

Arbeitspapier **252**

252

Heinz-J. Bontrup | Ralf-M. Marquardt

**Chancen und Risiken
der Energiewende**

Arbeitspapier 252

Heinz-J. Bontrup | Ralf-M. Marquardt

Chancen und Risiken der Energiewende

Diskussionspapier im Auftrag der Hans-Böckler-Stiftung

Prof. Dr. Heinz-J. Bontrup ist Direktor und Vorstandsmitglied des Westfälischen Energieinstituts an der Westfälischen Hochschule Gelsenkirchen, Bocholt, Recklinghausen.

Prof. Dr. Ralf-M. Marquardt ist Vorstandsmitglied des Westfälischen Energieinstituts an der Westfälischen Hochschule Gelsenkirchen, Bocholt, Recklinghausen.

Impressum

Herausgeber: Hans-Böckler-Stiftung
Mitbestimmungs-, Forschungs- und Studienförderungswerk des DGB
Hans-Böckler-Straße 39
40476 Düsseldorf
Telefon (02 11) 77 78-166
Fax (02 11) 77 78-4166
E-Mail: Marion-Weckes@boeckler.de

Redaktion: Marion Weckes, Referat Wirtschaft 3 der Abteilung Mitbestimmungsförderung

Best.-Nr.: 11252

Produktion: Setzkasten GmbH, Düsseldorf

€ 15,00

Düsseldorf, März 2012

Inhaltsverzeichnis

1	Erkenntnisinteresse	7
2	Wirtschaftliches und beschäftigungspolitisches Umfeld für Energieversorgungsunternehmen.....	9
2.1	Situation der Energieversorger und der Beschäftigten im Zuge der Liberalisierung	9
2.1.1	Struktur der deutschen Versorgungswirtschaft	9
2.1.2	Verteilungsprozess zwischen Beschäftigten, Shareholdern und Kunden ..	9
2.1.3	Ursachen der Umverteilung zugunsten der Shareholder.....	15
2.1.3.1	Unternehmensstrategie der Machtkonzentration	15
2.1.3.2	Politikversagen	17
2.1.3.3	Technologische Ursachen	18
2.2	Neues politisches und rechtliches Umfeld für die EVUs	19
2.2.1	Neuer wettbewerblicher Regulierungsrahmen	19
2.2.2	Neuer ökologischer Regulierungsrahmen	22
2.2.2.1	Zertifikatehandel.....	22
2.2.2.2	Integriertes Energie- und Klimapaket.....	22
2.2.2.3	Laufzeitverlängerung der AKWs, Brennelementesteuer und Ökofonds ..	24
2.2.2.4	Energiewende	26
2.3	Neues Marktumfeld: Chancen und Risiken für EVUs	38
2.3.1	Wettbewerb.....	38
2.3.1.2	Wettbewerbsbeitrag des Netzbetriebs	40
2.3.1.3	Wettbewerb im Großhandelsmarkt	41
2.3.1.4	Wettbewerb in der Erzeugungssparte	42
2.3.2	Kraftwerksinvestitionen	44
2.3.3	Netzbetrieb	47
2.3.4	Energiedienstleistungen und Elektromobilität	48
2.3.5	Aussichten für die Beschäftigten in der Branche.....	49
3	Diskussionsanstoß für einen holistischen Gegenentwurf	53
3.1	Versagen bisheriger Ordnungskonzepte.....	53
3.1.1	Versagen durch Marktvermachtung.....	53
3.1.2	Investives Marktversagen durch Unsicherheit	54
3.1.3	Marktversagen durch Vernachlässigen externer Effekte	55
3.1.4	Regulierter Markt als „Grenzgänger“ zur Vergesellschaftung.....	56
3.2	Vergesellschaftung der Elektrizitätswirtschaft als Alternativmodell	58
4	Literaturverzeichnis	61
	Über die Stiftung	67

Abbildungsverzeichnis

Abb. 1: Energiewirtschaftliches Dreieck.....	10
Abb. 2: Beschäftigungsentwicklung	11
Abb. 3: Produktivitätsentwicklung.....	12
Abb. 4: Personalkosten je Beschäftigten.....	12
Abb. 5: Strompreisentwicklung in Deutschland.....	13
Abb. 6: Gewinnentwicklung	14
Abb. 7: EEG-Zulage	31
Abb. 8: Einspeisevergütung nach EE-Trägern	32
Abb. 9: Modell einer Vergesellschaftung.....	59

1 Erkenntnisinteresse

Nach der Liberalisierung der Energiewirtschaft im Jahr 1998 steht die Branche hierzulande vor einer weiteren Zäsur. Im Angesicht der Atomkatastrophe von Fukushima nahm die Bundesregierung im Sommer 2011 in einer ungewöhnlichen politischen Kehrtwende ihren kurz zuvor noch verabschiedeten Beschluss zur Verlängerung der AKW-Laufzeiten zurück und läutete den grundlegenden Umbau der deutschen Energieversorgung ein.

Zentrale Bausteine dieser „Energiewende“ sind der gegenüber dem ursprünglichen Zeitplan sogar noch beschleunigte Ausstieg aus der Atomkraft, ein dynamischerer Ausbau der Erneuerbaren Energien (EE) und der Kraft-Wärme-Koppelung (KWK) in Verbindung mit dem dafür notwendigen Netzausbau sowie erhöhte Anstrengungen bei der Mobilisierung von Energieeffizienz (vgl. Kap. 2.2.2.4).

Die damit verbundenen Einschnitte werden die Versorgungslandschaft in ihrer bisherigen Form grundsätzlich ändern. Diese Änderungen können aber nur auf dem Hintergrund des ohnehin schon angelegten strukturellen Wandlungsprozesses (vgl. Kap. 2.2) in ihrer Wirkung nachvollzogen werden. Dabei werden die neuen Rahmenbedingungen auch nachhaltige negative Beschäftigungseffekte auslösen. So kündigte der E.ON-Vorstandsvorsitzende Johannes Teysen an, in Anbetracht der Veränderungen von den derzeit rund 80.000 Stellen im Konzern bis zu 11.000 zu streichen. Auch RWE beabsichtigt, sich von 8.000 Mitarbeitern und Mitarbeiterinnen zu trennen. Nachdem EnBW im ersten Halbjahr 2011 drastische Verluste eingefahren hatte, steht hier ebenfalls ein verschärfter Sparkurs auf der Agenda. Die Steag will 200 von derzeit rund 5.000 Stellen wegfallen lassen.

Das vorliegende *Diskussionspapier* zeichnet mit Blick auf die Beschäftigten- und die Unternehmenssituation die Branchenentwicklung seit der Liberalisierung 1998 nach, stellt zudem neuere Entwicklungstrends heraus, auf denen die „Energiewende“ aufsetzt, und wägt überdies die Chancen und Risiken im Zusammenhang mit der energiepolitischen Neuausrichtung ab (vgl. Kap. 2.3).

Auf der Mesoebene widmet sich das Kapitel 3 der Frage, wie in der *Branche als Ganzes* mit den Herausforderungen des Marktversagens umgegangen werden kann und welche ordnungspolitischen Alternativen möglich sind.

Die Arbeit ist von vornherein als *Diskussionspapier* konzipiert. Sie kann daher für die wirtschaftspolitische und unternehmensinterne Diskussion nur erste *vorläufige Befunde* abbilden und den zu vertiefenden Analysebedarf aufzeigen.

2 Wirtschaftliches und beschäftigungspolitisches Umfeld für Energieversorgungsunternehmen

2.1 Situation der Energieversorger und der Beschäftigten im Zuge der Liberalisierung

2.1.1 Struktur der deutschen Versorgungswirtschaft

Die nachfolgenden Befunde stützen sich weitgehend auf eine bereits vorhandene Datenbasis. Die Daten stammen – soweit nicht anders ausgewiesen - aus der offiziellen Statistik des Statistischen Bundesamtes und reflektieren mit dem Jahr 2008 den zeitlich immer deutlich hinterherlaufenden Erhebungsstand vom Sommer 2011. Inzwischen wurden neue Daten für das Jahr 2009 veröffentlicht. Angesichts des engen Bearbeitungszeitrahmens konnten diese Daten jedoch noch nicht in die Analyse mit einfließen.

Im Jahr 2008 waren 221.450 Menschen in der Energie- und 41.129 Menschen in der Wasserversorgung beschäftigt. Innerhalb der Energiesparte und damit insgesamt dominiert, sowohl gemessen an der Beschäftigtenzahl (74 %) als auch an der Wertschöpfung (64 %), der Bereich der Elektrizitätsversorgung.¹

Das Diskussionspapier konzentriert sich daher stark auf die Daten und die Situation in der *Sparte der Elektrizitätswirtschaft*. Eine gesonderte Untersuchung der anderen Sparten bliebe ebenfalls einem detaillierten Anschlussgutachten vorbehalten.

2.1.2 Verteilungsprozess zwischen Beschäftigten, Shareholdern und Kunden

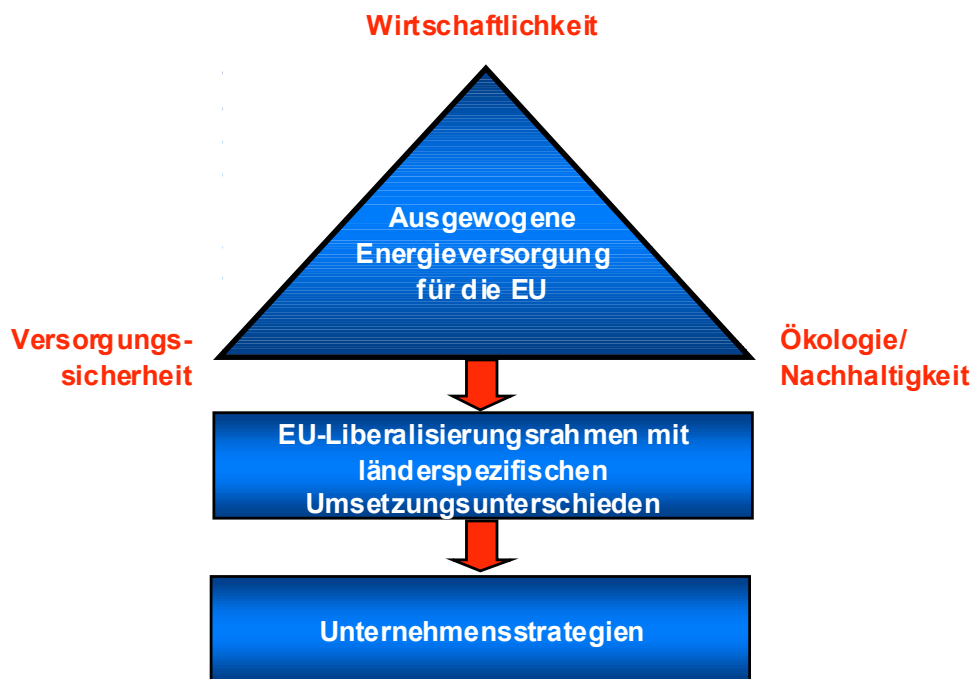
Angestoßen durch den EU-weiten Liberalisierungsprozess wurden im Jahr 1998 auch in Deutschland die Energiemärkte durch eine Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) geöffnet.² Die Liberalisierung sollte dazu beitragen, das im energiewirtschaftlichen Dreieck beschriebene Leitbild der europäischen Energiepolitik zu verwirklichen (vgl. *Abb. 1*). Demnach sollte die Öffnung für den Wettbewerb zu mehr *Wirtschaftlichkeit* in der Energiebranche führen und zugleich eine *sichere* sowie

¹ Entsprechend der offiziellen Statistik wurden hier genau genommen Unternehmen mit dem *Schwerpunkt Elektrizitätsversorgung* ausgewertet. Das Statistische Bundesamt weist ausdrücklich darauf hin, dass bei einem Teil der (Elektrizitäts-)Unternehmen (nicht bei allen!) Korrekturen vorgenommen werden; und zwar dahingehend, dass die fachlichen Betriebsteile „Gas“, „Fernwärme“ und „Wasser“ anderen Versorgungsbereichen zugeordnet werden.

² Vgl. zu den nachfolgenden Ausführungen in Kap. 2 insbesondere Bontrup, H.-J., Marquardt, R.-M., *Kritisches Handbuch der deutschen Elektrizitätswirtschaft*, Hg. Hans-Böckler-Stiftung, 2. Aufl., Berlin 2011 und Marquardt, R.-M., *The Distribution of Productivity Gains in Germany's Electricity Markets*, Presentation at the 34th IAEE International Conference in Stockholm on June, 20th, 2011.

nachhaltige Versorgung gewährleisten. Dabei wurde der rechtliche Rahmen durch die EU-Kommission in einer Richtlinie gemeinschaftsweit abgesteckt und innerhalb der verbliebenen Freiräume von den Mitgliedstaaten teilweise unterschiedlich gestaltet. Aufbauend auf diesen Vorgaben entwickelten die Energieversorgungsunternehmen (EVUs) unter Berücksichtigung der länderspezifischen Marktbesonderheiten ihre Unternehmensstrategien.

Abb. 1: Energiewirtschaftliches Dreieck



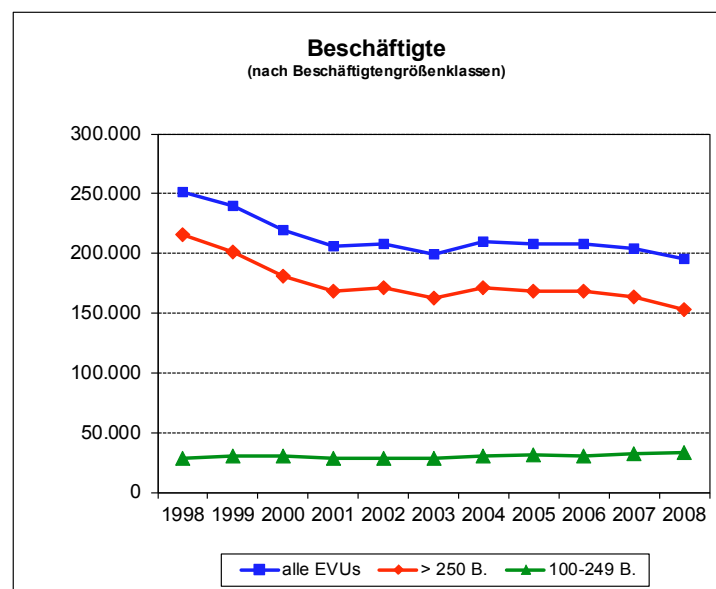
Das Hauptinteresse galt zunächst dem *Wirtschaftlichkeitsziel*. Der Wettbewerb sollte neuen Schwung in die Branche bringen, Ineffizienzen beseitigen, indem intern die Produktivität und damit auch die Verteilungsmasse steigen. Der Effizienzgewinn sollte dann über den Konkurrenzkampf an die Abnehmer und hier vor allem an die Industrie durch fallende Strom- und Gaspreise weitergereicht werden, damit die internationale Wettbewerbsfähigkeit Deutschlands gestärkt wird.

Rückblickend ist festzuhalten, dass die Realität die teils recht hoffnungsvollen Erwartungen widerlegte: Die Marktöffnung erzeugte unter den bis dato durch regulierte Gebietsmonopole abgeschirmten Anbietern *Anpassungszwänge*. Dabei instrumentalisierte das Management den drohenden Wettbewerb intern für Rationalisierungsmaßnahmen nach dem Credo „die fetten Jahre seien vorbei und es gelte nun für alle, den Gürtel enger zu schnallen“.

Durch das Verdichten der Arbeit, Umorganisation, Outsourcen zu in der Regel schlechteren Konditionen, Frühverrentung, verstärktes Ausweichen auf Leiharbeit, eine Kon-

zentration auf das Kerngeschäft, aber auch durch technologische Verbesserungen insbesondere in der bis dato maroden ostdeutschen Energieversorgungslandschaft resultierte ein drastischer Arbeitsplatzabbau in der Branche.³ In der Sparte der Elektrizitätswirtschaft ging die Zahl der Beschäftigten von 1998 bis 2008 von rund 252.000 um fast 57.000 zurück (vgl. *Abb. 2*). Zu bedenken ist dabei, dass es bereits in Vorbereitung auf die lange angekündigte Liberalisierung zwischen 1992 und 1998 einen Rückgang von knapp 39.000 Beschäftigten gab. Über den Zeitraum von 1992 bis 2008 wurden so – nicht nur, aber auch wegen der Liberalisierung – etwa drei von zehn Arbeitsplätzen zumeist ohne betriebsbedingte Kündigungen abgebaut.

Abb. 2: Beschäftigungsentwicklung



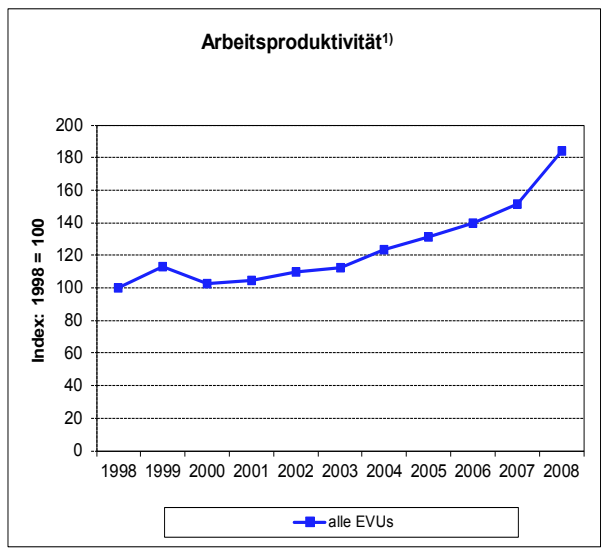
Quelle: Statistisches Bundesamt und eigene Berechnungen

Zugleich sorgten immer weniger Beschäftigte für eine deutlich steigende *Bruttowertschöpfung*. In Kombination dieser beiden Entwicklungen ergibt sich im Beobachtungszeitraum ein *Anstieg der Arbeitsproduktivität* von 84 % (vgl. *Abb. 3*). Ein Teil des Leistungsanstiegs wurde an die noch in der Branche Beschäftigten weitergereicht. Gemessen an der Produktivitätsdynamik pro Beschäftigten blieben aber die *Personalkosten*⁴ pro Mitarbeiter/in mit einem Plus von 27 % deutlich zurück (vgl. *Abb. 4*).

³ Je nach Ursache sind damit die Arbeitsplätze nicht gesamtwirtschaftlich weggefallen.

⁴ In Relation zur Bruttowertschöpfung ohne Umsatzsteuer haben sie einen Anteil von rund 30 %.

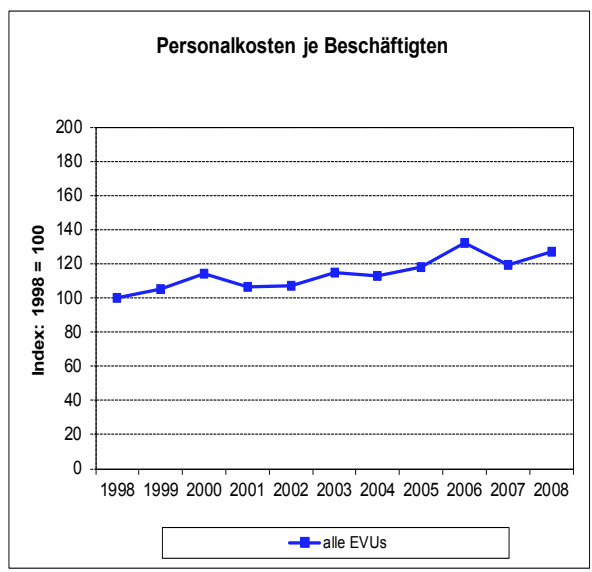
Abb. 3: Produktivitätsentwicklung



¹) Bruttowertschöpfung ohne USt. je Beschäftigten

Quelle: Statistisches Bundesamt und eigene Berechnungen

Abb. 4: Personalkosten je Beschäftigten



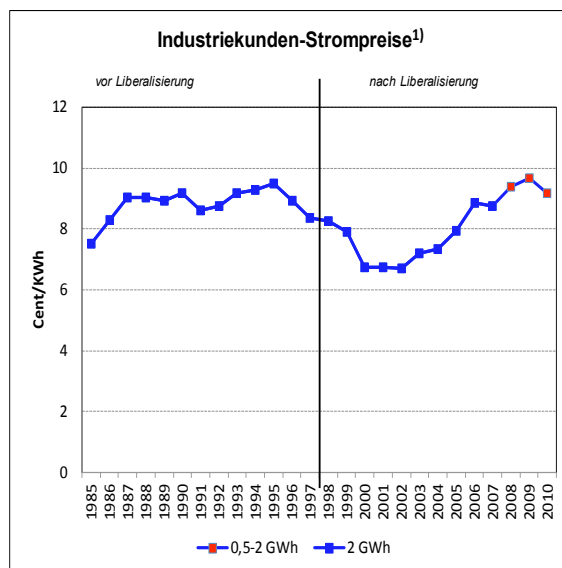
Quelle: Statistisches Bundesamt und eigene Berechnungen

Bezogen auf die unmittelbare Zielsetzung der Politik, die Wirtschaftlichkeit in der Branche zu fördern, war die Liberalisierung somit zwar vordergründig erfolgreich, wenngleich *auf Kosten von Arbeitsplätzen* und zum Teil erkauft mit deutlich *verschlechterten Arbeitsbedingungen*. Dennoch hat die Liberalisierung auf dieser Zielebene bislang versagt, da die erhöhte Wirtschaftlichkeit nicht als Selbstzweck angestrebt wurde, sondern letztlich den Kunden zu Gute kommen sollte. *Der Großteil der*

Effizienzgewinne ist aber nicht nur den Arbeitern/innen sondern auch den Abnehmern vorenthalten worden.

Letzteres zeigt sich mit Blick auf die *Strompreisentwicklung*. Innerhalb der EU rangieren die deutschen Strompreise sowohl für Haushalts- als auch für Industriekunden weiterhin am oberen Rand. Und auch in der Preisdynamik bleiben die Ergebnisse der Liberalisierung enttäuschend (vgl. *Abb. 5*). Bereinigt um die preistreibende Wirkung von Steuern gab es nur eine kurze Phase nachlassender Preise. Ungeachtet der immensen Produktivitätsgewinne zogen die Preise anschließend ab 2001 wieder deutlich an. Für Industriekunden lagen die Preise 2008 um rund 9 % über den Preisen von 1998. Sie erreichten damit ein Niveau, das mit dem der Vorliberalisierungsphase vergleichbar ist. Erst 2010 war im Zuge des Konjunkturerinbruchs durch die Finanzmarktkrise auch ein Preisrückgang zu verzeichnen.

Abb. 5: Strompreisentwicklung in Deutschland

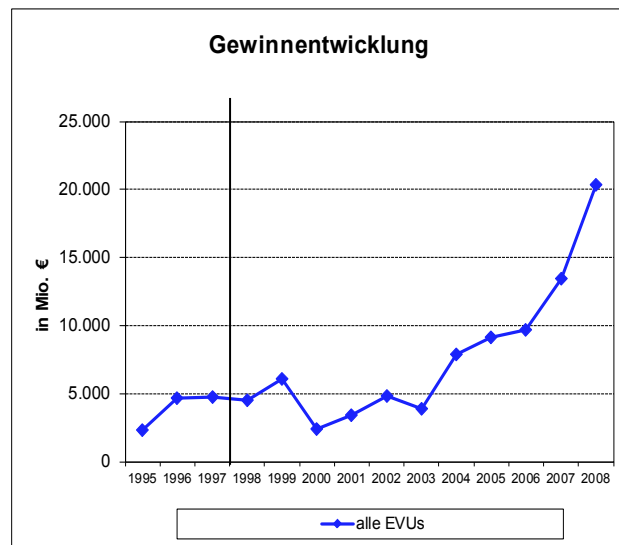


1) ohne Steuern, Jahersdurchschnitte, Methodischer Bruch ab 2007

Quelle: Eurostat

Zwar lässt sich die beobachtete Preisentwicklung auch durch höhere *Gestehungskosten der Primärenergieträger* erklären. Wenn diese Kosten jedoch nur neutral in die Preise weitergereicht worden wären, hätte es nicht zu der in *Abb. 6* dargestellten *Gewinnexplosion bei den Stromanbietern* kommen können. Von 1998 bis 2008 haben sich die Gewinne mehr als vervierfacht.

Abb. 6: Gewinnentwicklung



Quelle: Statistisches Bundesamt und eigene, teils mit geringer Fehlermarge geschätzte Berechnungen

Nun handelt es sich bei der Energiebranche um eine *investitionsintensive Branche* mit langen Investitionszyklen. Insofern sind solche Gewinnzuwächse dann nicht per se moralisch zu beanstanden, wenn sie anschließend zur Finanzierung von Sachinvestitionen benötigt werden. Aber auch hier sind erhebliche Zweifel an der Tragfähigkeit des Argumentes angebracht. Erstens hatten gerade die branchendominierenden großen Unternehmen für ihre Investitionen einen hervorragenden Zugang zum Kapitalmarkt, den sie in der Vergangenheit auch rege zur Fremdfinanzierung ihrer Investitionen genutzt haben. Zweitens hielten sie sich seit der Liberalisierung gegenüber *Sachinvestitionen* zurück. Dies deutet darauf hin, dass die Gewinne eben nicht primär der Investitionsfinanzierung zugeführt wurden, sondern vorrangig für *Beteiligungen und Aufkäufe*, für andere *Finanzinvestitionen* oder *Ausschüttungen an die Shareholder* eingesetzt wurden. Letzteres trifft nicht nur auf die Großkonzerne zu, sondern sicherlich auch auf die *Stadtwerke*, bei denen sich mit Blick auf die klammen Kommunalhaushalte mittlerweile ebenfalls eine Gewinnanspruchsmentalität der Kämmerer breit gemacht hat. Zumeist werden die Gewinne dort aber zur Quersubventionierung (insbesondere für den ÖPNV) eingesetzt und fließen so zumindest wieder an die Bürger vor Ort zurück.

Die Daten lassen damit im Rückblick folgendes *Fazit* zu: Der drohende Wettbewerb in Verbindung mit erheblichen Regulierungsdefiziten (vgl. Kap. 2.1.3.2) wurde intern zu massiven Produktivitätssteigerungen instrumentalisiert. Die dadurch entstehende Verteilungsmasse ist nur in bescheidenem Umfang an die Beschäftigten weiter gereicht worden. In Verbindung mit einem Unterlaufen des Wettbewerbs durch *Marktmachtbildung* (vgl. Kap. 2.1.3.1) kamen aber auch die Verbraucher nicht in den Genuss der Effizienzgewinne. Sie wurden primär an die Shareholder verteilt.

2.1.3 Ursachen der Umverteilung zugunsten der Shareholder

Die Tatsache, dass die Produktivitätsfortschritte entgegen der eigentlichen politischen Intention allenfalls vorübergehend und dann auch nur sehr unzureichend an die Nachfrager weitergereicht wurden, lässt sich erstens durch die strategische Reaktion der ehemals neun Verbundmonopolisten, zweitens durch politisches Versagen und drittens durch technologische Rahmenbedingungen erklären.

2.1.3.1 Unternehmensstrategie der Machtkonzentration

Auf Seiten der Energieversorgungsunternehmen (EVUs) sorgte der drohende Wettbewerb schnell für eine Machtkonzentration, deren Aufbau zudem durch die Ausgangsstrukturen im Markt mit wenigen großen stromerzeugenden und vielen kleinen Anbietern ohne eigene Erzeugungskapazitäten begünstigt wurde. Die Dominanz wurde einerseits herbeigeführt durch das Fusionieren der neun Verbundmonopolisten kurz nach dem Beginn der Liberalisierung zu den „Big-4“ bestehend aus E.ON, RWE, Vattenfall und EnBW, wobei unter ihnen wiederum den Marktführern E.ON und RWE im sogenannten „Eschwege-Urteil“ des Bundesgerichtshofes aus dem Jahr 2008 der Status eines gemeinsam „marktbeherrschenden Duopols“ zugesprochen wurde.

Ihre Vorherrschaft gründet sich vorrangig auf ihre herausragende Stellung in der Erzeugungssparte und setzt damit am Beginn der Wertschöpfungskette an. „Insgesamt betrug dabei der Anteil der vier Verbundunternehmen an der Nettostromerzeugung 86 % im Jahr 2003 und 89 % im Jahr 2004.“⁵ Nach der jüngsten Sektoruntersuchung des Bundeskartellamtes hat die Bedeutung der „Big-4“ sowohl gemessen an den Erzeugungskapazitäten als auch an der Stromeinspeisung zwar auf 80 % abgenommen. Dennoch bleibt die Behörde bei der Einschätzung, „dass sich auf dem deutschen Erstabatzmarkt mindestens drei, wahrscheinlich sogar vier Unternehmen in einer Position befinden, die es ihnen ermöglicht, sich in einem nennenswerten Umfang unabhängig von ihren Wettbewerbern, Abnehmern und schließlich gegenüber den Verbrauchern zu verhalten und dadurch den Wettbewerb auf dem Erstabatzmarkt zu beeinträchtigen“.⁶ Zumindest E.ON, RWE und Vattenfall verfügten dabei sogar „individuell über eine marktbeherrschende Stellung“.⁷

Allerdings konnte bislang keinem der „Big-4“ ein *Gesetzesverstoß* rechtskräftig nachgewiesen werden. Das Verfahren der EU-Kommission gegen E.ON, RWE und Vattenfall wegen des Verdachts der missbräuchlichen Verknappung von Erzeugungskapazi-

5 Bundesregierung der Bundesrepublik Deutschland (2009), Antwort der Bundesregierung auf die Kleine Anfrage der Abgeordneten Bärbel Höhn, Hans-Josef Fell, Kerstin Andreae, weiterer Abgeordneter und der Fraktion Bündnis 90/Die Grünen, Deutscher Bundestag, (Hrsg.), Drucksache 16/11538 vom 05.01.2009, S. 2.

6 Bundeskartellamt, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel, Januar 2011, S. 8.

7 Bundeskartellamt, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel, Januar 2011, S. 9.

täten wurde eingestellt und endete nur für E.ON mit einem Vergleich, bei dem sich der Konzern von 5 GW an Erzeugungskapazitäten trennen musste.⁸ Auch die Sektoruntersuchung des Kartellamtes erbrachte keine endgültigen Beweise für einen Missbrauch. Angesichts der methodischen Schwierigkeiten, einen solchen Nachweis zu erbringen, erteilte die Behörde den Konzernen aber keine Absolution, sondern wies stattdessen ausdrücklich auf weiteren, idealerweise durch eine ständige operierende Markttransparenzstelle zu befriedigenden Untersuchungsbedarf hin: „Vor dem Hintergrund, dass [...] einige Erzeugungsunternehmen [...] sowohl einen Anreiz als auch die Fähigkeit haben, den Strompreis maßgeblich zu beeinflussen, erscheint es [...] angezeigt, in Zukunft im Rahmen einer fortlaufenden wettbewerblichen Kontrolle insoweit vertiefte Analysen vorzunehmen.“⁹

Andererseits stärkten die „Big-4“ ihre Macht durch *Stadtwerkebeteiligungen*. So hielten die vier Großunternehmen bis zu 312 Beteiligungen, allein auf E.ON und RWE entfielen bis zu 204 teilweise gemeinsame Beteiligungen. Hierdurch konnte über die abgestellten Aufsichtsräte die potenzielle Konkurrenz kontrolliert, Einfluss zur Sicherung von Absatzmärkten geltend gemacht und obendrein eine Rendite abgeschöpft werden, die dann an anderer Stelle wieder zum Machtaufbau reinvestiert werden konnte.

Hinzu kommt, dass die „Big-4“ alle vier Wertschöpfungsstufen – Erzeugung, Handel, Verteilung und Vertrieb – innerhalb eines Konzerns vertikal integrieren konnten und dass es Indizien dafür gibt, dass sie, solange dies möglich war, auch versucht haben, die einzelnen Sparten konzernstrategisch einzusetzen. Insbesondere wurde der *Netzbetrieb* zur Abschottung vor Konkurrenz instrumentalisiert.

Auch im Vertrieb, in dem die Marktstrukturen mittlerweile durch eine Vielzahl von Anbietern geprägt sind, haben sich zumindest drei der „Big-4“ nicht gerade beeilt, um in den bundesdeutschen Wettbewerb einzutreten, was sicherlich auch begünstigt wurde durch eine hohe Wechsellethargie bei den Kunden. Zwar verfügte EnBW mit Yello-Strom bereits 1998 über einen bundesweit operierenden Billigstromanbieter. RWE und E.ON zogen im Strom- und Gasgeschäft mit „Eprimo“ bzw. mit „E-wie-einfach“ erst in 2007 und Vattenfall mit „Easy-Strom“ erst in 2008 nach.

8 Vgl. Bundeskartellamt, Sektoruntersuchung Stromerzeugung, Stromgroßhandel, Bonn, Januar 2011, S. 2.
9 ebenda, S. 13. In einem von den „Grünen“ in Auftrag gegebenen Kurzgutachten wird der Wettbewerbsbehörde sogar unterstellt, dass sie aus Personalmangel zu leicht geprüft habe und sich insbesondere zu leichtfertig auf die Angaben der Betreiber verlassen hätten, dass es in der Vergangenheit zwingende Gründe für die preistreibende Kapazitätszurückhaltung von Kraftwerken gegeben habe. (Vgl. Wirtschaftswoche, Stromkonzerne sollen Preise manipuliert haben, 7.11.2011.) Hintergrund ist, dass das Kartellamt die Angaben mit einem Modell zwar überprüft und dabei auch vereinzelt Indizien für eine Manipulation gefunden hat. Jedoch hielt das Kartellamt diese Befunde auf der Grundlage eines nur eingeschränkten Modells nach dem Motto „in dubio pro reo“ für nicht ausreichend.

2.1.3.2 Politikversagen

Im Kern bestand das Politikversagen darin, die Liberalisierung zunächst mit einer überaus naiven *Laissez-faire-Politik* begleitet und erst zu spät die Notwendigkeit erkannt zu haben, die Marktöffnung angesichts des absehbaren Marktversagens durch eine wirkungsvollere Regulierung ergänzen zu müssen.

Dem Machtaufbau durch Fusionen und Beteiligungen musste das Kartellamt lange Zeit tatenlos zusehen, da die Politik die Verhinderungsschwellen im Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen (GWB) übermäßig hoch gelegt hat. Erst vergleichsweise spät, im Grunde genommen nachdem sie ihre Macht bereits etabliert hatten, wurden für die Duopolisten die nationalen Expansionsspielräume im Rahmen des Gesetzes immer enger. Dabei mahnten in Deutschland die Mühlen der Justiz recht lange: Das „Eschwege-Urteil“ des BGH, wonach E.ON die Verbindung mit den Stadtwerken Eschwege aufgrund der Marktmacht endgültig untersagt wurde, kam Ende November 2008 und damit erst fünf Jahre nach der gleich lautenden Entscheidung des Bundeskartellamtes zustande.

Im Zusammenhang mit der Fusion von E.ON und *Ruhrgas* hat die Politik sogar selbst einen aktiven Part bei der Konzentration gespielt. Das Kartellamt hatte diese Fusion mit Blick auf die Gefahr einer beherrschenden Stellung im Markt der Gasversorgung und einer Stärkung der Macht im Stromsektor zuvor noch untersagt. Eine *Ministererlaubnis*, die aufgrund der personellen Verflechtungen der Entscheidungsträger heftig umstritten war, genehmigte letztlich den Vollzug, wenn auch mit Auflagen.

Darüber hinaus hat es die Politik bislang versäumt, die Möglichkeit einer *nachträglichen Zerschlagung von übermächtigen Unternehmen*, wie sie beispielsweise im amerikanischen Anti-Trust-Gesetz vorgesehen ist, in das GWB aufzunehmen. Zwar hatte der ehemalige Bundeswirtschaftsminister Brüderle (FDP) insbesondere auch im Hinblick auf die „Big-4“ einen entsprechenden Gesetzesentwurf angekündigt, dieser ist aber zwischenzeitlich wieder in der Versenkung verschwunden.

Zudem war – losgelöst von der Fusions- und Beteiligungsthematik – der strategische Bewegungsspielraum im Rahmen der Gesetze zunächst viel zu großzügig angelegt. Ursächlich war ein – obendrein auch noch falsch verstandenes – neoliberales Paradigma, wonach sich der Staat aus dem Marktgeschehen raushalten und den Marktakteuren zugleich möglichst viel Freiraum geben sollte: Deutschland öffnete als eines der ersten EU-Länder die Energiemärkte, beschritt dabei aber den „*deutschen Sonderweg*“, indem es lange Zeit als einziges Land auf eine *Regulierungsbehörde* verzichtete. Stattdessen baute die Politik in Form einer vollkommen untauglichen „*Verbändervereinbarung*“ auf eine „Selbstregulierung“ der Akteure, die letztlich das Ausnutzen der in einem EVU integrierten Wertschöpfungsketten zum Machtaufbau begünstigte.

Dabei hätte selbst der deutsche Ordoliberalismus heftigste Bedenken gegenüber einem solchen Laissez-faire gehabt, zumal in vermachteten Märkten. Viel zu spät hat hier eine geradezu blauäugige und mit starkem Lobbyismus konfrontierte Politik ihre Lektion gelernt (vgl. Kap. 2.2.1): *wenn schon Liberalisierung, dann mit scharfen wettbewerbskonstituierenden und wettbewerbssichernden Spielregeln! Liberalisierung braucht Regulierung!*

Hinzu kam ein dilettantischer Politikfehler, der insbesondere den „Big-4“ Schätzungen zufolge Gewinne im zweistelligen Milliardenbereich bescherte. Für die zweite Handelsperiode des *Emissionshandels* von 2008 bis 2012 wurde den EVUs ein Großteil der CO₂-Zertifikate geschenkt. Dennoch haben die Konzerne die Börsenpreise für die Zertifikate mit dem Opportunitätskostenargument eingepreist und so riesige „windfall-profits“ erzielt, mit denen ihre Wettbewerbsposition wiederum gestärkt wurde.

2.1.3.3 Technologische Ursachen

Die zentrale Stellschraube für den Machtaufbau der „Big-4“ liegt weiterhin im Erzeugungsbereich, also am Anfang der Wertschöpfungskette.

Hier hätte eine verstärkte Einbindung des deutschen Marktes in einen europäischen Binnenmarkt über die Auslandskonkurrenz eine Belebung bewirken können. Dazu fehlten jedoch die technologischen Voraussetzungen. Engpässe an den *Grenzkuppelstellen des Netzes* schotteten den deutschen Markt stark ab, wobei die Netzbetreiber mit Blick auf ihre Integration in den Konzern selbst wenige Anreize hatten, die Engpässe schnell zu beseitigen.

Hinzu kamen hohe *Markteintrittsschwellen* für neue nationale Stromerzeuger. Dies hat mit dem Wechsel hin zu einem neuen Investitionsparadigma zu tun. Vor der Liberalisierung garantierten die Gebietsmonopole, dass selbst die Folgekosten von nachträglich ineffizienten Investitionen in die Preise weitergewälzt werden konnten, ohne den Verlust von Kunden befürchten zu müssen. Dies begünstigt die Investitionsbereitschaft, verringert aber das Streben nach effizienten Investitionslösungen.

Nach der Liberalisierung müssen sich, abgesehen von den EE-Anlagen (vgl. Kap. 2.2.1), die Investitionen im Markt gegenüber der Konkurrenz „rechnen“, da ansonsten die Abnehmer beim Versuch der Kostenüberwälzung den Anbieter wechseln. Dabei erweist sich aber die Renditekalkulation in der Branche wegen langer Planungs- und Amortisationszeiten, der oftmals hohen Investitionssummen, starker wechselseitiger Investitionsabhängigkeiten, z.B. zwischen Netz- und Kraftwerksinvestitionen, längerfristig schlecht kalkulierbarer Primärbrennstoff- und CO₂-Zertifikatepreise und der Ausbauwiderstände der Bevölkerung als überaus schwierig. Ferner hat die Politik mit ihrem „hin-und-her“ hinsichtlich des AKW-Ausstiegs nicht gerade zu mehr Planungssicherheit beigetragen und so neue Anbieter davon abgehalten, den „Big-4“ eine ausreichende Erzeugungskonkurrenz zu bieten.

2.2 Neues politisches und rechtliches Umfeld für die EVUs

2.2.1 Neuer wettbewerblicher Regulierungsrahmen

Die Erfahrungen mit der Liberalisierung waren enttäuschend und zwangen die Politik zu einem Umdenken. So sah sich die EU-Kommission im Jahr 2003 veranlasst, zur Belebung des Wettbewerbs die *Beschleunigungsrichtlinie* zu verabschieden. Mit Blick auf die vertikale Integration von Wertschöpfungsprozessen in den EVUs wurde seitdem eine schärfere Trennung vorgesehen und nur noch ein gesellschafts- oder eigentumsrechtliches Unbundling zugelassen. Ferner wurde die Schaffung einer Regulierungsbehörde ebenso verbindlich vorgeschrieben wie ein regulierter statt eines verhandelten Netzzugangs. Der *deutsche Sonderweg* wurde so schonungslos als untauglich „abgewatscht“.

Auf dieser Basis *regulierte* die Bundesregierung in Deutschland mit der zweiten Novelle des *Energiewirtschaftsgesetzes von 2005* und mit den damit verbundenen Begleitverordnungen *die Branche nach*. Dabei wurden insbesondere

- der Zuständigkeitsbereich der *Bundesnetzagentur* auf die Elektrizitätswirtschaft und Gaswirtschaft ausgedehnt,
- die *Gestaltung der Netzentgelte* reguliert,
- die *gesellschaftsrechtliche Entflechtung* (sog. „*Legal Unbundling*“) integrierter Energieunternehmen mit einer rechtlichen Trennung des Strom- und Gasnetzbetriebs von den Bereichen Erzeugung, Handel und Vertrieb verbindlich bis Mitte 2007 für größere Energieversorger forciert,
- der *Anbieterwechsel* für Haushaltskunden erleichtert,
- der *diskriminierungsfreie Anschluss* neuer Kraftwerke ans Netz garantiert und beschleunigt
- sowie die zunächst bis 2012 befristete Anwendung des *Missbrauchstatbestandes* auf die Energiewirtschaft im Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen (GWB) verschärft.¹⁰

Hinsichtlich der *Netzentgeltgestaltung* für die Übertragungs- und Verteilungsnetze vollzog sich dabei ein grundlegender Wechsel.¹¹ In einem Zwischenstadium mussten

10 Die 2008 eingeleitete Verschärfung des GWB im § 29 nahm allerdings explizit den Netzbetrieb aus, da dieser ja bereits durch die Anreizregulierung ausgesteuert wird. Zudem wird die Tauglichkeit der Regelung teilweise bestritten. Die Monopolkommission hält sie nach wie vor für untauglich und empfiehlt, sie nicht über 2012 hinaus zu verlängern. Vgl. Monopolkommission, Monopolkommission, Energie 2011: Wettbewerbsentwicklung mit Licht und Schatten, Sondergutachten 59, Bonn, 2011, S. 12 f.

11 Vgl. Bontrup, H.-J., Marquardt, R.M., Anreizregulierung in der Elektrizitätswirtschaft, in: WiSt, Heft 12, 2010, S. 587 – 592 und Bontrup, H.-J., Marquardt, R.-M., Stellungnahme zum Antrag der Fraktion Die Linke „Überführung der Übertragungsnetze in Landeseigentum; Prüfung eines Kaufangebotes durch die Landesregierung“, Landtag Nordrhein-Westfalen, Drucksache 15/466, auf: <http://www.landtag.nrw.de/portal/WWW/dokumentenarchiv/Dokument/MMST15-331.pdf>, 2011.

sich die Netzbetreiber bis Ende 2008 ihre Preise in zwei Genehmigungsrounden von der Regulierungsbehörde bewilligen lassen. Dabei handelte es sich um eine *Kostenregulierung*. Inklusive kalkulatorischer Gewinnbestandteile durften Kosten hier nur in dem Umfang eingepreist werden, in dem sie sich auch in einem wettbewerblichen Markt einstellen würden. In der ersten Genehmigungsrunde des Jahres 2006 bzw. 2007 kam es dabei im Zuständigkeitsbereich der Bundesnetzagentur zu einer *Senkung der Entgelte um ca. 13 %* gegenüber den ursprünglichen Anträgen.¹² In der zweiten Genehmigungsrunde von 2008, in der kleinere Netzbetreiber bei unveränderten Kosten eine Verlängerung des ersten Bescheids beantragen konnten, ergab sich gegenüber der ersten Runde nochmals eine durchschnittliche *Kürzung von 5 %*.¹³

Seit Anfang 2009 gilt nun die *Anreizregulierungsverordnung* (ARegV). In dieser überaus komplizierten Rechtsgrundlage werden die Entgelte für den Zugang zu den Energieversorgungsnetzen in Form eines „*Revenue Caps*“ mit dem Ziel bestimmt, Effizienzpotenziale durch Entkoppelung der Erlöse von den Kosten zu erschließen. Zunächst sind zwei fünfjährige Regulierungsperioden – von Anfang 2009 bis Ende 2013 und von Anfang 2014 bis Ende 2018 – vorgesehen. Weitere Regulierungsphasen sollen sich anschließen, ohne dass deren Ausgestaltung derzeit schon präzisiert ist.

Im Kern ergeben sich die Erlös-Obergrenzen aus dem Netzbetrieb nun nicht mehr aus einem genehmigten Gewinnaufschlag auf die Kosten. Um zu vermeiden, dass die automatischen Überwälzungsmöglichkeiten zu einem *Kostenschlendrian* führen, und um aktive Einsparanreize zu geben, werden – ausgehend von den geprüften Kosten des jeweiligen Basisjahres – vor Beginn einer Regulierungsperiode für die Netzbetreiber *individuelle Erlösbergrenzen* für jedes Jahr der Regulierungsperiode vorgegeben. Diese orientieren sich an einem *angestrebten Pfad* für die Kosten, der den Abbau von Ineffizienzen sowie einen vorgegebenen Produktivitätsfortschritt abbildet. In der bis dato gültigen Praxis

$$\text{Erlös} = \text{genehmigte Kosten} + \text{tolerierter Gewinnaufschlag}$$

wird demnach die Kausalität geändert in:

$$\text{Verbleibender Gewinn} = \text{tolerierter (am Sollkostenpfad orientierter) Erlösvorgabe} - \text{tatsächliche Kosten.}$$

Infolgedessen besteht zur Erhöhung des verbleibenden Gewinns für alle Akteure ein Anreiz, die tatsächlichen Kosten schneller zurückzuführen als im Referenzszenario für den tolerierten Erlös (mithin also für die anzustrebende Kostenentwicklung) vorgesehen. Bleibt hingegen die Kostendynamik hinter der vorgegebenen Erlösdynamik zurück, geht dies zu Lasten des Gewinns. Übersteigen die Kosten den zugestandenen Erlös, sind im Prinzip sogar Verluste aus dem Netzbetrieb möglich.

12 Vgl. Bundesnetzagentur (2008), Jahresbericht 2007, Bonn, S. 170.

13 Vgl. Bundesnetzagentur (2009), Jahresbericht 2008, Bonn, S. 150.

Der an der Sollkostenentwicklung orientierte Referenzerlöspfad ist nach § 17 ARegV so festgelegt, dass bis zum Ende der zweiten Regulierungsperiode ursprünglich festgestellte *individuelle Ineffizienzen* gegenüber der (um Ausreißer bereinigten) „Best-practise“ möglichst komplett abzubauen und die sonstigen Kosten – sofern sie beeinflussbar sind – entsprechend einer *allgemeinen Produktivitätsvorgabe* zu reduzieren sind. Dabei stehen insbesondere die *Personalkosten zur Disposition*. Gelingt eine Anpassung der Kosten an den Erlöspfad nicht, geht dies automatisch zu Lasten der Gewinne.

Zudem wird von der Bundesnetzagentur die Einbindung eines *Qualitätsfaktors* in die Preisgleitformel konzipiert. Er soll nach der ARegV spätestens ab der zweiten Regulierungsperiode zur Anwendung kommen und dafür sorgen, dass dem Druck über die Erlösseite nicht ausgewichen wird, indem einfach Versorgungsqualität eingespart wird.

Von 2014 bis 2018 wird sich die zweite Regulierungsphase anschließen. Ihr geht mit Blick auf die Effizienzwerte eine Kostenprüfung im Jahr 2011 voraus. Außerdem wird der für die verbliebenen anreizfähigen Kosten möglichst einzuhaltende *Produktivitätsfaktor* von derzeit 1,25 % p.a. auf dann 1,50 % p.a. heraufgesetzt, so dass sich von dieser Seite her der Druck zur Kostenreduzierung leicht erhöhen wird.

Gänzlich offen gelassen wurde bislang, wie die Anreizregulierung *in der dritten, ab 2019 beginnenden Phase* aussehen soll. Angesichts der Tatsache, dass die jetzige Regulierung – verglichen mit den ursprünglichen Erwartungen – durch zahlreiche Kompromisse im Vorfeld überraschend moderat ausgefallen ist, kann eine *verschärfte Gangart* nicht ausgeschlossen werden. Da bis zum Ende der zweiten Regulierungsperiode eigentlich alle Ineffizienzen abgebaut sein müssten, dürfte sich die weitere Regulierung primär auf die Vorgabe der zu erreichenden allgemeinen Produktivitätskomponente beziehen. Statt hier, wie bisher, eine Orientierung am Branchendurchschnitt vorzunehmen, wäre bei einer Verschärfung dann auch eine „*Yardstick-Competition*“ denkbar, bei der der Branchenbeste bzw. ein Kreis von Branchenbesten das Tempo vorgibt. Wer dann nicht mithalten kann, wird dies in Gewinneinbußen spüren.

Änderungen dürften sich auch für die normativ zugestandene *kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung* von derzeit 9,29 % für Neuanlagen bzw. 7,56 % für Altanlagen ergeben. Sie setzt sich gemäß der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) aus einem Wagniszuschlag und dem 10-Jahres-Durchschnitt bei der Umlaufrendite festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten zusammen. Da sich die Umlaufrendite wegen der Finanzmarkt- und Eurokrise zuletzt auf überaus niedrigem Niveau bewegte, dürfte sich bei einer Neuberechnung für die zweite Regulierungsperiode der Satz für die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung – zumindest bei unverändertem Wagniszuschlag – eher reduzieren. Als problematisch erweist sich derzeit zudem in der Umsetzung der ARegV das Auseinanderklaffen zwischen der tatsächlich erzielbaren Eigenkapitalrendite und der normativ-rechtlich zugestandenen Eigenkapitalverzinsung, weil die nach der Verordnung angerechnete und die tatsächlich gebundene Eigenkapitalbasis

auseinanderfallen können.¹⁴ Auch die verzögerte Netzerlöswirksamkeit der Investition kann die tatsächliche Rendite erheblich reduzieren. Die Investitionen können immer erst nach der Anerkennung durch die Bundesnetzagentur geltend gemacht werden. Bis dahin erfolgt kein Kapitalrückfluss. Je nach Zeitverzug kann so die Eigenkapitalrendite bei Neuanlagen auf unter 5 % fallen.¹⁵

2.2.2 Neuer ökologischer Regulierungsrahmen

2.2.2.1 Zertifikatehandel

Bereits vor der „Energiewende“ wurde im Laufe der Jahre auf Initiative der EU-Kommission das *Nachhaltigkeitsziel* im energiepolitischen Dreieck (vgl. *Abb. 1*) immer stärker akzentuiert. Als wichtigstes Instrument dient dabei der *Emissionshandel*. Damit soll in einem marktwirtschaftlichen Prozess eine Deckelung der zulässigen CO₂-Verschmutzung erreicht werden. Dazu sollen letztlich Zertifikate, die ein Recht auf eine bestimmte Menge an CO₂-Verschmutzung beinhalten, versteigert und über eine Börse gehandelt werden.

Zunächst galt es, unter Berücksichtigung zahlreicher Ausnahmen in national entwickelten und von der EU-Kommission zu genehmigenden Zuteilungsplänen eine *Obergrenze für die zulässigen Emissionen pro Anlage* festzulegen. Unternehmen, die mit ihrer Quote nicht auskommen, können über die Börse Berechtigungen von anderen Firmen erwerben, die ihre Emissionen verringert haben und daher über überschüssige Zertifikate verfügen. In der zweiten Handelsperiode bewegte sich der Preis zwischen etwa 10 und 16 EUR/tCO₂. Der weitaus größte Teil der Rechte wurde bislang *kostenlos* zugeteilt. Bei Anlagen der Energieerzeugung lag die kostenlose Übertragung von Verschmutzungsrechten in der zweiten Handelsperiode von 2008 – 2012 zwar niedriger als in der ersten Handelsphase. Dennoch sind immer noch etwa 65 % der durchschnittlichen Emissionen der Jahre 2005 und 2006 freigestellt. Ab der dritten Zuteilungsrunde (2013 -2020) wird eine EU-weite Zuteilung über eine Versteigerung erfolgen. Elektrizitätsunternehmen müssen dabei 100 % ihrer Zertifikate ersteigern.

2.2.2.2 Integriertes Energie- und Klimapaket

In der nationalen Umsetzung des sogenannten „20/20/20-Ziels“ der EU gab sich die Bundesregierung im „*Integrierten Energie- und Klimakonzept*“ (*IEKP*) von 2007 so-

14 Vgl. Büdenbender, U., Die Angemessenheit der Eigenkapitalrendite im Rahmen der Anreizregulierung von Netzentgelten in der Energiewirtschaft, Rechtsgutachten für den Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft, Dresden, 2011.

15 Vgl. Ballwieser zitiert in: Kiskemper, J., Investitionen und regulatorische Rahmenbedingungen bei Energieinfrastrukturen, Präsentation zu Dornburger Energiegespräche, 17. November 2009, S. 8.

gar noch ambitionierter als die EU. Die Eckpunkte wurden in dem Konzept jeweils mit einem Zielhorizont bis 2020 wie folgt festgeschrieben:¹⁶

- eine Reduktion der CO₂-Emissionen gegenüber 1990 um mindestens 40 %
- ein EE-Anteil in der Stromerzeugung von mindestens 30 % (im September 2010 auf 35 % erhöht)
- eine Verdoppelung des Stromanteils aus der KWK auf 25 %
- eine Erhöhung des EE-Anteils am Wärmeverbrauch auf 14 %
- eine gegenüber 1990 verdoppelte Energieproduktivität.

Unterlegt wurden diese Forderungen mit zahlreichen Gesetzen und Verordnungen. Zu nennen sind u.a.:

- eine umfassende Novellierung des Erneuerbare Energien Gesetzes (EEG): Die EE werden stärker gefördert. Es werden je nach Erzeugungsquelle unterschiedliche, über dem Marktpreis liegende Fördersätze über i.d.R. 20 Jahre hinweg garantiert. Je später die Anlagen installiert werden, umso niedriger fällt aber die Förderung aus. Zudem genießt der EE-Strom eine Vorrangspeisung vor Strom aus anderen Quellen.¹⁷ Der örtliche Netzbetreiber hat dazu zunächst den Netzanschluss vorzunehmen und ist rechtlich zum Ankauf des erzeugten Stroms verpflichtet, den er an den Übertragungsnetzbetreiber gegen Erstattung der zuvor gezahlten Vergütung weiterverkauft. Die Übertragungsnetzbetreiber wiederum sollen seit der „Ausgleichsmechanismenverordnung“ von 2009 den EE-Strom über den Spotmarkt an der Börse zu i.d.R. niedrigeren Preisen veräußern. Die Verluste der Übertragungsnetzbetreiber aus der Spanne zwischen Ankauf zum Fördersatz und Verkauf zum Börsenkurs werden dann durch die Stromvertreiber ausgeglichen.¹⁸ Sie kalkulieren dazu mit der EEG-Umlage einen von der Bundesnetzagentur beaufsichtigten festen Zuschlag in den Strompreis (derzeit: 3,53 Cent/KWh) ein, der so kalkuliert ist, dass er den erwarteten Verlust der Netzbetreiber kompensiert. Im Endeffekt betreibt also die Netzsparte das „Inkasso“ für die Erzeuger des EE-Stroms, wobei die höheren Kosten des Ökostroms auf die Verbraucher abgewälzt werden. Für besonders stark betroffene Branchen wurden allerdings von Vornherein Zugeständnisse bei der Höhe der Umlage gemacht.
- das Erneuerbare Energien Wärmegesetz (EEWärmeG): Private, gewerbliche und industrielle Nutzer von neuen Gebäuden werden verpflichtet, EE zur Deckung des Wärmeenergiebedarfs anteilig einzusetzen. Alternativ kann Wärme aus KWK-Anlagen, Nah- oder Fernwärmenetzen sowie Abwärme zum Einsatz gebracht werden.

16 Vgl. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Das Integrierte Energie- und Klimaschutzprogramm (IEKP), http://www.bmu.de/klimaschutz/nationale_klimapolitik/doc/44497.php, Juni 2009.

17 Vgl. Wissenschaftlicher Dienst des Deutschen Bundestags, Aktueller Begriff: EEG-Umlage 2010, Nr. 21/10, 25.3.2010.

18 Genaugenommen werden auch noch die Kosten für die Vermarktung eingepreist. Entlastend wird aber gegengerechnet, dass Netzentgelte durch den dezentralen Charakter vieler EE vermieden werden.

- eine Novelle des KWK-Gesetzes: Bei vorrangiger Einspeisung sollen – unterstützt durch eine Anpassung und Erweiterung des Fördermechanismus – KWK-Anlagen deutlich ausgebaut werden.
- Maßnahmen zur Energieeffizienzgewinnung vermittelt durch eine Novelle der Heizkostenverordnung, Weiterentwicklung des Gebäudesanierungsprogramms, die Einbaupflicht sog. „intelligenter Zähler“ ab dem 1. Januar 2010 bei Neuanschlüssen und Renovierungen, usw.

2.2.2.3 Laufzeitverlängerung der AKWs, Brennelementesteuer und Ökofonds

Als ein Bestandteil des grundsätzlich ökologisch ausgerichteten Energiekonzeptes der Bundesregierung wurde der Öffentlichkeit auch die *Laufzeitverlängerung der AKWs* angepriesen. Diese Entscheidung hielt die Regierung¹⁹ für „das geeignete Instrument, um auch im Stadium des Übergangs in das regenerative Zeitalter das Ziel einer wirtschaftlichen, sauberen und sicheren Energieversorgung zu erreichen“.²⁰ Ein Teil der damit verbundenen Zusatzgewinne bei den Betreibern sollte zur Beschleunigung des Ausbaus der EE, der Speichertechnologien, der Gewinnung von Energieeffizienz und der KWK vom Staat abgeschöpft werden. Der Übergang in das EE-Zeitalter sollte so unter verstärkter Nutzung der Kernkraft als „Brückentechnologie“ und mit Rücksicht auf die wirtschaftlichen Interessen bis zu dem Zeitpunkt zurückgestellt werden, zu dem man es sich „leisten“ kann.

Grundlage für das 11. Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes war der zwischen der Bundesregierung und den AKW-Betreibern ausgehandelte „Förderfondsvertrag“.²¹ Darin vereinbarten die Vertragsparteien am 6.9.2010 über zusätzlich zugestandene, zudem übertragbare Reststrommengen eine Laufzeitverlängerung der AKWs. Demnach hätten die 17 deutschen AKWs im Durchschnitt 12 Jahre länger produzieren dürfen, als dies im Zuge des „Atomkonsenses“ nach dem durch die Tschernobyl-Katastrophe veranlassten Atomrechtsänderungsgesetz vom 26. April 2002 vorgesehen war. Kernkraftwerke, die ihren Betrieb bis einschließlich 1980 aufgenommen hatten, wurden somit zusätzlich zu den noch nicht aufgebrauchten Stromerzeugungsmengen neue Mengen für acht weitere, den jüngeren AKW für 14 weitere Betriebsjahre zugestanden. Der letzte Reaktor wäre hierzulande so wohl erst in 2037 abgeschaltet worden.

19 Genau genommen fand sich im ausgehandelten Vertrag Bundesumweltminister Röttgen allenfalls sehr begrenzt mit seinen zuvor vertretenen Positionen wieder. Er galt in der Presse als großer „Verlierer“, Ex-Wirtschaftsminister Brüderle als Vertreter der Industrieinteressen hingegen als „Gewinner“. Vgl. Stern, Nur die Opposition kann Röttgen retten, in: <http://www.stern.de/politik/deutschland/schwarz-gelber-atomkompromiss-nur-die-opposition-kann-roettgen-retten-1604007.html>, vom 15.9.2010.

20 Bundesregierung, Förderfondsvertrag: Term Sheet aus Besprechung Bund-EVU, in: http://www.bundesregierung.de/Content/DE/___Anlagen/2010/2010-09-09-foerderfondsvertrag.property=publicationFile.pdf, 2010, S. 1.

21 Vgl. Bundesregierung, Förderfondsvertrag: Term Sheet aus Besprechung Bund-EVU, in: http://www.bundesregierung.de/Content/DE/___Anlagen/2010/2010-09-09-foerderfondsvertrag.property=publicationFile.pdf, 2010.

Die zusätzlich produzierbare Strommenge gegenüber der bis dahin geltenden Reststrommenge hätte rund 1.800 TWh betragen.²² Bei einem dem Vertrag zugrundeliegenden Ausgangspreis für Strom von rund 54 EUR/MWh und unterstellten Herstellungskosten von 22 EUR/MWh hätte sich aus der Betriebsverlängerung für die weitestgehend abgeschriebenen Kraftwerke ein *Extragewinn* für die Betreiber und damit fast²³ ausnahmslos für die „Big-4“ von rund 58 Mrd. EUR ergeben.²⁴

Diesen Extraprofiten stand jedoch eine bereits kurzfristig wirksam werdende Belastung für alle Betreiber von über 30 Mrd. EUR gegenüber. Sie sollten sich wie folgt zusammensetzen:²⁵

- Vertragsunabhängig und unter dem Hinweis auf eine rechtliche Prüfung der Zulässigkeit von Seiten der Betreiber wies der Vertrag auf die Erhebung einer *Kernbrennstoffsteuer* hin.²⁶ Die Details sind im zwischenzeitlich am 1.1.2011 in Kraft getretenen Kernbrennstoffsteuergesetz geregelt. Die Erhebung endet mit dem Ultimo 2016.
- Obendrein wurde die Einzahlung von „Förderbeiträgen“ durch die beteiligten EVUs in ein Sondervermögen des Bundes vereinbart:
 - Ab 2017 wären für jede über die Reststrommengen hinausgehende produzierte MWh Atomstrom 9 EUR zu zahlen gewesen. Der Wert hätte sich mit der Verbraucherpreisentwicklung ab dem 1.1.2011 bzw. der Strompreisentwicklung an der Börse ab dem 3.9.2010 gleitend angepasst. Ausschlaggebend für die Anpassung wäre die dynamischere der beiden Preisentwicklungen gewesen.
 - Als Vorauszahlung für die ab 2017 zu leistenden Förderbeiträge sollten 2011 und 2012 jeweils 300 Mio. € p.a. und für die Jahre 2013 – 2016 jeweils 200 Mio. p.a. eingezahlt werden. Sofern die Einnahmen aus der Kernbrennstoffsteuer den Betrag von 2,3 Mrd. EUR übersteigen, hätte die Vorauszahlung um den übersteigenden Betrag gekürzt werden können. Die insgesamt bis Ende 2016

22 Vgl. Bundesregierung, Förderfondsvertrag: Term Sheet aus Besprechung Bund-EVU, in: http://www.bundesregierung.de/Content/DE/_Anlagen/2010/2010-09-09-foerderfondsvertrag.property=publicationFile.pdf, 2010, S. 9.

23 Lediglich die Stadtwerke München haben eine 25-%-ige Beteiligung am AKW Isar 2 und die Stadtwerke Bielefeld eine 16,7-%-ige Beteiligung am Kernkraftwerk Grohnde.

24 In ähnlicher Größenordnung bewegen sich die Kalkulationen des Ökoinstituts und der Landesbank-Baden-Württemberg (LBBW). Das Ökoinstitut bezifferte den Extraprofit zwischen 57 Mrd. EUR bei unveränderten Strompreisen und 94 Mrd. EUR bei einem Strompreisanstieg um 30 % (Vgl. Handelsblatt, Nachschlag für den Steuerzahler, vom 09.09.2010, S.10.). Umstritten war an der Studie des Ökoinstituts insbesondere die Annahme, die Erzeugung von Atomstrom ließe sich zu 17 EUR/MWh ansetzen. Aus Regierungskreisen ist ein Wert von 25 EUR/MWh als realistischer angesehen worden. Die LBBW hatte Herstellungskosten von 22 EUR/MWh angesetzt und in zwei Szenarien 51 EUR/MWh und 78 EUR/MWh als Strompreis angenommen. Sie bezifferte die Extragewinne auf 57,5 bis 108,7 Mrd. EUR. (Vgl. Handelsblatt, Atomkonzerne profitieren nur auf lange Sicht, in: handelsblatt.com, vom 9.9.2010.)

25 Vgl. Bundesregierung, Förderfondsvertrag, a.a.O., 2010.

26 Diese Steuer kann allerdings als Betriebsausgabe teilweise Körperschaftssteuer mindern geltend gemacht werden. Überdies bestätigte ein Sprecher des Finanzministeriums, dass der Steuersatz von ursprünglich vorgesehenen 220 EUR/g auf 145 EUR/g reduziert worden sei. Vgl. Spiegel, Kanzlerin muss Kommunen besänftigen, in: <http://www.spiegel.de/politik/deutschland/0,1518,716257,00.html>, vom 7.9.2010.

geleisteten Vorauszahlungen hätten auf die Förderbeiträge der Jahre 2017 – 2022 in gleichen Jahresraten zum Abzug gebracht werden können.

- Die Förderbeiträge hätten sich auch in Höhe der Kostenwirkung je MWh verringert, wenn die Laufzeitverlängerung aufgehoben oder verändert wird und wenn Nachrüstungs- oder Sicherheitsanforderungen, die von Seiten des Staates ab Vertragsunterzeichnung gestellt werden, einen Gesamtbetrag von 500 Mio. EUR für das AKW überschritten hätten.

2.2.2.4 Energiewende

Mit der japanischen Reaktorkatastrophe erhielt das Energiekonzept der Bundesregierung eine neue Ausrichtung. Am 11. März 2011 verursachte ein unerwartet starkes Erdbeben in Verbindung mit einem Tsunami eine Verwüstung der Atomanlagen von Fukushima. Es kam im Zuge einer wochenlang schwelenden Krise in mehreren Reaktorblocks zum Beginn einer Kernschmelze, zum Austritt von Radioaktivität und zu Evakuierungen. Die eingeleiteten Rettungsmaßnahmen und eine skandalöse Informationspolitik zeugten mehr von purer Hilflosigkeit als von Professionalität und standen im krassen Missverhältnis zu der zuvor verbreiteten Technikgläubigkeit der Kernkraftlobbyisten. Die Folgen der Katastrophe sind bis heute nicht absehbar.

Noch zwei Tage nach Beginn der Havarie sah Bundeskanzlerin Merkel keinen Anlass, von der *AKW-Laufzeitverlängerung* Abstand zu nehmen. Die sich allmählich abzeichnende Schwere der Ereignisse, die Machtlosigkeit der japanischen Akteure, sicherlich aber auch die *Stimmung in der deutschen Bevölkerung*, zumal im unmittelbaren Vorfeld wichtiger Landtagswahlen mit unsicherem Ausgang in Baden-Württemberg, bewegten die Bundesregierung dann doch zum grundlegenden Einlenken in ihrem AKW-Kurs.

Während eines „Moratoriums“ wurden zunächst die sieben ältesten Atommeiler (Biblis A und B, Neckarwestheim 1, Brunsbüttel, Isar 1, Unterweser, Phillipsburg 1) vorsichtshalber abgeschaltet und die Risiken der Kernkraft durch die Reaktorsicherheitskommission neu bewertet. Parallel wurde für alle Zukunftsfragen der energiepolitischen Ausrichtung eine unabhängige *Ethikkommission* berufen. Am Ende stand eine *politische Kehrtwende um 180 Grad*. Vereinbart wurden u.a. folgende Veränderungen in den Eckpunkten der Energiepolitik:²⁷

a) Atomausstieg

Die noch im Herbst 2010 zugestandenen zusätzlichen Strommengen wurden mit dem Inkrafttreten des 13. Gesetzes zur Änderung des Atomgesetzes vom 6.8.2011 komplett

²⁷ Vgl. auch Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, *Der Weg zur Energie der Zukunft – sicher bezahlbar und umweltfreundlich*, Eckpunktepapier der Bundesregierung zur Energiewende, 6.6.2011.

aufgehoben. Stattdessen soll die Nutzung der Kernenergie zur gewerblichen Erzeugung von Elektrizität zeitlich gestaffelt und befristet auf das feste Enddatum 31.12.2022 eingestellt werden. Die während des Moratoriums abgeschalteten sieben Anlagen sowie das nach Zwischenfällen zuvor schon stillstehende Kraftwerk Krümmel dürfen grundsätzlich nicht mehr an das Netz angeschlossen werden. Sie stehen bis Frühjahr 2013 nur noch als „Kaltreserve“ für den Fall zur Verfügung, dass die Versorgungssicherheit anders nicht gewährleistet werden kann.²⁸ Die zuständige Bundesnetzagentur hat jedoch erklärt, dass „nach Abwägung aller derzeit bekannten Umstände“²⁹ keines der Kraftwerke als Reserve benötigt wird.

Die den Betreibern nach dem Atomausstiegsgesetz von 2002 erlaubten und noch nicht aufgezehrten Reststrommengen können zwar ebenso wie die des bereits 1988 vom Netz genommenen Kraftwerks Mühlheim-Kärlich auf laufende Meiler übertragen werden. Wenn die Reststrommengen aber nicht rechtzeitig erzeugt wurden, erfolgt – und hier geht die Regelung über den Ausstiegsbeschluss von 2002 hinaus – in jedem Fall die Schließung der Kraftwerke wie folgt zum jeweiligen Jahresultimo: Grafenrheinfeld (2015), Grundremmingen B (2017), Phillipsburg 2 (2019), Grohnde, Grundremmingen C, Brokdorf (alle 2021) und Isar 2, Emsland, Neckarwestheim (alle 2022). Die ungenutzten Reststromkapazitäten würden damit verfallen.

Unter Berufung auf die Gesetzesbegründung beim Atomausstiegsbeschluss von 2002 orientieren sich die Abschaltedaten im 13. Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes vom 6.8.2011 wieder grob an einer Gesamtbetriebszeit von 32 Jahren. Bei der nun geltenden zeitlichen Befristung bleibe diese Regellaufzeit „weiterhin gewährleistet“, so dass „die von dieser Regelung betroffenen Unternehmen nicht unverhältnismäßig belastet werden und den Betreibern eine Amortisation der Investition sowie die Erzielung eines angemessenen Gewinns weiterhin ermöglicht wird“.³⁰ In Verbindung mit dem Hinweis „dass nach der Kalkar-Entscheidung des Bundesverfassungsgerichts aus dem Jahr 1978 allein dem *Gesetzgeber die normative Grundsatzentscheidung für oder gegen die Nutzung der Kernenergie* obliegt und der Grundrechtsschutz nach Artikel 14 des Grundgesetzes [...] nicht den Schutz von zukünftigen Gewinnen und Erwerbchancen umfasst“,³¹ wollten die Entscheidungsträger den drohenden Klagen von Seiten der Betreiber offenbar die Spitze nehmen.

28 In dem Fall bestimmt die Bundesnetzagentur, welches der Kraftwerke zur vorübergehenden Inbetriebnahme am geeignetsten ist. Die dabei erzeugte Strommenge wird nicht auf die übertragenen Restkontingente angerechnet. Vgl. Deutscher Bundestag (Hrsg.), Entwurf eines Dreizehnten Gesetzes zur Änderung des Atomgesetzes, Gesetzentwurf der Fraktionen der CDU/CSU und FDP, Drucksache 17/6060 vom 6.6.2011, S. 8.

29 Bundesnetzagentur, Bundesnetzagentur wird den Reservebetrieb eines Kernkraftwerkes nicht anordnen, Pressemitteilung, 31.8.2011.

30 Deutscher Bundestag (Hrsg.), Entwurf eines Dreizehnten Gesetzes zur Änderung des Atomgesetzes, Gesetzentwurf der Fraktionen der CDU/CSU und FDP, Drucksache 17/6060 vom 6.6.2011, S. 6.

31 Deutscher Bundestag (Hrsg.), Entwurf eines Dreizehnten Gesetzes zur Änderung des Atomgesetzes, Gesetzentwurf der Fraktionen der CDU/CSU und FDP, Drucksache 17/6060 vom 6.6.2011, S. 6.

Dessen ungeachtet erwägen RWE und Vattenfall eine *Schadensersatzklage* vor dem Bundesverfassungsgericht, E.ON hat sie bereits eingereicht und fordert darin einen „hohen einstelligen Milliardenbetrag“.³² Vattenfall Europe will zudem als ausländischer Konzern vor das Internationale Schiedsgericht für Investitionsstreitigkeiten ziehen und sich dabei auf die Investitionsschutzregeln des Energiecharta-Vertrags stützen, der investitionsbedingte Eigentumsrechte ausländischer Unternehmen schützt.³³ Die Betreiber beklagen, dass Investitionen die zuletzt noch im Vertrauen auf die Laufzeitverlängerung in den abgeschalteten Kraftwerken getätigt wurden, nun wertlos seien. Außerdem verfielen die Werte der Reststrommengen ungeachtet der Übertragbarkeit, da ein Aufbrauchen aller Kontingente angesichts des fixen Enddatums gar nicht mehr gewährleistet sei.

Die Erhebung der Brennelementesteuer ist von diesem einseitigen Rückzug des Staates aus dem „Förderfondsvertrag“ nicht betroffen. Die Steuer wurde damals zwar implizit als belastendes Element im Verhandlungsprozess berücksichtigt, ihr Einziehen wurde aber von der Bundesregierung ausdrücklich in der Vereinbarung als vertragsunabhängig erklärt, während die beteiligten EVUs ebenfalls explizit im Vertrag Zweifel an der Verfassungsmäßigkeit der Steuer dokumentierten, die das FG Hamburg in einem Eilbeschluss vom 16.9.2011 nach einer Klage von E.ON mittlerweile auch bestätigte.³⁴ Auch RWE hat in dieser Sache bereits in einem Eilverfahren vorläufig Recht erhalten. Da die Steuer bis Ende 2016 befristet ist und der Einsatz von Plutonium bzw. Uran durch die Abschaltung von acht AKWs abgenommen hat, fällt zudem die Bemessungsgrundlage und damit auch die Höhe der geplanten Steuereinnahmen.

Der im Herbst 2010 vereinbarte Förderbeitrag ist in jedem Fall hinfällig geworden. Denn die Bemessungsgrundlage war „jede ab 2017 [...] aus der Laufzeitverlängerung zusätzlich eingespeiste Megawattstunde“.³⁵ Alle sonstigen für die Jahre zuvor verabschiedeten Regelungen zu Vorausleistungen und zur Deckelung der Einzahlungen erübrigen sich damit ebenfalls.

Angesichts der großen Belastungen für die „Big-4“ durch das vorzeitige Abschalten der Meiler und den nun frühzeitig anstehenden Rückbau und die Entsorgung der Brennstäbe gibt es nach Informationen des Handelsblatts einen von der Investmentbank Lazard entwickelten und angeblich mit wenigen Politikern abgestimmten „*Geheimplan*“, der an die Abwicklung der Folgekosten des Bergbaus in der RAG angelehnt sei.³⁶ Demnach sollen die AKWs in eine *staatliche Stiftung* eingebracht werden. Die Stiftung erhalte dann die Einnahmen aus dem Betrieb bis 2022. Ihr Barwert werde auf 15 Mrd. EUR beziffert. Im Gegenzug würde die Stiftung die Risiken aus dem Rückbau sowie die

32 Handelsblatt, Eon klagt gegen den Atomausstieg, 15.11.2011, S. 5.

33 Vgl. Handelsblatt, Vattenfall verklagt Deutschland, 2.11.2011, S.6.

34 Vgl. FG Hamburg, Kernbrennstoffsteuergesetz: Gesetzgebungskompetenz des Bundes ernstlich zweifelhaft, FG Hamburg 4 V 133/11 – Beschluss vom 16.9.2011.

35 Bundesregierung, Förderfondsvertrag: Term Sheet aus Besprechung Bund-EVU, in: http://www.bundesregierung.de/Content/DE/_Anlagen/2010/2010-09-09-foerderfondsvertrag.property=publicationFile.pdf, 2010, S. 2.

36 Vgl. Handelsblatt, Bad Bank für die Atomkraft, 6.10.2011, S. 22 f.

Entsorgung des Atommülls mit bilanzentlastender und damit bonitätssteigernder Wirkung an den Finanzmärkten übernehmen. Der Barwert dieser Aufwendungen betrage rund 28 Mrd. EUR. Der Unterschiedsbetrag von 13 Mrd. EUR solle über Schuldscheine beglichen werden, welche die EVUs durch Investitionen in EE ablösen können. Gegen gerechnet werde ihnen dabei der Investitionsanteil, der nach aktuellem Technikstand als unwirtschaftlich gilt.

b) Ausbau Erneuerbarer Energien und der Kraft-Wärmekoppelung

Der Ausstieg aus der Kernkraft verstärkt den Handlungsbedarf zum raschen Ausbau der alternativen Strom- und Wärmeerzeugungsanlagen. Nach § 1 Abs. 2 der im Juni 2011 beschlossenen und ab 2012 geltenden Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) soll der EE-Anteil kontinuierlich dekadenweise in 15-Prozentpunktschritten wie folgt erhöht werden:

- bis spätestens 2020 auf mindestens 35 Prozent,
- bis spätestens 2030 auf mindestens 50 Prozent,
- bis spätestens 2040 auf mindestens 65 Prozent
- und bis spätestens 2050 auf mindestens 80 Prozent.

Das Nahziel von 35 % und das Fernziel von 80 % bewegen sich zwar in den bisherigen Dimensionen. Ihre explizite Aufnahme in das Gesetz sowie die Vorgabe eines konkreten Fahrplans zeugen in Verbindung mit den neuen Notwendigkeiten von einer größeren Ernsthaftigkeit der ökologischen Weichenstellung.

Die „Leitstudie 2010“ skizziert dabei die Vorstellungen des Bundesumweltministeriums über den erforderlichen EE-Ausbau.³⁷ Rund 33,5 GW sollen bei der Fotovoltaik und gut 8 GW bei den Onshore-Windanlagen an zusätzlicher Leistung hinzukommen.³⁸ Der geplante jährliche Zuwachs nimmt aber bei diesen beiden Erzeugungsarten im Laufe der Jahre deutlich ab. Die Stromproduktion aus Biomasse soll sich auf Anlagen stützen, die bis 2020 über knapp 3 GW mehr an Leistungen verfügen und die einen eher kontinuierlichen jährlichen Zuwachs erfahren. Bei den Offshore-Windmühlen ist ein Leistungsanstieg um fast 10 GW geplant. Im Gegensatz zu den anderen EE-Trägern nimmt hier die vorgesehene Ausbaudynamik – gemessen an den jährlichen Zuwächsen – aber deutlich zu.

Zur Erreichung ihrer Versorgungsziele baut die Politik auf das EEG, das in der Verbreitung der regenerativen Energien als Erfolgsmodell gilt und mittlerweile zum Vorbild in

37 Vgl. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Hrsg.), Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global – „Leitstudie 2010“, 2010.

38 Der hier erfasste geplante Leistungszuwachs bildet den erforderlichen Zubau wegen der durch den Zubau ebenfalls noch auszugleichenden Ersatzinvestitionen nur unvollständig ab. Zum Zubau liegen jedoch keine gesonderten Daten für die On- und Offshore-Windenergie vor.

über 50 Ländern herangezogen wird.³⁹ Im Jahr 2000, als das EEG in Kraft trat, trugen die EE nur zu gut 6 % zur Bruttostromerzeugung bei. Bis 2010 hat sich dieser Anteil mit 100 GWh/Jahr auf 17 % erhöht, die installierte elektrische Leistung hat sich mit rund 56 GW im selben Zeitraum fast verfünffacht. Bei der installierten Leistung dominiert die Windenergie mit 48 % unter den EE. Sie generiert knapp 37 % des Ökostroms. Bei der Fotovoltaik belaufen sich die Werte auf 31 % Leistungs- bzw. auf 11 % Erzeugungsanteil. Obwohl die Biomasse nur einen Leistungsanteil von gut 4 % aufweist, ist sie mit einem Stromerzeugungsbeitrag von 13 % bedeutender als die Fotovoltaik.

Die wichtigste Komponente des im Sommer 2011 novellierten EEG bleibt die Förderung der EE-Investitionen. Den Investoren werden weiterhin per Gesetz der rasche Netzanschluss, eine vorrangige Stromeinspeisung⁴⁰ sowie nach Anlagenart unterschiedliche und nach § 21, Abs. 2 EEG auf in der Regel 20 Jahre festgelegte Vergütungssätze garantiert.⁴¹ Jahr für Jahr sinken die dann für den kompletten Förderzeitraum fixierten Sätze für Neuinvestitionen aber nach einem in § 20 EEG vorgegebenen erzeugungsspezifischen Schlüssel.

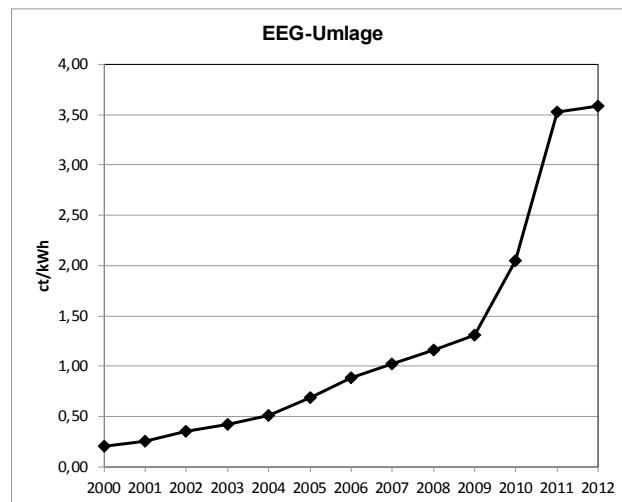
Die Kehrseite der Subventionierung besteht darin, dass die Differenzkosten, also die über die EEG-Umlage (s. S. 20) auf die Verbraucher weitergewälzte Spanne zwischen der geleisteten Vergütung und dem erzielten Marktwert, deutlich zugelegt haben. Dies hat drei Ursachen: erstens sind im Durchschnitt die Vergütungssätze angestiegen, zweitens hat das Ausmaß der EE-Einspeisung zugelegt und drittens haben am aktuellen Datenrand wegen der Wirtschaftskrise die den Marktwert bestimmenden Stromgroßhandelspreise nachgegeben. Infolgedessen ist die EEG-Umlage markant gestiegen und liegt damit schon leicht über dem von Seiten der Regierung zugesagten Limit von dauerhaft nicht mehr als 3,50 ct/kWh (vgl. *Abb. 7*).

39 Vgl. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Hrsg.), Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global – „Leitstudie 2010“, 2010, S. 13.

40 Nach § 11 EEG ist bei drohender Netzüberlastung nur eine vorübergehende Beschränkung der Einspeisung mit einer Ausfallentschädigung möglich.

41 Bei Offshore-Anlagen wird in den ersten 12 Jahren ab Inbetriebnahme eine Anfangsvergütung von 15 ct/kWh erstattet, anschließend sinkt der Fördersatz auf die Grundvergütung von 3,5 ct/kWh.

Abb. 7: EEG-Zulage



Quelle: BDEW und Verband der Netzbetreiber, Jahresmeldungen

Quelle: BDEW, Erneuerbare Energien und das EEG in Zahlen, 2010, S. 27 und Verband der Netzbetreiber

Allerdings ist der immense Anstieg zuletzt nicht allein auf die Entwicklung der Differenzkosten zurückzuführen, sondern auch auf die Tatsache, dass die Differenzkosten aufgrund einer wachsenden Zahl von „Härtefällen“ auf weniger Verbraucher umgelegt werden. Um insbesondere die stromintensive Industrie im internationalen Wettbewerb nicht übermäßig zu belasten, sorgte diese Regelung des EEG bis 2012 dafür, dass die rund 650 stromintensiv produzierenden Industriekunden, die knapp ein Drittel des industriellen Stromverbrauchs auf sich vereinigen in den Genuss einer Ausnahmeregelung kommen, wonach sie nur 0,05 ct/kWh als Umlage zu entrichten haben.⁴² Zukünftig dürfte der Kreis der Privilegierten drastisch ausgeweitet werden. Schätzungen zufolge könnten ab 2012 rund 6.000 Unternehmen die besondere Ausgleichsregelung beanspruchen.⁴³ Gerade die größten Stromverbraucher werden auf diesem Weg bei den Kosten der Energiewende primär von den privaten Haushalten und den weniger stromintensiven Branchen quersubventioniert. Da sich private Haushalte der EEG-Umlage nicht entziehen können und deren Anstieg die *Geringverdiener überproportional stark*

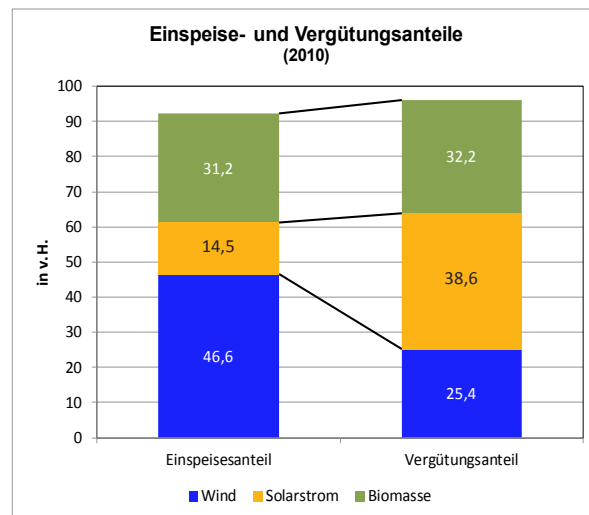
42 Drei Viertel der Unternehmen mit Härtefallregelung sind aber nur „teilprivilegiert“, weil sie auf einen 10-%igen Anteil die volle EEG-Umlage begleichen müssen, so dass sich ihre wirksame EEG-Umlage auf 0,25 ct/kWh in 2010 und auf 0,4 ct/kWh in 2011 beläuft. Diese Gruppe beansprucht aber nur ein Viertel des gesamten privilegierten Stroms. Darüber hinaus ist die Eigenerzeugung von Strom in diesen Unternehmen von der EEG-Umlage befreit, so dass nach Angaben des Bundesumweltministeriums nur gut die Hälfte des Industriestroms in vollem Umfang von der Umlage betroffen war. Hinzu kommt eine Entlastung durch den Merit-Order-Effekt, weil die Vorrangspeisung der EE vergleichsweise teure Grenzkraftwerke aus dem Markt drängt. Vgl. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Einfluss der Umwelt- und Klimapolitik auf die Energiekosten der Industrie – mit Fokus auf die EEG-Umlage, Berlin 2011.

43 Vgl. Handelsblatt, Energiewende: Heftiger Konflikt um die Kosten, 26.10.2011, S. 19.

betrifft, wird hier derzeit vom Bundesverband der Verbraucherzentralen eine Entlastung von der Stromsteuer gefordert.⁴⁴

In der Differenzierung der Kosten der Energiewende fällt auf, dass insbesondere für die Stromerzeugung aus Solarenergie ein überaus schnell wachsender Betrag an Einspeisevergütung reserviert wird (vgl. Abb. 8), während ihr Beitrag zur Stromerzeugung in der Dynamik deutlich dahinter zurückbleibt. Der Solarstromanteil bei der Einspeisung betrug im Jahr 2010 knapp 15 %, gefördert wurde er aber mit einem Anteil von fast 39 % (vgl. Abb. 8). Dagegen hat die Windenergie zu 47 % zur EE-Einspeisung beigetragen, aber auf sie entfiel nur gut ein Viertel der Förderung. Diese Diskrepanz hat die Politik vor dem Hintergrund der Explosion der EEG-Umlage zum Anlass genommen, die Fördersätze für die Solarenergie deutlich und für Biomasse und Wasserkraft leicht zu reduzieren.

Abb. 8: Einspeisevergütung nach EE-Trägern



Quelle: Verband der Netzbetreiber, Jahresmeldungen

Streitig ist derzeit zwischen Bundesumwelt- und Bundeswirtschaftsministerium das weitere Vorgehen insbesondere bei der Förderung der Solarenergie. Mit Blick auf die Degression der Fördersätze ist ohnehin schon ein sogenannter „atmender Deckel“ vorgesehen: nach § 20a EEG gilt für Anlagen, die ab dem Jahr 2012 in Betrieb genommen werden, dass die fixierten Fördersätze um 9 % Jahr für Jahr gesenkt werden, sobald aber die installierte Leistung binnen Jahresfrist 3.500 MW übersteigt, nimmt die Degression in abgestufter Form zu. Unterschreitet sie hingegen 2.500 MW, wird der Degressionsatz in abgestufter Form verringert. Vor dem Hintergrund von erwarteten Neuinstallationen in Höhe von 6.500 MW in 2011 (nach 7.800 im Vorjahr) und mit Blick auf die Auswirkungen für die EEG-Umlage erwägt das Bundeswirtschaftsministerium, die Förderung zukünftig nur auf die ersten 1.000 neuinstallierten MW eines

⁴⁴ Vgl. Handelsblatt, Holger Krawinkel: „Sonne kommt teuer, Wind billig“, 27.7.2011, S. 8.

jeden Jahres zu beschränken. Das Umweltministerium lehnt eine solche Deckelung wegen der dann entstehenden Investitionsunsicherheit ab.⁴⁵

Die Förderung der Offshore-Windenergie, deren Ausbau deutlich hinter der Planung hinterherhinkt, ist in der EEG-Novelle von 2011 dadurch aufgewertet worden, dass die um 2 Cent höhere Anfangsvergütung nun nicht mehr nur dann ausgezahlt wird, wenn die Anlagen vor 2016 den Betrieb aufnehmen. Überdies können Investoren für ein Stauchungsmodell (§31 Abs. 3 EEG) optieren, wonach ihnen eine höhere Vergütung für einen kürzeren Zeitraum eingeräumt wird. Zudem ist die Seeanlagenverordnung im November 2011 mit dem Ziel geändert worden, Planungsverfahren für Offshore-Windenergieanlagen durch die organisatorische Bündelung beim Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie zu beschleunigen. Darüber hinaus wird im Förderprogramm „Offshore Windenergie“ der Kreditanstalt für Wiederaufbau der Aufbau der ersten 10 Windparks mit 5 Mrd. EUR gefördert.⁴⁶ Bis zum Jahr 2020 sollen knapp 10 GW an Leistungen in Windparks in der Nord- und Ostsee installiert sein, bis 2030 wird sogar eine Kapazität von bis zu 25 GW angestrebt und damit mehr, als an Leistung durch die 17 AKWs verloren gehen wird.⁴⁷ Allerdings waren bis Ende 2010 mit 50 Windrädern gerade 0,21 GW installiert, wobei der Engpass weniger in den Genehmigungsverfahren als im *schleppenden Investitionsverhalten* besteht, da seit 2001 insgesamt bereits 27 Windparks für 2.000 Windmühlen genehmigt wurden.⁴⁸ Offenbar hatten hier die Betreiber in Form der „Big-4“ und einiger Stadtwerke nicht nur mit technischen Problemen der Installation zu kämpfen, sondern auch *wenige Anreize* für eine schnellere Gangart. *Mit weitgehend abgeschriebenen fossilen und atomaren Kraftwerken ließ sich wohl mehr verdienen.* Außerdem wollte man sich durch die Vorrang einspeisung mit seinen eigenen EE-Anlagen nicht selbst bei den fossilen Kraftwerken aus dem Markt drängen.

Dynamischer entwickelt sich – nach einem vorübergehenden Einbruch durch die Finanzmarktkrise – derzeit die Entwicklung im Onshore-Bereich. In diesem Kontext ist auch auf die Änderung des Baugesetzbuches (BauGB) hinzuweisen.⁴⁹ Durch den neu eingefügten § 249 BauGB wird das *Repowering* und die Zusammenführung verstreuter Anlagen deutlich erleichtert. Nachdem lange Zeit vorgesehen war, die Degression mit dem EEG 2011 zu beschleunigen, hat die Regierung dann letztlich davon Abstand genommen, um insbesondere auch den *Windanlagenausbau in Baden-Württemberg*

45 Vgl. Handelsblatt, Röttgen streitet mit Rösler über Solarförderung, 18.11.2011, S.6.

46 Vgl. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Der Weg zur Energie der Zukunft – sicher bezahlbar und Umweltfreundlich, Eckpunktepapier der Bundesregierung zur Energiewende, 6.6.2011, Ziffer 17.

47 Vgl. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Hrsg.), Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global – „Leitstudie 2010“, 2010, S. 30.

48 Vgl. Wirtschaftswoche, Windkraft muss mehr Leistung bringen, 7.11.2011.

49 Vgl. Riese, C., Nebel, A., Energiewende 2011 – Die zentralen Regelungen des Energiepaketes, Berlin, 8.7.2011, S. 4 f.

und Bayern zu beleben.⁵⁰ In Alleingängen haben einzelne Landesregierungen, u.a. in Bayern („Energie Innovation“), in Nordrhein-Westfalen („Windenergie-Erlass“) und im Saarland („Masterplan Energie“) neue Impulse in Form zusätzlicher Förderprogramme oder flexiblerer Ausbaumöglichkeiten gesetzt. Allerdings fehlt ein übergeordnetes bundesweites Konzept, das auch die stabile Einbindung in die Netze berücksichtigt.⁵¹

Der Anstieg der EEG-Umlage und die Diskrepanz zwischen den Erzeugungs- und Subventionsanteilen führten zur Belebung der Debatte über die geeignete Förderstrategie. Sie bewegt sich zwischen der Forderung nach mehr marktwirtschaftlichen Elementen – auch als Entdeckungsverfahren hinsichtlich der optimalen Technologien⁵² –, einer verstärkten Dezentralisierung unter bewusster Hinnahme regional unterschiedlicher Fördersätze zum Ausgleich standortspezifischer Nachteile⁵³ und einer stärkeren europaweiten Zentralisierung.⁵⁴

Spürbar ausgebaut wurde im jüngst novellierten EEG ein Mechanismus, der auf eine stärkere *Marktintegration des EE-Stroms* abzielt. Ein Marktprämienmodell (§ 33a und ff EEG) gewährleistet bei direkter Vermarktung des Stroms und den Verzicht auf die feste Einspeisevergütung eine Prämie. Anlagenbetreiber profitieren von dieser Option dann, wenn in Zeiten von Kapazitätsengpässen die Spotpreise an der Börse hoch sind und wenn sie gezielt zu diesen Terminen verkaufen können, weil sie über entsprechende Speichertechnologien verfügen oder ihnen eine zeitlich regulierbare Stromerzeugung möglich ist (z.B. bei Biogas). Ihr zusätzliches Angebot könnte dann zu einer Entspannung des Marktes beitragen. Der Wechsel zwischen der Direktvermarktung und der festen Einspeisevergütung steht den Betreibern immer nur zum ersten Kalendertag eines Monats offen. Hinzu kommt, dass alleine schon der Versuch des Direktvertriebs eine „Managementprämie“ abwirft. Bei Wind- und Fotovoltaik-Anlagen beläuft sie sich nach Informationen des Verbandes der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft (VIK) auf 12 EUR/MWh und erzeuge damit *Gewinne „fast im Schlaf“*.⁵⁵

Neben dem EEG soll auch das Gesetz zur Förderung der *Kraft-Wärme-Koppelung* (KWKG) zur Energiewende beitragen. Insgesamt soll die Kuppelproduktion von Stromerzeugung und dabei entstehender Wärme weiter ausgebaut werden. Die Novelle aus dem Jahr 2009 verlängerte die Förderung über das Jahr 2010 hinaus und dehnte sie auch auf Strom aus, der außerhalb des allgemeinen Versorgungsnetzes eingespeist wird. Die letzte, im Juli 2011 in Kraft getretene Gesetzesänderung verlängert die Inbetriebnahmefrist für die KWKG-Förderung vom Ultimo 2016 auf den 31.12.2020. Die

50 Vgl. Handelsblatt, Regierung legt beim Ökostrom-Ausbau nochmal nach, in: handelsblatt.com, 24.6.11.

51 Vgl. Handelsblatt, Länder konkurrieren um Öko-Strom, 8.7.2011, S. 15.

52 Mundt, A., zitiert in: Faz. Net, Kartellamt fordert Umsteuern, <http://www.faz.net/aktuell/wirtschaft/wirtschaftspolitik/oeokostrom-foerderung-kartellamt-fordert-umsteuern-1575041.html>, 16.9.2010.

53 Vgl. Reiner Lemoine Institut, Wissenschaftliche Stellungnahme zum Vergütungsvorschlag der 100% erneuerbar Stiftung als Alternative zum Referentenentwurf der Bundesregierung, Berlin, 2011.

54 In eine ähnliche Richtung jedoch regional noch weiter ausgedehnt weist die Forderung nach dem umstrittenen Desertec-Programm.

55 Handelsblatt, Energiewende: Heftiger Konflikt um die Kosten, 26.10.2011, S. 19.

Förderbegrenzung auf vier bzw. sechs Jahre wurde gestrichen und durch ein Vollbenutzungsstundenlimit von 30.000 h abgelöst. Weitere Veränderungen sind derzeit in der Planung.⁵⁶

Darüber hinaus soll das ebenfalls im Sommer 2001 novellierte *Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmG)* bewirken, dass ein Teil des Wärmebedarfs in Neubauten und bestehenden öffentlichen Gebäuden aus erneuerbaren Energien gedeckt wird. Konkret verfolgt es in § 1 Abs. 2 „unter Wahrung der wirtschaftlichen Vertretbarkeit“ das Ziel, „dazu beizutragen, den Anteil Erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte bis zum Jahr 2020 auf 14 Prozent zu erhöhen.“

c) Ausbau der Netze

Der Ausbau der Stromnetze gerät immer mehr zur Achillesferse der Energiewende. Um dem im Energiekonzept der Bundesregierung angestrebten ökologischen Ausbau auf einen 35%-Anteil der EE an der Stromproduktion bis 2020 (bzw. auf 80 % bis 2050) bewältigen zu können, um aber auch in ausreichendem Umfang neue konventionelle Kraftwerke anschließen zu können, um die notwendigen Ersatzinvestitionen zu tätigen und möglicherweise auch noch den Ausbau der Grenzkuppelstellen zu forcieren, bedarf einer ausreichenden Netzinfrastruktur. Das *Übertragungsnetz* dient dabei dem gebündelten Stromtransport von den Kraftwerken über weite Entfernungen hinweg in die Verbrauchsgebiete, wo der Strom über Transformatoren an die *Verteilungsnetzbetreiber* weiter gegeben wird. Zur Reduktion von widerstandsbedingten Transportverlusten wird im „*Höchstspannungsnetz*“ die Stromspannung vorab bis zur Übergabestelle auf 220 bzw. 380 kV hoch transformiert, wobei auf der Erzeugungsseite zumeist Kraftwerke mit einer Leistung ab 700 MW angeschlossen sind.⁵⁷ Über Transformatoren erfolgt die Übergabe in die mit einer Spannung von 110 kV betriebenen „Hochspannungsnetze“. Sie versorgen unmittelbar großindustrielle Unternehmen sowie den Schienenverkehr und dienen überdies der Weiterleitung in größere Regionen oder Ballungszentren. Zugleich nehmen sie auch Strom aus Kraftwerke mit niedrigerer Leistung auf. In der Verteilernetzketten schließen sich dann die Mittel- und Niederspannungsnetze an.

Der zweiten Dena-Netzstudie von 2010 zufolge bedarf es in der Basisvariante zwischen 2015 und 2020 *bundesweiter Investitionen in das 380kV-Netz von etwa 6 Mrd. €*.⁵⁸ Die im Auftrag des Bundeswirtschafts- und des Bundesumweltministeriums erstellte Studie weist aus, dass demnach zwischen 2015 und 2020 der Netzausbaubedarf an *380kV-Höchstspannungsleitungen eine Trassenlänge von rund 3.600 km* umfassen wird, wenn

56 Vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie und Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Zwischenprüfung des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes, Berlin, 24.11.2011.

57 Vgl. Lichtblick (o.A.), Hintergrundinformationen zum deutschen Strommarkt, S. 18.

58 Vgl. Deutsche Energie Agentur, dena-Netzstudie II: Integration Erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick 2025, Berlin, 2010, S. 364f.

bis 2015 die derzeit geplanten Netzinvestitionen der Übertragungsnetzbetreiber im Umfang von rund 1.600 Trassenkilometern realisiert werden. Das entspricht in Summe einem Leitungslängenzuwachs von fast 50 % gegenüber der aktuellen Situation. In der Vorläuferstudie von 2005 ging die Dena noch von einem Zubaubedarf von 850 km aus. Die jetzt festgestellte Vervielfachung des Bedarfs resultiert primär aus dem deutlich *schneller als projizierten Ausbau der EE*. Die Tatsache, dass seit der ersten Studie zwischenzeitlich nur rund 90 km realisiert wurden, verdeutlicht, wie schleppend der Ausbau bisher voranschreitet. Auch die Bundesnetzagentur stellt in ihrem Monitoringbericht fest: die „[...]gemeldeten Investitionsdaten dokumentieren [...] die erheblich hinter den Planungen zurückbleibende Realisierung von Neu- bzw. Ausbauprojekten der Übertragungsnetze“.⁵⁹ Unter den 24 im Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) von 2009 definierten Übertragungsnetzprojekten mit hoher Priorität sei bereits heute „[...] zu erwarten, dass bei mindestens sieben EnLAG-Projekten der ursprüngliche Termin für die Inbetriebnahme vollständig oder zumindest in Teilabschnitten nicht eingehalten werden kann.“⁶⁰

Die forcierte Ausrichtung der Energieversorgung auf regenerative Energien erfordert aber nicht nur einen Ausbau der Übertragungsnetze, um den Stromtransport von den Erzeugungs- in die Verbrauchsregionen über große Entfernungen zu ermöglichen. Zugleich muss auch die Einspeisung zunehmend dezentral erzeugten Stroms in das Netz ermöglicht werden. Darüber hinaus zeichnet sich ebenfalls erheblicher Investitionsbedarf in den Verteilnetzen insbesondere bei den 110 kv-Hochspannungsleitungen ab.

Das Ausmaß der Herausforderungen ist vergleichbar mit dem Infrastrukturausbaubedarf nach der Wiedervereinigung. Ein Maßnahmenpaket soll nun dafür sorgen, die Dauer der Planungs- und Genehmigungsverfahren zu verkürzen, für mehr Akzeptanz des Leitungsbaus bei den Menschen zu sorgen und optimale Investitionsbedingungen zu schaffen. Denn vorrangig wird der zögerliche Ausbau auf Probleme bei den *Planfeststellungs- und Genehmigungsverfahren* zurückgeführt.⁶¹

Zu dem Maßnahmenpaket zählt das Energieleitungsausbaugesetz. Es definiert einerseits Leitungsprojekte, die mit Vorrang zu realisieren sind und bei denen die Rechtswege bis zum Baubeginn abgekürzt werden, und eröffnet andererseits die Möglichkeit der Erdverkabelung bestimmter Trassen in Pilotprojekten, um so die Ausbauwiderstände zu reduzieren.

Aktueller und weitreichender ist aber die Neuregelung vom Sommer 2011 beim Ausbau des Übertragungsnetzes durch eine Verzahnung des EnWG und des neuen Gesetzes über Maßnahmen zur Beschleunigung des Netzausbaus Elektrizitätsnetze (NABEG).⁶²

59 Bundesnetzagentur, Monitoringbericht 2010 – Entwicklung des Strom- und Gasmarktes, 2010, S. 9.

60 Bundesnetzagentur, Monitoringbericht 2010, a.a.O., S. 23.

61 vgl. Bundesnetzagentur, Monitoringbericht 2010, a.a.O., S. 24.

62 Vgl. Riese, C., Nebel, A., Energiewende 2011 – Die zentralen Regelungen des Energiepaketes, Berlin, 8.7.2011, S. 5 f.

Im EnWG wurde dazu die Planung des Netzausbaus neu geregelt. Nachdem die Übertragungsnetzbetreiber in einer öffentlichen Konsultation ihre „Energieszenarien“ zur Stromerzeugung, zum Verbrauch und der Versorgung dargestellt haben, wird von ihnen ein *Netzentwicklungsplan* aufgestellt, der dann abschließend von der Bundesnetzagentur festgestellt wird. Die Agentur übermittelt diesen Plan an die Bundesregierung und kennzeichnet darin alle Leitungsprojekte mit überregionaler oder europäischer Bedeutung und die Anbindungen von Offshore-Windparks. Diese Unterlagen werden dann dem Bundestag als Bundesbedarfsplan zur Verabschiedung vorgelegt.

Das NABEG, das für die im Bundesbedarfsplan definierten Leitungsprojekte gilt, stellt weniger auf die Planung als auf den eigentlichen Ausbau der Netze ab.⁶³ Auch hier ist die zentrale Institution die Bundesnetzagentur. Sie ist für das Planfeststellungsverfahren zuständig. Die Verfahren sollen durch das Gesetz generell vereinfacht und beschleunigt werden. Insbesondere sind nun bundesländerübergreifende Zulassungsverfahren möglich. Dadurch werden Verzögerungen, die sich früher durch Abstimmungsprobleme zwischen den Ländern ergaben, hinfällig. Insbesondere ist die durchführende Instanz nun dem landespolitischen Durchgriff entzogen, so dass Verschleppungen mit Blick auf Landtagswahltermine nicht mehr möglich sein sollten. Hinzu kommen weitere positive Aspekte durch die Aufgabenbündelung bei der Bundesnetzagentur: Doppelprüfungen werden vermieden, die Verfahren laufen nach bundeseinheitlichen Regeln ab, es gibt einen zentralen Ansprechpartner, geklagt werden kann nur vor dem Bundesverwaltungsgericht. Darüber hinaus soll die Öffentlichkeit frühzeitig in das Verfahren eingebunden werden und in sieben unterschiedlichen Stadien beteiligt werden. Umgewandelt wird zudem die bislang nur befristete Verpflichtung der Übertragungsnetzbetreiber zum Anschluss von Offshore-Windanlagen in eine nun endgültige Vorgabe. Außerdem sollen neue Leitungen der Spannungsebene von 110 kV und darunter möglichst als Erdkabel verlegt werden. Obwohl das Netzausbaubeschleunigungsgesetz seit August 2011 in Kraft ist, wurde der dringend benötigte Leitungsbau noch nicht begonnen. Dazu muss erst das entsprechende Bundesbedarfsplangesetz in Kraft treten, das aber erst für Ende 2012 avisiert ist.⁶⁴

Um die Probleme mit der im Zuge der Energiewende stärker fluktuierenden Stromspeisung zu bewältigen, sollen zudem der Bau bzw. die Innovation neuer Speicher und die Entwicklung von *intelligenten Netzen* (*smart grids*) erleichtert werden. Dabei verpflichtet § 21 b ff EnWG zum Einbau intelligenter Messsysteme, sobald die technischen Möglichkeiten unter Berücksichtigung der Wirtschaftlichkeit gegeben sind.

63 Vgl. Riese, C., Nebel, A., *Energiewende 2011 – Die zentralen Regelungen des Energiepaketes*, Berlin, 8.7.2011, S. 6 f.

64 Vgl. *Wirtschaftswoche*, Kurzschluss: Bremsen, blockieren, große Töne spucken, 24.10.2011, S. 60 ff.

d) Energiesparmaßnahmen

Im Energiekonzept der Bundesregierung ist eine Erhöhung der Energieeffizienz vorgesehen. Die *Energieproduktivität* soll hierzulande um durchschnittlich 2,1 % p.a. zunehmen, um so den Primärenergieverbrauch bis 2020 um 20 % und bis 2050 um 50 % zu reduzieren. Heruntergebrochen auf den *Stromverbrauch* bedeutet dies eine *Senkung um 10 bzw. 25 %*. Die Bundesregierung unterstützt den Einsparprozess u.a. durch das 2008 aufgelegte Förderprogramm im Rahmen der Klimaschutzinitiative (z.B. für *Mini-KWK-Anlagen*) ebenso wie durch das CO₂-Gebäudesanierungsprogramm. Die energetische Sanierung von vor 1995 erstellten, selbstgenutzten oder vermieteten Gebäuden soll demnach steuerlich durch eine entsprechende Änderung des Einkommensteuergesetzes gefördert werden. Die Aufwendungen sollen über 10 Jahre abgeschrieben werden können. Der Bundesrat hat der Gesetzesänderung wegen der damit verbundenen Steuerausfälle allerdings nicht zugestimmt. Das Gesetz befindet sich daher noch im Vermittlungsausschuss.

Überdies ist die *Vergabeordnung für öffentliche Aufträge* im Sommer 2011 geändert worden.⁶⁵ Bei größeren Aufträgen ist nun zur Ermittlung des wirtschaftlichsten Angebotes die Energieeffizienz als ein Zuschlagskriterium zu beachten. Dazu müssen die Bieter im Vorfeld explizite Angaben zum Energieverbrauch machen.

e) E-Mobilität

Durch eine steuerliche Förderung elektrisch betriebener Dienstwagen will die Bundesregierung die Verbreitung der E-Mobilität anschieben.

2.3 Neues Marktumfeld: Chancen und Risiken für EVUs

2.3.1 Wettbewerb

Lange Zeit blieb der Wettbewerb am geöffneten Energiemarkt in Deutschland deutlich hinter den teils hochgesteckten Erwartungen zurück. Intern wurde er zwar zur Rationalisierung instrumentalisiert, im Außenverhältnis wurde er hingegen nach einem kurzen Aufflackern unterbunden, so dass primär die *Shareholder* profitierten. Am aktuellen Rand beginnen sich die Verhältnisse in allen vier Versorgungssparten der Elektrizitätswirtschaft aber spürbar zu verändern. Die Monopolkommission sieht in ihrer jüngsten Untersuchung mit Blick auf die Wettbewerbssituation im Energiesektor „Licht und Schatten“.⁶⁶

65 Riese, C., Nebel, A., *Energiewende 2011 – Die zentralen Regelungen des Energiepaketes*, Berlin, 8.7.2011, S. 8 f.

66 Monopolkommission, *Energie 2011: Wettbewerbsentwicklung mit Licht und Schatten*, Sondergutachten 59, 2011, S. 3.

2.3.1.1 Wettbewerb im Endkundenmarkt

Gerade auf dem Endkundenmarkt hat sich der Konkurrenzkampf in den letzten Jahren deutlich belebt. Die Zahl der Anbieter hat kontinuierlich zugenommen. Nach Angaben des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) können Haushalte im Durchschnitt unter 85 Strom- und unter 22 Gasanbietern auswählen. Dabei etabliert sich sowohl ein *Preis- als auch ein Qualitätswettbewerb*: Auf der einen Seite arbeiten immer mehr Billigstromanbieter vorrangig über den Preis, um Kunden zu gewinnen. Auch die „Big-4“ reagierten auf die veränderten Rahmenbedingungen durch das Auflegen von *Sondertarifen* und das Gründen von *Billigstromanbietern*. Vattenfall, als drittgrößter Anbieter, etwa kündigte im Geschäftsbericht 2006 an, sich für den Einstieg in den bundesweiten Wettbewerb um den Markt „vorzubereiten“. Der tatsächliche Markteintritt erfolgte zwar erst in 2008. Dennoch verdeutlicht der Schritt ein Umdenken, bei dem nun, zehn Jahre nach der Liberalisierung (!), nicht mehr nur die Sicherung des angestammten Absatzmarktes, sondern eben auch das *aggressivere Werben* um die Kunden der Konkurrenz an Bedeutung gewinnt.

Auf der anderen Seite versuchen Unternehmen, den Endkundenmarkt zu segmentieren und beim Kunden das Bewusstsein zu wecken, dass „Strom-nicht-gleich-Strom“ und damit kein extrem homogenes Gut ist. Ihre Zielsetzung ist der Eintritt in einen *Qualitätswettbewerb mit der „Herkunft“ des Stroms als ausschlaggebendes Kaufkriterium*. Dadurch sollen letztlich im Wettbewerb unterschiedliche Endkundenpreise möglich werden. Geworben wird hier einerseits mit der Herkunft des Stroms aus EE. Derartige „*Ökostromangebote*“, wie sie zum Beispiel von seit 1999 von „Lichtblick“, einem der mit rund 600.000 Kunden bekanntesten Anbieter, vermarktet werden, richten sich an ökologiebewusste Abnehmer, die im Zweifelsfall auch bereit sind, für EE-Strom höhere Preise zu bezahlen.

Andererseits ist die zeitweise auch gemeinschaftlich durchgeführte *Werbekampagne der Stadtwerke* zu erwähnen. Hier wird als Alleinstellungsmerkmal die regionale und dezentrale Herkunft betont. Der Strombezug vom „eigenen Stadtwerk“ wird potenziellen Kunden aus der Umgebung dadurch schmackhaft gemacht, dass er mit vor Ort verankerten, und daher basisdemokratischen Entscheidungsstrukturen, mit einem Gewinnrecycling über den ÖPNV, Sponsoring u.ä. in die Region und mit der Möglichkeit einer ortsnahen Betreuung aus einer Hand bei allen Serviceleitungen rund um die Versorgung einhergeht. Hinzu kommt, dass im Fall der Eigenerzeugung von Strom oftmals auch der Einsatz von *umweltfreundlichen Kleinkraftwerken* teilweise mit effizienter Kraft-Wärme-Koppelung erfolgt. Mit dieser Ausrichtung gelingt es den Stadtwerken, sich dem reinen Preiswettbewerb mit den großen Billigstromanbietern zu entziehen und in einen ökologisch-regionalpolitisch orientierten *Qualitätswettbewerb* einzutreten, der bei erhöhter Zahlungsbereitschaft auch eventuelle Kostennachteile wettmacht. Eine derartige Positionierung setzt für die kommunalen Betreiber allerdings eine im

Länderrecht entsprechend geöffnete Gemeindeordnung voraus.⁶⁷ So ist hinsichtlich des Aufbaus von eigenen Erzeugungskapazitäten in nicht unmittelbarer Standortnähe die *Öffnung des Örtlichkeitsprinzips* in den Gemeindeordnungen erforderlich und für das Profil der „Rund-um-Versorgung“ müssen die *damit verbundenen Betätigungsfelder* für die Stadtwerke auch rechtlich zugänglich sein. Befördert wird der *Rekommunalisierungstrend* dadurch, dass *zahlreiche Konzessionen* in nächster Zeit auslaufen werden.

Unterstützt werden diese Trends im Vertrieb durch das gewandelte *öffentliche Meinungsbild*. Die großen Energiekonzerne stehen *am Pranger* und sind so bei zunehmender Wechselbereitschaft⁶⁸ einer besonderen Aufmerksamkeit ausgesetzt. Nicht nur die Industriekunden, sondern auch die Haushaltskunden zeichnen sich dadurch bei der Suche nach dem Stromanbieter durch eine *höhere Sensibilität* mit Blick auf die *Preise*, teils aber auch mit Blick auf die Art der *Stromerzeugung* und die *gesellschaftspolitische Einbindung* der Anbieter aus. So sah sich RWE im Zuge von Strompreiserhöhungen mit einer Abwanderung von 200.000 Stromabnehmern im ersten Halbjahr 2008 konfrontiert. Bei Vattenfall bewirkten die Störfälle in den Atomkraftwerken Krümmel und Brunsbüttel den Verlust von 100.000 Kunden in nur vier Monaten.

2.3.1.2 Wettbewerbsbeitrag des Netzbetriebs

Die Ebene des Netzbetriebs wird weiterhin als *natürliches Monopol* angesteuert. Der fehlende Wettbewerb wird durch eine Regulierung ersetzt. Allerdings hat sich die Regulierung im Laufe der Jahre durch die Netzanschlussverordnung, den Einspeisevorrang, die Kosten- und vor allem die anschließende *Anreizregulierung* sowie ein immer *strikeres Unbundling* merklich verschärft. Vor diesem Hintergrund – aber auch wegen kartellrechtlicher Auflagen, bevorstehender umfangreicher Netzinvestitionen und akuten Geldbedarfs – haben E.ON und Vattenfall sich ganz, und RWE mehrheitlich von ihren Übertragungsnetzen getrennt, obwohl sie lange Zeit deren strategische Bedeutung für einen „integrierten Energieversorger“ betont haben.

Durch diese Entwicklung im Netzbereich ergeben sich mit Blick auf den Wettbewerb zwei belebende Effekte: Zum einen sind die *Netzentgelte*, die sich zu einem Viertel im Endpreis niederschlagen, deutlich gesunken und werden auch weiterhin unter Druck stehen (vgl. Kap. 2.2.1). Dies belastet die *Gewinnsituation der „Big-4“* in deren verbliebenem Netzbetrieb unmittelbar und schwächt deren finanzielle Möglichkeiten für eine

67 Vgl. Marquardt, R.-M., Stellungnahme zum Gesetzentwurf „Revitalisierung des Gemeindefortschrittsrechts in NRW“, Landtag Nordrhein-Westfalen, Stellungnahme 15/83, auf: <http://www.landtag.nrw.de/portal/WWW/dokumentenarchiv/Dokument/MMST15-83.pdf>, 2010.

68 Vom Niveau her sind die Wechselquoten allerdings moderat: Nach Angaben des BDEW wechselten von 1998 bis Ende 2009 19 % ihren Strom- und 8 % den Gaslieferanten. 41 % der Stromkunden und 15 % der Gaskunden schlossen neue Verträge mit ihren alten Anbietern ab. Vgl. BDEW, in: Statista, Wechselverhalten der Stromkunden in Deutschland im Zeitraum 1998 bis 2009, <http://de.statista.com/statistik/daten/studie/152779/umfrage/wechselverhalten-der-stromkunden-in-deutschland-zwischen-1998-bis-2009/>, 2011.

weitere Expansion. Zum anderen sorgt die Verschärfung dafür, dass das Netz nicht mehr zur Abschottung der Erzeuger vor Konkurrenz genutzt werden kann. Künstlich hochgehaltene Durchleitungsgebühren werden durch die Anreizregulierung verhindert. Auch das *Abschrecken von neuen Erzeugern* durch einen zögerlichen Netzanschluss wird weitgehend unterbunden. So sieht § 17 Abs. 1 EnWG im *Grundsatz eine diskriminierungsfreie Anschlusspflicht* von Stromerzeugungsanlagen durch die Netzbetreiber vor. Nur in *Ausnahmefällen* (§ 17 Abs. 2 EnWG) können die Betreiber einen solchen Anschluss mit schriftlicher Begründung gegenüber der Bundesnetzagentur verweigern „soweit sie nachweisen, dass ihnen die Gewährung des Netzanschlusses aus betriebsbedingten oder sonstigen wirtschaftlichen oder technischen Gründen [...] nicht möglich oder nicht zumutbar ist.“ Vor diesem Hintergrund beklagte E.ON allein im Jahr 2007 den Verlust von einer halben Millionen Kunden und führte dies explizit auf den durch niedrigere Netzentgelte forcierten Wettbewerb zurück.

Allerdings geht der Monopolkommission das *Unbundling* noch nicht weit genug: „Auch zeigt sich, dass die Entflechtungsvorschriften in ihrer jetzigen Ausprägung eine Benachteiligung von Wettbewerbern nur bedingt verhindern können.“⁶⁹ Der integrierte Aufbau Sorge nach wie vor dafür, dass sich die Sparten eines Konzerns gegenseitig bevorzugen. Dies gelte beispielsweise für den Netzbetreiber, der sich beim Einbau von Smart Metern auf den Kontakt zum „eigenen“ Vertrieb verlassen kann. Die Kommission fordert daher eine schärfere Kontrolle der Umsetzung des Unbundling sowie ein Aufheben bzw. ein Absenken der De-Minimis-Regeln.⁷⁰

2.3.1.3 Wettbewerb im Großhandelsmarkt

Auf der Großhandelsebene haben sich die Strukturen ebenfalls in Richtung mehr Wettbewerb geändert. Begünstigt wird dies durch die Trennung der Duopolisten E.ON und RWE von Beteiligungen, auch Vattenfall trennt sich von Randbeteiligungen. Bei den beiden Großkonzernen spielt eine wichtige Rolle, dass sie im Inland mittlerweile an ihre rechtlichen Expansionsgrenzen gestoßen sind und sich infolgedessen neu in Richtung einer verstärkten *Internationalisierung* ausgerichtet haben. Zugleich wurde so dem zunehmenden politischen Druck als Reaktion auf die Marktmacht begegnet, zumal ehemalige der Präsident des Kartellamtes, Heitzer, öffentlich darüber nachgedacht hatte, die beiden Dyopolisten E.ON und RWE notfalls zum *Stadtwerke-Verkauf* zu zwingen. Hinzu kommt, dass die Beteiligungen an den hauptsächlich Strom verteilenden Stadtwerken wegen der Netzregulierung nicht mehr die erhoffte Rendite abwerfen und dass die Verkaufserlöse dringend an anderer Stelle benötigt werden. Überdies hat der

69 Monopolkommission, Energie 2011: Wettbewerbsentwicklung mit Licht und Schatten, Sondergutachten 59, Bonn, 2011, S.17.

70 Nach § 7 Abs. 2 EnWG sind EVUs von der Vorschrift zum rechtlichen Entflechtung dann ausgenommen, wenn sie weniger als 100.000 Kunden haben. Diese Grenze müsse niedriger angesetzt werden. Nach § 7a Abs. 7 sind Netzbetreiber mit weniger als 100.000 Kunden von der Verpflichtung befreit, den Verteilbetrieb operational von den anderen Sparten zu trennen. Diese Regelung solle komplett aufgehoben werden.

Einfluss auf die Geschäftspolitik der Stadtwerke bei zunehmend rein wirtschaftlich orientierten Aufsichtsratsentscheidungen nachgelassen. Angesichts dessen hat sich der Branchenführer E.ON sogar von der *Thüga*, in der die Stadtwerke-Beteiligungen gebündelt waren, getrennt. Damit lässt auch der noch verbliebene informelle Einfluss der Großkonzerne, über die abgestellten Aufsichtsräte die Beschaffung in Richtung der eigenen Erzeugungskapazitäten zu kanalisieren, nach, nachdem zuvor schon das Bundeskartellamt eine derartige Einflussnahme in Form von exklusiven Lieferverträgen mit den Anteilseignern unterbunden hatte.⁷¹

Darüber hinaus haben viele Stadtwerke durch Zusammenschlüsse auf unterschiedlichen Ebenen eine *Gegenmacht zu den „Big-4“* gebildet, indem sie beim Einkauf kooperieren oder indem sie sich mit eigenen Erzeugungskapazitäten unabhängig machen. So haben sich die acht größten Kommunalversorger zur Gruppe der „*8KU*“ zusammengeschlossen, um verstärkt an einem Strang zu ziehen und in eigene Erzeugungskapazitäten zu investieren. In ähnlicher Weise dienen die „*Trianel-Gruppe*“ und die „*Thüga*“ den darin mitwirkenden Stadtwerken als Kooperationsplattform. Auch der Kauf des Mehrheitsanteils der *Steag* durch ein Konsortium von sieben Ruhrgebietsstadtwerken hatte als wichtiges Ziel, mit eigenen Kraftwerken unabhängiger von den Lieferungen der „Big-4“ zu werden. Hinzu kommt auf der Großhandelsebene die zunehmende EU-weite Integration der Märkte. Die nationale Abschottung nimmt mit dem Ausbau der Grenzkuppelstellen ab. Insbesondere gelten der deutsche und der österreichische Markt mittlerweile als vollständig integriert. Angesichts des Ausbauprogramms der EU-Kommission dürfte es hier längerfristig zu weiteren wettbewerbsbelebenden Impulsen kommen.

2.3.1.4 Wettbewerb in der Erzeugungssparte

Auf der Erzeugungsebene und damit am Beginn der Wertschöpfungskette verbleiben wegen der *Kraftwerkskonzentration* in den Händen der „Big-4“ zwar nach wie vor die größten *Wettbewerbsdefizite*. Dennoch zeichnet sich auch hier aus mehreren Gründen eine Belebung, zumindest aber eine Neustrukturierung der Erzeugungslandschaft ab. E.ON musste sich als Folge des Kartellverfahrens mit der EU-Kommission bereits von einem Fünftel seiner hiesigen Kraftwerkskapazitäten trennen. Vattenfall Europe gilt nach der Ankündigung aus dem schwedischen Mutterkonzern, sich wegen der Belastung aus den hohen CO₂-Emissionen eher aus den deutschen Braunkohle-Kraftwerken zurückzuziehen, als „Fluchtkandidat“ aus den Großkraftwerken.⁷²

Ferner haben die Stadtwerke verstärkt in eigene Erzeugungskapazitäten bzw. in Kraftwerksanteile investiert. Sie folgen dabei einer verbreiteten *Rekommunalisierungstendenz* zum Abbau von Abhängigkeiten und nutzen oftmals Synergien aus Kooperationen

71 Vgl. Handelsblatt, Stadtwerke drehen gemeinsam auf, 26.5.2009.

72 Vgl. Wirtschaftswoche, Kurzschluss: Bremsen, blockieren, große Töne spucken, S. 64.

oder Fusionen. Dies gilt insbesondere für die 8-KU-Gruppe und die im Trinael-Verbund operierenden kommunalen EVUs. Darüber hinaus beteiligen sich angesichts der spezifischen Förderung mit Vorranginspeisung immer mehr private Investoren am Ausbau kleinerer dezentraler Kraftwerke. Zuletzt sorgte der (Teil-)Kauf der Steag-AG durch sieben Ruhrgebietsstadtwerke für Aufsehen. Nach der zuvor verabschiedeten Novelle des nordrhein-westfälischen Gemeindegewirtschaftsrechts war der Weg frei für diesen Schritt, bei dem sich die Kommunalunternehmen einen 51%-Anteil an der Steag sicherten und sich damit gegen vier andere Bieter durchsetzten. Die restlichen 49 % sollen mittelfristig ebenfalls erworben werden. Mit einem Jahresumsatz von 2,6 Mrd. € handelt es sich bei der Steag-AG um den fünftgrößten deutschen Energieerzeuger. Die hiesigen Kraftwerke verfügen insgesamt über eine Leistung von 8,2 GW. Das entspricht knapp 8 % der gesamten deutschen Kraftwerksleistung.

Auch von der *Energiewende* gehen erhebliche *Strukturveränderungen* aus. Nachdem die kraftwerksbetreibenden Stadtwerke noch im Anschluss an die Laufzeitverlängerung vehement beklagten, angesichts des zwischenzeitlichen Baus eigener konventioneller Kraftwerke im Vertrauen auf den Ausstiegsbeschluss von 2001 benachteiligt worden zu sein, hat sich ihre Position mit dem „Ausstieg vom Ausstieg“ deutlich gebessert. Durch das sofortige Abschalten der acht AKWs profitieren sie gleich in dreierlei Hinsicht: eine strompreissteigernde Wirkung der Angebotsverknappung kommt erstens dem eigenen konventionellen Kraftwerksbetrieb zugute. Die „Big-4“ werden zweitens als Konkurrenten erheblich geschwächt. Schätzungen gehen davon aus, dass ihnen etwa 20 Mrd. EUR an Atomstromgewinnen entgehen.⁷³ Drittens nimmt der Kraftwerksausbaubedarf zu. Die Felder sind hier komplett neu zu besetzen und bieten damit eine Chance, die Erzeugungslandschaft durch zusätzliche Anbieter neu aufzuteilen.

Sofern es sich bei dem Ausbau der Erzeugungskapazitäten aber um EE handelt, bringt dies unter dem bestehenden Förderregime keine unmittelbare Wettbewerbsbelebung, da dieser Teilmarkt nicht wettbewerblich organisiert ist. Die Wettbewerbswirkung erfolgt dann allenfalls indirekt, indem mit einem steigenden EE-Anteil die Konkurrenz im schrumpfenden, noch wettbewerblich organisierten Kapazitätssegment zunimmt.

Überdies orientieren sich mit Blick auf den Ausbau der EE auch die „Big-4“ verstärkt in diese Richtung, nachdem sie diesen Bereich lange Zeit – vermutlich auch in der Hoffnung auf verlängerte AKW-Laufzeiten – vernachlässigt hatten. E.ON etwa plant bis 2030 mehr als ein Drittel der Energie aus Ökostrom herzustellen. Der Präsident des Kartellamtes Mundt warnte daher schon vor einer *erneuten Marktkonzentration*: „Noch ist der Marktanteil der großen Betreiber in diesem Segment nicht besorgniserregend hoch. Aber wenn die großen Windkraftprojekte offshore anlaufen, kann sich

⁷³ Vgl. Wirtschaftswoche, Kurzschluss: Bremsen, blockieren, große Töne spucken, S. 62.

das schnell ändern. Da werden wir sehr genau hinschauen müssen.“⁷⁴ Der schnellen Expansion in den EE-Bereichen von Seiten der Großkonzerne steht allerdings auch deren durch den Atomausstieg verschlechterte wirtschaftliche Lage entgegen.

2.3.2 Kraftwerksinvestitionen

Durch den AKW-Ausstiegsbeschluss wird der rasche Zubau neuer Erzeugungsanlagen nötig. Nach dem überraschend plötzlichen Abschalten der acht Kernkraftwerke fehlten rund 5 GW an Leistung. Bis zum endgültigen Aus des letzten AKWs werden es ca. 22 GW sein. Hinzu kommt, dass es sich um Anlagen handelt, die im *Grundlastbereich* relativ zuverlässig Strom produzierten. Zudem gilt es, zahlreiche abgeschriebene Kohlekraftwerke zu ersetzen.

Da die Stromerzeugung aus EE bis 2020 gegenüber heute fast verdoppelt werden soll, werden darüber hinaus noch weitere, flexibel regulierbare Reservekapazitäten nötig sein, um die stark fluktuierende Einspeisung von Fotovoltaik- und Windstrom auffangen zu können, mithin die Netzspannung stabil zu halten und die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. In welchem Umfang derartige Reservekapazitäten nötig sein werden hängt u.a. von folgenden Faktoren ab:

- der tatsächlichen Zusammensetzung der EE-Stromproduktion aus Anlagen mit stark schwankender Einspeisung (insbesondere Fotovoltaik und Wind) und aus Anlagen mit gut regulierbarer Erzeugung (Biomasse)
- der Weiterentwicklung in den Speichermöglichkeiten und den Speichertechnologien,
- den Erfolgen in der Zusammenschaltung der EE zu virtuellen Kraftwerken, in denen sich regionale Engpässe und Überschüsse untereinander ausgleichen,
- den Fähigkeiten im nachfrageseitigen Lastenmanagement über smart grids, bei dem sich der Stromverbrauch automatisch an die Erzeugungsmenge anpasst,
- und dem flexiblen Zugang zu Importen aus dem Ausland.

Um diese gewaltigen Herausforderungen zu bewältigen, bedarf es massiver Investitionen in die Kraftwerke, die wegen der langen Vorlaufzeit möglichst schnell in Angriff genommen werden müssen. Der Zubau von EE-Anlagen profitiert dabei wegen der über zumeist 20 Jahre hinweg garantierten Einspeisevergütung bei gleichzeitigem Einspeisevorrang von einer hohen absatzseitigen Kalkulationssicherheit. Inwieweit mit dem Ausbau langfristig eine Verteuerung des Stroms gegenüber primär konventionell erzeugtem Strom einhergeht, ist unklar. Preistreibend wirkt die Tatsache, dass EE-Strom durch die Fördersätze subventioniert und die Förderung über die EEG-Umlage eingepreist wird, ebenso wie die Notwendigkeit, zusätzliche Regelenergie bereitzustellen und die Netze zur Integration der EE ausbauen zu müssen. Steigen hingegen,

74 Mundt, A., zitiert in: Faz. Net, Kartellamt fordert Umsteuern, <http://www.faz.net/aktuell/wirtschaft/wirtschaftspolitik/oekostrom-foerderung-kartellamt-fordert-umsteuern-1575041.html>, 16.9.2010.

wie vielfach erwartet,⁷⁵ die Gestehungskosten für konventionellen Strom, nehmen die Differenzkosten und damit die EEG-Umlage ab. Ferner kann die Politik durch weitere Novellen des EEG auch die Fördersätze, oder das Fördersystem für neue Anlagen anpassen. Des Weiteren wirkt sich der so genannte *Merit-Order-Effekt* Preis entlastend aus. Er kommt dadurch zustande, dass die Vorrangspeisung der EE mit ihren Grenzkosten von nahe Null am Ende der Einspeisefolge, die teuersten, zugleich aber den Marktpreis bestimmenden Grenzkraftwerke aus dem Markt drängen. Dieser Effekt wird vom Bundesumweltministerium mit ca. 5 ct/kWh angegeben.⁷⁶

Mit Blick auf die konventionellen Kraftwerke, die in absehbarer Zukunft weiterhin, den größten Teil des Stroms beisteuern und zudem die Reservekapazitäten bilden sollen, erweist sich das *neue Investitionsparadigma* als überaus hinderlich (vgl. Kap. 2.1.3.3). Da die Investitionskosten nicht mehr einfach auf die Abnehmer weitergewälzt werden können, sondern da sich die eigenen Preise im Wettbewerb behaupten müssen, ist angesichts der großen Investitionssummen und der langen Amortisationsdauern *vorab eine möglichst exakte Renditekalkulation* nötig. Deren Kalkulationsbasis ist aber hochgradig unsicher, was zu marktbedingtem Versagen in Form von Investitionsattentismus führen kann. Die Ursachen der Unsicherheit sind vielfältig:

- Die zukünftigen Großhandelspreise hängen angebotsseitig u.a. vom tatsächlichen Erfolg beim dynamischen Ausbau der EE, vom kaum zu überschauenden Investitionsverhalten alter und neuer Konkurrenten und dem zu erwartenden Ausmaß der Integration der EU-Strommärkte ab. Nachfrageseitig wird eine große Rolle spielen, wie erfolgreich die Bundesrepublik beim Energiesparen sein wird. Die Ambitionen der Regierung sind groß. Nur müssen den Worten auch Taten folgen.
- Die Ausbauwiderstände bei der Errichtung neuer Kraftwerke und Klagebereitschaft (wie etwa beim Kohlekraftwerk von E.ON in Datteln) sind hoch. Durch Widerstände der Bürger vor Ort sind in den letzten Jahren 15 von 37 geplanten Kohlekraftwerksneubauten verhindert worden.⁷⁷ Derartige Hemmnisse können den Investitionsprozess zumindest erheblich verzögern, den Beginn der Amortisation verschieben und bei nachträglichen Auflagen die Kosten unerwartet in die Höhe treiben.
- Die langfristigen Gestehungskosten der Primärenergieträger und die Zuverlässigkeit ihrer Lieferung lassen sich nur schwer prognostizieren. Sie hängen stark auch von politischen Entwicklungen (insbesondere bei Gaslieferungen für Gaskraftwerke) und von der Belebung der Weltwirtschaft (Energiehunger in den Schwellenländern) ab. Letztlich ist auch das Gerangel um die Nabucco-Pipeline und die Northstream-Pipeline Ausdruck des Strebens, auf der Nachfrageseite des Gasmarktes durch Diversifikation unabhängiger von russischen Gaslieferungen zu werden, auf

75 Vgl. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Einfluss der Umwelt- und Klimapolitik auf die Energiekosten der Industrie – mit Fokus auf die EEG-Umlage, Berlin 2011.

76 Vgl. ebenda, S. 11. Die Abschätzung ist aber mit hoher Unsicherheit verbunden und der Wert ändert sich im Zeitablauf. Zu einer Übersicht vgl. Sensfuß, F., Analysen zum Merit-Order Effekt erneuerbarer Energien - Update für das Jahr 2009, Karlsruhe, 2011.

77 Vgl. Wirtschaftswoche, Was uns die Energiewende kostet, 8.6.2011.

der Anbieterseite des Marktes hingegen seine Marktmacht möglichst zu behaupten. Ähnlich motiviert dürfte auch der Versuch von RWE und E.ON sein, verstärkt mit Gazprom zu kooperieren.

- Bei fossilen Kraftwerken kommt die hohe Kalkulationsunsicherheit hinsichtlich der zukünftigen CO₂-Zertifikate-Preise dazu. Dies gilt umso mehr, als der Ausstieg aus der Kernkraft wegen des gedeckelten CO₂-Gesamtaustoßes klimaneutral bleiben wird. Die EVUs werden es zunächst durch verstärkte fossile und damit CO₂-freisetzender Stromerzeugung auffangen. Damit werden durch die Energiewende über den Emissionshandel auf die EVUs gleich von zwei Seiten Kostensteigerungen zukommen: Sie werden einerseits mehr Zertifikate benötigen, zumal sie in der nächsten Handelsperiode erstmals alle Zertifikate ersteigern müssen. Andererseits verknappen sich durch den Atomausstieg die Zertifikate, so dass sie ceteris paribus teurer werden. Ferner wird die Gesamtzuteilung in der letzten Handelsperiode rückblickend auch wegen des unerwarteten Einschwenkens auf einen niedrigeren weltweiten Wachstumspfad durch die Finanzmarktkrise als recht großzügig angesehen, so dass der Engpass auch über eine stärkere Deckelung verstärkt werden könnte. Zudem liegt die Anwendung der emissionseinsparenden CCS-Technologie⁷⁸ auf Eis, da sich die Länder im Bundesrat gegen ein entsprechendes Gesetz zur unterirdischen Speicherung ausgesprochen haben. Vor diesem Hintergrund stellen die KfW und das ZEW in ihrer Umfrage fest, dass die deutschen emissionshandelspflichtigen Unternehmen mit einem durchschnittlichen Anstieg der EUA-Preise auf 28,4 EUR/t rechnen.⁷⁹ Dann wären sie rund zweieinhalbmals so teuer wie derzeit.
- Besonders problematisch ist die Kalkulation für die Spitzenlastkraftwerke. Sie werden mit zunehmendem EE-Anteil in immer größerem Umfang zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit benötigt, um möglichst schnell kurzfristige Einspeiselücken abzudecken, die durch die volatile EE-Erzeugung ausgelöst werden. Ob sie zum Einsatz kommen werden, und wenn, wie oft und wie lange, hängt von den o.g. Faktoren ab. Sollten sie später in einem Einsatzsegment der Merit-Order liegen, in dem eher die wettbewerbliche Preis-gleich-Grenzkostenkalkulation gilt, werden sie ihre Fixkosten u.U. nicht hereinholen können.

Angesichts dieser Unsicherheiten und des zu befürchtenden investiven Attentismus will die Bundesregierung die Planungsverfahren beschleunigen.⁸⁰ Zusätzlich zu den in Bau befindlichen Gas- und Kohlekraftwerken sollen 10 GW an gesicherter Leistung bis 2020 hinzukommen. Die Bundesregierung beabsichtigt in diesem Zusammenhang auch, den Neubau von hocheffizienten und flexiblen Kraftwerken mit 15 % zu bezuschussen, sofern die Betreiber einen Anteil an den deutschen Stromerzeugungskapazi-

78 CCS steht für Carbon-Capture-and-Storage und beschreibt einen neuartigen Prozess der Stromerzeugung aus Kohle, bei dem das Kohlendioxid abgeschieden und in leeren Kavernen unterirdisch gespeichert werden soll.

79 Vgl. KfW/ZEW, CO₂-Barometer 2011: Hoher Anpassungsbedarf im EU-Emissionshandel ab 2013, Frankfurt, September 2011.

80 Vgl. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Der Weg zur Energie der Zukunft – sicher bezahlbar und Umweltfreundlich, Eckpunktepapier der Bundesregierung zur Energiewende, 6.6.2011, Ziff. 23 und 24.

täten von unter 5 % haben. Hinsichtlich der Spitzenlastproblematik wird zudem über den *Aufbau von Kapazitätsmärkten* diskutiert, bei denen der Betreiber bereits für das Bereithalten der Kapazitäten eine am Grad der Stromknappheit in Spitzenlastphasen orientierte Prämie erhält.

2.3.3 Netzbetrieb

Ähnlich hohe Herausforderungen wie im Kraftwerkspark sind beim Netzausbau zu bewältigen. Im Mittelpunkt der staatlichen Maßnahmen steht die *Beschleunigung der Planungsverfahren*, die sich nach allgemeiner Auffassung als der zentrale „Flaschenhals“ erwiesen haben.

Für die Investitionsbereitschaft der Netzbetreiber spielen aber auch die *wirtschaftlichen Anreize* eine wichtige Rolle. Diese werden durch die Anreizregulierung vorgegeben. Problematisch ist dabei die zugestandene *Eigenkapitalrendite für Neu- bzw. Ersatzinvestitionen*. Dem Gesetz nach beläuft sie sich zwar auf 9,29 % bei Neuinvestitionen, faktisch liegt sie jedoch teilweise erheblich darunter und kann bis auf knapp unter 5 % fallen (vgl. Kap. 2.2.1). Dabei steht für die nächste Regulierungsperiode nach dem bisherigen Regelungsmechanismus angesichts einer deutlich reduzierten Umlaufrendite am Kapitalmarkt eher eine Kürzung an. Hier bedarf es sicherlich einer Verfahrensänderung, um die entsprechenden Impulse für den Netzausbau zu setzen.

Als Alternative oder Ergänzung zum Netzausbau im großen Stile, um den EE-Strom von den Erzeugungs- in die Verbrauchsregionen zu lenken, kommt übrigens auch eine verstärkt dezentrale, räumlich angepasste Erzeugungsstruktur in Frage.⁸¹ Kleine Kraftwerke werden dorthin gebaut, wo der Strom verbraucht wird. Statt der zentralen Offshore-Großkraftwerke mit enormem Aufwand beim Netzanschluss und Stromtransport würde dies auf ein Stärken von Onshore-Windanlagen, Photovoltaik und Gaskraftwerken hinauslaufen. Diese Struktur ließe sich auch in Einklang mit den Rekommunalisierungstendenzen gestalten.

Mit Blick auf den reinen Betrieb der Netze wird der *Rationalisierungsdruck* eher zunehmen. In der zweiten Regulierungsperiode sollen nach einer nochmaligen Kostenprüfung in 2011 bis zum Ende der zweiten Regulierungsperiode im Jahr 2018 die individuellen Ineffizienzen endgültig abgebaut worden sein. Zugleich erhöht sich der branchenweit zu erreichende Produktivitätsfortschritt von derzeit 1,25 % p.a. auf 1,50 % p.a. Das nachfolgende Regulierungsregime der dritten Periode steht zwar noch nicht fest. Vor dem Hintergrund der bisherigen Diskussion ist aber zu erwarten, dass von den Netzbetreibern weiterhin eine Anpassung an den Produktivitätsfortschritt erwartet wird. Da angesichts zahlreicher Zugeständnisse an die EVUs der Anpassungsdruck in der Ausgestaltung der Regulierung bislang hinter den Forderungen der Hardliner

81 Vgl. Monopolkommission, Monopolkommission, Energie 2011: Wettbewerbsentwicklung mit Licht und Schatten, Sondergutachten 59, Bonn, 2011, S. 14.

zurückblieb, ist es durchaus denkbar, dass sich hier die Anforderungen nochmals verschärfen. Insbesondere könnte es zu einer *Yardstick-Regulierung* kommen, bei der sich der zu erreichende Produktivitätsfortschritt nicht mehr an einem Branchendurchschnitt sondern an dem des jeweils Branchenbesten orientiert.

2.3.4 Energiedienstleistungen und Elektromobilität

Darüber hinaus eröffnen sich den EVUs auch Arbeitsplatz sichernde bzw. schaffende neue bzw. wachsende Betätigungsfelder durch Erweiterung der Wertschöpfungskette in Form von *Energiedienstleistungen*. Sie können zum einen darauf abstellen, die im Zuge der Energiewende verstärkt eingeforderten *Energieeffizienzmaßnahmen* zu betreuen und durchzuführen. Hierzu gehören die unabhängige Energieeinsparberatung sowie die Unterstützung des Einsatzes von energieeffizienten Technologien. Hier liegt noch ein erhebliches nicht ausgeschöpftes Potenzial in allen Nutzungssektoren vom Verkehrssektor bis hin zum Gebäudebereich.⁸² Zum anderen kann es sich um die Übernahme ausgelagerter typischer Versorgungsleistungen – wie etwa die Wartung eines unternehmensinternen Hochspannungsnetzes oder den Betrieb von kommunalen Beleuchtungsanlagen – handeln.

Bereits jetzt stellen viele EVUs vielfältige Informations- und Förderangebote zum Klimaschutz und zur Steigerung des Energieeinsatzes der Öffentlichkeit zur Verfügung. Die *EnergieAgentur.NRW* hatte ermittelt, dass 68 % der nordrhein-westfälischen Energieversorger Förderungen für die energetische Sanierung von Häusern, den Kauf von Erdgasautos sowie den Erwerb von energiesparenden Haushaltsgeräten bzw. -techniken bereithalten.⁸³

Neben der Information und Förderung von Energieeffizienzmaßnahmen beim Endverbraucher werden Aktivitäten der EVUs vor allem in folgenden Technologie- und Anwendungsfeldern zur Entwicklung von Energieeffizienzmärkten – vielfach unter dem Begriff *Contracting* zusammengefasst – gesehen:

- „Brennstoffeinsparung im Prozesswärmebereich der Industrie;
- Heizungsoptimierung / Hydraulischer Abgleich/ Faktor-4-Umwälzpumpen im Haushaltsbereich; Wärmedämmung auf Niedrigenergiehaus-Standard und Heizungserneuerung (Öl- bzw. ggf. auch Gaskesseltausch) im Gebäudebestand;
- Effiziente Pumpen in Industrie und im Gewerbe-Handel-Dienstleistungs-Sektor (GHD-Sektor)
- Effiziente Lüftungs- und Klimaanlage in Industrie und GHD-Sektor;
- Optimierte Anlageneinstellung (Lüftung, Pumpen, Antriebe) in Industrie und GHD-Sektor;

82 Vgl. hierzu auch McKinsey & Company, Kosten und Potenziale der Vermeidung von Treibhausgasemissionen in Deutschland, Studie erstellt im Auftrag von „BDI initiativ – Wirtschaft für Klimaschutz“, Berlin 2007.

83 Vgl. EnergieAgentur.NRW, Pressemitteilung vom 08.03.2009.

- Verringerung von Stand by-Verlusten im Audio/Video/TK-Bereich sowie von Stand by-Verlusten im GHD-Sektor;
- Effiziente Prozesskälte- und Druckluftbereitstellung in der Industrie; Effiziente Beleuchtungssysteme in allen Sektoren;
- Lebensmittelkühlung durch steckerfertige effiziente Kühlgeräte im GHD-Sektor;
- Effiziente Kühl- und Gefriergeräte, Warmwasseranschlüsse sowie effiziente Wäschetrockner im Haushaltsbereich;
- Stromsubstitutionsmaßnahmen im Haushaltsbereich und im GHD-Bereich;
- Wärmerückgewinnung im Industrie- und GHD-Sektor.⁸⁴

Im Kontext der Energiedienstleistungen spielt auch die Erfassung, Abrechnung und lastenabhängige Steuerung des Energieverbrauchs eine wichtige Rolle. Hierzu trat das „Gesetz zur Öffnung des Messwesens bei Strom und Gas für Wettbewerb“ im September 2008 in Kraft. Es wurde durch eine Messzugangsverordnung ergänzt, die seit Oktober 2008 gilt. Die Regelungen beinhalten die Einbaupflicht sog. „*intelligenter Zähler*“ ab dem 1. Januar 2010 bei Neuanschlüssen und Renovierungen und ansonsten ist eine Angebotspflicht ab dem gleichen Zeitpunkt vorgesehen. Intelligente Zähler sollen mittels des Ausweises des tatsächlichen Energieverbrauchs sowie der entsprechenden Nutzungszeiten dazu beitragen, Energiespar- und Steuerungstarife zu entwickeln. Ziel ist es, den Kunden durch *lastvariable* oder *tageszeitabhängige Gebühren* zum energieeffizienten Strom- und Gasgebrauch zu animieren. Erwartet wird, dass EVUs in diesem Kontext nicht nur neue Techniken entwickeln. Unter Experten wird auch diskutiert, ob die EVUs diesbezüglich neue Formen der Zusammenarbeit – u.a. mit Dienstleistungsunternehmen und Handwerksbetrieben – entfalten können.

Die Umsetzung der zuvor beschriebenen Aufgaben kann zu großen Teilen nur „*vor Ort*“ und mit detaillierten *Kundenkenntnissen* erfolgen. Die Mehrzahl der Energieeinspar- und Energieeffizienzdienstleistungen sind demnach mit (kommunalisierten) *Dezentralisierungstendenzen* verbunden.

Ein weiteres Wachstumsfeld wird in der *Elektromobilität* gesehen, deren Entwicklung die Bundesregierung steuerlich fördern will. Hierzu bedarf es einer Einbindung in den Stromkreislauf möglichst über intelligente Ladestationen, die in Zeiten starker Wind- bzw. Fotovoltaik-Stromeinspeisung die Fahrzeuge „betanken“ bzw. dort den Strom speichern und bei Strombedarf im Netz und gleichzeitiger Nichtnutzung dort den Strom „abzapfen“.

2.3.5 Aussichten für die Beschäftigten in der Branche

Seit der Liberalisierung sind zahlreiche Arbeitsplätze in der Branche verloren gegangen oder zu verschlechterten Bedingungen ausgelagert worden (vgl. Kap. 2.1.2). Lange

84 Berlo, K., Die Möglichkeiten der Stadtwerke zur Sicherung einer dezentralen Energieversorgung, in: Solarzeitalter, Heft 3/2008, S. 74.

Zeit ist der interne Verteilungskampf aber weitgehend konfliktfrei geführt worden. Insbesondere wurde auf betriebsbedingte Kündigungen verzichtet. Den verbliebenen Beschäftigten wurde ein Teil des erzeugten Wertschöpfungszuwachses zugestanden, auch wenn sich die Shareholder den Löwenanteil einverleibten, während die Verbraucher ebenfalls eher abgespeist wurden.

Diese Zeiten neigen sich dem Ende. Durch einen verstärkten Wettbewerb werden die Ausgangspositionen im Verteilungskampf grundsätzlich neu besetzt. Ein sich belebender Wettbewerb wird dafür sorgen, dass die Verbraucher stärker in den Genuss der erzielten Effizienzvorteile kommen. Dadurch nimmt die EVU-interne Verteilungsmasse ab, so dass die Auseinandersetzung zwischen Zulieferern, Beschäftigten, Fremdkapitalgebern und Shareholdern an Intensität gewinnt. Angesichts einer weit verbreiteten „Gewinnanspruchsmentalität“ – bei der der Gewinn nach Auffassung der Anteilseigner nicht mehr die Residualgröße, sondern eine vorab definierte Forderung im Verteilungsprozess darstellt – ist zu erwarten, dass die *Zulieferer* sowie das *Personal der EVUs* am kürzeren Hebel sitzen werden. Zudem dürfte sich die *Spaltung der Belegschaft* in Arbeitnehmer/innen mit attraktiven Altverträgen und solchen mit neuen Arbeitsverträgen, in eine Stamm- und in eine Randbelegschaft, in hofierte Fachkräfte und Geringqualifizierte weiter verstärken.

Im *Vertrieb* ist dabei der Wettbewerb ohnehin schon scharf. Dennoch ist auch hier durch eine zunehmende Wechselbereitschaft der Kunden eine weitere Belebung möglich. Dabei dürfte nicht nur der Preis, sondern auch „Qualität“ eine wichtige Determinante sein. Soweit der Wettbewerb nur über den Preis stattfindet, dürfte der Rationalisierungsdruck innerhalb der EVUs aufrecht erhalten bleiben. Soweit der Wettbewerb auch über die *Qualität* ausgetragen wird, indem die Versorgung als Rund-um-Paket mit entsprechend gutem Service angeboten wird, ergeben sich Schutzzonen für die Beschäftigten. Dies gilt umso mehr, als der Eintritt in einen *Qualitätswettbewerb* ein entsprechend motiviertes und gut geschultes Personal in ausreichendem Umfang voraussetzt.

In der Erzeugungsparte und den Verkaufsabteilungen des *Großhandels* wird der Wettbewerb aufgrund der skizzierten strukturellen Marktänderungen, aber auch aufgrund der Energiewende tendenziell zunehmen. Zwar haben neue Wettbewerber in diesem Segment nun die Chance, Terrain zu erobern. In der unmittelbaren Wirkung bewirkt die Verschiebung in der Machtaufteilung unter den EVUs mit Blick auf die Beschäftigten jedoch nur ein *Nullsummenspiel*. Mittelbar wird hingegen durch den Wettbewerb der *Rationalisierungsdruck* auf diesem Gebiet eine vollkommen neue Dimension erhalten, zumal die Gewinne nicht nur durch die zunehmende Konkurrenz belastet werden. Hinzu kommen bei den „Big-4“ der Wegfall bisheriger „Cash-Cows“ durch den beschleunigten AKW-Ausstieg, steigende Refinanzierungskosten, kostspielige Rückbaumaßnahmen eine zunehmende Belastung durch den Emissionshandel über die mit der Energiewende einhergehende Verteuerung der Zertifikate und die Notwendigkeit, sie komplett zu ersteigern, bei Gasgeschäften bzw. der Stromerzeugung in Gaskraft-

werken die Bindung an überteuerte langfristige Lieferverträge sowie die Brennelementesteuer. Geschützt dürfte allerdings die Entwicklung im *Bereich der EE* ablaufen, da hier der Wettbewerb durch die Vorrang einspeisung bei festen Vergütungssätzen zumindest solange ausbleibt, wie am bisherigen Fördersystem festgehalten wird. Gerade in dieser Hinsicht mehren sich jedoch die Forderungen nach einem Regimewechsel.

Auch in der *Netzsparte* wird der Druck auf die Beschäftigten eher noch einmal zunehmen. In der zweiten Regulierungsperiode wird die Produktivitätsvorgabe verschärft, in der dritten droht eine Yardstick-Competition und das alles vor dem Hintergrund eines *enormen Investitionsbedarfs*, mit faktisch oftmals bescheidener Eigenkapitalrendite. Als Ventil für die Shareholder bieten sich in diesem Umfeld die Personalkosten an, zumal die Ausgestaltung der Anreizregulierung ohnehin primär auf diesen Kostenblock abstellt.

Wachstumspotenzial für die gesamte Branche und damit Chancen für die Beschäftigten ergeben sich aber hinsichtlich der *Verlängerung der Wertschöpfungskette* in Richtung *Energiedienstleistungen* sowie der *E-Mobility*. Gerade beim Energiesparen, Lastenmanagement und dem Contracting sind noch lange nicht alle Potenziale ausgeschöpft. Je stärker sich die Unternehmen in diesen Geschäftsfeldern engagieren, umso mehr rücken aber auch die Anforderungen an das *klassische Dienstleistungsmanagement* mit einer *hohen Bedeutung des Personals* in den Mittelpunkt. Der Trend zu Energiedienstleistungen wird die Beschäftigungsstruktur weiter zu Gunsten *hochqualifizierter Arbeitsplätze* beeinflussen. Geschäftsleitungen von Energieversorgungsunternehmen haben folglich in nächster Zeit nachzujustieren, sei es durch Qualifikation des derzeitigen Personals oder durch Rekrutierung externer Fachkräfte.

Eine *demokratisch-partizipative Unternehmenskultur*⁸⁵ wird in den EVUs dabei nicht nur für die Gewinnung von Fachkräften, sondern auch angesichts der Zuspitzung von internen Verteilungskonflikten an Bedeutung zunehmen. Hinzu kommt im Falle von Kooperationen die Notwendigkeit der Integration bzw. Abstimmung unterschiedlicher, gewachsener Unternehmenskulturen.

85 Vgl. Bontrup, H.-J., Marquardt, R.-M., Kritisches Handbuch der deutschen Elektrizitätswirtschaft, Hg. Hans-Böckler-Stiftung, 2. Aufl., Berlin, 2011.

3 Diskussionsanstoß für einen holistischen Gegenentwurf

3.1 Versagen bisheriger Ordnungskonzepte

Das Kapitel 2 hat die hohe Komplexität, aber auch die Konflikte einer marktwirtschaftlich organisierten Elektrizitätswirtschaft deutlich gemacht, die im Rahmen des energiewirtschaftlichen Dreiecks gleichzeitig die Ziele Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit und ökologische Nachhaltigkeit verwirklichen soll.

Im Rückblick findet die im Zuge der Liberalisierung noch vorherrschende Euphorie über eine wettbewerbliche Gestaltung der Branche keinen hinreichenden Rückhalt mehr. Ursächlich ist ein teils von der Politik mit zu verantwortendes, teils aber auch systemimmanentes Marktversagen auf drei Ebenen.

3.1.1 Versagen durch Marktvermachtung

Erstens haben die EVUs rechtlich vorhandene Spielräume zum Aufbau von *Machtkonzentration* genutzt. Intern wurde dabei zwar die Produktivität gesteigert und damit das Ziel einer verbesserten Wirtschaftlichkeit erreicht. Angesichts des durch die Konzentration unterbundenen Wettbewerbs mussten die EVUs die Vorteile jedoch nicht wie eigentlich intendiert an die Verbraucher über entsprechend stark reduzierte Preise weiterreichen. Zugleich haben sie den angestrebten Wettbewerb intern als Drohkulisse aufgebaut und den Beschäftigten einen angemessenen Anteil an der erzielten Wertschöpfung vorenthalten. Stattdessen haben sie ihre Macht genutzt, um recht einseitig *Gewinne für die Shareholder* einzufahren. Nun ist das einzelwirtschaftliche Gewinnstreben zwar das Lebenselixier marktwirtschaftlicher Ordnungen, aber eben nicht in der erreichten schamlosen Höhe und erst recht nicht als Ergebnis einer Marktvermachtung.

Selbst die Altmeister der Betriebswirtschaftslehre würden einen solchen Verteilungsbefund mehr als kritisch sehen. Schon Schmalenbach betonte mit Blick auf die gesellschaftliche Einbettung von Unternehmen, dass es nicht Intention der Wissenschaft sein könne, passiv zuzuschauen „ob und wie irgendjemand sich ein Einkommen oder Vermögen verschafft. Sinn unserer Lehre ist lediglich zu erforschen, wie und auf welche Weise der Betrieb seine *gemeinwirtschaftliche Produktivität* beweist.“⁸⁶ Für Nicklisch ist es daher die vorrangige Aufgabe von Unternehmen eine *wirtschaftliche Bedarfsdeckung* sicherzustellen und nicht primär dafür Sorge zu tragen, möglichst *maximale Gewinne für die Kapitaleigner* zu erzielen. Gewinn könne schließlich auf „anständige

86 Schmalenbach, E., Dynamische Bilanz, 5. Aufl., Leipzig 1931, S. 94.

oder unanständige Weise (z.B. durch Raubbau an Natur und Menschen) entstehen.“⁸⁷ Die Verteilung von Gewinn wird hier noch aus der Vorstellung vom Unternehmen als Gemeinschaft abgeleitet. Der Unternehmer oder der Manager alleine und „totes“ Kapital bilden noch kein Unternehmen. Ohne Beschäftigte sind Unternehmen allenfalls „Museen“ mit ausgestellten Maschinen. So postuliert denn auch Dietrich: Empfänger des Gewinns sei das *Unternehmen* und nicht, wie allgemein angenommen, dessen *Kapitaleigner*. Die Beschäftigten hätten, weil sie ihre Arbeitskraft und ihr geistiges Kapital im Betrieb einsetzten, die gleichen Eigentumsrechte am Ertrag wie der „Betriebsherr“.⁸⁸ Deshalb sei dieser auch weder den Beschäftigten noch dem Gewinn gegenüber uneingeschränkter Herrscher.⁸⁹ Eine ähnliche Argumentation vertritt Nicklisch: Vom Standpunkt der „Betriebsgemeinschaft“ aus betrachtet seien Löhne und Gehälter keine Kosten, sondern vorgeschossene Ertragsanteile.⁹⁰ Lohn- und Gehaltszahlungen bildeten deshalb nur den ersten Akt der Ertragsverteilung. Den zweiten Akt bilden „Maßnahmen der Gewinnverteilung“ auf die Arbeitnehmer, die Nicklisch als „natürliches Recht“ bezeichnet.⁹¹ Vor diesem Hintergrund waren die Beschäftigten in der Elektrizitätswirtschaft in den hier untersuchten Jahren eindeutig die größten Verlierer.

Über allem lag und liegt bis heute eine von der Bevölkerung nicht akzeptierte und durch einen *unheilvollen Lobbyismus* noch gestärkte *Macht von Energieversorgern*, insbesondere seitens der „Big-4“, die nicht selten sogar als *Arroganz* daherkommt. Ende 2004 hielten es die vier Großkonzerne zum Beispiel nicht einmal für nötig, der Einladung des damaligen Bundeskanzlers Gerhard Schröder (SPD) zu einem „Energiegipfel“ nachzukommen. Man wollte mit dem Bundeskanzler schlicht nicht über Strompreise und -profite oder die zukünftig notwendige Energiestruktur – auch ohne AKW’s – und Investitionen in Netze und Kraftwerke diskutieren und sich dabei politischen Vorwürfen aussetzen.

3.1.2 Investives Marktversagen durch Unsicherheit

Zweitens zeichnet sich ein Marktversagen auch mit Blick auf den Aufbau von Erzeugungskapazitäten und damit auf das Ziel der Versorgungssicherheit ab. Durch das neue Investitionsparadigma (s. S. 45) in Verbindung mit den Besonderheiten der Branche spielt mit dem Übergang in die Liberalisierung der Faktor Kalkulationsunsicherheit eine wesentliche Rolle im Investitionsverhalten. Wenn zu befürchten ist, dass sich neue Kraftwerke nicht mehr „rechnen“, unterbleibt angesichts der oftmals enormen Summen die Investition. Dabei bewegt sich die Kalkulation auf sehr unsicheren Grundla-

87 Nicklisch, H., *Die Betriebswirtschaft*, 7. Aufl., Stuttgart 1932, S. 6.

88 Vgl. Dietrich, R., *Betriebs-Wissenschaft*, München/Leipzig 1914, S. 402.

89 Vgl. ebenda, 132.

90 Vgl. Nicklisch, H., *Die geistige Haltung der Betriebswirtschaftler*, in: *Der praktische Betriebswirt*, Heft 5/1934, S. 489.

91 Vgl. Nicklisch, H., *Wirtschaftliche Betriebslehre*, 6. Aufl., Stuttgart 1922, S. 114.

gen. Teils ist die Politik schuld, weil sie keine verlässlichen Rahmenbedingungen – wie zum Beispiel beim Atomausstieg, bei der Zulässigkeit einer CO₂-Speicherung im CCS-Verfahren oder bei den Planungsverfahren – schafft. Teils ist die Unsicherheit aber auch branchenimmanent, zumal sich die gewählte Technologie gegen andere in ihrem wirtschaftlichen Erfolg ebenfalls schwer einzuschätzende Alternativen behaupten müsste. Bei langen Amortisationszeiten und einer hohen gegenseitigen Abhängigkeit von technologischen (z.B.: kann das CCS-Verfahren jemals erfolgreich sein?, wird es von den Bürgern akzeptiert?) und wirtschaftlichen Entwicklungen (z.B.: wie werden sich die Preise für die Emissionsrechte oder für die Gestehungskosten von verschiedenen Primärenergieträgern entwickeln?) ist einer nüchternen betriebswirtschaftlichen Kalkulation schnell die Basis entzogen. Statt, wie erhofft, die Investitionsdynamik in einem wettbewerblichen Entdeckungsverfahren auf der Suche nach den besten Technologien freizusetzen, ist mit der Liberalisierung in Anbetracht der des starken Unsicherheitsmomentes eher ein Umfeld für investive Zurückhaltung geschaffen worden. Das betrifft insbesondere die zukünftige Bereitstellung von Reserve- und Spitzenlastkraftwerken. Hier zeichnen sich bereits jetzt ernsthafte Engpässe für die Zukunft ab, was umso problematischer ist, als der Bedarf an solchen Kraftwerken durch die Energiewende wegen der stärkeren Einspeisefluktuations aus Wind- und Solarenergie zunimmt. Aber auch der Ausbau konventioneller Kraftwerke, die im Jahr 2020 ja immer noch zu knapp zwei Dritteln die Stromversorgung ausmachen sollen, stockt.

3.1.3 Marktversagen durch Vernachlässigen externer Effekte

Drittens liegt Marktversagen hinsichtlich der fehlenden Berücksichtigung *externer Effekte* vor. Ohne staatliche Eingriffe in das Marktgeschehen in Form von umfangreichen Subventionen und gesetzlich verordnetem Einspeisevorrang wäre es nicht zum zurückliegenden Ausbau der EE gekommen. Bei unterdimensionierten Märkten hätten sich dann aber auch die Technologien in diesem Bereich nicht rasant weiterentwickelt und Größenvorteile der Produktion wären ausgeblieben. Anlagen der EE hätten dann von vornherein keine Chance gehabt, jemals wettbewerbsfähig zu werden. In einem rein marktwirtschaftlichen System hätte allein das *interne Profitkalkül* den Ausschlag für Investitionen in Richtung konventioneller, fossiler Großkraftwerke gegeben und dies hätte sich ohne die Fortentwicklung in der EE-Technologie auch nicht in absehbarer Zeit geändert. Die externen sozialen Kosten in Form der Umweltbelastung wären von den Kraftwerksbetreibern nicht berücksichtigt worden. Ob hier die Regulierung über den Emissionshandel mit einer im Prinzip kosteninternalisierenden Wirkung allein ausgereicht hätte, diesen Missstand so schnell wie mit dem Fördersystem abzustellen, bleibt fraglich, zumindest in der bisher gewählten Ausgestaltung des Emissionshandels mit einer eher großzügigen Zuteilung von Verschmutzungsrechten.

Darüber hinaus liegen unbeachtete externe Effekte auch dadurch vor, dass – neben den Umweltinteressen – nicht alle Gruppeninteressen von unmittelbar am Versorgungsprozess beteiligten *Stakeholdern* angemessen berücksichtigt werden. Im Vordergrund stehen hierbei zunächst die im Unternehmen *neuwertschaffenden Menschen*. Obwohl selbst die neoklassische Produktionsfunktion zu dem Ergebnis kommt, dass nur mit dem Einsatz eines Produktionsfaktors, also entweder nur mit Arbeit oder nur mit Kapital kein Output möglich ist, haben abhängig Beschäftigte *keine paritätische Mitbestimmung*. Dies ist aus dem Produktionsprozess heraus nicht gerechtfertigt. Es begründet sich ausschließlich *eigentumsrechtlich*.

Trotz dieses Tatbestandes wird aber dennoch das *sächliche Kapital*, das selbst nichts anderes ist als vorgetane menschliche Arbeit, höher eingestuft als der arbeitende *Mensch im Produktions- und Verwertungsprozess*. Die abhängig Beschäftigten erhalten außer Lohn/Gehalt keine weitere Gewinnpartizipation und die Beschäftigten bzw. ihre Mitbestimmungsvertreter können weder bei den unternehmerischen (operativen und strategischen) Ausrichtungen „ihres“ Unternehmens, wie z.B. bei Markt-, Preis- und Investitionsstrategien, entscheidend mitbestimmen, noch haben sie Einfluss auf die Politik der Gewinnverwendung. Es gilt hier uneingeschränkt das „*Investitionsmonopol des Kapitals*“ (Erich Preiser).

Hinzu kommt: Wollen Eigentümer und/oder deren Manager den Gewinn durch Personalentlassungen oder Lohnkürzungen steigern, so können dies die Beschäftigten und Mitbestimmungsträger letztlich nicht verhindern, sondern allenfalls *sozialpolitisch* austarieren und begleiten. So lautet dann in der Regel auch nur die Forderung: wenigstens *keine betriebsbedingten Kündigungen*.

3.1.4 Regulierter Markt als „Grenzgänger“ zur Vergesellschaftung

Angesichts der aufgezeigten Marktdefizite sah sich die Politik genötigt nachzuregulieren (vgl. Kap. 2.2). In Anbetracht des neoliberalen Zeitgeistes hatte das Festhalten an möglichst *anti-interventionistischen* Lösungen allerdings noch ein erhebliches Beharrungsvermögen, so dass die erforderliche Nachregulierung erst viel zu spät einsetzte. Mit großer Verzögerung zeichnet sich so aber immerhin eine Belebung des Wettbewerbs ab (vgl. Kap. 2.3.1), der zwar auf kurz oder lang zum Weiterreichen der Produktivitätsgewinne an die Abnehmer führen dürfte, damit aber erstmals die unternehmensinterne Verteilungsmasse nennenswert verringern wird. In Anbetracht der weit verbreiteten und mittlerweile verfestigten Gewinnanspruchsmentalität der Shareholder – sei es der privatwirtschaftlichen, sei es der staatlichen oder kommunalen – dürfte dies einhergehen mit einem verstärkten *Druck auf die Stakeholder*, allen voran auf die *Beschäftigten* und die *Zulieferer* der EVUs. Innerhalb der Branche ist bei belebtem Wettbewerb zudem ein *Nullsummenspiel* unter den Beschäftigten der unterschiedlichen Unternehmen zu erwarten: bei insgesamt abnehmenden Verteilungsspielräumen

werden sich die Beschäftigten des einen EVUs nur zu Lasten der Beschäftigten bei der Konkurrenz vor größeren Einbußen schützen können.

Hinsichtlich der Investitionsaktivitäten und der Berücksichtigung des externen Faktors „Umwelt“ erfolgt durch die *politischen Eingriffe* mittlerweile nur noch stark begrenzt eine Aussteuerung über den Markt. Die Politik selbst vertraut hier offenbar den Marktkräften immer weniger; das neue Investitionsparadigma erklärt, warum dies fast zwangsläufig so ist. In der Wirkung entziehen sich die Investitionen in die EE sowie der Absatz⁹² des Stroms einem marktwirtschaftlichen Preisbildungsmechanismus komplett. Bezogen auf die Problematik von Spitzenlastkraftwerken wird zwischenzeitlich der Aufbau eines sogenannten „*Kapazitätsmarktes*“ befürwortet. Anbieter erhielten hier allein für die Bereitstellung eines möglicherweise nie genutzten Kraftwerkes ein Entgelt. Und auch beim Ausbau der *konventionellen Kraftwerke* beabsichtigt der Staat, künstliche, mit einer reinen Marktwirtschaft nicht zu vereinbarende Anreize in Form von Investitionszuschüssen zu geben.

Der *Netzbetrieb* wird ohnehin seit der Liberalisierung als *natürliches Monopol* behandelt und – nach einer gänzlich untauglichen Verbändevereinbarung – inzwischen durch die Anreizregulierung und damit nicht über einen Markt gelenkt.

Das auf (unterregulierten) Wettbewerb abstellende Experiment kann als gescheitert zumindest aber als große Enttäuschung angesehen werden. Die anfängliche, teils auch ideologisch begründete Markteuphorie im Bereich der Energieversorgung ist verfliegen und einer realistischeren, pragmatischeren Betrachtung gewichen. Das mehrfache Marktversagen hat den Staat auf den Plan gerufen und geradezu zwangsläufig zu einer immer stärker regulierten Aussteuerung geführt, die mit marktwirtschaftlichen Regelmechanismen nur noch wenig gemein hat.

Wenig marktwirtschaftlich ist seit jeher auch die Tatsache, dass trotz der vielfach von den EVUs gewählten privatwirtschaftlichen Rechtsformen *materiell* in der Elektrizitätswirtschaft ohnehin fast schon eine *Verstaatlichung* vorliegt. So gehört Vattenfall zu 100 % dem schwedischen Staat. EnBW ist zu rund 90 % im Eigentum des Landes Baden-Württemberg bzw. des Zweckverbands Oberschwäbischer Elektrizitätswerke.⁹³ RWE als börsennotiertes Aktienunternehmen ist zwar größtenteils in privater Hand, aber die kommunalen Eigentümer verfügen wohl immer noch über eine Sperrminorität und können so die Unternehmenspolitik nachhaltig beeinflussen. Unter den „Big-4“ stellt E.ON in dieser Hinsicht mit einem 79%- bzw. 21%-Anteil, der von institutionellen bzw. privaten Anlegern gehalten wird, also eine Ausnahme dar. Hinzu kommen die rund 700 Stadtwerke, die sich in kommunaler Trägerschaft befinden. Materiell liegen in der Branche also nicht die klassischen Eigentümerstrukturen marktwirtschaft-

92 Dies gilt beim Absatz zumindest dann, wenn man von der Direktvermarktung (vgl. Kap. 2.2.2.4) absieht.

93 Bei dem Zweckverband handelt es sich um einen Zusammenschluss von neun Landkreisen in Baden-Württemberg. Vor dem Wiedereinstieg des Landes Baden-Württemberg gehörte der Anteil zwar der Électricité de France (EdF), aber auch dieses Unternehmen ist mit einer überragenden Mehrheit im Besitz des französischen Staates.

licher Ordnungen vor. Mit Blick in das Ausland ist das auch keine Besonderheit. In Frankreich beispielsweise kann sich bei einem so *lebenswichtigen Basisgut* wie Strom kaum jemand vorstellen, die Versorgung vorrangig *privatwirtschaftlichen Akteuren* anzuvertrauen.

Bemerkenswert ist außerdem, dass automatisch dann, wenn große Belastungen anstehen, wie etwa der Rückbau der AKWs, der Ruf nach dem Staat von den Verfechtern marktwirtschaftlicher Ordnungsprinzipien laut wird. Risiken sollen vergesellschaftet werden, Gewinne hingegen nicht.

Vor diesem gesamten Hintergrund wäre eine *Loslösung vom marktwirtschaftlichen Konzept* in der Energieversorgung wahrlich kein Quantensprung mehr. Als Alternative werden zunehmend eine Verstaatlichung bzw. eine *Vergesellschaftung* diskutiert. Die in diesem Zusammenhang weit verbreiteten Rekommunalisierungstendenzen artikulieren auch diesen Wunsch nach neuen Steuerungskonzepten, welche die Belange der Bürger – und zwar nicht nur die wirtschaftlichen – deutlich ernster nehmen.

3.2 Vergesellschaftung der Elektrizitätswirtschaft als Alternativmodell

Die *Verstaatlichung* allerdings, die allein auf das Eigentum in Hand staatlicher Träger abstellt, ist dabei keine echte Alternative. Wie zuvor gezeigt, kann die Branche faktisch bereits in diesem Sinne als fast verstaatlicht angesehen werden. Die Fehlentwicklungen der vergangenen Jahre, die unter dieser Eigentümerstruktur bereits stattgefunden haben, zeigen hier eindrucksvoll, dass eine Verstaatlichung alleine kein Königsweg ist. Wie schlecht ein staatlicher Eigentümer unter dem Diktat der Wirtschaftlichkeit agieren kann, zeigt übrigens auch das abschreckende Beispiel der Deutschen Bahn AG.⁹⁴

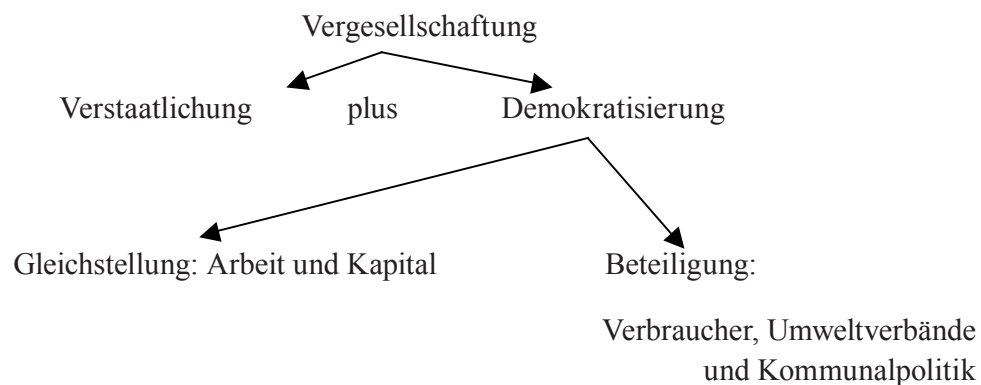
Als echte Alternative bleibt mithin eine *Vergesellschaftung*, wie sie im Artikel 15 des Grundgesetzes als Option vorgesehen ist: „[...] Produktionsmittel können zum Zweck der Vergesellschaftung durch ein Gesetz, das Art und Ausmaß der Entschädigung regelt, in Gemeineigentum oder in andere Formen der Gemeinwirtschaft überführt werden“. Auch in mehreren Landesverfassungen ist die Möglichkeit einer solchen Vergesellschaftung explizit möglich, wenn dies im überragenden gesellschaftlichen Interesse liegt.

Was ist aber unter einer Vergesellschaftung zu subsumieren? Vergesellschaftung ist mehr als Verstaatlichung (vgl. *Abb. 9*). Um eine echte Alternative zum gegenwärtigen System zu bieten, reicht es nicht aus, die Elektrizitätswirtschaft nur in das Eigentum staatlicher Träger zu überführen, sofern dies nicht ohnehin schon der Fall ist. Sie muss auch einer *internen Demokratisierung* unterzogen werden. Dazu gehören neben einer

94 Vgl. dazu ausführlich Engartner, T., Die Privatisierung der Deutschen Bahn. Über die Implementierung markt-orientierter Verkehrspolitik, Wiesbaden 2008.

rechtlichen Gleichstellung von Arbeit und Kapital (hier dem Staatskapital) auch eine *demokratisch-partizipative Unternehmenskultur*⁹⁵. Auch sind eine Beteiligung der *Verbraucher* (durch Vertreter der Verbraucherschutzverbände) und eine Vertretung für die *Umwelt* (durch Umweltschutzverbände) in den Entscheidungsgremien sicherzustellen. Nur so wird bereits ex-ante die Voraussetzung für eine nicht allein an dem Wirtschaftlichkeitskriterium orientierte Aussteuerung des energiewirtschaftlichen Dreiecks ermöglicht, ohne dass ex-post nachkorrigiert werden muss. Die Entscheidungsstrukturen im Erzeugungsprozess von Strom wären dabei von vornherein kompatibel mit dem Charakter von Strom als einem Basisgut, das eben kein rein wirtschaftliches Produkt ist und eine hohe gesamtgesellschaftliche Bedeutung aufweist. Im Gegensatz zur wettbewerblichen Ausrichtung am Profit blieben *einzelwirtschaftlichen Rationalitätsfallen erspart*.

Abb. 9: Modell einer Vergesellschaftung



Allerdings ist eine Vergesellschaftung der Elektrizitätswirtschaft nicht automatisch einer stark regulierten marktwirtschaftlichen Aussteuerung überlegen. Dazu müssen zumindest die nachfolgenden, hier nur angedeuteten Anforderungen erfüllt und Fragen zufriedenstellend beantwortet werden:

- Dem Aspekt einer mit den Zielen *Ökologie* und *Versorgungssicherheit* abgewogenen *Wirtschaftlichkeit* muss ebenfalls Rechnung getragen werden. Einerseits gilt es, Kostenschlendrian, der sich bei fehlendem Wettbewerb und Profitanzreiz einstellen könnte, vorzubeugen. Andererseits bedarf es einer regulierten *Preis-kalkulation*. Diese muss an der ökologischen Frage ausgerichtete Strompreise und durch die erwirtschafteten Überschüsse abgesicherte *Investitionen* in Kraftwerke und Netze zum Ausbau regenerativer Energien berücksichtigen. Gleichzeitig müssen die *Interessen der Beschäftigten* und auch eine *wirtschaftliche Betriebsführung*, die u.a. eine optimale Ausnutzung der Produktionskapazitäten gewährleistet, sichergestellt werden. Was zum heutigen Regime wegfällt, ist der Profit für private

95 Vgl. Bontrup, Heinz-J., Marquardt, Ralf-M., Kritisches Handbuch der deutschen Elektrizitätswirtschaft, a.a.O., S. 276ff.

Shareholder. Dies gilt auch für die *Stadtwerke*, deren öffentliche Eigner sich in der Vergangenheit ebenfalls auf eine maximale Profitrealisierung konzentriert haben. Die Preiskalkulation könnte dabei folgendes Aussehen haben: Der Strompreis setzt sich zusammen aus den Stückkosten und dem Stückgewinn. In den Stückkosten sind überwiegend die *Vorleistungskosten* (u.a. Material und Abschreibungen) und der *Personalaufwand* enthalten. Dabei gilt es mit den Lieferanten eine faire Austauschbeziehung zu praktizieren, die in jedem Fall auf die missbräuchliche Anwendung von Nachfragemacht⁹⁶ verzichtet. Die Kosten müssen frei von allen fiktiven *kalkulatorischen Kostenansätzen* festgelegt werden. Somit sind die Zinsen für aufgenommenes Fremdkapital aufwandsgleich in den Preisen zu verrechnen und die Abschreibungen bewertet zu Anschaffungs- und Herstellungskosten. Alle *Umweltkosten* sind dagegen in den Strompreisen zu internalisieren. Im *Stückgewinn* dürfen für zukünftige Investitionen nur die über die Abschreibungsbeträge hinaus notwendigen Gewinne kalkuliert werden.

- Um die ökologische Ausrichtung der Energiewende unter Bewahren der Versorgungssicherheit zu garantieren, ist ein übergeordnetes, aufeinander abgestimmtes Ausbaukonzept erforderlich. Dazu könnte in Anlehnung an Thomas von der Vring eine „*Deutsche Zukunftsstiftung Energie*“ eingerichtet werden.⁹⁷ Diese könnte in Abweichung zum Vorschlag von von der Vring die Aufgabe übernehmen, die notwendige „Energiewende“ *gesamtwirtschaftlich* zu koordinieren und die Umsetzung zu kontrollieren. Auch soll die Stiftung in allen Fragen der Energie für *Transparenz* und *öffentliche Informationen* sorgen, sowie in *strittigen Planungsverfahren* die Beteiligten aus Politik, die vergesellschafteten Unternehmen und Bürger und Bürgerinnen unter Hinzuziehung der Wissenschaft durch „runde Tische“ zusammenbringen.
- Weiter muss geklärt werden, ob es nur ein *zentrales vergesellschaftetes Unternehmen* oder mehrere dezentral aufgestellte Unternehmen geben soll. Auch wäre eine Trennung in Kraftwerks- und Netzunternehmen zu überlegen.
- Insgesamt bedarf es eines *Mitbestimmungsmodells*, das nicht nur die *Struktur des Aufsichtsrates*, sondern auch die *Leitungsebene* der Unternehmen inklusive einer Satzung determiniert.

96 Vgl. Bontrup, H.-J., Marquardt, R.-M., Nachfragemacht in Deutschland, Münster, 2008.

97 Vgl. von der Vring, T., ... und es ward Licht? Ein Organisationsmodell zur Umsetzung der Energiewende in Deutschland bis 2050, in: WISO direkt, Friedrich-Ebert-Stiftung, Bonn, September 2011.

4 Literaturverzeichnis

100-prozent-erneuerbar, Digitales Positionspapier, <http://100-prozent-erneuerbar.de/positionen/dezentralitaet/>, 2011.

BDEW, Erneuerbare Energien und das EEG in Zahlen, Berlin 2010.

Berlo, K., Die Möglichkeiten der Stadtwerke zur Sicherung einer dezentralen Energieversorgung, in: Solarzeitalter, Heft 3/2008.

Bontrup, H.-J., Marquardt, R.-M., Nachfragemacht in Deutschland, Münster, 2008.

Bontrup, H.-J., Marquardt, R.M., Anreizregulierung in der Elektrizitätswirtschaft, in: *WiSt*, Heft 12, 2010, S. 587 – 592

Bontrup, H.-J., Marquardt, R.-M., Stellungnahme zum Antrag der Fraktion Die Linke “Überführung der Übertragungsnetze in Landeseigentum; Prüfung eines Kaufangebotes durch die Landesregierung”, Landtag Nordrhein-Westfalen, Drucksache 15/466, auf: <http://www.landtag.nrw.de/portal/WWW/dokumentenarchiv/Dokument/MMST15-331.pdf>, 2011.

Bontrup, H.-J., Marquardt, R.-M., Kritisches Handbuch der deutschen Elektrizitätswirtschaft, Hg. Hans-Böckler-Stiftung, 2. Aufl., Berlin, 2011.

Bontrup, H.-J., Troost, A., Preisbildung in der Elektrizitätswirtschaft. Ein Beitrag zur Diskussion um die Novellierung der Stromtarife, Bremen 1988.

Brückmann, S. O., Probleme der Deregulierung in der deutschen Elektrizitätswirtschaft, Frankfurt a. M., 2004.

Büdenbender, U., Die Angemessenheit der Eigenkapitalrendite im Rahmen der Anreizregulierung von Netzentgelten in der Energiewirtschaft, Rechtsgutachten für den Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft, Dresden, 2011.

Bundeskartellamt, Stellungnahme zum Vorschlag der EU-Kommission für ein drittes Binnenmarktpaket Strom und Gas für den Ausschuss für Wirtschaft und Technologie des 16. Deutschen Bundestages, Ausschuss-Drucksache 16(9)981 vom 03.04.2008,

Bundeskartellamt, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel, Bonn, 2011.

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Das Integrierte Energie- und Klimaschutzprogramm (IEKP), http://www.bmu.de/klimaschutz/nationale_klimapolitik/doc/44497.php, Juni 2009.

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Hrsg.), Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global – „Leitstudie 2010“, 2010.

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Einfluss der Umwelt- und Klimapolitik auf die Energiekosten der Industrie – mit Fokus auf die EEG-Umlage, Berlin 2011.

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Der Weg zur Energie der Zukunft – sicher bezahlbar und Umweltfreundlich, Eckpunktepapier der Bundesregierung zur Energiewende, 6.6.2011.

Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Wettbewerb im Energiebereich, in: Monatsbericht Januar 2008, S. 24-29.

Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie und Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Zwischenprüfung des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes, Berlin, 24.11.2011.

Bundesnetzagentur, Monitoringbericht 2010 – Entwicklung des Strom- und Gasmarktes, 2010.

Bundesnetzagentur, Bundesnetzagentur wird den Reservebetrieb eines Kernkraftwerkes nicht anordnen, Pressemitteilung, 31.8.2011.

Bundesregierung, Förderfondsvertrag: Term Sheet aus Besprechung Bund-EVU, in: http://www.bundesregierung.de/Content/DE/___Anlagen/2010/2010-09-09-foerderfondsvertrag.property=publicationFile.pdf, 2010.

Coenenberg, A., Jahresabschluß und Jahresabschlußanalyse, 9. Aufl., Landberg a. Lech 1987.

Coenenberg, A., Jahresabschluß und Jahresabschlußanalyse, 15. Aufl., Landberg a. Lech 1994.

Deutscher Bundestag (Hrsg.), Entwurf eines Dreizehnten Gesetzes zur Änderung des Atomgesetzes, Gesetzentwurf der Fraktionen der CDU/CSU und FDP, Drucksache 17/6060 vom 6.6.2011.

Deutsche Energie Agentur, dena-Netzstudie II: Integration Erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick 2025, Berlin, 2010.

Deutscher Bundestag 2007 - Ausschuss für Wirtschaft und Technologie, GWB-Novelle gegen das Votum von FDP und Grünen angenommen, hib-Meldung vom 14.11.2007.

- Dietrich, R., Betriebs-Wissenschaft, München/Leipzig 1914.
- EnergieAgentur.NRW, Pressemitteilung vom 08.03.2009.
- Engartner, T., Die Privatisierung der Deutschen Bahn. Über die Implementierung marktorientierter Verkehrspolitik, Wiesbaden 2008.
- E.ON, Geschäftsbericht 2000, Karlsruhe 2001.
- E.ON, 2008 Business Overview, Düsseldorf o.J.
- E.ON, Geschäftsbericht 2008, Düsseldorf 2009.
- E.ON, Geschäftsbericht 2009, Düsseldorf 2010.
- E.ON, Unternehmensbericht 2010 – Cleaner & better energy, Düsseldorf 2011.
- FG Hamburg, Kernbrennstoffsteuergesetz: Gesetzgebungskompetenz des Bundes ernstlich zweifelhaft, FG Hamburg 4 V 133/11 – Beschluss vom 16.9.2011.
- Gassmann, M., Chef, wir müssen reden, in: FTD, 16.8.2011.
- Handelsblatt, Rexrodt: Keine Schutzzäune für Kommunen, 4.2.1998, S. 12.
- Handelsblatt, RWE und Veba sind die Favoriten in der Stromwirtschaft, 11.2.1998, S. 29.
- Handelsblatt, Alleingang beim Stromwettbewerb, 2.3.1998, S. 5.
- Handelsblatt, Strom- und Gaskunden im Wettbewerb umworben, 28.4.1998, S. 5.
- Handelsblatt, Europa wird für Eon zum Heiratsmarkt, 14.06.2000, S. 20.
- Handelsblatt, Eon darf Verkauf des Stromnetzes starten, 2.11.2008, S. 17.
- Handelsblatt, Eon hat Ärger in Russland, 9.10.2008.
- Handelsblatt, Eon schreckt die Aktionäre auf, 10.3.2009.
- Handelsblatt, Kronprinz vor Krönung, 7.5.2009, S. 13.
- Handelsblatt, Stadtwerke drehen gemeinsam auf, 26.5.2009.
- Handelsblatt, Nachschlag für den Steuerzahler, vom 9.9.2010, S.10.
- Handelsblatt, Atomkonzerne profitieren nur auf lange Sicht, in: handelsblatt.com, vom 9.9.2010.
- Handelsblatt, Atombranche wehrt sich gegen Kritik an hohen Gewinnen, in: handelsblatt.com, vom 13.9.2010.

Handelsblatt, Regierung legt beim Ökostrom-Ausbau nochmal nach, in: handelsblatt.com, 24.6.11.

Handelsblatt, Länder konkurrieren um Öko-Strom, 8.7.2011, S. 15.

Handelsblatt, Holger Krawinkel: „Sonne kommt teuer, Wind billig“, 27.7.2011, S. 8.

Handelsblatt, Bad Bank für die Atomkraft, 6.10.2011, S. 22 f.

Handelsblatt, Energiewende: Heftiger Konflikt um die Kosten, 26.10.2011, S. 19.

Handelsblatt, Vattenfall verklagt Deutschland, 2.11.2011, S.6.

Handelsblatt, Eon bricht der Gewinn weg, in handelsblatt.com, 9.11.2011.

Handelsblatt, Eon kommt beim Stellenabbau voran, 10.11.2011, S. 29.

Handelsblatt, Eon klagt gegen den Atomausstieg, 15.11.2011, S. 5.

Handelsblatt, Röttgen streitet mit Rösler über Solarförderung, 18.11.2011, S.6.

Handelsblatt, Die Dividendenpolitik der DAX-Konzerne, 22.11.2011, S.7.

Handelsblatt, Eon will 11.000 Stellen abbauen, in Handelsblatt.com, 22.11.2011.

Handelsblatt, Kahlschlag bei Eon, 23.11.2011, S. 24.

Handelsblatt, Eon leidet mehr als die Konkurrenz, 14.12.2011, S. 6/7.

KFW/ZEW, CO₂-Barometer 2011: Hoher Anpassungsbedarf im EU-Emissionshandel ab 2013, Frankfurt, September 2011.

Kiskemper, J., Investitionen und regulatorische Rahmenbedingungen bei Energieinfrastrukturen, Präsentation zu Dornburger Energiegespräche, 17. November 2009, S. 8.

Lichtblick (o.A.), Hintergrundinformationen zum deutschen Strommarkt, S. 18.

McKinsey & Company, Kosten und Potenziale der Vermeidung von Treibhausgasemissionen in Deutschland, Studie erstellt im Auftrag von „BDI initiativ – Wirtschaft für Klimaschutz“, Berlin 2007.

Marquardt, R.-M., Für eine Dezentralisierung der Energieversorgung, in: SPW, Nr. 6, 2009, S. 5.

Marquardt, R.-M., Rolle der ‘Big-4’ und Chancen einer dezentraleren Stromversorgung, in: Argumente, Heft 2, 2010, S. 36 - 40

Marquardt, R.-M., Stellungnahme zum Gesetzentwurf “Revitalisierung des Gemeindewirtschaftsrechts in NRW”, Landtag Nordrhein-Westfalen, Stellung-

nahme 15/83, auf: <http://www.landtag.nrw.de/portal/WWW/dokumentenarchiv/Dokument/MMST15-83.pdf>, 2010.

Marquardt, R.-M., Der Stadtwerke-Steag-Deal: Chancen und Risiken - Vortrag vor dem Kommunalpolitischen Forum NRW, in: Thema in NRW, Heft 1, 2011, S. 11-15.

Marquardt, Ralf-M., The Distribution of Productivity Gains in Germany's Electricity Markets, Presentation at the 34th IAEE International Conference in Stockholm on June, 20th, 2011.

Monopolkommission, Sondergutachten der Monopolkommission gemäß § 42 Abs. 4 Satz 2 GWB, Zusammenschlussvorhaben der E.ON AG mit der Gelsenberg AG und der E.ON AG mit der Bergemann GmbH, 2002.

Monopolkommission, Strom und Gas 2007: Wettbewerbsdefizite und zögerliche Regulierung, Sondergutachten gemäß § 62 Abs. 1 EnWG, Bonn, 2007.

Monopolkommission, Preiskontrollen in Energiewirtschaft und Handel? Zur Novelierung des GWB, Sondergutachten gemäß § 44 Abs. 1 Satz 3 und 4 GWB, Bonn, 2007.

Monopolkommission, Energie 2011: Wettbewerbsentwicklung mit Licht und Schatten, Sondergutachten 59, Bonn, 2011.

Mundt, A., zitiert in: Faz. Net, Kartellamt fordert Umsteuern, <http://www.faz.net/aktuell/wirtschaft/wirtschaftspolitik/oekostrom-foerderung-kartellamt-fordert-umsteuern-1575041.html>, 16.9.2010.

Nicklisch, H., Die Betriebswirtschaft, 7. Aufl., Stuttgart 1932.

Nicklisch, H., Die geistige Haltung der Betriebswirtschaftler, in: Der praktische Betriebswirt, Heft 5/1934, S. 489 ff.

Nicklisch, H., Wirtschaftliche Betriebslehre, 6. Aufl., Stuttgart 1922.

Reiner Lemoine Institut, Wissenschaftliche Stellungnahme zum Vergütungsvorschlag der 100% erneuerbar Stiftung als Alternative zum Referentenentwurf der Bundesregierung, Berlin, 2011.

Riese, C., Nebel, A., Energiewende 2011 – Die zentralen Regelungen des Energiepakets, Berlin, 8.7.2011.

Reutersberg, B., Keine Standortgarantie für Hannover, in: Hannoversche Allgemeine Zeitung, 7.11.2011, S. 21.

Schmalenbach, E., Dynamische Bilanz, 5. Aufl., Leipzig 1931, S. 94.

Senfuß, F., Analysen zum Merit-Order Effekt erneuerbarer Energien - Update für das Jahr 2009, Karlsruhe, 2011.

Spiegel, Kanzlerin muss Kommunen besänftigen, in: <http://www.spiegel.de/politik/deutschland/0,1518,716257,00.html>, vom 7.9.2010.

Statista, Wechselverhalten der Stromkunden in Deutschland im Zeitraum 1998 bis 2009, <http://de.statista.com/statistik/daten/studie/152779/umfrage/wechselverhalten-der-stromkunden-in-deutschland-zwischen-1998-bis-2009/>, 2011.

Stern, Nur die Opposition kann Röttgen retten, in: <http://www.stern.de/politik/deutschland/schwarz-gelber-atomkompromiss-nur-die-opposition-kann-roettgen-retten-1604007.html>, vom 15.9.2010.

ver.di, ver.di-Grundsätze für ein Energiekonzept für Deutschland, Berlin 10.05.2005.

von der Vring, T., ...und es ward Licht? Ein Organisationsmodell zur Umsetzung der Energiewende in Deutschland bis 2050, in: WISO direkt, Friedrich-Ebert-Stiftung, Bonn, September 2011.

Westfälische Nachrichten, Stellenpoker bei Stromriesen, 13.12.2011.

Wirtschaftswoche, Strommarkt: Festung Deutschland, 12.3.1998, S. 62.

Wirtschaftswoche, Was uns die Energiewende kostet, 8.6.2011.

Wirtschaftswoche, Kurzschluss: Bremsen, blockieren, große Töne spucken, 24.10.2011, S. 60 ff.

Wissenschaftlicher Dienst des Deutschen Bundestags, Aktueller Begriff: EEG-Umlage 2010, Nr. 21/10, 25.3.2010.

Über die Hans-Böckler-Stiftung

Die Hans-Böckler-Stiftung ist das Mitbestimmungs-, Forschungs- und Studienförderungswerk des Deutschen Gewerkschaftsbundes. Gegründet wurde sie 1977 aus der Stiftung Mitbestimmung und der Hans-Böckler-Gesellschaft. Die Stiftung wirbt für Mitbestimmung als Gestaltungsprinzip einer demokratischen Gesellschaft und setzt sich dafür ein, die Möglichkeiten der Mitbestimmung zu erweitern.

Mitbestimmungsförderung und -beratung

Die Stiftung informiert und berät Mitglieder von Betriebs- und Personalräten sowie Vertreterinnen und Vertreter von Beschäftigten in Aufsichtsräten. Diese können sich mit Fragen zu Wirtschaft und Recht, Personal- und Sozialwesen oder Aus- und Weiterbildung an die Stiftung wenden. Die Expertinnen und Experten beraten auch, wenn es um neue Techniken oder den betrieblichen Arbeits- und Umweltschutz geht.

Wirtschafts- und Sozialwissenschaftliches Institut (WSI)

Das Wirtschafts- und Sozialwissenschaftliche Institut (WSI) in der Hans-Böckler-Stiftung forscht zu Themen, die für Arbeitnehmerinnen und Arbeitnehmer von Bedeutung sind. Globalisierung, Beschäftigung und institutioneller Wandel, Arbeit, Verteilung und soziale Sicherung sowie Arbeitsbeziehungen und Tarifpolitik sind die Schwerpunkte. Das WSI-Tarifarchiv bietet umfangreiche Dokumentationen und fundierte Auswertungen zu allen Aspekten der Tarifpolitik.

Institut für Makroökonomie und Konjunkturforschung (IMK)

Das Ziel des Instituts für Makroökonomie und Konjunkturforschung (IMK) in der Hans-Böckler-Stiftung ist es, gesamtwirtschaftliche Zusammenhänge zu erforschen und für die wirtschaftspolitische Beratung einzusetzen. Daneben stellt das IMK auf der Basis seiner Forschungs- und Beratungsarbeiten regelmäßig Konjunkturprognosen vor.

Forschungsförderung

Die Stiftung vergibt Forschungsaufträge zu Mitbestimmung, Strukturpolitik, Arbeitsgesellschaft, Öffentlicher Sektor und Sozialstaat. Im Mittelpunkt stehen Themen, die für Beschäftigte von Interesse sind.

Studienförderung

Als zweitgrößtes Studienförderungswerk der Bundesrepublik trägt die Stiftung dazu bei, soziale Ungleichheit im Bildungswesen zu überwinden. Sie fördert gewerkschaftlich und gesellschaftspolitisch engagierte Studierende und Promovierende mit Stipendien, Bildungsangeboten und der Vermittlung von Praktika. Insbesondere unterstützt sie Absolventinnen und Absolventen des zweiten Bildungsweges.

Öffentlichkeitsarbeit

Mit dem 14tägig erscheinenden Infodienst „Böckler Impuls“ begleitet die Stiftung die aktuellen politischen Debatten in den Themenfeldern Arbeit, Wirtschaft und Soziales. Das Magazin „Mitbestimmung“ und die „WSI-Mitteilungen“ informieren monatlich über Themen aus Arbeitswelt und Wissenschaft. Mit der Homepage www.boeckler.de bietet die Stiftung einen schnellen Zugang zu ihren Veranstaltungen, Publikationen, Beratungsangeboten und Forschungsergebnissen.

Hans-Böckler-Stiftung

Hans-Böckler-Straße 39 Telefon: 02 11/77 78-0
40476 Düsseldorf Telefax: 02 11/77 78-225



www.boeckler.de

**Hans Böckler
Stiftung**

Fürden Mir also ihre Arbeitwerk.

