter Energieversorgungsunternehmen von den Vorgaben der organisatorischen und rechtlichen Entflechtung des Verteilnetzbetriebs, das kommunale Stadtwerke gegenüber großen Versorgungsunternehmen faktisch begünstigt. Insgesamt sollte es keine langfristig angelegte, systematische Überförderung bestimmter Energie- und Technologieformen wie beispielsweise Erneuerbare Energien oder kleinteilige Anlagen geben.

Auch die Regeln zur Konzessionsvergabe sollten so modifiziert werden, dass dem Ausschreibungs- und Evaluationsprozess Kriterien zu Grunde liegen, die die ökonomisch effizienteste Bewirtschaftung des Netzes über kommunale Strukturen hinaus ermöglichen. Vielfach ist es auf Grund von Skalen- und Synergieeffekten aus volkswirtschaftlicher Sicht am effizientesten, mehrere Gebiete durch ein einziges, großes Verteilnetz zu versorgen. Dies impliziert, dass der Wert eines gemeinsamen, großen Netzes höher ist als die Summe der Teilnetze in den einzelnen Gebieten. Folglich ist es im Rahmen einer gemeinsamen, wettbewerblich ausgestalteten Konzessionsvergabe auch möglich, einen Gesamtertrag zu erzielen, der höher ist als die Summe der Erträge bei separater Vergabe in jedem einzelnen Gebiet. Für jede einzelne Kommune ergibt sich somit der Anreiz, durch Zusammenlegung ihrer Netzgebiete einen höheren Ertrag zu erzielen, als dies bei Einzelvergabe möglich wäre. Auf diese Weise könnten Kommunen zusätzliche Einnahmen realisieren, ohne sich dem Risiko eigener unternehmerischer Aktivitäten aussetzen müssen. Aus gesamtwirtschaftlicher Sicht würde dieses Vorgehen zudem zu höherer Effizienz führen.

165 Die ökonomischen Implikationen einer solchen Plattform werden aktuell vom WIK im Rahmen des Projektes „Innovative Regulierung für Intelligente Netze“ (IRIN) unter Federführung des Bremer Ener-

6 Schlussfolgerungen und Fazit

Vor dem Hintergrund der gegenwärtig wahrgenommenen Tendenz zu Re-Kommunalisierung und Dezentralisierung in der deutschen Energiewirtschaft hat diese Studie zum Ziel, die Anforderungen an die „Unternehmenslandschaft“ zur volkswirtschaftlich bestmöglichen Bewältigung der derzeitigen und zukünftigen Aufgaben in diesem Wirtschaftssektor zu evaluieren. Dies erfolgt in drei Arbeitsschritten.

Die Studie beginnt mit der Entwicklung eines energiewirtschaftlichen Leitbildes, das ein aus Verbrauchersicht langfristig optimales Ergebnis für den Zeithorizont 2050 beschreibt. In diesem Leitbild wird auf Basis eines optimalen Technologie- und Energiemix sowie einer optimalen Unternehmenslandschaft eine Kombination der energiepolitischen Zielvariablen Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit und Umweltverträglichkeit realisiert, die aus Sicht der Verbraucher den höchstmöglichen Nutzen ergibt. Zukünftige Aufgaben der Energiewirtschaft erfordern von den Unternehmen insbesondere die Fähigkeit zur Finanzierung von Investitionen und Innovationen, (internationale) Wettbewerbsfähigkeit, effizientes Wirtschaften sowie Risikotragfähigkeit zur Errichtung und zum Betrieb einer optimalen Gesamtinfrastruktur. Dabei zeigt sich, dass die optimale Unternehmenslandschaft auf allen Wertschöpfungsstufen (Erzeugung, Transport/Verteilung, Vertrieb) vorwiegend aus großen und privatwirtschaftlich betriebenen Unternehmen bestehen sollte.

Im zweiten Teil der Studie wird analysiert, welche Konsequenzen sich aus einem Abweichen von den als optimal ermittelten Strukturen für die drei Zielvariablen ergeben würden. Im Rahmen von drei Szenarien wird dazu auf aktuelle Entwicklungstendenzen abgestellt, die im Rahmen der geltenden energiepolitischen Rahmenbedingungen zumindest implizit gefördert werden, nämlich

- *Re-Kommunalisierung,*
- *Dezentralisierung, sowie*
- *die Kombination von Re-Kommunalisierung und Dezentralisierung.*

Für die einzelnen Szenarien wird jeweils die Wirkung auf die Unternehmenslandschaft sowie die energiepolitischen Zielvariablen Wirtschaftlichkeit und Versorgungssicherheit analysiert. Die Analyse zeigt, dass Re-Kommunalisierung und die damit verbundene Herausbildung kleiner, kommunaler Unternehmen zu einer Verschlechterung der Wirtschaftlichkeit bei Verteilung und Vertrieb aufgrund entgangener Größen- und Privatisierungsvorteile führt. Die damit verbundenen Mehrkosten für die Verbraucher werden auf über fünf Milliarden Euro pro Jahr geschätzt. Dieses Ergebnis wird durch den Vergleich mit der in Deutschland kleinteilig und überwiegend kommunal organisierten Wasserwirtschaft bestätigt: Im Vergleich zu europäischen und US-amerikanischen Ländern zeigen sich in Deutschland überdies strukturelle Defizite insbesondere in den Bereichen

Verteilung und Vertrieb. Hier gibt es wesentlich mehr und vor allem auch wesentlich kleinere Unternehmen als in den übrigen Vergleichsländern. Zudem überwiegen in Deutschland öffentliche Eigentümer, während sich die Unternehmen in den Vergleichsländern tendenziell in privatem Eigentum befinden. Diese Struktur wirkt sich nachteilig auf die Möglichkeit zur Realisierung von Größen- und Privatisierungsvorteilen aus. Eine Dezentralisierung der Stromerzeugung durch spezifische Förderung ausgewählter Technologien führt ebenfalls dazu, dass Größen- und Privatisierungsvorteile bei Erzeugung und Verteilung ungenutzt bleiben, so dass sich die Wirtschaftlichkeit insgesamt verschlechtert. Darüber hinaus reduziert die Einengung des Technologiemitx das Potential zur Risikostreuung und führt somit zu einem Verlust an Versorgungssicherheit.

Auf Basis der im Rahmen dieser Analyse gewonnenen Erkenntnisse wurde daher im letzten Teil der Studie der ordnungspolitische Anpassungsbedarf in Richtung einer optimalen Unternehmenslandschaft formuliert. Dieser sollte sich insgesamt an der Zielvorgabe ausrichten, dass auf allen Wertschöpfungsstufen wettbewerbliche, diskriminierungsfreie und effiziente Strukturen realisiert werden.

Unternehmen können den notwendigen Investitions- und Innovationsbedarf nur realisieren, wenn die Politik diesen durch einen geeigneten Rechtsrahmen und eindeutige Anreize für die relevanten Schlüsseltechnologien unterstützt. Dies tangiert im Wesentlichen die Bereiche CCS, Kernkraft, erneuerbare Energien, HGÜ und Smart Grids. Hier müssen indirekte ordnungspolitische Maßnahmen ansetzen, die einen mittelbaren Einfluss auf die Unternehmenslandschaft haben. Dies betrifft im Wesentlichen eine Verbesserung der marktwirtschaftlichen Instrumente zum Emissionshandel sowie gegenwärtiger und zukünftiger Gesetzesvorhaben und –novellen. Dazu zählen die Schaffung eines tragfähigen Rechtsrahmens für die Entwicklung der CCS-Technologie (CCS-Gesetz) sowie für den Aufbau und Betrieb von Smart Grids, HGÜ und Smart Metern. Außerdem ist eine schnelle Einigung bezüglich der Laufzeiten der Kernkraftwerke notwendig.

Direkte Maßnahmen sollten darauf ausgelegt sein, dass es keine langfristig angelegte, systematische Übervorteilung bestimmter Energie- und Technologieformen wie beispielsweise Erneuerbare Energien oder kleinteilige Anlagen gibt. Im Zuge der EEG-Novelle sollten die Fördervolumina für die entsprechenden Anlagen sukzessive reduziert werden. Außerdem sollte die Regulierung der Verteilnetzbetreiber größenunabhängig erfolgen, damit Größenvorteile zur Steigerung der Effizienz des Netzbetriebs voll realisiert werden können. Auch die Regeln zur Konzessionsvergabe sollten so modifiziert werden, dass dem Ausschreibungs- und Evaluationsprozess Kriterien zu Grunde liegen, die die ökonomisch effizienteste Bewirtschaftung des Netzes über kommunale Strukturen hinaus ermöglichen.

Literaturverzeichnis

- Agentur für Erneuerbare Energien (o.D.): Marktentwicklung Geothermie in Deutschland 2009: abrufbar unter:
<http://www.unendlich-viel-energie.de/de/erdwaerme/detailansicht/article/89/marktentwicklung-geothermie-in-deutschland-2009.html>, abgerufen am 10.05.2010.
- Allen et al. (2009): The exit strategy, nature reports climate change, Vol 3, May 2009, doi:10.1038/climate.2009.38.
- Altmann, T. und I. Wuddel (2008): Innovationsfähigkeit als Basis für Innovation.
- BAG [Bundesamt für Güterverkehr] (2008): Marktbeobachtung Güterverkehr, Strukturentwicklungen auf dem Schienengüterverkehrsmarkt.
- Bagdadioglu, N., Price, C.W., Weyman-Jones, T. (2006): Measuring Potential Gains from Mergers among Electricity Distribution Companies in Turkey using a Non-Parametric Model, CCP Working Paper 06-13
- Baumol, William J (1977): On the Proper Cost Tests for Natural Monopoly in a Multiproduct Industry, American Economic Review, Vol. 67(5), S. 809-22.
- BDEW [Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft] (2010) Daten, abrufbar unter:
http://www.bdew.de/bdew.nsf/id/DE_Home
- BDI (2007): Daseinsvorsorge: Nutznießer Staat?, Für einen fairen Wettbewerb zwischen Staat und Privatwirtschaft und mehr Investitionen, höhere Effizienz und Gebührenoptimierung.
- BDI [Bundesverband der Deutschen Industrie e.V.] (2008): Internet der Energie, IKT für Energiemärkte der Zukunft, Die Energiewirtschaft auf dem Weg ins Internetzeitalter.
- BHKW-Infozentrum (o. D.): Mini-KWK Förderung, Allgemeine Vorschriften zur Förderung, abrufbar unter: http://www.kwkg-novelle.de/mini-kwk/mini-kwk-foerderung_allgemeine_info.html.
- Blaesig, B. und H.-J. Haubrich (2007): Integriertes Risikomanagement in der Stromerzeugungs- und Handelsplanung, in Energiewirtschaftliche Tagesfragen 1/2 (2007), S. 44-47.
- Blankart, C. B. und B. Gehrman (2006): Der Dritte Sektor in der Europäischen Union: Daseinsvorsorge aus ökonomischer Sicht, in: Hans-Jörg Schmidt-Trenz und Rolf Stober, Hrsg., Jahrbuch Recht und Ökonomik des Dritten Sektors 2005/2006 (RÖDS) Baden-Baden (Nomos) 2006, S. 36-71
- BMU [Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit] (2010): Impulsprogramm für Mini-KWK-Anlagen ist gestoppt, Mai 2010, abrufbar unter: http://www.bmu-klimaschutzinitiative.de/de/projekte_nki?p=1&d=334.
- BMU [Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit] (2008): Weiterentwicklung der „Ausbaustrategie Erneuerbare Energien“ vor dem Hintergrund der aktuellen Klimaschutzziele Deutschlands und Europas, Leitstudie 2008, Reihe Umweltpolitik, Oktober 2008.
- BMU [Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit] (2009): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland unter Be-

rücksichtigung der europäischen und globalen Entwicklung, Leitszenario 2009, Reihe Umweltpolitik, August 2009.

BMU [Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit] (2006) Wasserwirtschaft in Deutschland, Berlin 2006

BMWi [Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie] (2008): Sichere, bezahlbare und umweltverträgliche Stromversorgung in Deutschland – Geht es ohne Kernenergie?, Oktober 2008.

BMWi [Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie] (2009): Energie in Deutschland, Trends und Hintergründe zur Energieversorgung in Deutschland, Aktualisierte Ausgabe April 2009.

BMWi [Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie] (2010): Aufkommen und Endenergieverbrauch von Naturgas, in: Zahlen und Fakten, Energiedaten, Nationale und Internationale Entwicklung, Stand: 07.04.2010.

BNetzA [Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen] (2009 a): Leitfäden zu Inhalt und Struktur von Anträgen auf Genehmigung von Investitionsbudgets nach § 23 Abs. 3 ARegV im Bereich Elektrizität und Gas.

BNetzA [Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen] (2009 b): Monitoringbericht 2009.

Böhm, F. (1966): „Privatrechtsgesellschaft und Marktwirtschaft“, Ordo-Jahrbuch für die Ordnung von Wirtschaft und Gesellschaft 17, 75-151. Reprinted in Böhm 1980, S. 105-168.

Boeing, N. (2009): So teuer ist ein Atomkraftwerk, Zeit Wissen, Nr.3, März/April 2009, S.42,43.

BRINDEX [Association of British Independent Oil Exploration Companies] (2010) Member Companies, abrufbar unter: <http://www.brindex.co.uk/members.htm>

Bundesnetzagentur (2010) Übersicht Strom- und Gasnetzbetreiber, abrufbar unter: http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1932/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetGas/Allgemein/eInformatnen/UebersichtStromUndGasnetzbetreiber/uebersichtstromundgasnetzbetreiber_node.html

Bundesnetzagentur (2010b) Monitoringbericht 2009, abrufbar unter: <http://www.bundesnetzagentur.de/cae/servlet/contentblob/134810/publicationFile/1107/Monitoringbericht2009Energied17368pdf.pdf>

Bundesnetzagentur (2010c): EEG-Statistikbericht 2008, Statistikbericht zur Jahresendabrechnung nach dem Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG)

Brunekreeft, G. (2005): Regulatory issues in merchant transmission investment, Utilities Policy, Vol. 13, No. 2, S. 175-186.

Bühler, St., Schmutzler, A. und M.-A. Benz (2004): Infrastructure quality in deregulated industries: is there an underinvestment problem?, International Journal of Industrial Organization, 22 (2), S. 253-267.

Bundesanstalt für Geowissen und Rohstoffe (BGR) (2009): Country review for Germany and Luxembourg, Präsentation anlässlich der GeoCapacity closing Conference am 22. Oktober 2009 in Kopenhagen, verfügbar unter:

- <http://www.geology.cz/geocapacity/events/Copenhagen%20presentations>,
abgerufen am 18.05.2010
- California Department of Conservation (2009) Annual Reports of the State Oil & Gas Supervisor, 2008-2000, abrufbar unter:
ftp://ftp.consrv.ca.gov/pub/oil/annual_reports/2008/PR06_Annual_2008.pdf
- California Energy Commission (2010a), California Power Plant Data Base, abrufbar unter:
<http://energyalmanac.ca.gov/electricity/index.html>
- California Energy Commission (2010b), California Energy Maps, abrufbar unter:
http://www.energy.ca.gov/maps/TRANSMISSION_LINES.PDF
- California Energy Commission (2010c), List of California Electric Utilities, abrufbar unter:
<http://energyalmanac.ca.gov/electricity/utilities.html>
- California Energy Commission (2010d), Map of Major Natural Gas Pipelines in California, abrufbar unter: http://www.energy.ca.gov/maps/Natural_Gas_Pipelines.pdf
- California Energy Commission (2010e), California Natural Gas Detailed Utility Service Area, abrufbar unter: <http://www.energy.ca.gov/maps/gasmap.html>
- California Public Utilities Company (2006) Natural Gas Market Study – February 2006, abrufbar unter: http://docs.cpuc.ca.gov/WORD_PDF/REPORT/54261.pdf
- Centraal Bureau voor de Statistiek (2010): Eckdaten des niederländischen Energieverbrauchs, abrufbar unter: <http://www.cbs.nl/nl-NL/menu/themas/industrie-energie/cijfers/default.htm>
- Chambre de Commerce et d'industrie de Paris (2010): Übersicht über den franz. Gasmarkt, abrufbar unter: <http://www.environnement.ccip.fr/Thematique/Energie>
- Chao, H., Oren, S., und R. Wilson (2005): Restructured Electricity Markets: Reevaluation of Vertical Integration and Unbundling. EPRI Technical Paper 2005.
- CIA [Central Intelligence Agency] (2010) World Factbook, abrufbar unter:
<https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/>
- Consentec, EWI, IAEW (2008): Analyse und Bewertung der Versorgungssicherheit in der Elektrizitätsversorgung, Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, Abschlussbericht Mai 2008
- CRE [Commission de Régulation de l'Énergie] (2010) Übersicht über die Gaswirtschaft, abrufbar unter: http://www.cre.fr/fr/acces_aux_reseaux/infrastructures_gazieres/
- CRE [Commission de Régulation de l'Énergie] (2009) Rapport transmis à la DG TREN 2008, abrufbar unter:
http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/NATIONAL_REPORTS/National%20reporting%202008/NR_En/E08_NR_France-EN.pdf
- Cullmann, A., Hess, B. und F. Pavel (2007): Potential Gains from Mergers among Electricity Distribution Companies in Germany. Paper presented at the 6th Conference on Applied Infrastructure Research (INFRADAY). September 2007

- Deutsches Atomforum e.V. (o. D.): Betriebsergebnisse Kernkraftwerke 2009, abrufbar unter: <http://www.kernenergie.de/kernenergie/documentpool/Kernkraftwerke/2009betriebsergebnisse.pdf>, abgerufen am 04.05.10.
- Dismukes, D.E., Cope III, R.F., und D. Mesyanzhinov (1998): Capacity and economies of scale in electric power transmission, *Utilities Policy* 7, S. 155-162.
- DLR [Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt] (2006): Trans-Mediterranean Interconnection for Concentrating Solar Power.
- DPG [Deutsche Physikalische Gesellschaft] (2010): Elektrizität: Schlüssel zu einem nachhaltigen und klimafreundlichen Energiesystem, Juni 2010.
- Economist (2009): How Long Till The Lights Go Out?, 6. August 2009
- EEX (2010) Teilnehmerliste für Erdgas-Handel, abrufbar unter: <http://www.eex.com/de/EEX/Teilnehmerliste>
- Ehrmann, T. (2003): Vor- und Nachteile der vertikalen (Des-)Integration der Deutschen Bahn AG unter besonderer Berücksichtigung der Kapitalmarktauswirkungen, Diskussionspapier Nr. 8, Institut für Unternehmensgründung und –entwicklung Universität Münster.
- EIA [U.S. Energy Information Administration] (2010a) Annual Electric Power Industry Report, abrufbar unter: <http://www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/page/eia861.html>
- EIA [U.S. Energy Information Administration] (2010b) About US natural gas pipelines, abrufbar unter: http://www.eia.doe.gov/pub/oil_gas/natural_gas/analysis_publications/ngpipe-line/fullversion.pdf
- EIA [U.S. Energy Information Administration] (2010c) Number of Producing Wells, abrufbar unter: http://www.eia.gov/dnav/ng/ng_prod_wells_s1_a.htm
- EIA [U.S. Energy Information Administration] (2010d) Netherlands Energy Profile, abrufbar unter: http://www.eia.doe.gov/country/country_energy_data.cfm?fips=NL
- EIA [U.S. Energy Information Administration] (2010e) State Electricity Profiles 2008, abrufbar unter: <http://www.eia.gov/FTPROOT/electricity/06292008.pdf>
- EIA [U.S. Energy Information Administration] (2009) Country Analysis Brief United Kingdom, abrufbar unter: http://www.eia.doe.gov/cabs/United_Kingdom/NaturalGas.html
- EIA [U.S. Energy Information Administration] (2008) Field Level Storage Data from Form EIA-191A, abrufbar unter: http://www.eia.doe.gov/pub/oil_gas/natural_gas/data_publications/natural_gas_annual/current/data/eia191a.xls
- EIA [U.S. Energy Information Administration] (2007) U.S. Intrastate Natural Gas Pipeline Systems, abrufbar unter: www.eia.doe.gov/pub/oil_gas/natural_gas/analysis.../ngpipeline/pipeintra.xls
- Electricity guide (2010) Electricity Companies, abrufbar unter: <http://www.electricity-guide.org.uk/companies.html>
- Energiekamer (2010a): Übersicht der niederländischen Regulierungsbehörde über den Strommarkt, abrufbar unter: <http://www.energiekamer.nl/nederlands/elektriciteit/index.asp>

- Energiekamer (2010b): Übersicht der niederländischen Regulierungsbehörde über den Gasmarkt, abrufbar unter: <http://www.energiekamer.nl/nederlands/gas/index.asp>
- Energiekamer (2009a): Monitor kleinverbruikersmarkt gas en electriciteit, abrufbar unter: http://www.energiekamer.nl/images/Retailmonitor%202009%20defintief_tcm7-134348.pdf
- Energiekamer (2009b): Monitor Groothandelsmarkten gas en electriciteit, abrufbar unter: http://www.energiekamer.nl/images/Bijlage%203%20Monitor%20groothandelsmarkten%20gas%20en%20elektriciteit%202009_tcm7-133385.pdf
- Energieonderzoek Centrum Nederland (2010): Energie in Nederland in cijfers, abrufbar unter: <http://www.energie.nl>
- Enste (2006): Soziale Marktwirtschaft in Anlehnung an Walter Euckens „Grundsätze der Wirtschaftspolitik“, Diskussion Nr. 1.
- ENTSO-E [European Network of Transmission System Operators for Electricity] (2010) ENTSO-E Member Companies, abrufbar unter: <https://www.entsoe.eu/index.php?id=15>
- EPEX (2010) Teilnehmerliste für Strom-Handel, abrufbar unter: http://www.epexspot.com/en/company-info/list_of_members
- EU Kommission (2009): Kommission engagiert sich für funktionierenden, dem Wettbewerb offenen Energiemarkt in ganz Europa, Press Release, Reference: IP/09/1035, Date: 25/06/2009.
- EWI [Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln] (2010); European RES-E Policy Analysis, A model based analysis of RES-E deployment and its impact on the conventional power market, Final Report, April 2010
- Farsi M., Fetz, A. und M. Filippini (2008): Verbundvorteile und Kosteneffizienz von schweizerischen Versorgungsunternehmen, Die Volkswirtschaft, 06-2008, S. 24-26.
- Finon, D., Johnsen, T.A., Midttun, A. (2004): Challenges when electricity markets face the investment phase, Energy Journal 32, S. 1355-1362
- FNCCR [Fédération nationale des collectivités concédantes et régies] (2010): Übersicht über lokale Energieversorgerbetriebe, abrufbar unter: <http://www.fnccr.asso.fr/membres.php>
- Frondel, M., Ritter, N. und C. Vance (2009): Die ökonomischen Wirkungen der Förderung Erneuerbarer Energien: Erfahrungen aus Deutschland, Endbericht – September 2009.
- Frontier Economics et al. (2009): Bestimmung der Kapitalkosten im Eisenbahninfrastrukturbereich unter den besonderen Bedingungen des deutschen Eisenbahnsektors, Studie für die Bundesnetzagentur.
- Frontier Economics und Logica (2008): Research into the costs of smart meters for electricity and gas DSOs. A Report prepared for Energiekamer. September 2008.
- Frontier Economics (2005): Current Status of Electric Restructuring in Europe and the US. A Report Prepared for CRIEPI.
- Frost, K.-J. und R. Mroß (2006): Regulierungsanforderungen und Risikomanagement, Energiewirtschaftliche Tagesfragen 12 (2006), S. 24-27.

- Gas guide (2010) Gas Companies, abrufbar unter: <http://www.gas-guide.org.uk/companies.html>
- Gas Transport Services BV (2010): Konzernübersicht, abrufbar unter: <http://www.gastransportservices.nl/nl/corporate>
- GDF SUEZ (2010): Konzernübersicht, abrufbar unter: <http://www.gdfsuez.com/en/group/>
- Gehrke, W. (1995): Probleme deutscher mittelständischer Unternehmen beim Zugang zum Kapitalmarkt, Analyse und wirtschaftspolitische Schlussfolgerungen, Schriftenreihe des ZEW 7.
- Gerybadze, A. (1999): Finanzierung von Innovationen und neue Ressourcenallokationsmodelle für F&E, Discussion paper 99-01, Stuttgart, Februar 1999.
- Gilbert, E., Day, M. und J. Oelke (2010): Case Study: Developing a Smart Grid Roadmap for a Regional Utility Company, http://www.smartgridnews.com/artman/uploads/1/gilbert-case_study_1_.pdf
- Giles, D. and Wyatt, N. S. (1993): Economies of Scale in the New Zealand Electricity Distribution Industry, in: Phillips, P. C. B. (Hrsg.), Models, Methods and Applications of Econometrics. Oxford: Blackwell.
- Growitsch, C., Jamasb, T., und M.G. Pollit (2009): Quality of service, efficiency, and scale in network industries: an analysis of European electricity distribution. Applied Economics, Volume 41, Nr. 20, S. 2555 – 2570.
- Growitsch, C., Müller, G. und M. Stronzik (2008): Ownership Unbundling in der Gaswirtschaft – Theoretische Grundlagen und empirische Evidenz', WIK Diskussionsbeitrag Nr. 308, Mai 2008.
- Hamilton, M. R., Herzog, H. J. und J. E. Parsons (2009): Cost and U.S. public policy for new coal power plants with carbon capture and sequestration, Energy Procedia, Volume 1, Issue 1, February 2009, S. 4487-4494.
- Haucap, J. (2007): The Costs and Benefits of Ownership Unbundling, Intereconomics 42 (6), S. 301-305.
- Höpner, M. (2006): Determinanten der Quersubventionierung: Ein Vorschlag zur Analyse wirtschaftlicher Liberalisierung, Berliner Journal für Soziologie, 16 (1), 2006, S. 7-23.
- Huanga, Y.-J., Chen, K.-H., und C.-H. Yang (2010): Cost efficiency and optimal scale of electricity distribution firms in Taiwan: An application of metafrontier analysis, Energy Economics, Volume 32, Issue 1, January 2010, S. 15-23.
- Hundt, M., Barth, R., Sun, N., Wissel, S. und A. Voß. (2009): Verträglichkeit von erneuerbaren Energien und Kernenergie im Erzeugungsportfolio - Technische und ökonomische Aspekte, Studie des IER für die E.ON Energie AG, Oktober 2009.
- Institut der deutschen Wirtschaft (2007): Die wirtschaftliche Betätigung der Kommunen, Köln 2007
- Institut für Öffentliche Finanzen, Universität Leipzig (2009): Perspektiven von Stadtwerken, Leipzig 2009

- Institut National de la Statistique et des Etudes Economiques (2010): Eckdaten des französischen Energieverbrauchs, abrufbar unter:
<http://www.insee.fr/fr/themes/theme.asp?theme=11>
- International Energy Agency (IAE) (2010): Projected Costs of Generating Electricity, OECD/IAE 2010.
- International Energy Agency (IAE) (2008a): Energy Technology Perspectives 2008, Scenarios and Strategies to 2050, OECD/IAE 2008.
- International Energy Agency (IAE) (2008b): Energy Technology Analysis, CO₂ Capture and Storage, a Key Carbon Abatement Option, OECD/IAE 2008.
- Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) (2005): IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage. Prepared by Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Metz, B., O. Davidson, H. C. de Coninck, M. Loos, and L. A. Meyer (eds.)]. Cambridge University.
- Jahresbuch der deutschen Energie- und Rohstoffwirtschaft (2008) VGE Verlag
- Jänig, C. (2010): Das virtuelle Kraftwerk – Steuerung der Energieerzeugung durch dezentrale Anlagen.
- Joskow, P. L. (2008): Lessons learned from electricity market liberalisation, The Energy Journal special issue 'The Future of Electricity'
- Kallfass, H. H. (1990): Großunternehmen und Effizienz, Wirtschaftspolitische Studien 79, Aus den Instituten für Europäische Wirtschaftspolitik und Gewerbepolitik der Universität Hamburg.
- Kaserman D. L. und J. W. Mayo (1991): The Measurement of Vertical Economies and the Efficient Structure of the Electric Utility Industry, Journal of Industrial Economics, Vol. XXXIX, Nr. 5, S. 483-501.
- Keuschnigg, C. (2010): Die volkswirtschaftliche Bedeutung des Accounting, Discussion Paper no. 2010-03, Department of Economics, University of St. Gallen.
- KfW [Kreditanstalt für Wiederaufbau] (2007): Innovationsfinanzierung: Stand, Hindernisse, Perspektiven, in: Publikationsreihe "Mittelstands- und Strukturpolitik", Nr. 37, Sonderband "Innovationen im Mittelstand".
- KfW [Kreditanstalt für Wiederaufbau] (2010): Unternehmensbefragung 2010, Unternehmensfinanzierung: Anhaltende Schwierigkeiten und Risiken für die wirtschaftliche Erholung.
- Kompetenzzentrums für Öffentliche Wirtschaft und Daseinsvorsorge, Universität Leipzig (2010) : Strategien von Stadtwerken - Status quo und Perspektiven, Leipzig 2010
- Krewitt, W., Nitsch, J., Lehr, U., Leprich, U. und J. Diekmann (2008): Vorschläge für die Weiterentwicklung des EEG, Analyse und Bewertung der Wirkungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) aus gesamtwirtschaftlicher Sicht, Kapitel 6.
- Kwoka, J. E. (2005): The Comparative Advantage of Public Ownership: Evidence from U.S. Electric Utilities, Canadian Journal of Economics, 38 (2), S. 622-640.
- Kwoka, J., Pollitt, M. (2005): Restructuring and Efficiency in the US Electric Power Sector, Working Paper

- Littlechild, S. (2002): Competitive Bidding for a Long-Term Electricity Distribution Contract Review of Network Economics, Vol. 1, Issue 1 – March 2002.
- London Economics (2007): Structure and Performance of Six European Wholesale Electricity Markets in 2003, 2004 and 2005
- Loreck, C. (2008): Atomausstieg und Versorgungssicherheit, Studie des Umweltbundesamts, März 2008.
- Mandy, D. (2000), Killing the Goose that Laid the Golden Egg: Only the Data Know Whether Sabotage Pays, Journal of Regulatory Economics 17 (2), S. 157-172.
- McKinsey & Company, KEMA, The Energy Futures Lab at Imperial College London, Oxford Economics and the ECF (2009): Roadmap 2050, Technical and Economic Analysis.
- Mecke, I. (o.D.): Unternehmenskonzentration, in: Gabler Wirtschaftslexikon, abrufbar unter: <http://wirtschaftslexikon.gabler.de/Definition/unternehmenskonzentration.html?referenceKeywordName=Risikostreuung>
- Milles, U. (2004): Effiziente Kraftwerke, basisEnergie Nr. 17, BINE Informationsdienst.
- Ministerie van Economische Zaken (2008): Energierapport 2008, abrufbar unter: <http://www.rijksoverheid.nl/onderwerpen/energie/documenten-en-publicaties/rapporten/2008/06/18/energierapport-2008.html>
- Ministerie van Economische Zaken (2009): Delftstoffen en Aardwarmte in Nederland, jaarverslag 2009, abrufbar unter: http://www.nlog.nl/resources/Jaarverslag2009/NL/JV2009_NL.pdf
- Monopolkommission (2010), Mehr Wettbewerb, wenig Ausnahmen, Hauptgutachten 2008/2009, Kapitel 1, Abschnitt 1
- Müller, J. und K. Stahl (1995): Regulation of the Market for Electricity in the Federal Republic of Germany, in: Gilbert/Kahn (Hg.), International Comparison of Electricity Regulation.
- Müller-Steinhagen, H. und Trieb, F. (o.D.): Wüstensonne als Stromquelle für Mitteleuropa: Perspektiven einer klima- und ressourcenschonenden Energieversorgung.
- Mulder, M. und V. Shestalova (2005): Costs and benefits of vertical separation of the energy distribution industry: the Dutch case; http://www.infraday.tu-berlin.de/fileadmin/documents/infraday/2005/papers/mulder_shestalova_Costs_and_benefits_of_Vertical_Separation.pdf.
- National Grid (2010), Übertragungsnetz und Verteilnetzbetreiber (Strom), abrufbar unter: <http://www.nationalgrid.com/>
- National Statistics (2009) Digest of United Kingdom Energy Statistics 2009, abrufbar unter: http://www.decc.gov.uk/assets/decc/Statistics/publications/dukes/1_20100208131106_e_@@_dukes09.pdf
- Newbery, D. M. G. (2001): Privatization, restructuring, and regulation of network utilities.
- Nicoletti, G. (2001): Regulation in Services: OECD Patterns and Economic Implications, in: OECD (Hrsg.), Innovation and Productivity in Services, Paris.

Nitsche R., Ockenfels, A., Röller, L.-H. und L. Wiethaus (2010): Großhandelsmärkte für Strom - Marktintegration und Wettbewerb aus deutscher Perspektive, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, Vol. 60, Nr. 3, 2010, 28-37.

NUS-Consulting (2004), 28. Weltweiter Wasservergleich, Düsseldorf 2004

NUS-Consulting (2005), 29. Weltweiter Wasservergleich, Düsseldorf 2005

NUS-Consulting (2008), 32. Weltweiter Wasservergleich, Düsseldorf 2008

Nooij, M. de und B. Baarsma (2007): An ex ante welfare analysis of the unbundling of the distribution and supply companies in the Dutch electricity sector, Discussion paper no. 52, SEO Economic Research, University of Amsterdam, Amsterdam, April 2007; <http://www.seo.nl/binaries/publicaties/discussion/2007/dp52.pdf>.

Ockenfels, A., Grimm, V. und G. Zoettl (2008): Strommarktdesign - Preisbildungsmechanismus im Auktionsverfahren für Stromstundenkontrakte an der EEX. Gutachten im Auftrag der European Energy Exchange AG zur Vorlage an die Sächsische Börsenaufsicht

Offshore-Wind (2010): <http://www.offshore-wind.de/page/index.php?id=4761> , Zugriff am 19. Juli 2010.

Ofgem [Office of Gas and Electricity Markets] (2007) Gas Distribution Price Control Review Final Proposals, abrufbar unter: <http://www.ofgem.gov.uk/NETWORKS/GASDISTR/GDPCR7-13/Documents1/final%20proposals.pdf>

Ofgem [Office of Gas and Electricity Markets] (2009) Great Britain National Report, abrufbar unter: http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/NATIONAL_REPORTS/National%20Reporting%202009/NR_En/E09_NR_UK-EN.pdf

Pacific Gas and Electric Company (2010) Gas companies, abrufbar unter: <http://www.gas-guide.org.uk/companies.html>

Pennsylvania Department of Environmental Protection (2010) Operators With Active Wells Inventory, abrufbar unter: <http://www.dep.state.pa.us/dep/deputate/minres/oilgas/reports.htm>

Pennsylvania Department of Environmental Protection (2010b)

Pennsylvania Office of Consumer Advocate (2010) Pennsylvania Natural Gas Shopping Statistics, abrufbar unter: http://www.oca.state.pa.us/Industry/Natural_Gas/gasstats/gstats0710.pdf

Pennsylvania Public Utility Commission (2009) Electric Power Outlook for Pennsylvania 2008-2013, abrufbar unter: www.puc.state.pa.us/general/publications_reports/pdf/EPO_2009.pdf

Piacenza, M. und D. Vannoni (2009): Vertical and Horizontal Economies in the Electric Utility Industry: An Integrated Approach, *Annals of Public and Cooperative Economics*, Vol. 80, No. 3, September, S. 431-450.

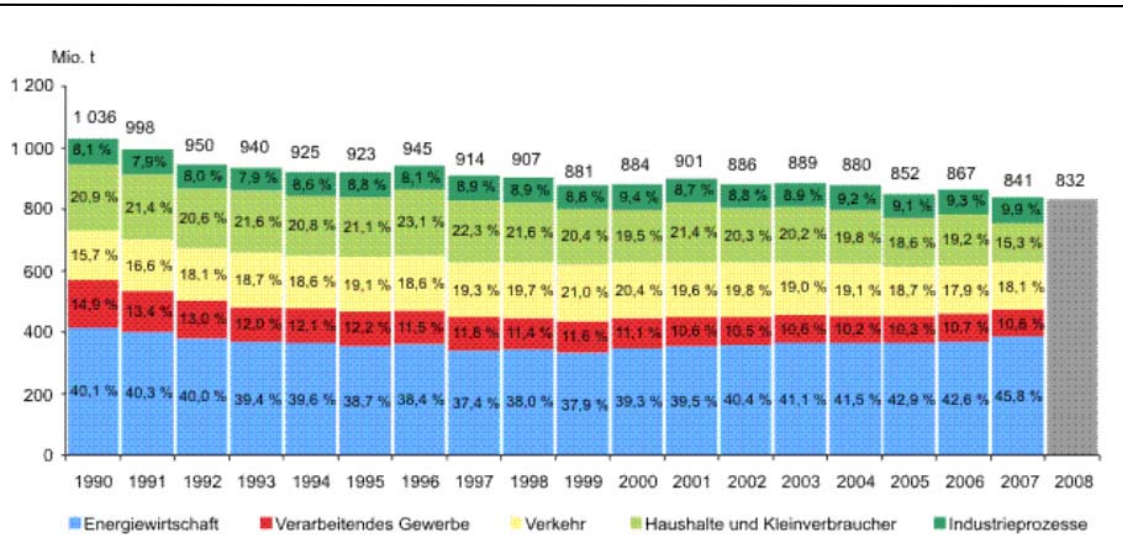
PWC (2003): Movers and Shapers 2003, Utilities – US.

- Ramesohl, S. und K. Arnold (2006): Analyse und Bewertung der Nutzungsmöglichkeiten von Biomasse, Untersuchung im Auftrag von BGW und DVGW, Band 1: Gesamtergebnisse und Schlussfolgerungen (Wuppertal Institut).
- Rogers, C., Flowers, S. and R. Miller-Bakewell (2002): German Utilities, The Long & Winding Road.
- Ross J., Thumann, M. und F. Vorholz (2006): Wo bleibt Deutschland?, in: DIE ZEIT, 27.04.2006, Nr.18.
- RTE (2008): Réseau de transport d'électricité: Statistiques de l'Energie Electrique en France, abrufbar unter: <http://fondation.rte-france.com/lang/fr/visiteurs/services/actualites.jsp?id=9295&mode=detail>
- Sagmeister S. (2009): Systemwechsel Anreizregulierung, energate-Hintergrund, 9.1.2009.
- Saint-Drenan, Y.-M., von Oehsen, A., Gerhardt, N., Sterner, M., Bofinger, S. und K. Rohrig (2009): Dynamische Simulation der Stromversorgung in Deutschland nach dem Ausbauszenario der Erneuerbaren-Energien-Branche, Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) Kassel.
- Schiffer, H.-W. (2008): Energiemarkt Deutschland, Köln 2008
- Schnitzer (2003): Privatisierung in Osteuropa: Strategien und Ergebnisse, in: Privatisierung in Osteuropa: Strategien, Entwicklungswege, Auswirkungen und Ergebnisse, Forschungsverbund Ost- und Südosteuropa, Arbeitspapier Nr. 13, März 2003.
- Scholz, F., Schuler, A. und Schwintowski, H. P. (Hrsg.): Risikomanagement der Öffentlichen Hand, Physica-Verlag Heidelberg.
- Sioshansi, F.P. und Pfaffenberger, W. (2005): Electricity Market Reform. An international Perspective.
- Southern California Gas Company (2010) Konzernübersicht, abrufbar unter: <http://www.socalgas.com/index/>
- SRU [Sachverständigenrat für Umweltfragen] (2010): 100% erneuerbare Stromversorgung bis 2050: klimaverträglich, sicher, bezahlbar, Stellungnahme Nr. 15, Mai 2010.
- Stadtwerke München (2009): 100 Prozent Ökostrom für München bis 2025 - Ist das machbar?, Presseinformation, 10. September 2009.
- TEGAZ (2010): Konzernübersicht, abrufbar unter: <http://www.tegaz.fr/tout-savoir-sur-tegaz/qui-est-tegaz>
- Trend:research (2010): Mikro-KWK, Anwenderanforderungen, Technologien, Chancen und Risiken in Deutschland, Österreich und der Schweiz, Studiennummer: 12-0182, Juni 2010.
- Trinkwassertalsperren et al. (2008), Branchenbild der deutschen Wasserwirtschaft 2008, wvgw Wirtschafts- und Verlagsgesellschaft Gas und Wasser mbH
- UBA [Umweltbundesamt] (2007): Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen 2007, Nationaler Inventarbericht, Zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990 – 2005.

- UBA [Umweltbundesamt] (2009): Energieverbrauch nach Energieträgern, abrufbar unter: <http://www.umweltbundesamt-daten-zur-umwelt.de/umweltdaten/public/theme.do;jsessionid=80094EDE933991BE0CFC19049A396D63?print=true>, abgerufen am 06.05.10.
- U.S. Census Bureau (2010) Annual Population Estimates 2000 to 2009, abrufbar unter: <http://www.census.gov/popest/states/NST-ann-est.html>
- VKU [Verband kommunaler Unternehmen e.V.] (2009) Konzessionsverträge - Handlungsoptionen für Kommunen und Stadtwerke
- von Hirschhausen, C., Weigt, H. und G. Zachmann (2007): Preisbildung und Marktmacht auf den Elektrizitätsmärkten in Deutschland, Grundlegende Mechanismen und empirische Evidenz.
- WGBU [Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung globale Umweltveränderungen] (2009): Kassensturz für den Weltklimavertrag – Der Budgetansatz, Sondergutachten, Berlin.
- WIK Consult und FhG Verbund Energie (2006): Potenziale der Informations- und Kommunikations-Technologien zur Optimierung der Energieversorgung und des Energieverbrauchs (eEnergy). Studie für das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi).
- Wissel, S., Rath-Nagel, S., Blesl, M., Fahl, U. und A. Voß. (2008): Stromerzeugungskosten im Vergleich, IER-Arbeitspapier Nr. 4, Februar 2008.
- Wissner, M. und C. Growitsch (2010): Flächendeckende Einführung von Smart Metern – Internationale Erfahrungen und Rückschlüsse für Deutschland, Zeitschrift für Energiewirtschaft, Volume 34, Number 2 / Juni 2010.
- Woo, C.-K., Lloyd, D., Tishler, A. (2003): Electricity Market Reform Failures: UK, Norway, Alberta and California, Energy Policy 31, S. 1103-1115
- Worldbank (2009), East Asia Energy Sector Assessment Quick Assessment of the Impact of the Credit Crisis on Power Sector Investments. http://www.esmap.org/filez/news/1072009121144_ESACredit_Crisis.pdf
- Wuppertalinstitut, Deutsches Institut für Luft- und Raumfahrt, Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoffforschung, Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung (2007): RECCS, strukturell-ökonomisch-ökologischer regenerativer Energietechnologien (RE) Carbon Capture and Storage, Dezember 2007.
- Yatchew, A. (2000): Scale Economies in Electricity Distribution: A semiparametric Analysis, Journal of Applied Econometrics, 15, S. 187 - 210.

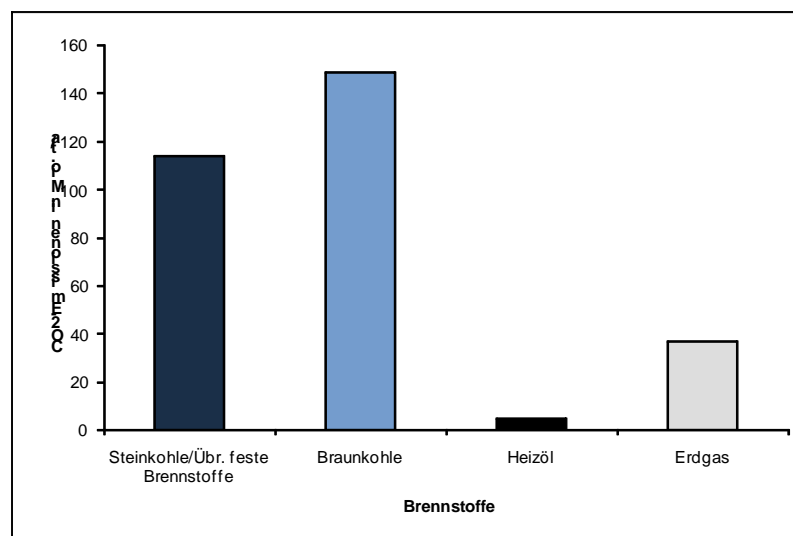
Anhang

Abbildung 0-1: Emissionen von Kohlendioxid (CO₂) in Deutschland nach Quellkategorien



Quelle: UBA.

Abbildung 0-2: Emissionen von Kohlendioxid (CO₂) in der deutschen Stromerzeugung 2008



Quelle: WIK-Consult auf Basis von UBA (2009).