

Melanie Feudel

2.1 Einleitung

Es gibt in Deutschland wohl kaum einen Wirtschaftszweig, der einem so fundamentalen Wandel unterlegen war und weiterhin unterliegt, wie die Energiewirtschaft. Mit der Forderung der Europäischen Union (EU), die Energiemärkte in den Mitgliedsländern zu liberalisieren, hatte dieser Veränderungsprozess in Deutschland 1998 begonnen. Die Entwicklung vom Monopol- zum Wettbewerbsmarkt hat sich zwar langsam, aber stetig vollzogen. Daneben agiert die EU auch als beeinflussende Kraft im Rahmen der Ausrichtung der nationalen Energiepolitiken. So werden durch Ratsbeschlüsse der Mitgliedstaaten oder Richtlinien u. a. der Ausbau der Erneuerbaren Energien und die Reduzierung der Treibhausgasemissionen flankiert. Die Bundesregierung in Deutschland hat ihre Energiepolitik diesen Vorgaben angepasst, dabei aber auch national geprägte Entscheidungen getroffen. Die Katastrophe in Fukushima 2011 und die Absicht der Bundesregierung bis 2022 aus der Atomkraft auszusteigen sowie die Erneuerbaren Energien in den nächsten Jahren erheblich auszubauen, stellt einen der bedeutendsten und auch abruptesten Einschnitte der deutschen Energiepolitik dar.

Diese Entscheidungen und Beschlüsse, ob von EU oder nationaler Ebene getroffen, haben erhebliche Konsequenzen für die deutsche Energiewirtschaft und deren Akteure nach sich gezogen. Der nachfolgende Artikel stellt diese Veränderungsprozesse der deutschen Energiewirtschaft chronologisch dar und gibt einen Ausblick auf die zukünftigen Herausforderungen für das deutsche Energiesystem. Dabei wird der Fokus auf den Strommarkt gelegt.

M. Feudel (✉)
Hamburg, Deutschland
E-Mail: PM_Energiebereich@web.de

2.2 Das europäische Ziel einer gemeinsamen Energiepolitik und eines Energiebinnenmarktes

Die Idee der Schaffung eines gemeinsamen Energiebinnenmarktes entwickelte sich aus der Überzeugung der EU, dass nur so die Herausforderungen des Klimawandels, der steigenden Importabhängigkeit und des globalen Wettbewerbs bewältigt werden könnten. Bereits Ende der 90er Jahre versuchte die Europäische Kommission, den Strom- und Gasmarkt einer einheitlichen europäischen Regelung zu unterwerfen.¹ Doch erst mit der Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie 96/92/EG vollzog sich in der gesamten europäischen Stromwirtschaft ein Paradigmenwechsel.² Der einst monopolistisch geprägte Elektrizitätssektor war gezwungen sich dem Wettbewerb zu öffnen. Die Netzbetreiber wurden u. a. gesetzlich verpflichtet, ihre Netze Dritten diskriminierungsfrei zur Verfügung zu stellen. An die Einführung von Wettbewerb wurde die Erwartung geknüpft, die Energieunternehmen würden mittelfristig wirtschaftlicher arbeiten, was sich wiederum in niedrigeren Strompreisen niederschlagen sollte (Frenzel 2007, S. 29).

Neben der Idee eines gemeinsamen Binnenmarktes verfolgt die Europäische Union auch das Ziel einer gemeinsamen Energiepolitik. Aufgrund ihrer signifikanten Bedeutung für die Europäische Union findet sich im Vertrag von Lissabon 2009 erstmals eine explizite Energiekompetenznorm (Art. 194 AEUV). Diese enthält eine Kompetenzgrundlage für den Erlass energiepolitischer Maßnahmen: „[...] im Rahmen der Verwirklichung oder des Funktionierens des Binnenmarkts und unter der Berücksichtigung der Notwendigkeit der Erhaltung und Verbesserung der Umwelt“ verfolgt die Energiepolitik der europäischen Union folgende Ziele:

- a. Sicherstellung des Funktionierens des Energiemarkts;
- b. Gewährleistung der Energieversorgungssicherheit in der Union;
- c. Förderung der Energieeffizienz und von Energieeinsparungen sowie Entwicklung neuer und erneuerbarer Energiequellen und
- d. Förderung der Interkonnektion der Energienetze.

Trotz der Kompetenzgrundlage, Maßnahmen zur Zielerreichung zu erlassen, bleiben die Energiekompetenzen der EU begrenzt, weil die Mitgliedstaaten auch weiterhin über ihre Energiequellen und die Struktur ihrer Energieversorgung entscheiden können (Mitgliedstaaten der Europäischen Union 2008). Nichtsdestotrotz hat die Europäische Union im Laufe der Jahre immer wieder neue Anstöße für die Richtung gegeben, in die die Energiegewinnung der Zukunft gehen soll. Dabei spielt insbesondere die Forcierung des Ausbaus der Erneuerbaren Energien eine große Rolle. Schon das Grünbuch zu Erneuer-

¹ Das 1988 von der Europäischen Kommission vorgelegte Arbeitsdokument „Der Binnenmarkt für Energie“ gilt als Grundstein der Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie. Sie ging aus einer Ratsentscheidung aus dem Jahr 1986 über die neuen energiepolitischen Ziele der Gemeinschaft für 1995, die u. a. einen von Handelshemmnissen befreiten Binnenmarkt forderte, hervor. (Schumann 2001, S. 12)

² Auf die Liberalisierung des Gasmarktes soll, wie einleitend angedeutet, an dieser Stelle nicht eingegangen werden.

baren Energien im Jahr 1996 bzw. das nach einem Jahr folgende Weißbuch, lösten eine Diskussion über den zukünftigen Einsatz von Erneuerbaren Energien aus. Da die EU nur begrenzt über eigene fossile Energiequellen verfügt und auf Rohstoffimporte angewiesen ist, wird die Energiegewinnung durch regenerative Energieträger immer wichtiger. Vor dem Hintergrund der dramatischen Prognosen zum Klimawandel erhält die Energiegewinnung durch CO₂-ausstoßarme Techniken zusätzliche Bedeutung. Die Richtlinie zur „Förderung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt“ (2001/77/EG) schuf die gesetzgeberische Grundlage für den Ausbau der Erneuerbaren Energien in den Mitgliedstaaten (Rothe 2002, S. 14). Mit der aktuellen Richtlinie 2009/28/EG zur „Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen“, ist in den Klimaschutzziele ein Anteil von 20 % an Erneuerbarer Energie bis 2020 am Gesamtenergieverbrauch der Union anvisiert. Ein Ziel, das auf den im März 2007 beschlossenen Aktionsplan zur EU-Energiepolitik der Staats- und Regierungschefs für die Jahre 2007–2009, in dem die so genannten 20–20–20-Ziele festgeschrieben wurden, zurückzuführen ist.³

Im Jahr 2010 hat die Europäische Kommission diese Energiestrategie mit ihren Mitteilungen zur EU-Energiestrategie für die Jahre 2011 bis 2020 fortgeschrieben. Auch hier werden die Schwerpunkte auf das Thema Energieeffizienz, Versorgungssicherheit, freier Handel mit Energie im Binnenmarkt, Energietechnologien und den internationale Zusammenarbeit bei in Energiefragen gelegt. Im Vergleich zu dem Energieaktionsplan 2007–2009 werden die Themen Energieeffizienz und Energieinfrastruktur aber klar in den Vordergrund gerückt (Fischer 2011, S. 97).

2.3 Die Entwicklung der deutschen Energiewirtschaft zu Beginn der Liberalisierung

Der deutsche Energiemarkt war bis zur Initiative der Europäischen Kommission in den 1980er Jahren nahezu vollständig vom Wettbewerb abgeschottet und wäre es ohne diese Initiative wohl noch bis heute. Mit dem Gesetz zur Förderung der Energiewirtschaft von 1935 (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG) sollte der öffentliche Einfluss auf die Energieversorgung gewahrt werden und schädlicher Wettbewerb ausgeschlossen bleiben. Als zentrales Ziel nannte die Präambel des Gesetzes die Schaffung einer kostengünstigen und sicheren – im Sinne der Versorgungssicherheit – Energieversorgung. Mit der Umsetzung der europäischen Richtlinie in nationales Recht und der damit verbundenen Neuregelung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) im Jahr 1998, wurde ein neuer Ordnungsrahmen geschaffen. Deutschland entschied sich dafür, den Energiemarkt gleich vollständig und ohne die in der Binnenmarktrichtlinie festgelegten Übergangsfristen zu öffnen (Schiffer

³ Die anderen 20–20 beziehen sich auf die Reduzierung des Energieverbrauchs und die Steigerung der Energieeffizienz (jeweils gemessen am Jahr 1990).

2008, S. 224 ff.). Während jedoch alle europäischen Mitgliedsländer nach dem Erlass der Richtlinie einen geregelten Netzzugang mit einer nationale Regulierungsbehörde schufen, um diese mit der Aufsicht über ihre Strommärkte zu beauftragen, wählte Deutschland den Weg der Verbändevereinbarung. Dieser unverbindliche Verhaltenskodex, der es dem Verband der Elektrizitätswirtschaft (VDEW) und der stromverbrauchenden Großindustrie überließ, über die Bestimmungen der Netznutzungsentgelte zu entscheiden, brachte jedoch nicht das erwünschte Resultat (Angenendt 2007, S. 69). Stattdessen erschwerten die etablierten Versorger den Zugang zum Netz, sei es durch erhöhte Preise oder administrative Schranken. Staatliche Missbrauchskontrolle konnte nur im Nachhinein und auch nur in Einzelfallentscheidungen stattfinden.⁴ Diese Entwicklung war nicht zufriedenstellend. Zwar hatten sich zu Beginn der Liberalisierung Handels- und Vertriebsgesellschaften wie ENRON, VASA, Best Energy oder Yello, eine Tochter der EnBW, gegründet, die meisten davon mussten aber aufgrund der schwierigen Netzzugangsbedingungen kurz darauf Insolvenz anmelden (Becker 2011, S. 100). Darüber hinaus hatte die Marktkonzentration nach der Öffnung des Marktes 1998 erheblich zugenommen. Aus der Überlegung heraus, im Wettbewerb könnten nur die großen Konzerne überleben, fusionierten die damals bestehenden neun Verbundunternehmen zu den vier Stromversorgern RWE, E.ON, Vattenfall Europe und EnBW.⁵ Hinzu kamen ihre Beteiligungen an den regionalen und kommunalen Stromversorgern, die vor allem zur Sicherung des Absatzes von Strom und Gas dienten.⁶ Aufgrund dieser hohen Marktkonzentration und der Marktmacht, die überwiegend aus dem Besitz der Hochspannungsnetze sowie einem großen Teil der abgeschriebenen Großkraftwerke resultierte, änderte sich zunächst einmal gar nichts an den bestehenden Monopolstrukturen.

Den Stadtwerken, die nicht von den Kommunen verkauft oder von den großen Verbundunternehmen anteilig übernommen wurden, sagte man nach der Liberalisierung sogar den Niedergang voraus (Welt Nachrichten 1998). Man ging davon aus, sie würden mit den Vertriebspreisen der Großen nicht mithalten können. Einige Stadtwerke entschlossen sich daraufhin – zur Sicherung ihrer Wettbewerbsfähigkeit – zu fusionieren, zu

⁴ Erst mit der EU-Beschleunigungsrichtlinie 2003/54/EG, die eine erneute Novellierung des Energiewirtschaftsrechts erforderte (EnWG-Novelle 2005), wurde Deutschland dazu verpflichtet, die Verbändevereinbarung aufzuheben und einen regulierten Netzzugang einzuführen. Die ex post-Kontrolle der Netzzugangsbedingungen und -entgelte wurde durch die Ex ante-Genehmigung durch die Bundesnetzagentur bzw. der Landesregulierungsbehörden ersetzt. (Becker 2011, S. 106)

⁵ Im Sommer 2000 ging die Dortmunder VEW AG in der Essener RWE AG auf. VEBA AG und VIAG AG schlossen sich 1999 zur E.ON. AG zusammen. E.ON kaufte 2001 die Ruhrgas AG und so entstand die E.ON Ruhrgas AG, der weltgrößte private Energiekonzern. Die Vattenfall Europe AG wurde 2002 nach den Übernahmen der Verbundnetzbetreiber Bewag und HEW sowie des größten deutschen Stromerzeugers VEAG gegründet. Die EnBW AG war bereits ein Jahr vor dem eingeleiteten Liberalisierungsprozess durch die Fusion der beiden baden-württembergischen Energieversorgungsunternehmen Badenwerk AG und Energie-Versorgung Schwaben AG entstanden. (Krisp 2008, S. 154)

⁶ Nach Angaben des Bundeskartellamtes verfügten RWE und E.ON im Jahr 2002 zusammen genommen über ca. 210 solche Minderheitenbeteiligungen. (Deutscher Bundestag 2003, S. 163.)

kooperieren bzw. strategische Allianzen zu schließen. So entstand 1999 beispielsweise die Trianel GmbH als horizontale Kooperationsgruppe.

Im Jahr 2000 vereinbarte die rot-grüne Bundesregierung unter Bundeskanzler Gerhard Schröder mit den deutschen Kraftwerksbetreibern den Atomausstieg. Das Gesetz trat am 26.04.2002 in Kraft. Im selben Jahr dieses Atomkonsenses wurde das Erneuerbare-Energien-Gesetz, welches das zuvor gültige Stromeinspeisungsgesetz ablöste, verabschiedet. Es sollte den Ausbau der regenerativen Energien als zentrales Element für den Klima- und Umweltschutz sowie für eine nachhaltige Entwicklung in Deutschland fördern. Entsprechend den Zielen der EU und Deutschlands sollte ihr Anteil an der Stromversorgung bis 2010 mindestens verdoppelt werden (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit 2000). Ein zentrales im EEG enthaltenes Instrument ist die Einspeisevergütung, durch die der Betreiber einer EEG-Anlage für seinen erzeugten Strom einen festgelegten Preis pro kWh erhält. Mit den in Kraft getretenen Gesetzesnovellierungen 2004, 2009, 2011 und 2012 wurde das EEG den aktuellen Rahmenbedingungen angepasst.

Zweck des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes (Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung), das im Jahr 2002 in Kraft trat, war die Bestandssicherung und Modernisierung der KWK-Anlagen, „die aufgrund der Liberalisierung unter erhebliche Kostenkonkurrenz geraten waren“ (Bielitza-Mimjähner 2007, S. 352). Ferner sah man den Ausbau der Stromerzeugung in kleinen KWK-Anlagen und die Markteinführung der Brennstoffzelle als wichtige Beiträge für den Umweltschutz an. Auch im KWKG ist ein fester Satz, ein so genannter Bonus, für den in KWK-Anlagen erzeugten und ins Netz eingespeisten Strom enthalten. Diese Anlagen, die u. a. mit Erd- oder Biogas betrieben werden, stellen gleichzeitig Strom und Nutzwärme zur Verfügung und haben damit einen sehr hohen Ausnutzungsgrad (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit 2002).

Durch das EEG und das KWKG traten neue Akteure auf den Markt, für die es aufgrund der festgeschriebenen Einspeisevergütung rentabel ist, in regenerative Energien oder KWK zu investieren. Dazu zählen Privatpersonen, Bauern, Landeigner oder Industrieunternehmen, die im Besitz der Flächen sind, um dort die Blockheizkraftwerke, Photovoltaik- oder Windanlagen zu errichten. Dabei nutzen sie den erzeugten Strom teilweise zur Eigenbedarfsdeckung, aber auch um ihn profitbringend in das Netz einzuspeisen. Bis heute hat diese Entwicklung standgehalten: 50 % der in Deutschland installierten Anlagen zur Stromerzeugung aus regenerativen Quellen sind Eigentum von Privatpersonen und Landwirten (siehe Abb. 1.3.1). Neben dieser Gruppe sind auch Projektierer in den Markt eingetreten, die für Privatpersonen, Kommunen oder Unternehmen das Management von Erneuerbaren-Projekten übernehmen und auch die Flächen von Landeignern pachten. Ein sehr erfolgreiches Beispiel dafür ist der Erneuerbaren-Projektierer Juwi, der vor rund 15 Jahren aus einer zweiköpfigen Geschäftsleitung bestand, mittlerweile ca. 1750 Mitarbeiter beschäftigt und über 1 Mrd. € erwirtschaftet (Juwi 2012). Hinzu kommt die Gründung von Ökostromanbietern wie bspw. Lichtblick, Naturstrom oder Greenpeace Energy, die den „grünen Strom“ mit wachsendem Erfolg an den Kunden vertreiben (Bielitza-Mimjähner 2007, S. 355).

Struktur der Erneuerbaren Energien nach Eigentümergruppen in Deutschland 2010 (ohne PSW)

Gesamte zugebaute Leistung der zu untersuchenden Energieträger:
53,0 GW

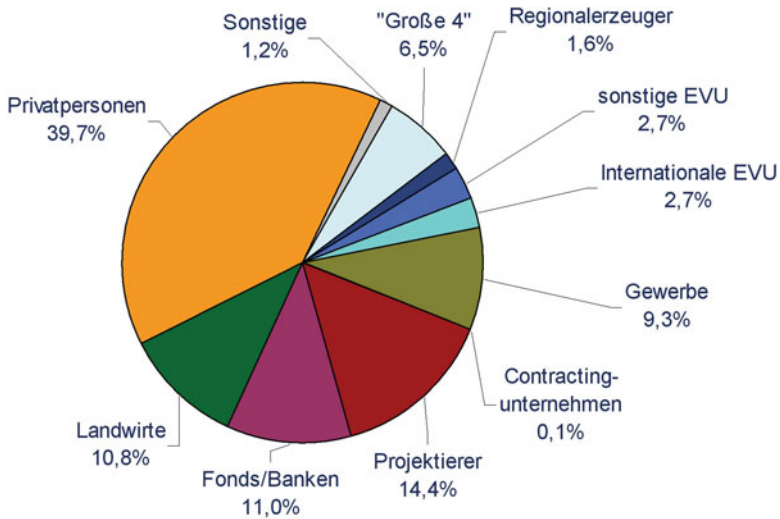


Abb. 2.1 Struktur der Erneuerbaren Energien nach Eigentümergruppen 2010 (ohne Pumpspeicherkraftwerke). Nach trend: research (2012)

Die Stadtwerke agierten zunächst sehr zögerlich und haben die Entwicklung in Richtung Erneuerbare Energien „verschlafen“ (N. N. 2011a, S. 1). Stattdessen investierten sie vermehrt in die Kraft-Wärme-Kopplung (Abb. 2.1).

2.4 Der Trend zur Rekommunalisierung und die Folgen der fortschreitenden Liberalisierung für die großen Energieversorger

Erst seit dem Jahr 2007, als der verstärkte Trend zur Rekommunalisierung⁷ einsetzte, ist wirklich wieder Bewegung in die Stadtwerklandschaft gekommen. Die Städte und Gemeinden versprechen sich davon mehr Einfluss auf die wirtschafts- und umweltpolitische Zielsetzung der Energieversorgung nehmen zu können. Befördert wird der Rekommunalisierungstrend dadurch, dass gegenwärtig und in den kommenden Jahren eine Vielzahl

⁷ „Der Begriff der Rekommunalisierung bezeichnet in diesem Zusammenhang eine Entwicklung, bei der die Energieversorgung aus privater Hand wieder vermehrt in die Hände der Städte und Gemeinden übergeht. [...] Unter Rekommunalisierung im weiteren Sinne wird auch die zunehmende Bildung von Kooperationen einzelner Stadtwerke und Regionalversorger verstanden.“ (Deutscher Bundestag 2011, S. 24 f.)

von Konzessions- oder Gestattungsverträgen für Strom, Gas oder Fernwärme auslaufen und neu vergeben werden müssen. Neben der hundertprozentigen kommunalen Lösung oder der Kooperation mit anderen Kommunen im Bereich Netzbetrieb und Versorgung ist es auch möglich, nur teilweise zu rekommunalisieren, das heißt, mit einem strategischen Partner aus der Energiewirtschaft zusammen zu arbeiten, um die Finanzierung des Netzkaufs und den Aufbau einer Versorgung sicherzustellen. Für bereits existierende Stadtwerke bieten die freiwerdenden Netzkonzessionen die Möglichkeit, ihr Netzgebiet zu vergrößern. Der Kauf oder Rückkauf von Stadtwerken aus der Hand der Privatwirtschaft oder die Übernahme von Konzessionen schafft neue Einnahmequellen. Prominente Beispiele für Übernahmen von Stadtwerken sind der Kauf der E.ON-Tochter Thüga durch ein kommunales Konsortium im Jahr 2009⁸ und der Kauf des fünft-größten deutschen Kraftwerksbetreibers Evonik Steag durch ein Stadtwerke-Konsortium aus dem Ruhrgebiet. Außerdem hat die Gründung der Stadtwerke Stuttgart 2011 dazu geführt, dass die EnBW ihre Konzession am örtlichen Wasser-, Strom- und Gasnetz verloren hat. Ein weiteres Beispiel ist auch die staatliche Übernahme der EnBW-Anteile des französischen Stromkonzerns EDF durch das Land Baden-Württemberg. Während bei der Erzeugung eine kommunale Präsenz als positiv und wettbewerbsfördernd bewertet wird, fürchtet man durch die Rekommunalisierung der Netze eine Zersplitterung, die Effizienz Nachteile beim Netzbetrieb mit sich bringt und zu erhöhten Kosten für den Netznutzer führen könnte (Fellenberg et al. 2012, S. 105).

Für die großen Energieversorger bedeutet die Entwicklung der Rekommunalisierung, womit der Verlust der Netze oder Stadtwerkeanteile einhergeht, Einnahmeausfälle. Trotzdem konnten die Energieriesen im Bereich der Erzeugung ihre Marktstellung lange behaupten. Das Bundeskartellamt stellte in seiner im Januar 2011 vorgelegten Sektoruntersuchung „Stromerzeugung und Stromgroßhandel“ fest, dass sowohl die Stromerzeugungskapazitäten als auch der Anteil der Nettostromerzeugung der vier Energieversorger im Jahr 2008 immer noch bei 84% lagen (Bundeskartellamt 2011).

Im Gegensatz zum Erzeugungsbereich hat der Liberalisierungsprozess für die Eigentümerstruktur des Übertragungsnetzes erhebliche Konsequenzen mit sich gebracht. Die Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie 2009/72/EG, die eine erneute Novellierung des Energiewirtschaftsrechts (EnWG 2011) nötig machte, sieht nämlich die eigentumsrechtliche Trennung (Ownership Unbundling)⁹, die Einrichtung eines unabhängigen Systembetreibers (ISO) oder eines unabhängigen Übertragungsnetzbetreibers (ITO) in den Mitgliedsländern, vor. Prioritäres Ziel ist es, durch die Trennung von Stromerzeu-

⁸ E.ON hatte sich entschieden diese zu verkaufen, nachdem der BGH im November 2008 den Kauf der Stadtwerke Eschwege verboten hatte.

⁹ Das integrierte Unternehmen wird in seine einzelnen Bestandteile zerschlagen und die Unternehmensstruktur aufgelöst. Die abgespaltenen Unternehmensteile sind dann eigenständige Gesellschaften, die nicht mehr vom Mutterunternehmen, wie bei der gesellschaftsrechtlichen Entflechtung, gehalten werden dürfen./ (Volz 2006, S. 22 ff.)

gung und Netzen für mehr Wettbewerb zu sorgen (Europäisches Parlament, Europäischer Rat 2009).

E.ON hatte sich bereits im Jahr 2009 dafür entschieden sein Übertragungsnetz an den niederländischen Netzbetreiber Tennet und rund 5000 MW seiner Kraftwerkskapazitäten zu verkaufen, um eine Kartellstrafe der Europäischen Kommission abzuwenden (Focus Money Online 2008). Vattenfall veräußerte sein Übertragungsnetz, die 50 Herz Transmission GmbH, ein Jahr nach dem Erlass der Richtlinie an den belgischen Netzbetreiber Elia und den australischen Fonds IFM. Auch RWE gab die Mehrheitsanteile seiner Netztochter Amprion im Jahr 2011 an ein Konsortium unter der Führung der Commerzbank-Tochter Commerz Real ab (Focus Money Online 2011b). Mit dem Verkauf ihrer Übertragungsnetze sind die Energieversorger den Vorgaben der Kommission nachgekommen. Dabei spielten strategische Aspekte sicherlich auch eine wichtige Rolle. Denn der Ausbau der Erneuerbaren Energien, insbesondere der Offshore-Windanlagen im Norden, machen erhebliche Investitionen in die Netze in den nächsten Jahren notwendig, die nun die neuen Betreiber tragen müssen. Der einzige Energieversorger, der sich für den Erhalt seines Netzes entschieden hat, ist die EnBW. Diese hat das Modell des „unabhängigen Transportnetzbetreibers“, das den Verbleib der TransnetBW im EnBW Konzern ermöglicht, allerdings weitreichende Entflechtungsvorgaben berücksichtigen muss, gewählt.

2.5 Fukushima und die Auswirkungen für die deutsche Energiewirtschaft

Die Katastrophe von Fukushima, der atomare Super-Gau im März 2011 in Japan, stellt für die deutsche Energiepolitik eine Zäsur dar. Hatte die Schwarz-Gelbe Bundesregierung noch ein Jahr zuvor den von der Rot-Grünen Bundesregierung beschlossenen Atomausstieg zurückgenommen, entschied sie nun, nach dem Reaktorunfall in Japan, den endgültigen Ausstieg aus der Atomenergie bis 2022. Acht der siebzehn Atomreaktoren wurden sofort vom Netz genommen und mit ihnen 8,4 GW Erzeugungsleistung. Die weiteren neun Atomkraftwerke werden nach einem bestimmten Zeitplan in den nächsten Jahren abgeschaltet.¹⁰ Das Ziel des politischen Projekts „Energiewende“¹¹, ist die Umgestaltung des Energiesystems hin zu Dezentralität und Erneuerbaren Energien. Mit der Novelle des EEG 2012 wurden konkrete Zielvorgaben für den Ausbau der Erneuerbaren an der Stromversorgung festgeschrieben. So sieht diese eine Steigerung der Erneuerbaren auf 35 % bis 2020, 50 % bis 2030, 65 % bis 2040 und 80 % bis 2050 vor (Bundesministerium für Ernährung,

¹⁰ 2015 Grafenrheinfeld (Bayern), 2017 Grundremmingen B (Bayern), 2019 Philippsburg II (Baden-Württemberg), 2021 Grohnde (Niedersachsen), Brokdorf (Schleswig-Holstein) und Grundremmingen C, 2022 Isar II (Bayern), Neckarwestheim II (Baden-Württemberg) und Emsland (Niedersachsen).

¹¹ i. S. d. energiepolitischen Umdenkens nach Fukushima

Landwirtschaft und Verbraucherschutz 2012). Im Jahr 2011 lag der Anteil der Erneuerbaren Energien laut des Bundesverbandes der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) bei 19,9 % (Brachvogel 2011). Mit der stetigen Steigerung des Anteils soll der Großteil der Kapazitäten aus den Atomkraftwerken in den nächsten Jahren durch regenerative Energien ersetzt werden. Für die vier großen Energieversorger E.ON, RWE, EnBW und Vattenfall bringt die energiepolitische Wende signifikante Einbußen ihrer Marktposition und damit verbunden finanzielle Verluste mit sich. Der Energiekonzern E.ON verfügt über 40 % der installierten Kernkraftwerkskapazität. Nach dem Atomausstiegsbeschluss musste der Konzern zwei seiner Atommeiler vom Netz nehmen und verzeichnete einen Gewinneinbruch im ersten Halbjahr 2011 von 70 % auf nur noch 900 Mio. €. Insgesamt hat der Konzern im Geschäftsjahr 2011 einen Fehlbetrag von 2,22 Mrd. € verbucht, bei einem Vorjahresüberschuss von 5,85 Mrd. €. Das Energieunternehmen RWE, das über 26,3 % der Kernkraftkapazitäten verfügt, musste nach der Katastrophe in Fukushima ebenfalls zwei seiner Meiler, Biblis A und B, abschalten. Der Gewinn sank damit in den ersten drei Quartalen 2011 um 30 % auf 4,3 Milliarden. Die EnBW, die vor Fukushima die Hälfte ihres Umsatzes aus Atomkraft generierte, hatte in den ersten neun Monaten des Jahres 2011 Abschreibungen in Höhe von 1,2 Mrd. und damit einhergehend einen Verlust von über 0,5 Mrd. € zu verzeichnen. Vattenfall musste zwei seiner Meiler, Brunsbüttel und Krümmel vom Netz nehmen. Insgesamt sank damit der Konzerngewinn im Jahr 2011 um 21 % auf 1,2 Mrd. € (N. N. 2012a, S. 4). Hinzu kommen die Rückbaukosten der Atomkraftwerke, die auf 18 Mrd. € beziffert werden und weitere Verluste für die Konzerne bedeuten (Focus Money 2011b). Außerdem lässt der Einspeisevorrang des aus Erneuerbaren Energien produzierten Stroms, der einen immer größeren Teil des Bedarfs abdeckt, die Auslastung der bestehenden konventionellen Kraftwerke und damit die Einnahmen sinken (SpiegelOnline 2012). E.ON überlegt deshalb, drei seiner bestehenden Gaskraftwerke in Süddeutschland vom Netz zu nehmen. Die Versorgungssicherheit wäre dadurch erheblich gefährdet, vor allem die des Bundeslandes Bayern, in dem sich zwei der Gaskraftwerke befinden. Der Bedarf für flexible, effiziente und vor allem schnell regelbare konventionelle Kraftwerke wird aber mittelfristig notwendig werden, um die fehlenden Kapazitäten der Kernkraftwerke zu ersetzen und als „Back-up“ kurzfristig zur Verfügung zu stellen, sofern die Bedarfsdeckung durch Sonne und Wind nachts oder aufgrund des Wetters nicht möglich ist.¹² Um Investitionen überhaupt rentabel zu gestalten, ist eine Diskussion über Kapazitätsmärkte entbrannt. Betreiber von Gaskraftwerken erhalten nach diesem Modell nicht nur eine Vergütung für ihren produzierten Strom sondern werden auch für die Bereitstellung von Kraftwerkskapazitäten bezahlt.

Die großen Energieversorger müssen in den nächsten Jahren erheblich investieren und neue Geschäftsmodelle entwickeln, wenn sie ihre Marktposition in Deutschland und die Einnahmen ihres Unternehmens sichern wollen. Dabei werden vor allem Investitionen in

¹² Aufgrund der CO₂-Reduzierungsvorgaben und da auf mittelfristige Sicht die Genehmigung von Carbon Capture and Storage (CCS) in großem Maßstab nicht in Sicht ist, kann es sich hierbei nur um Neuinvestitionen in Gas-, nicht aber in Kohlekraftwerke handeln.

Erneuerbare Energien eine große Rolle spielen. E.ON hat sich u. a. deshalb entschieden, seine drei Regionalgesellschaften Mitte, Thüringer Energie und Westfalen-Weser zu verkaufen, um so seine eigenen finanziellen Ressourcen stärker zu konzentrieren und den Umbau zur dezentralen Stromerzeugung besser stemmen zu können (N. N. 2012b, S. 1). Außerdem werden Investitionen in zukunftsfähige Technologien wie Speichertechnologien über den Erfolg der Unternehmen entscheiden. Zur Absicherung ihres Umsatzes setzen E.ON und RWE aber verstärkt auch auf Auslandsinvestitionen.

2.6 Stadtwerke als Treiber der Energiewende?

Während die Energiewende große finanzielle Nachteile für die vier großen Energiekonzerne mit sich bringt¹³, werden für die Stadtwerke mit dem Beschluss aus der Atomenergie auszusteigen, neue positive Impulse gesetzt. Hatte der Verband kommunaler Unternehmen (VKU) nach der beschlossenen Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke 2010 noch beklagt, dass diese Entscheidung einen Wettbewerbsnachteil für die Stadtwerke bedeuten und diese Entscheidung die Anstrengungen der Stadtwerke für den Ausbau der Eigenerzeugung untergraben würde, haben sie nun erneut die Gelegenheit, sich auf dem Erzeugermarkt zu positionieren bzw. ihre Position auszubauen. Denn die stufenweise Stilllegung der Kernkraftwerke, die aufgrund ihrer niedrigen variablen Erzeugerkosten von anderen Kraftwerkstypen aus der Merit Order nicht zu verdrängen sind, macht nach und nach Marktsegmente für Investitionen anderer Akteure wie die Stadtwerke frei (Herrmann et al. 2011, S. 44).

Lag der Anteil der Stadtwerke an der installierten Kraftwerksleistung in Deutschland im Jahr 2010 bei nur etwa 10 %, haben sich die Stadtwerke zum Ziel gesetzt, bis 2020 ihren Marktanteil an der Stromerzeugung zu verdoppeln (VKU 2011a). Die folgende Abbildung zeigt die prozentuale Aufteilung der kommunalen Kraftwerkskapazitäten 2010 (Abb. 2.2).

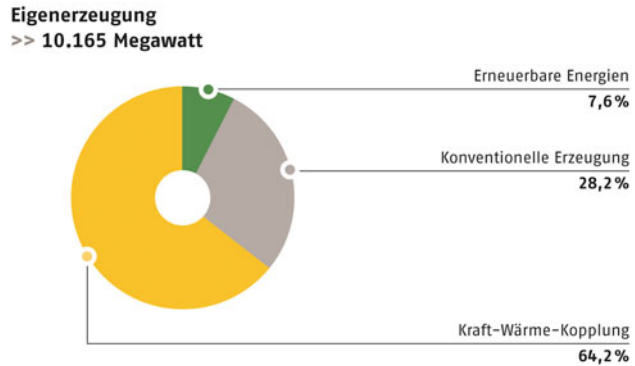
Die eigenständige Energieerzeugung hat für die Stadtwerke eine große strategische Bedeutung, denn sie ermöglicht den kommunalen Unternehmen den Zugang zu einem attraktiven Markt, den bislang vor allem die vier großen Energieversorger beherrscht haben. Weiterhin verringert die eigene Stromproduktion die Abhängigkeit der Stadtwerke vom Großhandelsmarkt.¹⁴ Mit der Novelle des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes (KWKG) 2012 sind die Investitionen in KWK-Anlagen attraktiver geworden, weil u. a. die Vergütung für den in KWK-Anlagen erzeugten Strom gestiegen ist (Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie 2012). Neben Investitionen in KWK-Anlagen wollen aber auch immer mehr Stadtwerke die Investitionen in die Erneuerbaren Energien-Projekte wagen oder

¹³ Natürlich sind auch Stadtwerke wie bspw. die Stadtwerke München, die Kraftwerksscheiben an den Atomkraftwerken erworben hat, hierdurch finanziell betroffen.

¹⁴ Allerdings haben Stadtwerke, die vor bspw. 3 Jahren eine Kraftwerksscheibe gekauft haben, heute finanzielle Nachteile dadurch, weil der Strompreis auf dem Großhandelsmarkt so niedrig ist.

Abb. 2.2 Kommunale Kraftwerkskapazitäten 2010 nach installierter Netto-Engpassleistung nach VKU (2011b). (Quelle: VKU, Unternehmensrecherche 2011)

Kommunale Kraftwerkskapazitäten 2010 nach installierter Netto-Engpassleistung



ausbauen. Ob sie dabei auf Wind, Wasser oder Sonne setzen, hängt von den regionalen Verfügbarkeiten und geografischen Standorten ab, wobei Investitionen in Onshore-Wind für Stadtwerke am attraktivsten seien, gefolgt von Offshore-Projekten und Photovoltaik (N. N. 2011b, S. 5). Einige Stadtwerke haben sich dafür entschieden, eigene Tochtergesellschaften zu gründen, in denen die Projektaktivitäten gesondert gebündelt werden. Beispiele dafür sind die Grünwerke, eine Tochtergesellschaft der Düsseldorfer Stadtwerke oder die SWM Bayernwind, eine Tochter der Stadtwerke München, die gemeinsam mit bayerischen Kommunen und einem Windparkprojektierer Windkraftprojekte realisiert.

Bei einigen Investitionsvorhaben stehen den Stadtwerke jedoch ihre kommunalen Anteilnehmer im Weg, weil diese zu hohe Renditeerwartungen (teilweise 10 %) haben, die bei Erneuerbaren-Projekten nicht erfüllt werden können. Laut Aussage von Lothar Schulze, Geschäftsführer der Windwärts Energie GmbH auf einer EUROFORUM-Konferenz, liegen die Renditen für Windinvestitionen in windschwachen Jahren bei ca. 6–7 %, in windreichen bei ca. 9 %.

Sehr viele Stadtwerke entscheiden sich mittlerweile, zum Zwecke der Ressourcenbündelung, im Rahmen von horizontalen Stadtwerkekooperationen in Erzeugerprojekte zu investieren. Insbesondere Großprojekte wie Offshore-Windparks oder Kraftwerke erfordern neben den ausreichenden finanziellen Ressourcen auch die langfristige Bindung von Personal für die Projektarbeit, was einzelne Stadtwerke allein nicht leisten können. Auch regionale Kooperationen kleinerer und/oder mittelgroßer Stadtwerke eröffnen Potenzial für die Erschließung von Synergieeffekten. Die Trianel GmbH ist zu der führenden Stadtwerkekooperation in Europa angewachsen und auch andere Interessengemeinschaften wie die 8 KU (acht kommunale Unternehmen) haben sich zusammengeschlossen und operieren mittlerweile auf Augenhöhe mit den Großen.

Der Gesetzesentwurf zur Kürzung der Solarförderung ist im Bundesrat blockiert worden, weil die Bundesländer befürchteten, dass das Gesetz eine Abnahme von Investitionen in diesem Bereich und damit erhebliche Konsequenzen für die deutsche Solarindustrie zur Folge hätte. Der Kompromiss sieht wesentlich geringere Einschnitte in der Vergütung vor, weshalb hier in nächster Zeit nicht mit großen Investitionsrückgängen zu rechnen ist.¹⁵

Bei Investitionen in Windenergie im Binnenland wird es immer schwieriger, freie Flächen zu finden. Die Landesregierung von Nordrhein-Westfalen bspw. hat deshalb reagiert und eine Leitlinie vorgegeben, um den Ausbau der Windkraft, u. a. im Wald zu erleichtern und damit die Erschließung weiterer Windflächen zu ermöglichen. Die Landesregierung von Niedersachsen will Investitionshemmnisse wie die Höhenbeschränkung beim Windanlagenbau abschaffen, um so neue Impulse für das Repowering, also das Ersetzen alter Windanlagen durch neuere und effizientere, zu setzen.

Da die Akzeptanz der Bürger für die neuen Energie- und Infrastrukturprojekte unerlässlich ist, versuchen die Stadtwerke sie verstärkt in die Investitionsprojekte einzubinden. Etliche Energieversorger setzten mit den Sparkassen oder Banken vor Ort bspw. Öko-Sparbriefe auf.

Diese Ökosparbriefe, die von den Bürgern als festverzinsliche Finanzanlage genutzt werden können, dienen den Sparkassen zur Refinanzierung der Kredite an die Stadtwerke. Das Stadtwerk baut dafür, möglichst vor Ort, EEG-Anlagen.

Ferner gehen einige Stadtwerke Kooperationen mit Energiegenossenschaften ein oder gründen solche, um Projekte auf Basis regenerativer Energien zu realisieren. Als besonders innovatives Genossenschaftsmodell gilt das der Stadtwerke Wolfhagen, einem in kommunaler Hand befindlichen Stadtwerk, an dem sich die Bürger finanziell beteiligen, um so Mitscheidungsrechte zu erhalten und von der Dividende zu profitieren. Während diese Stadtwerke verstärkt auf dieses Kundenbindungs- und Identifikationsinstrument setzen, werden Genossenschaften aber auch vielerorts als Konkurrenz angesehen. Denn es gibt Bürger, die sich entscheiden sich auch ohne eine Kooperation mit einem Stadtwerk einzugehen, in Erneuerbaren-Projekte zu investieren oder die Netze zu erwerben. Ein Beispiel dafür sind die Elektrizitätswerke Schönau (EWS), die aus einer Bürgerinitiative heraus entstanden sind und das örtliche Netz in Schönau übernommen haben. Die Gefahr ist allerdings auch hier, wie bei Rekommunalisierung der Netze, dass die Kleinteiligkeit zur Ineffizienz der Netzinfrastruktur und damit zur Kostensteigerung führen kann.

Um ihrer Rolle als Treiber der Energiewende gerecht zu werden, müssen die Stadtwerke neben den Investitionen in die Erzeugung auch Investitionen in andere Bereiche der Wertschöpfungsstufe wie Netze (Mittel- und Niederspannung) und innovative technische Lösungen für das Energieversorgungssystem von morgen, z. B. das Smart Grid¹⁶ tätigen,

¹⁵ Das Gesetz sieht allerdings eine Deckelung der Solarförderung bei 52.000 MW vor./ (Ismar 2012)

¹⁶ Laut der Definition des Technologieforschums Smart Grids handelt es sich dabei um „Stromnetze, welche durch ein abgestimmtes Management mittels zeitnaher und bidirektionaler Kommunikation zwischen Netzkomponenten, Erzeugern, Speichern und Verbrauchern einen energie- und kosteneffizienten Systembetrieb für zukünftige Anforderungen unterstützen.“ (e-control 2010)

um die erfolgreiche Integration der Erneuerbaren Energien in das bestehende Energiesystem zu befördern.¹⁷ Eine Studie der Beratungsgesellschaft Kema kommt zu dem Ergebnis, dass die deutschen Verteilnetzbetreiber bis 2030 7 Mrd. € in den Ausbau intelligenter Netze investieren müssen (VKU 2012). Einen wichtigen Beitrag für das Smart Grid können bspw. Speicher wie Elektroautos leisten, aber auch hier bedarf es noch erheblicher Investitionen bzw. eines tragfähigen Geschäftsmodells wie es sich für die Stadtwerke wirtschaftlich rentieren kann. Hier befinden sich die Stadtwerke noch relativ am Anfang.

2.7 Zusammenfassung und Ausblick

Die vier großen Energiekonzerne, die eine gewisse Marktmacht in der Vergangenheit durch den Besitz der großen konventionellen Kraftwerke bzw. durch die hohen Stromerzeugerkapazitäten ausüben konnten, sehen sich durch die aktuellen Entwicklungen mit enormen Herausforderungen konfrontiert. Sie müssen Einnahmeausfälle durch die zwangsweise Abschaltung der Kernkraftwerke hinnehmen. Darüber hinaus rechnen sich ihre bestehenden konventionellen Kraftwerke nur noch teilweise. Hinzu kommt der anhaltende Rekommunalisierungstrend, der einen Verlust von Stadtwerkeanteilen und Netzkonzessionen und damit weitere Einnahmeeinbußen bedeutet. Sie werden in den nächsten Jahren erhebliche Investitionen tätigen und ein neues Geschäftsmodell für sich entwickeln müssen, um ihre Marktposition absichern zu können. Die Stadtwerke auf der anderen Seite haben nach Fukushima an Auftrieb gewonnen. Sie sehen sich selber als wichtigen Baustein in einem zukünftigen dezentralen Energiesystem. Jetzt müssen sie nur noch ihre Ankündigungen verwirklichen und verstärkt in die Energieerzeugung, aber auch Netze und technische Innovationen investieren.

Auch viele neue Akteure sind Anfang des 21. Jahrhundert in den deutschen Energiemarkt eingetreten, für die es aufgrund der festen Einspeisevergütung lukrativ ist, in die regenerativen Energien zu investieren. Andere erhoffen sich wiederum durch den Kauf der Netze oder durch die Beteiligung an Erneuerbaren-Projekten mehr Möglichkeiten, auf die Energie- und Klimapolitik vor Ort Einfluss zu nehmen. Die Herausforderung, die sich aus dieser Entwicklung ergibt, ist, dass das deutsche Energieversorgungssystem dadurch immer kleinteiliger und schwieriger zu kontrollieren sein wird. Hinzu kommt, dass durch den ungebremsen Ausbau der Erneuerbaren Energieträger Investitionen in konventionelle Kraftwerke, die als „Back-up“ unerlässlich sind, unattraktiv werden. Außerdem erfolgen die notwendigen Investitionen in Netze und Speicher nicht in gleichem Maße wie es notwendig wäre. Von dem in der von der Deutschen Energieagentur (DENA) veröffentlichten Netzstudie dena II berechneten 1800 km Netzausbaubedarf (Vgl. Kohler et al. 2010) sind heute erst 250 km gebaut worden. Mit dem aktuellen Netzentwicklungsplan, der

¹⁷ Die dena erstellt aktuell eine Studie zum Ausbau und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze bis 2030.

von den vier Netzbetreibern erstellt wurde, werden wichtige Handlungsempfehlungen für die Optimierung, Verstärkung und den Ausbau der Übertragungsnetze gegeben. Rund 20 Mrd. € müssen demnach bis zum Jahr 2020 in den Netzausbau investiert werden (N. N. 2012c, S. 1).

Bei den Stromspeichern gibt es momentan nur eine etablierte Technologie, die in der Lage wäre, größere Mengen an Energie zu speichern, nämlich Pumpspeicher. Da es aber kaum noch Standorte gibt, um diese zu errichten, sind hier keine großen Entwicklungen mehr zu erwarten. Hinzu kommt, dass sich solche Investitionen aufgrund der geringen Spreads zwischen base- und peak-Preisen an der Strombörse, also der Differenz zwischen den Grundlast- und Spitzenlastpreisen, zurzeit nicht lohnen. Als Speicheralternative ist aktuell „Power-to-Gas“ in aller Munde. Diese Technologie kann überschüssigen Strom über die Elektrolyse in Wasserstoff umwandeln. Im Anschluss wird der Wasserstoff in Methan umgewandelt, das in das Erdgasnetz eingespeist werden kann. Damit bietet sich auch das Gasnetz als Speicher an. Kritisiert werden bei der Umwandlung jedoch die hohen Wirkungsgradverluste.

Ob sich am Ende Power-to-Gas oder eine andere Speichertechnologie durchsetzt, die in naher Zukunft überschüssigen Strom in großen Mengen speichert, es wird eine technische Lösung gefunden werden müssen. Gelingt es nicht die Erneuerbaren Energien in das bestehende System zu integrieren, wird die Energiewende scheitern. Deshalb ist es unerlässlich, dass die großen Konzerne auch weiterhin in Deutschland in neue Energietechnologien und konventionelle Kraftwerke investieren. Die Stadtwerke alleine werden diese Aufgabe nicht meistern können. Ob von der Bundesregierung neue Anreize, also im Grunde weitere Subventionen geschaffen werden, um die Investitionen zu fördern, bleibt abzuwarten. Vielleicht wird es auch Zeit für ein vollkommen neues Marktmodell. Es muss sich nur die Frage gestellt werden, welches System Deutschland in Zukunft anstrebt, einen freien oder einen überregulierten Markt. Auf jeden Fall werden sich die Kosten der Energieversorgung sichtbar erhöhen. Den Ausbau der Netze, weiter steigende EEG-Umlagen, neue technologischen Innovationen, das alles gibt es nicht zum Nulltarif.

Literatur

- Bundeskartellamt. (2011). *Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel*. Bonn: BKartA (B10-9/09).
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. (2000). *Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien*. Berlin: BGBI. I.
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. (2002). *Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung*. Berlin: BGBI. I.
- Deutscher Bundestag. (2003). *Bericht des Bundeskartellamtes über seine Tätigkeit in den Jahren 2001/2002 sowie über die Lage und Entwicklung auf seinem Aufgabengebiet und Stellungnahme der Bundesregierung*. Berlin: BT-Drucksache 15/1226.

- Deutscher Bundestag. (2011). *Sondergutachten der Monopolkommission gemäß § 62 Absatz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes Energie 2011 – Wettbewerbsentwicklung mit Licht und Schatten*. Berlin: BT-Drucksache 17/7181.
- Europäisches Parlament, Europäischer Rat. (2009). *Richtlinie 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG*. Luxemburg: ABl.EU L211/55.
- Mitgliedstaaten der Europäischen Union. (2008). *Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union, Titel XXI – Energie* (Art. 194). Luxemburg: ABl.EU C 115/199.
- Angenendt, N. (2007). *Unbundling im internationalen Vergleich: Rechtliche Entwicklungen in Deutschland im Zuge der Liberalisierung des Strombinnenmarktes im Vergleich zu Österreich*. Hamburg: Verlag Dr. Kovač Verlag.
- Becker, P. (2011). *Aufstieg und Krise der deutschen Stromkonzerne*. Bochum: Ponte Press Verlags GmbH.
- Bielitza-Mimjähner, R. (2007). *Kommunaler Klimaschutz als Instrument einer nachhaltigen Energieversorgung unter den Bedingungen der Liberalisierung*. Dissertation, Universität Osnabrück.
- Brachvogel, F. (2011). BDEW veröffentlicht Zahlen zum Stromerzeugungsmix 2011: Die Verantwortung wächst. http://www.bdew.de/internet.nsf/id/de_20111216-pi-die-verantwortung-waechst. Zugegriffen: 17. Juni 2012.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie. (2012). Rösler: Bundesrat macht Weg frei für den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung. <http://www.bmwi.de/BMWi/Navigation/Presse/pressemitteilungen,did=492630.html>. Zugegriffen: 1. Juli 2012.
- Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz. (2012). Das Erneuerbare-Energien-Gesetz. Daten und Fakten zur Biomasse – Die Novelle 2012. http://www.bmelv.de/SharedDocs/Downloads/Broschueren/EEG-Novelle.pdf?__blob=publicationFile. Zugegriffen: 19. Aug. 2012.
- e-control. (2010). Smart Grids. <http://e-control.at/de/marktteilnehmer/strom/fachthemen/smart-grids>. Zugegriffen 1. Juli 2012.
- Focus Money Online. (2008). E.ON muss teilweise Netz verkaufen. http://www.focus.de/finanzen/boerse/aktien/kartellrecht-e-on-muss-netz-teilweise-verkaufen_aid_351338.html. Zugegriffen: 26. Mai 2012.
- Focus Money Online. (2011a). RWE verkauft sein Stromnetz an Finanzinvestoren. http://www.focus.de/finanzen/news/unternehmen/energiebranche-rwe-verkauft-sein-stromnetz-an-finanzinvestoren_aid_645860.html. Zugegriffen: 26. Mai 2012.
- Focus Money Online. (2011b). Rückbau von AKWs könnte 18 Milliarden Euro kosten. http://www.focus.de/finanzen/news/unternehmen/energiebranche-rueckbau-von-akws-koennte-18-milliarden-euro-kosten_aid_669694.html. Zugegriffen 1. Juli 2012.
- Fellenberg, F., Rubel, J., & Meliß, L. (2012). Auslaufende Konzessionen – die Kommunalisierung als Alternative? *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 62, 104–107.
- Fischer, S. (2011). *Auf dem Weg zur gemeinsamen Energiepolitik. Strategien, Instrumente und Politikgestaltung in der Europäischen Union*. Baden-Baden: Nomos Verlagsgesellschaft.
- Frenzel, S. (2007). *Stromhandel und staatliche Ordnungspolitik*. Berlin: Duncker & Humblot.
- Herrmann, N., Praetorius, B., & Schilling, J. (2011). Kernausstieg bis 2022: Neue Chancen für Stadtwerke. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 61, 43–46.
- Ismar, G. (2012). Kürzungen bei Solarförderung massiv entschärft. <http://www.welt.de/wirtschaft/article107283797/Kuerzung-bei-Solarfoerderung-massiv-entschaerft.html>. Zugegriffen: 20. Aug. 2012.
- Juwi. (2012). Die Erfolgsgeschichte von Juwi. http://www.juwi.de/ueber_uns/daten_fakten.html. Zugegriffen: 24. Juni 2012.

- Kohler et al. (2010). Dena-Netzstudie II – Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015–2020 mit Ausblick 2025. http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Erneuerbare/Dokumente/Endbericht_dena-Netzstudie_II.PDF Zugegriffen: 22. Juni 2013.
- Krisp, A. (2008). *Die deutsche Stromwirtschaft: Interessenkonflikte, Klimaschutz und Wettbewerb*. Frankfurt a. M.: VWEW Energieverlag GmbH.
- N. N. (2011a). Stadtwerke haben die Energiewende verschlafen. *energate messenger*, 229, 1–3.
- N. N. (2011b). Viele Stadtwerke sind nicht auf Energiewende vorbereitet. *Dow Jones Energy Weekly*, 26, 5.
- N. N. (2012a). Vattenfall mit Konsolidierungserfolg. *energate messenger*, 87, 4.
- N. N. (2012b). E.ON Mitte und E.ON Thüringer stehen zum Verkauf. *energate messenger*, 107, 1–3.
- N. N. (2012c). Merkel: Netzausbau hat sich beschleunigt. *energate messenger*, 103, 1–3.
- Rothe, M. (2002). Europas Weg in die Zukunft – Erneuerbare Energien. Europa: Thema. http://www.glante.eu/download/thema_europa/ThemaEU_Energie.pdf. Zugegriffen: 12. Juli 2012.
- Schiffer, H.-W. (2008). *Energiemarkt Deutschland*. Köln: Tüv Media.
- Schumann, D. (2001). Die Bedeutung Politikfeldübergreifender Koppelgeschäfte für die Europäische Energiewirtschaft: Das Beispiel der Liberalisierung des Energiebinnenmarktes. Diskussionspapiere. Fakultät für Sozialwissenschaft Ruhr-Universität Bochum. <http://www.sowi.rub.de/mam/content/fakultaet/diskuss/dp01-2.pdf>. Zugegriffen: 25. Juli 2012.
- SpiegelOnline. (2012). Solarzellen liefern so viel Strom wie 20 Atommeiler. <http://www.spiegel.de/wirtschaft/unternehmen/solarzellen-liefern-leistung-von-20-atomkraftwerken-a-835417.html>. Zugegriffen: 24. Juni 2012.
- trend:research. (2012). *Anteile einzelner Marktakteure an Erneuerbaren Energien-Anlagen in Deutschland*. Bremen: trend:research.
- Volz, T. (2006). *Das Unbundling in der britischen und deutschen Energiewirtschaft*. Frankfurt a. M.: Lang.
- VKU. (2011a). Kommunalwirtschaft beliebt wie nie. <http://www.vku.de/service-navigation/presse/pressemitteilungen/liste-pressemitteilung/pressemitteilung-8111.html>. Zugegriffen: 1. Juli 2012.
- VKU. (2011b). Unternehmensrecherche. <http://www.vku.de/grafiken-statistiken/energie.html>. Zugegriffen: 1. Juli 2012.
- VKU. (2012). Was kosten die intelligente Netze der Zukunft? <http://www.vku.de/service-navigation/presse/pressemitteilungen/liste-pressemitteilung/pressemitteilung-6412.html>. Zugegriffen: 22. Juni 2013.



<http://www.springer.com/978-3-658-00266-4>

Projektmanagement im Energiebereich
Lau, C.; Dechange, A.; Flegel, T. (Hrsg.)
2013, XXVII, 317 S. 102 Abb., Softcover
ISBN: 978-3-658-00266-4