

**Dr. Felix Christian Matthes
Dr. Hans-Joachim Ziesing**

Beschleunigter Verzicht auf die Kernenergie in Deutschland: Elemente eines flankierenden Einstiegsprogramms

Kurzanalyse für die
Ethik-Kommission
„Sichere Energieversorgung“

Berlin, Mai 2011

Inhaltsverzeichnis

1	Einführung und Hintergrund	- 5 -
1.1	Hintergrund	- 5 -
1.2	Rahmen für die Untersuchung.....	- 6 -
1.3	Begründung und Kontext der vorgeschlagenen Intervention.....	- 10 -
2	Vorgeschlagene Maßnahmen	- 12 -
2.1	Maßnahmen im Rahmen existierender Regulierungsansätze.....	- 12 -
2.1.1	Novellierung des Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetzes.....	- 12 -
2.1.2	Förderung der Biomasseverstromung im Rahmen des Erneuerbare Energien Gesetzes	- 16 -
2.2	Maßnahmen im Rahmen neuer Regulierungsansätze	- 18 -
2.2.1	Kapazitätsmechanismen	- 18 -
2.2.2	Nachfrageseitige (Stromeffizienz-) Mechanismen.....	- 25 -
3	Schlussfolgerungen und Zusammenfassung.....	- 27 -
4	Quellen.....	- 28 -
4.1	Literatur.....	- 28 -
4.2	Rechtsvorschriften.....	- 30 -
	Anhang.....	- 31 -

1 Einführung und Hintergrund

1.1 Hintergrund

Die am 11. März 2011 mit dem Erdbeben und dem nachfolgenden Tsunami eingetretenen Naturkatastrophen in Japan sowie der sich daraus entwickelnde Störfall im japanischen Kernkraftwerk (KKW) Fukushima haben in Deutschland – wie auch in vielen anderen Staaten – eine Überprüfung der aktuellen Energiepolitikansätze ausgelöst. Für Deutschland ist in diesem Kontext am 15. März 2011 zunächst ein Moratorium der im Herbst 2010 beschlossenen Laufzeitverlängerung für die deutschen KKW (BMWi/BMU 2010) in Kraft gesetzt worden. Die ebenfalls am 15. März 2011 eingeleitete Sicherheitsüberprüfung für die deutschen Kernkraftwerke wird die Konsequenzen der Reaktorkatastrophe in Japan für die Sicherheitsbewertung der deutschen Anlagen spezifizieren. Zusätzlich hat die Bundesregierung eine Ethik-Kommission „Sichere Energieversorgung“ eingesetzt, die die verschiedenen Aspekte der Kernenergie und der zukünftigen Energieversorgung für Deutschland aus einer breiteren Perspektive aufarbeiten soll. Dabei sind vor allem die Verbindungen zu dem im Herbst 2010 beschlossenen Energiekonzept (BMWi/BMU 2010) und den darin enthaltenen Zielen und Maßnahmen zur massiven Reduktion der Treibhausgasemissionen (40% für den Zeitraum 1990 bis 2020 sowie 80 bis 95% bis 2050) von besonderer Bedeutung. Da das Energiekonzept 2010 im Kontext der aktuellen Ereignisse bisher ausschließlich mit Blick auf die Kernenergie als signifikant revisionsbedürftig angesehen wird, stellt sich mit den Fragen der Kernenergie-Risiken und eines beschleunigten Verzichts auf die Kernenergie stets auch immer die Frage nach den entsprechenden energie- und klimapolitischen Konsequenzen sowie letztlich nach den kurz- und langfristig umsetzbaren Alternativen zur Kernenergie. Die Erschließung dieser Alternativen kann, muss aber nicht notwendigerweise über zusätzliche politische Maßnahmen flankiert werden.

Vor diesem Hintergrund sind die Autoren des hier vorgelegten Papiers von der Ethik-Kommission „Sichere Energieversorgung“ gebeten worden, einige Aspekte dieser Fragen aufzuarbeiten. Dazu gehört eine quantitative Einordnung des mit der beschleunigten Außerbetriebnahme der deutschen KKW entstehenden, kurzfristigen Handlungsbedarfs (Abschnitt 1.2) sowie der diesbezüglich relevanten Rahmenbedingungen und der ableitbaren Handlungsstrategien bzw. deren Legitimation (Abschnitt 1.3). Darauf aufbauend werden im Kapitel 2 ausgewählte Maßnahmen für eine konsistent begründbare energiepolitische Flankierung des schnelleren Ausstiegs aus der Kernenergie in Deutschland beschrieben und diskutiert. Dazu gehören sowohl Ansätze im Rahmen bestehender politischer Instrumente (Abschnitt 2.1) als auch grundlegend neue Instrumentenansätze (Abschnitt 2.2). Die mit diesem Papier vorgelegten Analysen erfassen nur ausgewählte Maßnahmen, die durch andere politische Instrumente ergänzt oder erweitert werden können. Gleichwohl zeigen die Zusammenfassung und die Schlussfolgerungen (Kapitel 3) sehr deutlich, dass mit der vorgenommenen Auswahl durchaus sehr relevante Komponenten für ein flankierendes Einstiegsprogramm zu einer beschleunigten Auslaufstrategie für die deutschen Kernkraftwerke erfasst werden.

1.2 Rahmen für die Untersuchung

Der nach der Katastrophe von Fukushima eingeleitete Kurswechsel in der Kernenergiepolitik wird absehbar zu einem beschleunigten Auslaufen der Stromerzeugung in den deutschen Kernkraftwerken (KKW) führen. Auch wenn die Details dieses Auslaufpfades zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Papiers noch nicht bekannt bzw. beschlossen sind, wird die Stromerzeugung der KKW im Verlauf der kommenden 10 Jahren massiv zurückgehen, ggf. auch auf einem Pfad, der erhebliche KKW-Außerbetriebnahmen in sehr kurzer Frist vorsieht.

Die im März 2011 vorgenommenen Abschaltungen von über 6.000 Megawatt (MW), zusätzlich zu den über 2.000 MW bereits längerfristig nicht mehr betriebenen KKW konnten im deutschen bzw. im kontinentaleuropäischen Stromsystem ohne größere Probleme kompensiert werden, sowohl was die Leistungsbereitstellung als auch was die Systemstabilität betrifft (BNetzA 2011). Mit der Außerbetriebnahme deutscher KKW hat sich im kontinentaleuropäischen Strommarkt ein neues Gleichgewicht eingependelt. Die (leicht) erhöhten Strompreise haben offensichtlich dazu geführt, dass im kontinentaleuropäischen Ausland in der gegebenen Nachfragesituation Kraftwerke wirtschaftlich betreibbar geworden sind, die bis dahin aus ökonomischen Gründen nicht eingesetzt wurden. Die Erzeugung dieser Kraftwerke hat einerseits Stromexporte von Deutschland ins Ausland verdrängt, und andererseits sind Strommengen aus diesen Kraftwerken auf den deutschen Markt gekommen; insgesamt hat sich damit zumindest kurzfristig die bis dahin existierende Netto-Exportposition des deutschen Kraftwerksparks in eine Netto-Importsituation (wenn auch auf Basis fossil erzeugten Stroms) verändert (BDEW 2011, Öko-Institut 2011).

Dieses Marktergebnis ist an sich nicht als dramatisch zu bewerten, längerfristig stellt sich jedoch die Frage, ob es sinnvoll sein kann, gezielte Maßnahmen zu ergreifen, um in Deutschland abgängige Kernkraftwerke durch andere Optionen zu substituieren. Entsprechende energiepolitische Interventionen bedürfen jedoch einer Legitimation, die im folgenden Abschnitt näher behandelt wird.

Im Gesamtkontext der Umgestaltung des deutschen Stromsystems sind jedoch nicht nur Fragen des Ersatzes von Kernkraftwerken von Bedeutung. Der aus Klimaschutzgründen langfristig notwendige Umbau auf ein Energie- und Stromversorgungssystem, das weitgehend ohne Freisetzung von Treibhausgasen auskommt, erfordert weit darüber hinausgehende Maßnahmen. Dies betrifft nicht nur die Verfügbarkeit von Stromerzeugungskapazitäten, sondern auch die dafür notwendigen Umgestaltungen der Infrastruktur (Übertragungs- und Verteilernetze, Stromspeicher etc.).

Es muss jedoch explizit darauf hingewiesen werden, dass diese teilweise planungs-, kosten- und akzeptanzintensiven Umgestaltungsmaßnahmen wie

- Ausbau der Übertragungsnetze zur Aufnahme und weiträumigen Übertragung von Strom aus Windkraftwerken etc.,

- Ausbau intelligenter Verteilernetze zur Bewältigung dezentraler Stromerzeugung, z.B. aus Fotovoltaik- (PV-) Anlagen, oder der perspektivisch zunehmenden Elektromobilität,
- Ausbau von Speichern zur Bewältigung großer Überschussmengen regenerativ erzeugten Stroms (nach 2030)

auch unabhängig von einem beschleunigten Verzicht auf die Kernenergie in Deutschland notwendig sind, wobei dies sowohl die anzustrebenden Veränderungen als auch sehr weitgehend deren Zeitskala betrifft.

Gleichwohl sind die o.g. Maßnahmen ein Teil der ohnehin anstehenden „Großen Transformation“ des deutschen und europäischen Energiesystems zu einer „Low-Carbon Economy“ (EC 2011) und werden aus diesem Grunde in der hier vorgelegten Analyse zu den spezifisch mit dem beschleunigten Ausstieg aus der Kernenergie in Verbindung stehenden Aspekten nicht unmittelbar berücksichtigt. Indirekt sind verschiedene Aspekte dieser nicht unmittelbar ausstiegsrelevanten Bereiche jedoch durchaus relevant, da sie für die Begründung und Ausgestaltung verschiedener Maßnahmen eine wichtige Rolle spielen.

Die stromwirtschaftlichen und damit auch die energiepolitischen Implikationen des beschleunigten Auslaufens der deutschen Kernkraftwerke betreffen verschiedene Ebenen, die Versorgungssicherheit bezüglich Kraftwerkskapazitäten und Infrastruktur, die Klimawirkungen sowie die Preiseffekte auf den Strom- und CO₂-Märkten.

Gegenstand der hier vorgelegten Analyse ist im engeren Sinne – und auftragsgemäß – nur die Entwicklung des deutschen Kraftwerksparks aus dem Blickwinkel der Versorgungssicherheit. Klimaeffekte werden am Rande mit betrachtet, stehen aber nicht im Zentrum der Analysen. Ökonomische Aspekte werden zwar in Bezug auf die diskutierten politischen Maßnahmen mit diskutiert, aber nicht umfassend und hinsichtlich der Marktpreiseffekte analysiert. Schließlich spielen Infrastrukturfragen auch bei einigen (wenigen) Aspekten der hier diskutierten Substitutionsstrategie eine Rolle, die Diskussion beschränkt sich hier jedoch nur auf die Bereiche mit unmittelbaren Wechselwirkungen oder Konsequenzen für die diskutierten Instrumente.

Die Frage der Versorgungssicherheit im Kraftwerksbereich betrifft zunächst vor allem die Bereitstellung ausreichender Kraftwerkskapazitäten für den jeweiligen (Spitzen-) Lastbedarf. Die abgehenden KKW müssen durch gesicherte Leistung anderer Kraftwerke oder entsprechende Lasteinsparungen kompensiert werden. Für diese Substitution stehen einerseits marktgetriebene (und im Bau befindliche) Kraftwerkskapazitäten zur Verfügung, andererseits können über gezielte energiepolitische Maßnahmen zusätzliche Kapazitäten geschaffen werden.

Zu berücksichtigen sind aber neben den Kraftwerkszugängen auch die Veränderungen im Kraftwerkspark, die sich jenseits der Entwicklungen bei den Kernkraftwerken ergeben. Insgesamt müssen die folgenden Trends berücksichtigt werden¹:

- Ausgangspunkt und damit nicht Gegenstand der Analyse ist die Einschätzung, dass in den nächsten Jahren fossil befeuerte Kraftwerke mit einer Leistung von etwa 11.000 MW ans Netz gehen werden, die sich derzeit im Bau befinden und deren Inbetriebnahme mit hoher Sicherheit zu erwarten sind (Öko-Institut 2011a, BNetzA 2011, Enervis 2011 – siehe Anhang).
- Diesen zusätzlichen Kapazitäten stehen derzeit außer Betrieb genommene Kernkraftwerke mit einer Leistung von über 8.000 MW gegenüber, insgesamt summiert sich die Leistung bei Außerbetriebnahme von KKW im beschleunigten Auslaufpfad auf etwa 20.400 MW (Öko-Institut 2011a).
- Neben den Außerbetriebnahmen von Kernkraftwerken müssen für die nächsten Jahre – abhängig von den entsprechenden energiewirtschaftlichen und energiepolitischen Rahmenbedingungen – auch Stilllegungen von fossilen Kraftwerken berücksichtigt werden. Die entsprechende Leistung (ohne Stilllegungen aus der Kaltreserve) lässt sich kurzfristig (2012) auf etwa 3.000 MW beziffern (BNetzA 2011 und eigene Recherchen – siehe Anhang) und kann sich in der längeren Perspektive auf bis zu 3.500 MW (2015) bzw. bis zu 8.500 MW (2020) erhöhen kann (Öko-Institut 2011a), wobei dies erheblich von den energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen, vor allem vom Strompreisniveau (niedrige Strompreise führen zu schnelleren Abschaltungen, höhere Strompreise machen einen längeren Betrieb attraktiver) abhängt. Ein erheblicher Teil der derzeit im deutschen Stromsystem vorfindlichen Leistungsreserven von knapp 9.000 MW könnte damit in der nächsten Dekade ggf. abschmelzen.
- Für die erneuerbaren Energien ist in den nächsten Jahren ein erheblicher Zubau zu erwarten. Da hier – mit der Ausnahme von Biomassekraftwerken – tendenziell nur überschaubare Beiträge für die gesicherte Leistung erbracht werden, wird dieses Segment des Stromsystems – stark vereinfachend – hier nicht weiter betrachtet. Die Potenziale des Ausbaus der Biomasseverstromung werden unten weiter spezifisch analysiert.

Den folgenden Analysen liegt damit die Annahme zu Grunde, dass im Zuge eines beschleunigten Auslaufens der Kernenergienutzung in Deutschland zunächst auf die bestehenden Kapazitätsreserven des Systems zurückgegriffen werden kann, diese aber aufgrund der marktendogenen Entwicklungen im Zeitverlauf (bei niedrigen Strompreisen schneller bzw. bei höheren Strompreisen langsamer) abschmelzen werden und durch andere Stromerzeugungsoptionen ersetzt werden müssen. Ein Teil dieser Substitution ergibt sich über die momentan im Bau befindlichen Kraftwerke, ein weiterer Teil

¹ Im Anhang ist eine Reihe von konkreten Daten zu einigen der aufgeführten Bereiche zusammen gestellt.

würde entweder weiter durch marktgetriebene Investitionen oder Stromimporte erfolgen oder müsste ggf. über entsprechende energiepolitische Maßnahmen initiiert werden. Je nach Entwicklung des Referenzfalls für die Lastentwicklung müssten im Rahmen einer Substitutionsstrategie für die nächste Dekade zusätzliche Kraftwerkskapazitäten von mindestens 10.000 MW, im kritischsten – allerdings eher unwahrscheinlichen – Fall bis zur Größenordnung von etwa 20.000 MW ins System gebracht werden.

Die Analyse der entsprechenden Trends und Maßnahmen sowie deren Legitimation sind das Thema der hier vorgelegten Studie. Wie oben bereits ausgeführt, sind weiterhin die umfassende klimapolitische und kostenseitige Bewertung des Ausstiegspfad und des Einstiegsprogramms ebenfalls – und auftragsgemäß – nicht Thema der hier vorgelegten Analysen.

1.3 Begründung und Kontext der vorgeschlagenen Intervention

Wenn erhebliche Kernkraftwerkskapazitäten auf der Grundlage von Sicherheitserwägungen und Risikoabschätzungen außer Betrieb genommen werden, können zwei verschiedene Strategien verfolgt werden:

1. Das Auslaufen der deutschen KKW-Stromerzeugung wird nicht durch komplementäre Maßnahmen begleitet: Die Strom- und CO₂-Preise werden (begrenzt) auf die geringeren Erzeugungskapazitäten reagieren, im kontinentaleuropäischen Markt wird sich ein neues Gleichgewicht einstellen, ggf. werden erhöhte Nettostromimporte auftreten (wenn auch mit hoher Wahrscheinlichkeit nicht aus ausländischen Kernkraftwerken (Öko-Institut 2011)), Investitionen in Ersatzkraftwerke werden sich marktgetrieben einstellen oder ggf. (bei zu niedrigen Strompreisniveaus) auch ausbleiben. Klimapolitisch ist diese Strategie nicht problematisch, durch den festen Emissionsdeckel des EU-Emissionshandelssystems werden ggf. entstehende Zusatzemissionen – vermittelt über den (leicht) steigenden CO₂-Preis – an anderer Stelle kompensiert.
2. Das Auslaufen der deutschen KKW-Stromerzeugung wird durch eine aktive Substitutionspolitik begleitet. Hier sind verschiedene Handlungsmotivationen vorstellbar, dazu gehören die Einhaltung nationaler Klimaschutzziele (ohne die Flexibilisierungsmöglichkeiten des EU-Emissionshandelssystems anzurechnen), die aus verschiedenen Motiven (Versorgungssicherheit, inländische Wertschöpfung etc.) verfolgte Sicherung der Stromerzeugung im Lande, ein langfristiger Ansatz zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit (Netzstabilität etc.) oder aber auch der Versuch, die im Zuge des beschleunigten Verzichts auf die deutschen KKW entstehenden Strom- und CO₂-Preiseffekte auf der Erzeugungs- wie auf der Konsumentenseite zu kompensieren.

Nicht alle der im letzten Punkt genannten Motive sind in jedem Setting als gerechtfertigt, belastbar oder unabdingbar anzusehen. Gleichzeitig muss aber auch zugestanden werden, dass flankierende energiepolitische Maßnahmen durchaus legitimiert werden können, wobei es diesbezüglich eines hohen Maßes an Transparenz bedarf.

Die im Folgenden diskutierten, ausgewählten Eckpunkte eines energiepolitischen Handlungsprogramms sollen einerseits den allgemeinen Anforderungen eines energie- und klimapolitischen Politikmixes (Matthes 2009) genügen, andererseits aber auch folgende Leitplanken berücksichtigen:

- Die Maßnahmen sollen sich auf die Erschließung robuster Potentiale im Sinne von gesicherten Leistungen konzentrieren, daher wird hier keine massiv beschleunigte Marktdurchdringung von Wind- oder Solarstromerzeugung näher diskutiert.
- Die Maßnahmen sollen sich auf die schnelle Erschließung von Potenzialen (d.h. schnell verfügbare Potenziale in Kombination mit schnell implementierbaren

politischen Maßnahmen) konzentrieren, wobei bestehende Planungen bei den Unternehmen berücksichtigt werden.

- Die adressierten Potenziale und politischen Maßnahmen sollen sich auch langfristig als konsistent erweisen. Damit sollen langfristig kontraproduktive Effekte, vor allem im Bereich des Klimaschutzes vermieden werden, gleichzeitig sollen aber durchaus auch vorgezogene Lerneffekte für langfristig sinnvolle bzw. notwendige Investitionen erzielt werden.
- Die vorgeschlagenen Maßnahmen sollen auch dazu beitragen, die mit dem schnellen Auslaufen der deutschen Kernkraftwerke entstehenden Chancen zur Stärkung des Wettbewerbs und der Akteursvielfalt im Strommarkt zu nutzen.

Die Schwerpunktsetzungen der im Weiteren diskutierten Maßnahmen unterscheiden sich erheblich, sind aber jeweils auch mit unterschiedlichen Akzentuierungen motiviert. Gemeinsam ist ihnen jedoch, dass sie einen signifikanten Beitrag zu einer gut legitimierbaren Substitutionsstrategie für die deutschen Kernkraftwerke in dieser Dekade leisten sollen bzw. können.

2 Vorgeschlagene Maßnahmen

2.1 Maßnahmen im Rahmen existierender Regulierungsansätze

2.1.1 Novellierung des Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetzes

Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK) gehören zu den Energiebereitstellungstechniken, die in der Lage sind, einen wesentlichen Beitrag zur Steigerung der gesamtwirtschaftlichen Energieeffizienz sowie zur Minderung der CO₂-Emissionen zu leisten. Ihr Beitrag zur Stromerzeugung bewegt sich gegenwärtig in einer Größenordnung von 15%. Zur Förderung der KWK gilt seit dem 1. Januar 2009 ein novelliertes KWK-Gesetz (KWKG), dessen Ziel es ist, den Anteil des KWK-Stroms an der gesamten Stromerzeugung in Deutschland bis 2020 auf 25% zu steigern.

Aus heutiger Sicht und in Kenntnis der in Bau befindlichen Anlagen und der gegenwärtig bekannten Planungen wird dieses Ziel ohne veränderte Rahmenbedingungen nicht zu erreichen sein. Dagegen sprechen vor allem ökonomische Risiken sowie weitere Hemmnisse, die mit der 2010 beschlossenen Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke noch ein zusätzliches Risikoelement erhalten haben, die mit der nunmehr absehbaren deutlichen Verkürzung der Nutzungsdauer der KKW entfallen. Gleichwohl ist unter den sonstigen Randbedingungen nicht mit dem notwendigen wie möglichen Ausbau der KWK-Anlagen zu rechnen. Die Kraft-Wärme-Kopplung gehört zweifellos zu den besonders energieeffizienten Energiebereitstellungssystemen. Ihr emissionsseitiger Vorzug hängt dagegen wesentlich von der Struktur der eingesetzten Energieträger auf der einen Seite und der verdrängten Energieträger auf der anderen Seite ab. Hier werden in der Tendenz nur beim Einsatz von biogenen Brennstoffen oder Erdgas eindeutige Vorteile gegenüber der ungekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme erzielt. Auch für KWK-Anlagen gilt, dass die Errichtung neuer Kraftwerke auf Stein- und Braunkohlebasis langfristig CO₂-Emissionsniveaus zementiert, die aus Klimaschutzgründen problematisch sind.

Unabhängig von seiner bisher eher begrenzten Wirkung (Öko-Institut et al. 2011) steht mit dem geltenden KWK-Gesetz ein juristisch abgesichertes Instrumentarium zur Förderung der KWK zur Verfügung, das jedoch (aus Gründen einer unter gänzlich anderen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen geführten Diskussion in der Vergangenheit) einige Elemente enthält, die bremsend auf den weiteren und der neuen Situation angepassten Ausbau von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen wirken. Deshalb bietet es sich primär an, einige dem Gesetz inhärenten – und unter gänzlich anderen Rahmenbedingungen, Problem- und Interessenlagen zu Stande gekommenen – Restriktionen aufzuheben oder zumindest zu mindern. Dabei handelt es sich vorrangig um folgende Aspekte mit den entsprechenden Implikationen:

1. Bisher begrenzt das Gesetz die Förderung auf neue KWK-Anlagen, die bis zum 31. Dezember 2016 den Dauerbetrieb aufgenommen werden. Die entscheidungsrelevanten Zeiträume für entsprechende Kraftwerksprojekte waren jedoch in er-

heblichem Maße geprägt durch die mit den Laufzeitverlängerungen für die deutschen KKW entstandenen Verunsicherungen der Marktteilnehmer.

2. Die Förderdauer wird auf 6 Betriebsjahre (für KWK-Anlagen im industriellen Bereich sogar nur auf 4 Jahre), höchstens jedoch 30.000 Stunden KWK-Stromerzeugung begrenzt. Die Auslegung der KWK-Anlagen wird damit auf einen mehr oder weniger strikt wärmeorientierten Betrieb orientiert, industrielle KWK-Anlagen werden darüber hinaus grundsätzlich schlechter gestellt. Im Lichte der durch den massiven Ausbau der erneuerbaren Energien und das geplante beschleunigte Auslaufen der Kernenergie entstandenen Situation ist dies endgültig als problematisch anzusehen, benötigt werden zukünftig auch KWK-Anlagen, die deutlich stärker strommarktorientiert betrieben, entsprechend (z.B. auch mit größeren Wärmespeichern) ausgelegt werden und auch die entsprechenden industriellen KWK-Potenziale stärker erschließen.
3. Die ökonomische Anreizwirkung der geltenden finanziellen Förderung durch Zuschlagzahlungen auf die KWK-Stromerzeugung ist gerade mit Blick auf größere KWK-Anlagen eher begrenzt.

Ohne dass andere Begrenzungen des KWK-Gesetzes wie z.B. die Deckelung der Zuschlagzahlungen auf einen (hohen und in der Vergangenheit bzw. auch absehbar nicht erreichten) Maximalwert von 750 Mio. € jährlich aufgehoben werden müssen, können sich folgende Modifikationen des existierenden KWK-Gesetzes als ertragreich und vor allem kurzfristig umsetzbar erweisen:

1. Verlängerung der Fristen für die Aufnahme des Dauerbetriebs der Anlagen bis mindestens 2020/2022. Dadurch kann einerseits erreicht werden, dass schnell Investitionen zur (Teil-) Substitution auslaufender Kernkraftwerke angereizt werden, gleichzeitig aber die notwendigen Investitionen in neue KWK-Anlagen hinreichend getreckt werden können und Mitnahmeeffekte der herstellenden Industrie vermieden bzw. eingeschränkt werden können. Außerdem berücksichtigt dies aus der Sicht des Jahres 2011 die notwendigen Planungsvorläufe und Bauzeiten.
2. Die Doppelbegrenzung von 6 bzw. 4 Betriebsjahren/höchstens 30.000 Stunden schafft Anreize für eine maximale jährliche Auslastung von 5.000 (7.500) Stunden. Unter den neuen Rahmenbedingungen tendenziell knapper Kraftwerkskapazitäten und angesichts des zunehmenden Stromerzeugungsbeitrags erneuerbarer Energien müssen und können auch KWK-Anlagen zur Sicherung der Systemstabilität flexibler eingesetzt werden mit der Folge einer potentiell deutlich geringeren jährlichen KWK-Stromerzeugung.² Deshalb wird vorgeschlagen, die

² Beispielsweise würde bei Beibehaltung der 6-Jahresgrenze und der maximalen Förderung von 30.000 Stunden KWK-Stromerzeugung eine KWK-Anlage von 10 MW maximal 300 Millionen Kilowattstunden (Gigawattstunden – GWh) Strom erzeugen können. Würde die jährliche KWK-Stromerzeugung bei einer flexibleren Anpassung der Fahrweise der KWK-Anlage nur noch (unter-

Begrenzung auf 6 bzw. 4 Jahre bei Beibehaltung der maximalen Zahl von 30.000 förderfähigen Betriebsstunden aufzuheben.

3. Wirtschaftlichkeitsrechnungen zeigen zwar, dass die Förderung nach dem existierenden KWK-G durchaus in der Lage ist, unter ansonsten günstigen Bedingungen insbesondere hinsichtlich der Strom- und Wärmeerlöse, wirtschaftlich vertretbare KWK-Investitionen zu ermöglichen (Matthes/Ziesing 2011). Allerdings dürfte der entsprechende Anreiz angesichts bestehender Risiken und weiterer Hemmnisse vielfach nicht ausreichen, um den notwendigen Zubau zu gewährleisten. Daher sollte geprüft werden, ob nicht eine maßvolle Erhöhung der Zuschlagzahlungen um ggf. 0,5 ct/kWh auf 2 ct/kWh (Anlagen größer 2 MW) geeignet sein könnte, die erwünschte Anreizwirkung zu entfalten.

Alternativ zur letztgenannten Option könnte daran gedacht werden, die im Rahmen des europäischen Emissionshandels erzielten Auktionierungserlöse zu nutzen. Mit der Überarbeitung der EU-Richtlinie zum europäischen Emissionshandelssystem für Treibhausgase ist den Mitgliedstaaten für den Zeitraum 2013 bis 2016 die Möglichkeit eröffnet worden, hoch effiziente Kraftwerke mit bis zu 15% der Investitionssumme zu subventionieren (EC 2010), wobei die entsprechenden Mittel aus den Erlösen der dann erheblich ausgeweiteten Auktionen von EU-Emissionsberechtigungen stammen sollen. Neue KWK-Anlagen, die noch genauer zu spezifizierenden Effizienzkriterien sowie ggf. darüber hinaus gehenden Klimaschutzanforderungen³ genügen, würden sich dann für ein entsprechendes Zuschussprogramm qualifizieren.

Die gezielte Förderung der KWK könnte aber gerade im Kontext des beschleunigten Auslaufens der deutschen Kernkraftwerke auch Beiträge jenseits der Sicherung ausreichender Stromerzeugungskapazitäten leisten:

- Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen werden in der Abrufreihenfolge (Merit Order) des Kraftwerksparks im Bereich niedriger Betriebskosten betrieben. Zusätzliche KWK-Stromerzeugung dämpft damit die Strompreise auf den Großhandelsmärkten und kann damit zumindest einen Teil der durch das Auslaufen der deutschen KKW bedingten Strompreiseffekte kompensieren und darüber hinaus die Strompreise langfristig stabilisieren helfen.
- Der Einsatz von KWK-Anlagen zur Eigenstromerzeugung in der Industrie bildet eine sinnvolle Absicherungsstrategie gerade energieintensiver und strompreissensibler Industrien. Wenn die genannten Anpassungen des KWKG erwartbar auch zu einer höheren Attraktivität der KWK in der Industrie führen, wird die Verletzbarkeit der entsprechenden Unternehmen hinsichtlich Strompreis-

stellte) 3.000 Stunden betragen, könnten (gefördert) nur noch 180 GWh KWK-Strom erzeugt werden. Die geltende Regelung würde also das Erzeugungspotential unnötig einschränken.

³ Damit sollte vermieden werden, dass mit diesen Mitteln auch große/größere kohlenbasierte KWK-Anlagen begünstigt werden. Aus langfristiger klimaschutzpolitischer Sicht macht es wenig Sinn, große kohlebasierte KWK-Anlage mit ihrem langfristig (zu) hohen Emissionssockel zu fördern.

schwankungen verringert. Insofern bilden für die industrielle KWK geeignete Fördermaßnahmen stets auch ein Element zur Risikokompensation für die strompreissensitive Industrie.

Zur Zielerfüllung des KWKG, die auch der (Teil-) Kompensation der mit der Stilllegung der Kernkraftwerke entfallenden elektrischen Leistung dienen würden, könnten immerhin etwa 10.000 bis 12.000 MW zusätzlicher elektrischer Leistung geschaffen werden. Wärmeseitige Potenzialbegrenzungen stehen dieser Größenordnung des Zubaus zumindest mittelfristig – und damit für die wirtschaftliche Lebensdauer in den nächsten Jahren getätigter KWK-Investitionen – nicht im Wege, erste Recherchen unter den potenziellen Investoren für KWK-Anlagen (Stadtwerke, Industrie etc.) zeigen, dass das genannte Volumen für Neuinvestitionen in KWK-Anlagen unter den geänderten Rahmenbedingungen und mit verlängerter bzw. modifizierter Flankierung durch das KWKG realistisch erscheint bzw. sich entsprechende Projekte durchaus in der (Vor-) Planungsphase befinden.

Eine Novellierung des KWKG, die die genannten Modifikationen umfasst, kann und sollte so schnell wie möglich auf den Weg gebracht werden, um weitere Verzögerungen beim Zubau von KWK-Anlagen zu vermeiden und den Ausstiegspfad bei den Kernkraftwerken wirkungsvoll zu flankieren.

Schließlich soll auch darauf hingewiesen werden, dass auch kleine gasbefeuerte KWK-Anlagen (Blockheizkraftwerke – BHKW) durchaus signifikant zur Lastdeckung beitragen. Nach einer aktuellen Umfrage des Öko-Instituts (Gores et al. 2011) wurden im Jahr 2010 288 MW kleiner Blockheizkraftwerke in Deutschland abgesetzt. Sofern die bestehende Förderung im Rahmen des KWKG in Kombination mit dem derzeit unterbrochenen Förderprogramm für kleine KWK-Anlagen entsprechend fortgeführt wird, könnten allein Blockheizkraftwerke somit bis zum Jahr 2020 mindestens 2.000 MW an zusätzlicher flexibler Kapazität bereitstellen.

2.1.2 Förderung der Biomasseverstromung im Rahmen des Erneuerbare Energien Gesetzes

Mit dem Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) ist ein Fördermechanismus für die Stromerzeugung auf Basis regenerativer Energiequellen geschaffen worden, der zu einem massiven Ausbau der entsprechenden Stromerzeugung geführt hat. Neben dargebotsabhängiger (fluktuierender) Stromerzeugung von Windkraftwerken und PV-Anlagen sind jedoch auch erhebliche Kraftwerkskapazitäten geschaffen worden (v.a. auf Basis Biomasse), die prinzipiell je nach Marktlage eingesetzt werden könnten.

Bezüglich dieser Kraftwerkskapazitäten sind jedoch durch die im Großen und Ganzen sehr wirksame Förderung bezüglich der Biomasseverstromung auch energiewirtschaftlich problematische Anreizmechanismen entstanden.⁴

1. Neben der gesetzlichen Festschreibung des Einspeisevorrangs wird die Stromerzeugung mit einem fixen Garantiepreis vergütet. Dies führt dazu, dass Biomasse-Kraftwerke auf hohe Jahresauslastungen ausgelegt sind und die Chancen, den gerade bei Biomasse-Anlagen möglichen höheren Beitrag zu Deckung der elektrischen Leistung zu leisten, zu wenig genutzt werden.
2. Biomasse-Kraftwerke werden damit – unabhängig von der Marktlage – nahezu durchgängig (also in der Grundlast) betrieben, auch wenn es nach der Marktlage (z.B. wegen hoher Einspeisung aus Windkraftwerken) keinen Bedarf für sog. Grundlastkraftwerke mehr gibt. Diese Situation wird sich mit zunehmendem Ausbau v.a. der Windstromerzeugung in naher Zukunft verschärfen.
3. Die nicht (z.B. mit Biogas-Speichern) auf flexiblen Betrieb ausgelegten und auch nicht entsprechend betriebenen Biomasse-Kraftwerke stellen damit auch zu Zeiten knapper Kraftwerksreserven keine Kapazitätsreserven zur Verfügung.

Diese Aspekte stellen insbesondere vor dem Hintergrund der Tatsache, dass nachhaltig bereit gestellte Biomasse eine begrenzte und entsprechend hochwertige Ressource ist und nicht zuletzt deswegen vor allem zur Bereitstellung hochwertiger Leistungsbeiträge im Stromversorgungssystem herangezogen werden sollte, ein nicht unerhebliches Problem dar.

Bei der anstehenden Überarbeitung des Erneuerbare Energien Gesetzes sollten deshalb im Bereich der Biomasseverstromung drei strukturelle Veränderungen umgesetzt werden, denen insbesondere im Lichte des beschleunigten Auslaufens der deutschen KKW eine besondere Bedeutung zukommt:

1. Die Förderung von Biomassekraftwerken sollte teilweise auf Kapazitätsprämien umgestellt werden, die eine größere Auslegung der Anlagen sowie ggf. die Investitionen in Biogas-Speicher attraktiv werden lassen. Ggf. könnte die spezifi-

⁴ Hier werden nur die energiewirtschaftlichen Aspekte adressiert. Darüber hinaus bildet beispielsweise die Notwendigkeit von Nachhaltigkeitsanforderungen für jegliche Biomassenutzung eine zentrale Herausforderung für die zukünftige Entwicklung der energetischen Nutzung von Bioenergie.

sche Förderung für die Nachrüstung mit Biogasspeichern (in Kombination mit der nachfolgend beschriebenen Umstrukturierung der Vergütung) auch dazu beitragen, im bestehenden Park der Biomasse-Kraftwerke entsprechende Leistungspotenziale zu erschließen.

2. Die (garantierte) Vergütung für die stromerzeugungsorientierte Fahrweise von Biomasse-Kraftwerken sollte sich stärker an der Marktlage orientieren, entweder durch die Orientierung am existierenden Preissignal des Strommarktes oder entsprechend pauschalisierte Differenzierungen im Garantiepreissystem des EEG.
3. Die Förderung der Stromerzeugung aus Biomasse sollte für alle eingesetzten Biomassen von der Einhaltung strenger Nachhaltigkeitskriterien abhängig gemacht werden.

Diese Änderungen könnten im Rahmen der ohnehin anstehenden Überarbeitung des EEG kurzfristig umgesetzt werden. Angesichts einer derzeit installierten Leistung von ca. 4.000 MW in EEG-geförderten Biomasse-Anlagen (IE 2010) und einem für die nächsten 10 Jahre erwarteten Zuwachs von etwa mindestens weiteren 2.000 MW (DLR et al. 2010) können hier über diesen erwarteten Zuwachs hinaus erhebliche zusätzliche Kraftwerkskapazitäten erschlossen werden, so dass der zusätzliche Leistungsbeitrag von EEG-geförderten Biomassekraftwerken für den Zeitraum bis 2020 mit etwa 2.500 MW abgeschätzt werden kann.

2.2 Maßnahmen im Rahmen neuer Regulierungsansätze

2.2.1 Kapazitätsmechanismen

In den Elektrizitätswirtschaftlichen Reformdiskussionen spielen in jüngster Zeit Instrumente eine wachsende Rolle, mit denen über die Bereitstellung von Stromerzeugungskapazitäten Einkommensströme erzeugt werden können (im Folgenden: Kapazitätsmechanismen). Auslöser der Diskussion und erster Umsetzungsmodelle (z.B. in den USA) ist das sogenannte „Missing Money“-Problem (Crampton/Stoft 2006, Joskow 2006). In liberalisierten Strommärkten bildet sich der Marktpreis auf Grundlage der kurzfristigen Grenzkosten der marginalen Erzeugungseinheit, also des Kraftwerksblock, der für die Deckung des jeweiligen Strombedarfs abgerufen wird (Grenzkraftwerk). Die die Abrufreihenfolge der Kraftwerke (Merit Order) bestimmenden kurzfristigen Grenzkosten ergeben sich dabei aus den kurzfristigen Betriebskosten, d.h. den Brennstoff- und (seit Einführung des EU-Emissionshandelssystems) den CO₂-Kosten. Dieses Preisbildungsmodell führt einerseits dazu, dass die Stromerzeugung aller Kraftwerksblöcke, die in der Abrufreihenfolge vor dem Grenzkraftwerk liegen, mit einem Marktpreis vergütet werden, der über ihren kurzfristigen Betriebskosten liegt. Aus der Differenz zwischen kurzfristigen Betriebskosten und dem Marktpreis ergibt sich der sogenannte Deckungsbeitrag. Aus diesem Deckungsbeitrag können (und müssen) die fixen Betriebskosten (Personal, Wartung und Instandhaltung etc.) sowie ggf. die Kapitalkosten erbracht werden. Das den Preis setzende Grenzkraftwerk erwirtschaftet keinen Deckungsbeitrag, kann also zum jeweiligen Zeitpunkt keinen Beitrag zur Deckung der fixen Betriebs- oder der Kapitalkosten leisten.

Im stark vereinfachenden, abstrakt-theoretischen Marktmodell müssen Neuinvestitionen aus den Deckungsbeiträgen im Bereich der variablen Kosten erwirtschaftet werden. Wenn Marktpreise nach dem oben beschriebenen Preisbildungsmodell diese Investitionen nicht ermöglichen und im Markt gleichzeitig Probleme mit der Versorgungssicherheit antizipiert werden, müssten im Markt zusätzliche Knappheitsprämien als Preiszuschlag entstehen, die dann die für die notwendigen Investitionen ausreichenden Deckungsbeiträge entstehen ließen. Dieses abstrakte Modell steht muss aber aus verschiedenen Blickwinkeln kritisch hinterfragt werden:

1. Es ist durchaus fraglich, welches Vertrauen seitens der Investoren in solche Knappheitsprämien gesetzt wird, wenn die lange Lebensdauer von kapitalintensiven Kraftwerksinvestitionen und die langen Vorlaufzeiten für entsprechende Investitionen mit in Betracht gezogen werden. Die empirische Evidenz zeigt, dass dieses Problem in nahezu allen liberalisierten Märkten zu beobachten ist (Joskow 2008).
2. Knappheitsprämien führen zu Strompreissteigerungen und so zu erheblichen Zusatzerträgen bei den nicht Preis setzenden Kraftwerksblöcken. Ob und in welchem Umfang solche Umverteilungen von den Verbrauchern zu den ohnehin Deckungsbeiträge erwirtschaftenden Kraftwerksbetreibern oder auch zunehmend volatile Strompreise hingenommen werden, ist im Kern eine Frage der öf-

fentlichen und politischen Akzeptanz. Unbegrenzt und in erheblichem Umfang werden solche Knappheitsprämien jedoch sicher nicht hingenommen werden (können). Es ergeben sich damit Unsicherheiten im regulativen Umfeld, die wiederum tendenziell zu Zurückhaltung bzw. hohen Risikozuschlägen bei Investitionen führen.

Darüber hinaus verschärfen sich die genannten Herausforderungen vor dem Hintergrund der Tatsache, dass sich das Stromversorgungssystem am Anfang eines umfassenden Umgestaltungsprozesses in Richtung erneuerbarer Energien befindet. Der wachsende Anteil erneuerbarer Energien wird sich zumindest in Kontinentaleuropa schwerpunktmäßig über den Ausbau von Wind- und Solarenergie ergeben. Ein wachsender Anteil von dargebotsabhängigen (fluktuierenden) Stromerzeugungsoptionen mit kurzfristigen Betriebskosten von nahe Null (die Kosten für die Wind- und Solarstromerzeugung ergeben sich im Wesentlichen aus den Investitionskosten) drückt in der Tendenz die Strompreise sowie die Deckungsbeiträge der verbleibenden Kraftwerke, erhöht aber gleichzeitig die Volatilität der Strompreise (mit Preisspitzen in Zeiten geringen Wind- und Solarangebots). Damit erhöhen sich die Flexibilitätsanforderungen an die konventionellen Kraftwerke, insgesamt entstehen weitere Unsicherheiten im Markt, Risikozuschläge für Investitionen erhöhen sich bzw. die Investitionsbereitschaft nimmt weiter ab.

Vor diesem Hintergrund sind in der wissenschaftlichen Debatte und auch im praktischen Versuch verschiedene Wege entwickelt worden, um die Verfügbarkeit von ausreichender Kraftwerkskapazität wirtschaftlich zu honorieren. Die Vielzahl der existierenden und diskutierten Modelle lässt sich nach folgenden Kriterien strukturieren⁵:

- Preissteuerung versus Mengensteuerung: Die Bereitstellung von Kapazitäten kann einerseits mit administrativ festgelegten Summen vergütet werden oder über die Vorgabe von Kapazitätsanforderung und entsprechende marktliche Clearing-Prozesse monetär bewertet werden.
- Zentrale versus dezentrale Clearing-Prozesse: Marktliche Suchprozesse (bei vorgegebenen Zielgrößen für die Bereitstellung von Stromerzeugungskapazitäten) können auf bilateraler Ebene oder über zentrale Plattformen (Auktionen oder Ausschreibungen) erfolgen.
- Honorierung aller Kraftwerkskapazitäten versus Adressierung ausschließlich neuer Kraftwerkskapazitäten: Klassische Kapazitätsmarktmodelle erfassen alle Kraftwerkskapazitäten im Markt während die selektive Marktmechanismen (sog. „Targeted capacity mechanisms“) vor allem auf neue Kraftwerkskapazitäten abstellen (wozu im spezifischen Fall durchaus auch die Einbeziehung von für die Stilllegung vorgesehenen Kraftwerkskapazitäten gehören kann).

⁵ Zur kompakten Übersicht vergleiche beispielsweise Brattle (2009) sowie NERA (2011).

Aus den Erfahrungen mit den sehr verschieden ausgestalteten Kapazitätsmechanismen (Großbritannien, Skandinavien, Spanien, USA, Neuseeland, Südamerika) ergibt sich, dass die Funktionsweise und die Bewertung dieser Kapazitätsmechanismen von einer Vielzahl konkreter Rahmenbedingungen abhängen. Insbesondere soll jedoch an dieser Stelle auf zwei Aspekte der Ausgestaltung bzw. des regulativen Umfeldes hingewiesen werden, die für die Einordnung der Kapazitätsmechanismen von besonderer Bedeutung sind:

- Der komplementäre Regulierungsrahmen in Bezug auf Preissignale bezüglich der Kraftwerksstandorte ist von erheblicher Bedeutung. Hier stehen sich vor allem die Fiktion eines Infrastruktursystems ohne Netzengpässe („Kupferplatte“) sowie sehr unterschiedliche ausgestaltete Regulierungsansätze (Preiszone, Nodal Pricing, standortspezifische Netznutzungsentgelte) gegenüber, bei denen die wirtschaftliche Situation des Kraftwerks (auf der Kosten- oder Ertragsseite) auch vom Kraftwerksstandort bzw. Netzrestriktionen abhängig ist. Die Existenz entsprechender komplementärer Regulierungsansätze hat naturgemäß Konsequenzen für den Bedarf, regionale oder netztechnische Aspekte bei der Ausgestaltung der Kapazitätsmechanismen zu berücksichtigen.
- Die Verfügungsgewalt über die im Rahmen von Kapazitätsmechanismen adressierten Kraftwerkskapazitäten sowie die Einsatzweise im Markt (Einordnung in die normale, betriebskostenbasierte Abrufreihenfolge des Marktes (Merit Order) oder Abruf im Bedarfsfall (d.h. nach Ausschöpfung aller anderen verfügbaren Kraftwerkskapazitäten – „Last resort“)) bilden ein entscheidendes Ausgestaltungsmerkmal für die selektiven Kapazitätsmechanismen.

Die bisherigen Erfahrungen sowie die aktuellen Diskussionen zum Strommarktdesign führen zunächst zu einer klaren Präferenz für mengensteuernde Modelle einerseits und zentrale Clearing-Mechanismen mit sehr transparenter Preisbildung und sehr transparenten Preissignalen.⁶ Hinsichtlich der derzeit ganz überwiegend verfolgten Modelle zeichnen sich vor allem zwei Ansätze ab:

- Kapazitätsmärkte: Vor allem in den USA werden mit inzwischen beträchtlichen Erfahrungen Kapazitätsmärkte betrieben. Die zuständige Institution (im Regelfall der Übertragungsnetzbetreiber, ggf. nach Genehmigung durch die entsprechende Regulierungsbehörde) definiert hier zunächst einen Kapazitätsbedarf, meist für mehrere Jahre im Voraus. Alle Stromlieferanten („Load serving entities“) werden nach einem fest definierten Schlüssel verpflichtet, entsprechende Forward-Kontrakte zu erwerben. Angeboten werden diese von Kraftwerksbe-

⁶ Auch vor diesem Hintergrund wird die im Kapitel 2.1.1 angerissene Möglichkeit von administrativ festgelegten Investitionszuschüssen für Neuinvestitionen bei (hoch effizienten) Kraftwerken aus den Auktionierungserlösen des EU-Emissionshandelssystems, die ja faktisch einer fixierten Kapazitätzahlung entspricht, im Kontext der hier diskutierten Kapazitätsmechanismen nicht weiter diskutiert. Jenseits der KWK-Förderung ist sie im Rahmen einer langfristig eingebetteten Substitutionsstrategie auch nicht zu empfehlen.

treibern (deren Anlagen sich nach bestimmten Regeln für solche Angebote qualifizieren), inzwischen aber auch von Anbietern, die entsprechende (negative) Kapazitäten auf der Nachfrageseite erschließen. Grundsätzlich wird jedoch im Rahmen solcher Kapazitätsmärkte der gesamte Kraftwerksbestand adressiert. Die Kapazitäten werden auf zentralen Auktionen ersteigert, alle Anlagenbetreiber sind unabhängig von den Kapazitätsmechanismen im normalen Kilowattstunden-Markt aktiv. Die Kosten für die Kapazitätzahlungen werden von den Energieversorgungsunternehmen mit der Überwälzung von Kosten für Netze und Systemdienstleistungen an die Stromverbraucher weiter gegeben. Schließlich ist darauf hinzuweisen, dass im Nordosten der USA das Strommarktdesign im Regelfall durch solche Kapazitätsmärkte, Kilowattstundenmärkte, gleichzeitig aber auch durch standortspezifische Elemente (Nodal Pricing) charakterisiert ist, mit denen für Kraftwerksstandorte an Netzengpässen höhere Kosten entstehen als für Kraftwerke an Standorten ohne solche Netzrestriktionen.

- **Selektive Kapazitätsmechanismen:** In diesem Modell werden spezifische Ausschreibungen für neue Kraftwerkskapazitäten durchgeführt, die auf Abschätzungen der für die Sicherung der Versorgungssicherheit notwendigen zusätzlichen Kraftwerkskapazitäten beruhen. Die entsprechende Ausschreibung (im Regelfall durch die jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber) kann über die geforderte Kapazität hinaus weitere Kriterien (Flexibilität, Fähigkeit zur Erbringung bestimmter Systemdienstleistungen, Standortregion etc.) enthalten. Die Kosten derartiger Ausschreibungen oder Auktionen werden mit den Kosten für die Netzinfrastruktur und Systemdienstleistungen (im Regelfall auf der Ebene der Übertragungsnetze) auf die Stromverbraucher überwältzt. Die Verfügungsgewalt über die im Rahmen von spezifischen Kapazitätsmechanismen erstellten Stromerzeugungskapazitäten ist unterschiedlich geregelt, in Skandinavien liegt sie beispielsweise beim Übertragungsnetzbetreiber. Der Einsatz der Kraftwerke folgt unterschiedlichen Vorgaben, in einigen Modellen können sie entsprechend ihrer Stellung in der Merit Order abgerufen werden, in anderen kommen sie erst im akuten Knappheitsfall zum Einsatz.

Die Vor- und Nachteile beider Modelle sind derzeit Gegenstand vielfältiger und intensiver Diskussionen⁷, aktuell vor allem im Kontext der geplanten Energiemarktreformen in Großbritannien. Dabei hat sich sehr klar gezeigt, dass die umfassende Bewertung erheblich von den konkreten Rahmenbedingungen des jeweiligen Marktes (vorfindliche Kraftwerksstruktur, Förderregime für erneuerbare Energien, Preisrelationen etc.) abhängt und letztlich anhand konkreter Parameter diskutiert werden muss.

⁷ Zu den überwiegend positiven Argumenten für selektive Kapazitätsmechanismen (im britischen Kontext) vgl. exemplarisch Redpoint (2010), zu den überwiegenden positiven Argumenten für umfassende Kapazitätsmarktlösungen vgl. exemplarisch NERA (2011).

Auf der generellen Ebene lässt sich jedoch eine Reihe von Einordnungen vornehmen:

- Sowohl umfassende Kapazitätsmarktmodelle als auch selektive Kapazitätsmechanismen lösen – definitionsgemäß – das „Missing Money“-Problem, sichern also mit Blick auf die Versorgungssicherheit ausreichende Investitionen zur Spitzenlastdeckung und Gewährleistung der notwendigen Reservekapazitäten.
- Umfassende Kapazitätsmärkte verbessern die Situation von Bestandskraftwerken, verlängern also tendenziell die ökonomische Lebensdauer alter Kraftwerke und sichern die bestehenden Backup-Kapazitäten. Selektive Kapazitätsmechanismen befördern dagegen tendenziell die Erneuerung des jeweils adressierten Kraftwerksparks. Sie führen jedoch zu einer Situation, in der Neuinvestitionen ohne Erträge aus dem Kapazitätsmechanismus kaum noch erfolgen (der sog. „Slippery slope“-Effekt).
- Selektive Kapazitätsmechanismen lassen sich besser auf spezifische Bedarfe zuschneiden (regionale Kriterien, Flexibilitätsanforderungen), die mit umfassenden Kapazitätsmarktmodellen eher über komplementäre Marktdesign-Regelungen (Preiszone, Nodal Pricing, etc.) adressiert werden müssen.
- Auf die Honorierung aller Kraftwerkskapazitäten abzielende Modelle (umfassende Kapazitätsmarkt-Modelle) führen zu (deutlich) größeren Umverteilungsniveaus, also zu höheren Kosten für die Verbraucher, erzielen aber tendenziell die effizienteren Ergebnisse.

Beide Mechanismen erfordern die Festlegung eines Mengenziels für die gesamten Kapazitäten (umfassender Kapazitätsmarkt) bzw. die erforderlichen neuen Kapazitäten (selektive Kapazitätsmechanismen) und damit stets auch eine Planungs- bzw. Genehmigungsprozedur auf Seiten des Energiemarktregulierers. Umfassende Kapazitätsmarktmodelle erfordern (auch wegen der möglicherweise notwendig werdenden komplementären Regulierungen) in der Tendenz einen größeren administrativen Aufwand sowie ggf. längere Vorlauf-, Lern- und Umsetzungsprozesse.⁸

Die beschriebenen Mechanismen könnten ggf. im nationalen Rahmen umgesetzt werden. Ein umfassender Ansatz im jeweils relevanten regionalen Markt (z.B. Nordwesteuropas) wäre zwar anzustreben, ist aber nicht unabdingbar. Im Rahmen des derzeitigen Energiemarkt-Regulierungssystems dürften beide Modelle – wie die Entwicklungen bzw. Diskussionen in Großbritannien und Schweden zeigen – ohne gravierende Probleme umsetzbar sein.

Die bisherigen Diskussionen um Kapazitätsmechanismen zeigen, dass die Orientierung auf unterschiedliche Kapazitätsmechanismen in benachbarten Märkten die Marktkopp-

⁸ Der Vorbereitungs- und Administrationsaufwand reicht bei umfassenden Kapazitätsmarktmodellen von technischen Regelungen im engeren Sinne (Bewertung der Kapazitätsbeiträge verschiedener Kraftwerke, Aufteilung der Kapazitätsverpflichtungen etc.) bis zur Fragen der Marktüberwachung (beispielsweise zur Vermeidung von Marktmachtmissbrauch im ja durch eine hohe Marktkonzentration charakterisierten Stromerzeugungsmarkt in Deutschland).

lung zwar nicht grundsätzlich erschwert, aber durchaus Verteilungseffekte mit sich bringt, die die längerfristige Integration des europäischen Binnenmarktes für Energie erschweren können (Cailliau 2011). Für den breiten Einsatz von Kapazitätsmechanismen sind daher perspektivisch harmonisierte Ansätze für den Einsatz von Kapazitätsmechanismen in der EU sinnvoll und notwendig. Letztlich ergibt sich diese Anforderung auch vor dem Hintergrund der Tatsache, dass in den nächsten zwei Dekaden einerseits auch Lösungen für die Marktintegration von erneuerbaren Energien konzipiert, entwickelt, erprobt und umgesetzt werden müssen und andererseits die Erzeugung von Einkommensströmen für die Bereitstellung von Stromerzeugungskapazitäten durch eine geeignete Ausgestaltung des Marktdesigns in jedem Fall zur Lösung anstehender Herausforderungen bilden. Gleichwohl ist die Durchführung von entsprechenden Pilotprojekten zur Erlangung praktischer Erfahrungen mit Kapazitätsmechanismen von erheblicher Bedeutung.

Auch vor dem Hintergrund des eher kurzfristigen Handlungsbedarfs in Deutschland (Absicherung der Versorgungssicherheit mit einer wahrscheinlich starken regionalen Komponente im Kontext des beschleunigten Ausstiegs aus der Kernenergie) erweist sich daher eine begrenzte Nutzung von Kapazitätsmechanismen, ggf. im Rahmen eines zeitlich begrenzten, aber hinreichend großvolumig ausgelegten Pilotvorhabens, als empfehlenswerte Strategie zur Flankierung des beschleunigten Auslaufens der Kernenergie in Deutschland:

- Ein selektiver Kapazitätsmechanismus (Ausschreibung für neue Kraftwerkskapazitäten) könnte mit überschaubarem administrativem Aufwand, im Rahmen der bestehenden Institutionen (Übertragungsnetzbetreiber, Bundesnetzagentur) und zu sehr begrenzten Kosten⁹ vergleichsweise schnell umgesetzt werden.
- Die spezifischen Probleme des beschleunigten Auslaufens der deutschen Kernkraftwerke könnten im Rahmen eines solchen Kapazitätsmechanismus ohne die Schaffung komplementärer Instrumente (und der dazu notwendigen Konzeptions- und Vorlaufzeit) über spezifische Anforderungen im Rahmen des Ausschreibungsverfahrens (regionale Komponente, Flexibilitäts- und Umwelanforderungen etc.) adressiert werden.
- Fragen von Marktmacht, Wettbewerbs- und Strommarkteffekten könnten in den entsprechenden Ausschreibungsregularien bzw. über Festlegungen zur Verfügungsgewalt bzw. zur Einsatzstrategie (Merit Order-Einsatz vs. „Last resort“-Einsatz) explizit adressiert werden.

⁹ Ein vereinfachendes Rechenbeispiel soll die Auswirkungen eines solchen Modells verdeutlichen. Wenn sich als Marktergebnis eines selektiven Kapazitätsmechanismus für eine Gesamtleistung von 5.000 MW eine Kapazitätsprämie von 200 €/kW ergeben sollte, so ergeben sich bei Zahlung über 5 Jahre und einer Verzinsung von 10% über 5 Jahre jährliche Kosten von etwa 260 Mio. €. Würde diese Summe über eine Durchleitungsmenge von 500 TWh auf der Übertragungsebene umgelegt, so ergibt sich für 5 Jahre eine Erhöhung der Netznutzungsentgelte von 0,5 €/MWh bzw. 0,05 ct/kWh.

Die – zunächst befristete – Schaffung eines solchen selektiven Kapazitätsmechanismus könnte einerseits signifikant zur Erhöhung der Versorgungssicherheit beitragen und andererseits wertvolle Erfahrungen auf dem Weg zur Transformation des Stromversorgungssystems ermöglichen, die zur Schaffung von Grundlagen für die längerfristig in jedem Fall notwendigen Änderungen des Strommarktdesigns beitragen können.

Angesichts des sich in vielen Analysen ergebenden Mindest-Zubaubedarfs von ca. 5.000 bis 7.000 MW Kraftwerkskapazitäten mit ggf. starker regionaler Komponente (Öko-Institut 2011) könnte ein entsprechend ausgelegtes Pilotvorhaben für einen selektiven Kapazitätsmechanismus einen wichtigen instrumentellen und auch langfristig ertragreichen Beitrag im Rahmen eines Substitutionsprogramms für die auslaufenden Kernkraftwerke in Deutschland bilden.

2.2.2 Nachfrageseitige (Stromeffizienz-) Mechanismen

Im Bereich der Stromeffizienz bestehen nach wie vor erhebliche Einsparpotenziale, die aus einer Vielzahl von Gründen bisher nicht gehoben werden konnten. Die Bandbreite der entsprechenden Hemmnisse ist breit, letztlich bedarf es umfassend angelegter Maßnahmen, um die – großteils auch aus der einzelwirtschaftlichen Perspektive vorteilhaften – Effizienzpotenziale zu nutzen (deneff 2011).

Der Rahmen und die Ansatzpunkte für die erforderlichen Maßnahmen sind sehr unterschiedlich, einige Potenziale werden vorzugsweise im Rahmen der EU anzugehen sein, für die Erschließung einiger Potenziale werden sehr aktorenspezifische und teilweise eher lokal oder regional angelegte Strategien verfolgt werden müssen. Eine ähnliche Differenzierung ist für den Zeitrahmen der Umsetzung vieler Effizienzpotenziale bei Stromanwendungen geboten, einige Effizienzpotenziale bei eher kurzlebigen Anwendungen können kurzfristig umgesetzt werden, andere Bereiche mit langlebigen Anlagen oder Geräten oder bei starker Integration in z.B. komplexe Produktionsprozesse der Industrie bedürfen langer Umsetzungszeiträume.

Gleichwohl ist es möglich, einige Bereiche mit hoch typisierbaren und kurzfristig umsetzbaren Stromsparmaßnahmen zu identifizieren, die sich für kompakte, sowie vergleichsweise einfache und mit innovativen Finanzierungsmodellen umsetzbare Programme auf Bundesebene eignen.

Eine hohe Attraktivität hätte dabei die Definition einiger standardisierter Einsparprogramme, die ausgeschrieben oder durch Energieversorger (Stadtwerke etc.) umgesetzt werden. Eine (vorläufige) Auswertung von Vorschlägen für hoch standardisierbare Programme im Bereich der Stromeffizienz (IZES et al. 2010) ergibt folgende Vorschläge:

- Ein Austauschprogramm für hoch effiziente Heizungs- und Warmwasserzirkulationspumpen in Verbindung mit einem hydraulischen Abgleich der Heizungssysteme würde über 10 Jahre Stromeinsparungen von etwa 4 TWh und Lasteinsparungen von 600 bis 1.400 MW ermöglichen.
- Ein Austauschprogramm für Leuchten im Bereich des Gewerbes könnte über einen Zeitraum von 10 Jahren Stromeinsparungen von etwa 3,5 TWh und (Spitzen-) Lasteinsparungen von etwa 1.400 MW erzielen.
- Ein Umstellungsprogramm für elektrische Warmwasserbereitungsanlagen könnte über die nächsten 10 Jahre knapp 4 TWh Strom und 600 bis 1.200 MW Last einsparen helfen.
- Ein fokussiertes Umstellungsprogramm für (ökologisch und sozial problematische) Nachtstromspeicherheizungen in schlecht gedämmten Gebäuden könnte über eine Dekade knapp 3 TWh Strom sowie etwa 1.350 MW Last einsparen.
- Ein spezifisches Förderprogramm für einkommensschwache Haushalte zur Anschaffung hoch effizienter Kühlgeräte könnte bei einer Laufzeit von 10 Jahren knapp 1 TWh Strom und etwa 100 MW Last vermeiden.

Das letztgenannte Programm wurde dabei nicht wegen der Größe der erzielbaren Strom- und Lasteinsparung aufgenommen, sondern um zu verdeutlichen, dass standardisierbare und kurzfristig effektiv umsetzbare Programme auch im Kontext der Belastungen einkommensschwacher Haushalte von erheblicher Bedeutung sein können.

Für die Finanzierung solcher Programme bestehen verschiedene Optionen:

- Finanzierung aus Haushaltsmitteln;
- Finanzierung aus dem neu eingerichteten Sondervermögen „Energie- und Klimafonds“;
- Finanzierung über Weiße-Zertifikate-Modelle (Energilieferanten werden verpflichtet, eine bestimmte Menge „Weißer Zertifikate“ zu erwerben (ggf. in Abhängigkeit vom Energieabsatz), die über die Durchführung der o.g. standardisierten Programme erzeugt werden können;
- Finanzierung über eine Umlage wie z.B. nach dem Beispiel oder in Anbindung an die Umlage im Rahmen des KWK-Gesetzes¹⁰.

Unbeschadet der grundsätzlichen Verfügbarkeit dieser Optionen muss aber auch berücksichtigt werden, dass vor dem Hintergrund der bisherigen (Stop-and-Go-) Erfahrungen mit budgetfinanzierten Förderprogrammen (Gebäudesanierung, Marktanzreizprogramm für erneuerbare Energien, Mini-KWK-Programm im Rahmen der Nationalen Klimaschutzinitiative) diese nicht (mehr) die notwendige Verlässlichkeit und die für die Etablierung eines robusten Energieeffizienz-Marktes notwendige Berechenbarkeit erzeugen können. Vor diesem Hintergrund wären vor allem die beiden letztgenannten beiden Finanzierungsoptionen aus der längerfristigen Perspektive empfehlenswert.

Die Beiträge der o.g. Programmvorschlage zur Lastminderung überlagern sich teilweise und können so nicht ohne weiteres aufaddiert werden. Eine Grobabschätzung führt jedoch zu dem Ergebnis, dass eine Entlastung von ca. 2.000 MW im Bereich der Spitzenlast erwartbar sein dürfte. Im Niedriglastbereich (der für die Stromerzeugung aus Kernkraftwerken besonders relevant ist) könnte sich die Lasteinsparung auf etwa den doppelten Wert belaufen.

Neben Stromeffizienzmanahmen im engeren Sinne könnten schließlich auch Maßnahmen zur Lastkappung bzw. –Verlagerung einen wesentlichen Beitrag zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit unter Maßgabe eines schnellen Auslaufens der Stromerzeugung aus Kernenergie leisten. Eine umfassendere Nutzung von Bezugsverträgen mit bestimmten Abschaltoptionen (wie sie beispielsweise im Bereich der Gasversorgung durchaus üblich sind) könnte vor allem im Spitzenlastbereich zusätzliche Potentiale von Lasteinsparungen erschließen helfen, die sich nach groben Schätzungen durchaus im Bereich mehrerer Tausend Megawatt bewegen dürften (Öko-Institut 2011a).

¹⁰ Mit einem Aufschlag von 0,1 ct/kWh für die im Sinne des derzeit geltenden KWKG nicht privilegierten Letztverbraucher könnten jährliche Programmmittel von etwa 220 Mio. € verfügbar gemacht werden.

3 Schlussfolgerungen und Zusammenfassung

Das beschleunigte Auslaufen der deutschen KKW vollzieht sich in einem dynamischen und gleichzeitig komplexen energie-, klima- und wirtschaftspolitischen Umfeld. Wesentliche Schlussfolgerungen der hier präsentierten Überlegungen sind hier zunächst:

- Der beschleunigte Verzicht auf die deutschen KKW wird durch existierende Marktmechanismen hinsichtlich Versorgungssicherheit und Klimaeffekten flankiert und wird nicht zu gravierenden Problemen in diesem Bereich führen.
- Es gibt eine ganze Reihe guter Gründe für das Ergreifen zusätzlicher Maßnahmen, wobei dies ausdrücklich nicht für alle vorstellbaren Maßnahmen gilt. Die Konsistenz dieser Maßnahmen v.a. zur anstehenden „Großen Transformation“ zu einem weitgehend CO₂-freien Energieversorgungssystem bildet eine entscheidende Leitplanke für die Auswahl und Ausgestaltung dieser Maßnahmen.
- Die im Kontext des beschleunigten Auslaufens der KKW zusätzlich ergriffenen Maßnahmen müssen in diesem Sinne einerseits zukunftsfähig sein und andererseits aber schnell und robust eine erhebliche Wirksamkeit entfalten können.

Bis zum Jahr 2020, durchaus aber auch einige Jahre früher, können mit den diskutierten Maßnahmen im Rahmen existierender sowie neuer Regulierungsansätze die folgenden Beiträge zur Substitution der deutschen Kernkraftwerkskapazitäten erwartet werden:

- zeitlich ausgeweitete und leicht modifizierte Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung im Rahmen des KWKG bis zu 12.000 MW;
- Anpassung der Anreizstrukturen für den Ausbau der Biomasseverstromung im Rahmen des EEG bis zu 2.500 MW (2.000 ohnehin erwartbarer Zubau sowie 500 MW zusätzlich erschließbare Leistung);
- Schaffung eines (langfristig ohnehin notwendigen) selektiven Kapazitätsmechanismus für konventionelle Kraftwerksneubauten bis zu 7.000 MW;
- schnell umsetzbare, robuste und hoch standardisierte Stromeffizienzprogramme bis zu 2.000 MW (Spitzenlast) bzw. 4.000 MW (Niedriglastbereich);

Insgesamt könnten mit entsprechenden Maßnahmen zusätzliche Leistungsbeiträge auf der Angebots oder Nachfrageseite von etwa 19.500 bis 23.500 MW erbracht werden, so dass ausreichende Flexibilitäten bei der Umsetzung bestehen. Die vorgeschlagenen Instrumente und Maßnahmenansätze bedürfen natürlich einer genaueren und detaillierten Spezifikation sowie jeweils einer Einführungsphase; die notwendige Flexibilität dafür ist aber mit den vorhandenen Reserven des bestehenden Kraftwerksparks gegeben. Die hier angestellten Überlegungen zeigen schließlich auch, dass es möglich und sinnvoll ist, die vor dem Hintergrund des beschleunigten Auslaufens der deutschen Kernkraftwerke kurzfristig notwendigen Handlungsansätze mit langfristigen Innovationen im Bereich der politischen Instrumente zu verbinden.

4 Quellen

4.1 Literatur

- Brattle (2009): A Comparison of PJM's RPM with Alternative Energy and Capacity Market Designs. Report prepared for PJM Interconnection. September 2009.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) (2010): Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. Berlin, 28. September 2010.
- Bundesnetzagentur (BNetzA) (2011): Auswirkungen des Kernkraftwerk-Moratoriums auf die Übertragungsnetze und die Versorgungssicherheit. Bericht der Bundesnetzagentur an das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie. Bonn, 11. April 2011.
- Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) (2011): Energie-Info. Stromerzeugung, gesicherte Leistung, Einspeisungen, Stromaustausch und Großhandelspreise im März/April 2011. Berlin, 14. April 2011.
- Cailliau, M. (2011): EURELECTRIC Analysis on Capacity Remuneration Mechanisms: Preliminary Findings. Seminar 'Market Design: A Raw Model for a North European Capacity Market' by EnBW and Swedish Research Programme, Berlin, 8 April 2011.
- Cramton, P.; Stoft, S. (2006): The Convergence of Market Designs for Adequate Generating Capacity with Special Attention to the CAISO's Resource Adequacy Problem. A White Paper for the Electricity Oversight Board. 25 April 2006.
- Deutsche Unternehmensinitiative Energieeffizienz (DENEFF) (Hrsg.) (2011): 10 Punkte Sofortprogramm – wirtschaftlicher und schneller Atomausstieg durch Energieeffizienz. Berlin, April 2011.
- Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Ingenieurbüro für neue Energien (IFNE), (2010): Leitstudie 2010: Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global.
- Enervis (2011): Atomausstieg bis zum Jahr 2020: Auswirkungen auf Investitionen und Wettbewerb in der Stromerzeugung. Kurzgutachten für den Verband Kommunaler Unternehmen (VKU), Berlin, 9. Mai 2011.
- European Commission (EC) (2010): Commission statement ad Article 10, paragraph 3 on the use of revenues generated from the auctioning of allowances. Official Journal of the European Union, C 45E/134, 23.02.2010.
- European Commission (EC) (2011): A Roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050. Communication from the Commission to the European

- Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions. COM(2011)112final, Brussels, 8.3.2011
- Gores, S., Harthan, R., Penninger, G. (2011): Krise überwunden. Energie & Management, 15. Januar 2011.
- Institut für ZukunftsEnergien (IZES); Bremer Energie Institut (BEI); Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie (WI) (2011): Erschließung von Minderungspotenzialen spezifischer Akteure, Instrumente und Technologien zur Erreichung der Klimaschutzziele im Rahmen der Nationalen Klimaschutzinitiative (EMSAI-TEK. Unveröffentlichter Zwischenbericht, Saarbrücken, Bremen, Wuppertal, den 24. November 2010.
- Joskow, P.L. (2006): Competitive Electricity Markets and Investment in new Generation Capacity. MIT CEEPR, 06-009 WP, Cambridge, MA, April 2006.
- Joskow, P.L. (2008): Capacity payments in imperfect electricity markets: Need and design. Utilities Policy 16 (2008) 159-170.
- Leipziger Institut für Energie (IE) (2010): Jahresprognose 2011 zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus regenerativen Kraftwerken. Prognose der Stromeinspeisung und der Vergütung im Rahmen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes für 2011. Endbericht im Auftrag von 50 Hertz Transmission GmbH, EnBW Transportnetze AG, Amprion GmbH und TenneT TSO GmbH, Leipzig, 30.09.2010.
- Matthes, F.Chr. (2010): Greenhouse gas emissions trading and complementary policies. Developing a smart mix for ambitious climate policies. Öko-Institut report commissioned by German Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety, Berlin, June 2010.
- Matthes, F.Chr.; Ziesing, H.-J. (2011): Wirtschaftlichkeit von Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen. Studie für den Verband kommunaler Unternehmen e.V. (VKU), 3 Bände. Januar 2011.
- NERA Economic Consulting (NERA) (2011): Electricity Market Reform: Assessment of Capacity Payment Mechanisms. A Report for Scottish Power. London, 9 March 2011.
- Öko-Institut (2011a): Schneller Ausstieg aus der Kernenergie in Deutschland. Kurzfristige Ersatzoptionen, Strom- und CO₂-Preiseffekte. Kurzanalyse für die Umweltstiftung WWF Deutschland, Berlin, März 2011.
- Öko-Institut (2011b): Atomstrom aus Frankreich? Kurzfristige Abschaltungen deutscher Kernkraftwerke und die Entwicklung des Strom-Austauschs mit dem Ausland. Kurzanalyse für die Umweltstiftung WWF Deutschland, Berlin, April 2011.
- Öko-Institut; Institut für ZukunftsEnergien (IZES), Ziesing, Hans-J. (2011): KWK-Ausbau: Entwicklung, Prognose, Wirksamkeit der Anreize im KWK-Gesetz unter Berücksichtigung von Emissionshandel, Erneuerbare-Energien-Gesetz

und anderen Instrumenten. Dritter Zwischenbericht zum UFOPLAN-Vorhaben FKZ 3710 97 198 für das Umweltbundesamt. Unveröffentlicht, Mai 2011.

Redpoint (2010): Electricity Market Reform. Analysis of policy options. 15 December 2010.

Research to Business Energy Consultung (r2b) (2011): Energieökonomische Analyse eines Ausstiegs aus der Kernenergie in Deutschland bis zum Jahr 2017. Studie im Auftrag des BDI. Köln, 20.04.2011.

4.2 Rechtsvorschriften

EEG – Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz) vom 25. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2074), zuletzt geändert durch Artikel 1 des Gesetzes vom 12. April 2011 (BGBl. I S. 619).

EHRL – Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Oktober 2003 über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft und zur Änderung der Richtlinie 96/61/EG des Rates, zuletzt geändert durch Richtlinie 2009/29/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Änderung der Richtlinie 2003/87/EG zwecks Verbesserung und Ausweitung des Gemeinschaftssystems für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten

EKFG – Gesetz zur Errichtung eines Sondervermögens „Energie- und Klimafonds“ vom 8. Dezember 2010 (BGBl. I S. 1807)

KWKG – Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz) vom 19. März 2002 (BGBl. I S. 1092), zuletzt geändert durch Artikel 5 des Gesetzes vom 21. August 2009 (BGBl. I S. 2870).

Anhang

Tabelle A- 1 Im Bau befindliche Kraftwerksprojekte mit hoher Fertigstellungssicherheit, 2011 – 2013

	Netto- Leistung	Brennstoff	Geplante Inbetrieb- nahme	Investor
	MW			
Boxberg R	641	Braunkohle	2011	Vattenfall Europe
Neurath F	1.050	Braunkohle	2011/2012	RWE Power
Neurath G	1.050	Braunkohle	2011/2012	RWE Power
Duisburg-Walsum G	725	Steinkohle	2011/2012	Evonik Steag/EVN
Karlsruhe RDK 8	850	Steinkohle	2013	EnBW
Lünen 4	750	Steinkohle	2013	Trianel
Mannheim GKM-9	840	Steinkohle	2013	GKM
Moorburg 1	766	Steinkohle	2012	Vattenfall Europe
Moorburg 2	766	Steinkohle	2012	Vattenfall Europe
Westfalen (Hamm-Uentrop) D	765	Steinkohle	2012	RWE Power
Westfalen (Hamm-Uentrop) E	765	Steinkohle	2012	RWE Power
Wilhelmshaven	800	Steinkohle	2012	GDF Suez, BKW FMB Energie
Eisenhüttenstadt Industriepark	32	Abfälle	2011	EnBW Energy Solutions
Industriepark Höchst	70	Abfälle	2011	Infraserv Höchst
Bonn HKW Nord	95	Erdgas	2012	Stw. Bonn
Hannover Linden	120	Erdgas	2011	Stw. Hannover, E.ON
Irsching 4	540	Erdgas	2011	E.ON Kraftwerke
Karlsruhe RDK 6s	420	Erdgas	2011	EnBW
Saarbrücken GuD Süd	39	Erdgas	2012	VVS Saarbrücken
Summe	11.084			

Quelle: Bundesnetzagentur, Bundesverband der Deutschen Energie- und Wasserwirtschaft, eigene Recherchen.

Tabelle A- 2 Mit hoher Sicherheit absehbare bzw. rechtlich vorgeschriebene Kraftwerksstillegungen, 2011 - 2013

	Netto- Leistung	Brennstoff	Geplante Inbetrieb- nahme	Betreiber
	MW			
Frimmersdorf E	150	Braunkohle	2011/2012	RWE Power
Frimmersdorf I	150	Braunkohle	2011/2012	RWE Power
Frimmersdorf K	150	Braunkohle	2011/2012	RWE Power
Frimmersdorf L	150	Braunkohle	2011/2012	RWE Power
Frimmersdorf M	150	Braunkohle	2011/2012	RWE Power
Frimmersdorf N	150	Braunkohle	2011/2012	RWE Power
Frimmersdorf O	150	Braunkohle	2011/2012	RWE Power
Niederaußem A	140	Braunkohle	2012	RWE Power
Niederaußem B	140	Braunkohle	2012	RWE Power
Niederaußem C	145	Braunkohle	2012	RWE Power
Niederaußem D	155	Braunkohle	2012	RWE Power
Staudinger 3	293	Steinkohle	2012	E.ON Kraftwerke
GKM 3+4	400	Steinkohle	2013	GKM
Pleinting ^a	694	Öl	2011	E.ON Kraftwerke
Mittelsbüren 3	110	Gichtgas	2012	swb
Summe	3.127			
Summe^b	2.433			

Anmerkung: ^a Kraftwerk befindet sich derzeit in der Kaltreserve. - ^b ohne Stilllegungen aus der Kaltreserve

Quelle: Bundesnetzagentur, eigene Recherchen.