



Aachen | Leipzig | Hamm

Büro für Energiewirtschaft
und technische Planung GmbH
Alfonsstraße 44
52070 Aachen

Telefon +49 241 47062-0
Telefax +49 241 47062-600

info@bet-aachen.de
www.bet-aachen.de

Kritische Würdigung der dena-Kurzanalyse zur Kraftwerks- und Netzplanung in Deutschland bis 2020

Ergebnisse, Vorgehensweise, Annahmen und Schlussfolgerungen

Aachen, den 15.12.2008

Bearbeitung:

Dr. Jörg Borchert

Dr. Christian Jungbluth

Dipl. Volkswirt Markus Peek

Dr. Michael Ritzau

Inhaltsverzeichnis

Seite

1	Hintergrund und Aufgabenstellung	1
2	Wesentliche Aussagen der dena-Kurzanalyse	5
3	Der EU-Binnenmarkt für Elektrizität, die Liberalisierung des Strommarktes und Versorgungssicherheit	6
3.1	Funktionsweise von wettbewerblichen Elektrizitätsmärkten	6
3.2	Mangelnde Berücksichtigung von Marktmechanismen in der dena-Kurzanalyse	8
3.3	Funktionierende Strommärkte versus Marktversagen	9
4	Methodik und Modellsystem	11
5	Energiewirtschaftliche Annahmen der dena	12
5.1	Angebotsseite	13
5.1.1	Laufzeiten der Bestandskraftwerke	13
5.1.2	Entwicklung der installierten Leistung der Braunkohlekraftwerke.....	14
5.1.3	Entwicklung der installierten Leistung der Kernkraftwerke	17
5.1.4	Entwicklung der installierten Leistung von Erdgas- und Ölkraftwerken	17
5.1.5	Verfügbarkeit von Gasturbinen	17
5.1.6	Kraftwerksneubauten	18
5.2	Nachfrageseite	20
5.2.1	Nachfrageentwicklung gemäß Zielen der Bundesregierung.....	20
5.2.2	Nachfrageelastizitäten von Stromverbrauchern	21
6	In der dena-Kurzanalyse vernachlässigte Aspekte der Energiebilanz und der Anforderungen an den konventionellen Kraftwerkspark	22
6.1	Energiebilanz	23

6.2	Residuale Last und Anforderungen an konventionelle Kraftwerke.....	25
6.3	Gefahr fehlerhafter Schlussfolgerungen in der dena-Kurzanalyse	28
7	Bewertung der Versorgungssicherheit durch alternative Untersuchungen	29
8	Abschließende Bewertung der Ergebnisse und der Schlussfolgerungen der dena	32
8.1	Kapazitätsmangel und „Stromlücke“	32
8.2	Erforderlichkeit neuer fossiler Kraftwerke	32
8.3	Reaktion auf mögliches Marktversagen	33
8.4	Entwicklung der Strompreise und CO ₂ -Emissionen	34
9	Energiepolitische Handlungsfelder	34
9.1	Netzausbau.....	35
9.2	EU–Binnenmarkt für Erdgas und Netzanschlussbedingungen	35
9.3	Schrittweise Markintegration Erneuerbarer Energien	36
9.4	Langfristige Rahmenbedingungen und Investitionssicherheit.....	36
10	Fazit und Ausblick	37
A1	Kraftwerksneubauprojekte	38
A2	Literaturverzeichnis	42

1 Hintergrund und Aufgabenstellung

Die Energieversorgung in Deutschland, Europa und der Welt stellt sowohl die Industrienationen als auch die Entwicklungs- und Schwellenländer in den nächsten Jahren und Jahrzehnten vor erhebliche Herausforderungen. Eine sichere, umweltfreundliche, effiziente und preisgünstige Energieversorgung ist dabei existenziell sowohl für moderne Gesellschaften in den Industrieländern als auch für die Erhöhung des Wohlstandes in Entwicklungsländern.

Deutschland und die Europäische Union haben unter den Industrienationen bei der Entwicklung einer nachhaltigen und effizienten Energieversorgung eine Vorreiterrolle eingenommen. Die leitungsgebundene Energieversorgung mit Strom wurde bereits Ende der 1990er Jahre mit dem Ziel der Schaffung eines einheitlichen EU-Binnenmarktes für Elektrizität und Gas liberalisiert. Mit der Schaffung eines wettbewerblich organisierten Marktes sollten die regionalen Monopolstrukturen in der Stromversorgung aufgebrochen werden und insbesondere die Erzeugung sowie der Vertrieb von Strom auf Basis von Marktmechanismen organisiert werden. Dadurch sollten Ineffizienzen verringert und eine preisgünstige Versorgung der Verbraucher gewährleistet werden. Ein Länder übergreifender Markt und eine Einbeziehung der Nachfrageseite sollte den Abbau von teuren Reservekapazitäten und von Überkapazitäten begünstigen, die in Monopolzeiten durch die Elektrizitätsversorgungsunternehmen auf Kosten der Verbraucher aufgebaut wurden.

Die Erkenntnis, dass der Ausstoß von Treibhausgasen sowie die zunehmende Abhängigkeit der Energieversorgung in der Europäischen Union von Importen an fossilen Energieträgern aus zum Teil politisch instabilen Weltregionen bei erheblichen Steigerungen der Preise für Öl, Gas und Steinkohle in den letzten Jahren ein erhebliches Risiko für den Wohlstand und die Lebensgrundlage der Bürger in den EU-Mitgliedsstaaten darstellen, hat die Politik dazu veranlasst, zahlreiche Maßnahmen einzuleiten. So wurden Fördermechanismen von Technologien zur Stromerzeugung auf Basis regenerativer Energiequellen in vielen Mitgliedsstaaten der EU erfolgreich implementiert und mit der Ratifizierung des Kyoto-Protokolls durch die EU sowie der Einführung eines EU-weiten Systems für den Handel mit Treibhausgaszertifikaten bereits wichtige Rahmenbedingungen für eine Umstrukturierung des heutigen Energieversorgungssystems gesetzt. Die ambitionierten Ziele im Bereich des Ausbaus der erneuerbaren Energien und der Reduktion der Treibhausgasemission, die sowohl durch die Politik in Deutschland als auch in der gesamten EU verfolgt werden, werden auch zukünftig erhebliche Anstrengungen erforderlich machen.

Zahlreiche wissenschaftliche Untersuchungen haben in den letzten Jahren die zukünftigen Anforderungen an das Elektrizitätsversorgungssystem untersucht, die mit einem weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien und somit einer Verringerung der Treibhausgasemissionen in der Energieversorgung und der Verringerung der Importabhängigkeit von fossilen Energieträgern verbunden sein werden. Dabei standen und stehen zwei Fragen im Vordergrund der Analysen:

- (1) Welcher Netzausbau ist erforderlich, um die Stromerzeugung auf Basis regenerativer Energiequellen von den Erzeugungsregionen in die Verbrauchsregionen zu transpor-

tieren? Dieses gilt insbesondere für die Stromerzeugung auf Basis Windenergie, die häufig in verbrauchsschwachen Regionen konzentriert ist.

- (2) Wie muss das Elektrizitätsversorgungssystem aussehen, um hohe Mengen erneuerbarer Stromerzeugung optimal integrieren zu können? Diese Frage stellt sich gerade vor dem Hintergrund, dass die Stromerzeugungsmöglichkeiten der meisten regenerativen Technologien weitgehend von den momentanen Witterungsbedingungen abhängig sind. Dieses gilt sowohl für die Windenergie und die Fotovoltaik als auch in abgeschwächter Form für Laufwasserkraftwerke. Die Prognoseunsicherheiten und häufigen Veränderungen insbesondere der Windbedingungen führen dazu, dass das übrige Elektrizitätsversorgungssystem zunehmende Schwankungen ausgleichen muss.

Die Ergebnisse dieser Untersuchung zeigen einhellig, dass dieses insbesondere in zwei Bereichen langfristige Weichenstellungen erforderlich macht:

- (1) Ein Ausbau der Netze zum Abtransport der Stromerzeugung regenerativer Energiequellen aus den Erzeugungsregionen in die Verbrauchsregionen ist zwingend erforderlich. Dieses gilt insbesondere bei einer zunehmenden Stromerzeugung von Windenergieanlagen auf dem Meer (Offshore). Zugleich kann ein grenzüberschreitender Netzausbau sowohl die Vollendung des EU-Binnenmarktes für Strom als auch eine Intensivierung des Wettbewerbs begünstigen.
- (2) Eine verstärkte Nutzung der technischen und wirtschaftlichen Potentiale für zusätzliche Flexibilitäten in gesamten Stromerzeugungssystem, d. h. Speichersysteme, flexible konventionelle Kraftwerke, eine Einbindung von steuerbaren regenerativen Energieträgern, wie z.B. die Biomasse, in den Strommarkt und eine zunehmende Nachfrageflexibilität (sog. 'demand side management'), sind wesentliche Bausteine eines künftigen Elektrizitätsmarktes.

Mit der Kurzanalyse der Kraftwerks- und Netzplanung in Deutschland bis 2020 der Deutschen Energie Agentur (dena) wurde in den letzten Monaten eine Diskussion in Gang gesetzt, die einen deutlich anderen Schwerpunkt setzt. Hierbei steht nicht die nachhaltige, preisgünstige und effiziente Ausrichtung der Elektrizitätsversorgung in Deutschland und Europa im Mittelpunkt, sondern ausschließlich die Sicherheit der Elektrizitätsversorgung in Deutschland. Die Kurzanalyse stellt dabei infrage, ob ausreichend Investitionen in Kraftwerksneubauten erfolgen, um auch zukünftig eine sichere Stromversorgung in Deutschland zu gewährleisten.

Dieses ist aus mehreren Gründen erstaunlich. Momentan planen in Deutschland und Europa zahlreiche Unternehmen erhebliche Neubau- und Ersatzinvestitionen in Kraftwerkskapazitäten¹. Beinahe wöchentlich sind der Presse Ankündigungen von Unternehmen zu Planungen von neuen Kraftwerken und Mitteilungen zu entnehmen, dass Genehmigungen für Kraft-

¹ „Kraftwerkskapazität“ und „installierte Kraftwerksleistung“ werden synonym verwendet.

werksneubauten erteilt oder mit dem Bau der Kraftwerke bereits begonnen wurde. Gleichzeitig ist ein massiver Ausbau der erneuerbaren Energien in der Stromversorgung geplant und eine Ausweitung der KWK-Stromerzeugung wird von der Politik angestrebt. Zudem kommen andere Studien, die das Thema Versorgungssicherheit in Deutschland untersuchen, zu deutlich anderen Ergebnissen als die dena. Nicht zuletzt war ein Abbau von Überkapazitäten und die Verringerung der erforderlichen Reservekapazitäten durch die Schaffung eines europäischen Binnenmarktes für Elektrizität ein politisches Ziel des Liberalisierungsprozesses.

Die Aussagen, die von der dena aus den Ergebnissen abgeleitet werden, sind dennoch bzw. gerade deshalb von hoher energie- und umweltpolitischer Brisanz. So werden rechtliche Rahmenbedingungen in Deutschland, z. B. der in Deutschland gesetzlich verankerte Ausstieg aus der Kernenergie und die genehmigungsrechtlichen Vorgaben für den Bau neuer Kraftwerke, die Vorschläge der EU-Kommission zur zukünftigen Ausgestaltung des Treibhausgasemissionshandelssystems sowie die grundsätzliche Fähigkeit von Marktmechanismen zur Schaffung eines angemessenen Niveaus der Versorgungssicherheit infrage gestellt.

BET wurde vor diesem Hintergrund vom Umweltbundesamt beauftragt, eine Prüfung und Beurteilung der Aussagen, Ergebnisse, methodischen Herangehensweise und quantitativen Annahmen der Kurzanalyse vorzunehmen und vor dem Hintergrund energie- und umweltpolitische Handlungsoptionen zu bewerten.

Diese Einschätzung von BET stellt **keine** alternative Berechnung dar, ob eine Kapazitätsknappheit in der deutschen und/oder europäischen Stromversorgung zu erwarten ist.² Aus Sicht der Autoren ist eine statische, deterministische Quantifizierung vor dem Hintergrund eines europäischen Binnenmarktes für Elektrizität und eines erheblichen Umstrukturierungsprozesses für einen Zeitraum bis zum Jahr 2020 von einer erheblichen Anzahl von Annahmen abhängig und teilweise hoch spekulativ. Vielmehr wird aufgezeigt, dass der Anspruch der dena, mit der Kurzanalyse diese Frage beantwortet zu haben, nicht erfüllt wurde, und zahlreiche offene Fragen existieren, die an den Aussagen der Untersuchungsergebnisse und insbesondere an den Schlussfolgerungen erhebliche Zweifel entstehen lassen. Diese Differenz zwischen Anspruch und Wirklichkeit der dena-Kurzanalyse ergibt sich aus mehreren Gründen:

- ◇ Die Kurzanalyse folgt in ihrem Ansatz einem staatlichen Planungsparadigma mit dem im besten Falle ein voraussichtlicher (Kapazitäts-)Bedarf unter bestimmten Rahmenannahmen abgeleitet werden kann. Wie Erfahrungen mit staatlichen Plänen in sozia-

² In den letzten Monaten wurde dieses in zahlreichen Studien untersucht, die einhellig zum Ergebnis kommen, dass kein absehbares Versorgungssicherheitsrisiko in den nächsten Jahren droht, und dass die Anreize, die der Markt über Preissignale setzt, momentan ausreichend erscheinen, um auch langfristig ein hohes Niveau der Versorgungssicherheit und -zuverlässigkeit in Deutschland zu gewährleisten. Siehe unter anderem BMWi (2008), Consentec (2008), BNetzA (2008) und UCTE (2008).

listischen Wirtschaftssystemen gezeigt haben, bergen solche langfristigen Planungsansätze die erhebliche Gefahr, effiziente Marktlösungen zu verhindern und an den Bedürfnissen der Verbraucher vorbeizugehen. Mit einem wettbewerblich organisierten, europäischen Strommarkt ist ein solcher planwirtschaftlicher Ansatz nicht vereinbar.

- ◇ Viele der Rahmenannahmen der dena-Kurzanalyse, wie Kraftwerksneubauten, Kraftwerksstilllegungen, Stromnachfrage und Stromaustausch mit Nachbarländern, sind von erheblichen Unsicherheiten gekennzeichnet. Zum Teil erscheinen die Annahmen der dena in wichtigen Bereichen unplausibel und folgen einer statischen Betrachtung. Bei der statischen Betrachtung werden mögliche Anpassungsreaktionen der Marktteilnehmer - Elektrizitätsversorgungsunternehmen und Verbraucher - negiert. Dieses zeigt einerseits die grundsätzliche Problematik der Anwendung eines Planungsansatzes, und führt andererseits zu einer gewissen Willkür der Ergebnisse.
- ◇ In einigen Bereichen der Kurzanalyse werden Behauptungen über zu befürchtende Kapazitätsknappheiten aufgestellt, die vor dem Hintergrund anderer Untersuchungen und der derzeitigen Entwicklungen bei Kraftwerksneubauplanungen und -stilllegungen nicht nachvollziehbar erscheinen. Durch die unzureichende Darstellung der Methodik und Annahmen ist die dena-Kurzanalyse zudem nicht transparent und lässt erhebliche Zweifel bezüglich der Gültigkeit ihrer Ergebnisse und der energiepolitischen Schlussfolgerungen im Rahmen des möglichen Erkenntnisgewinns.
- ◇ Durch eine Beschränkung der Betrachtung der dena auf Leistungsbilanzen (zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast) und somit der Vernachlässigung der Betrachtung von Energiebilanzen kann die Frage, welche geeigneten Maßnahmen (insb. Kraftwerkstechnologien) und Rahmensetzungen in der Zukunft zur Vermeidung des postulierten Kapazitätsdefizites erforderlich wären, nicht adäquat unter den Gesichtspunkten Preisgünstigkeit, Versorgungssicherheit und Klimaschutz beantwortet werden.
- ◇ Die Schlussfolgerungen, die die dena aus den quantitativen Ergebnissen zieht, stehen teilweise nicht im Zusammenhang mit dem Untersuchungsgegenstand. Insbesondere werden Maßnahmen zur Beseitigung der von der dena postulierten „Stromlücke“ vorgeschlagen, die vor dem Hintergrund der geltenden, gesetzlichen Rahmenbedingungen und der zukünftigen Entwicklungstendenzen in der Stromerzeugung problematisch erscheinen, und deren Folgewirkungen nicht (ausreichend) analysiert wurden.

In den folgenden Abschnitten werden die Defizite der grundsätzlichen Herangehensweise, der Annahmen und Methodik sowie der Schlussfolgerungen der dena-Kurzanalyse dargestellt. Zunächst werden kurz die Kernaussagen und Schlussfolgerungen der dena aus ihrer Kurzanalyse zusammengefasst (Abschnitt 2). Nachfolgend wird in Abschnitt 3 die generelle Vorgehensweise und tatsächliche Aussagekraft der Ergebnisse der dena-Kurzanalyse vor dem Hintergrund der Schaffung eines liberalisierten EU-Binnenmarktes für Elektrizität diskutiert. In Abschnitt 4 wird die von der dena angewendete Methodik bzw. das Modellsystem und die sich hieraus ergebenden Beschränkungen für energiepolitische Schlussfolgerungen aufgezeigt. Anschließend werden einige quantitative Annahmen, die wesentlichen

Einfluss auf die Ergebnisse haben, exemplarisch erörtert (Abschnitt 5). In Abschnitt 6 wird die in der dena-Kurzanalyse nicht untersuchte Notwendigkeit von bestimmten Kraftwerkstechnologien zur Deckung der Stromnachfrage untersucht und die Gefahr von fehlerhaften Schlussfolgerungen auf Basis von alleinigen Betrachtungen von Leistungsbilanzen aufgezeigt. In Abschnitt 7 werden die Ergebnisse anderer Untersuchungen zu diesem Thema dargestellt und an den Ergebnissen der dena gespiegelt. In Abschnitt 8 werden die Schlussfolgerungen der dena für notwendige Anpassungen in der deutschen Stromerzeugung auf ihre grundsätzliche Eignung geprüft. Abschnitt 9 zeigt einige energiepolitische Handlungsfelder auf, die im Zusammenhang der Entwicklung der Versorgungssicherheit an Bedeutung gewinnen werden. Abschließend wird ein kurzer Ausblick bezüglich der Notwendigkeit einer adäquaten, detaillierten Analysemethodik gegeben.

2 Wesentliche Aussagen der dena-Kurzanalyse

Die dena untersucht, ob ein sich über die Zeit entwickelnder Kraftwerkspark unter Berücksichtigung von Kraftwerksausfällen und weiteren Nicht-Verfügbarkeiten der Anlagen eine prognostizierte, elektrische Jahreshöchstlast inklusive der erforderlichen Kapazitäten für Regel- und Reserveleistung ohne Importe aus dem Ausland mit einer Wahrscheinlichkeit von 99,5 % decken kann.

Wesentliche Aussage der dena-Kurzanalyse ist die Existenz einer sogenannten "Stromlücke". Explizit heißt es dazu in der Kurzanalyse:

- *"Bei der 2020 zu erwartenden Stromnachfrage wird die Jahreshöchstlast mit Kraftwerkskapazitäten am Standort Deutschland nicht mehr vollständig gedeckt."*
- *"Bei Umsetzung des Energieprogramms der Bundesregierung, also bei einem sinkenden Stromverbrauch, wird bereits ab 2012 nicht mehr genügend gesicherte Kraftwerksleistung zur Verfügung stehen, um die Jahreshöchstlast zu decken."*

Aus den Ergebnissen werden u. a. folgende direkte Schlussfolgerungen gezogen:

- *„Unter Berücksichtigung der mehrjährigen Planungs- und Bauzeit von Kraftwerksprojekten müssen Politik und Energiewirtschaft gemeinsam möglichst schnell die Voraussetzungen und Rahmenbedingungen für den unbedingt notwendigen Zubau neuer fossiler Kraftwerkskapazitäten schaffen“*
- *Ein „Weiterbetrieb bestehender Kraftwerke über die bisher geplanten Laufzeiten“ ist „notwendig, um eine "Stromlücke" zu vermeiden und die Versorgungssicherheit zu gewährleisten.“*
- *"Aufgrund der Verknappung des Stromangebots ist mit höheren Strompreisen zu rechnen. Gleichzeitig führt der Weiterbetrieb bestehender, ineffizienter Kraftwerke zu weiterhin hohen CO₂-Emissionen."*

- „Zur Deckung der Jahreshöchstlast stellen Stromimporte aus dem Ausland keine Alternative dar.“

Die Aussagen erscheinen vor dem Hintergrund zahlreicher, alternativer Untersuchungen sowie der aktuellen Marktentwicklungen erstaunlich. So kommen sowohl die UCTE (2008), die BNetzA (2008) als auch das BMWi (2008) im Gegensatz zu der dena in ihren Untersuchungen grundsätzlich zu dem Ergebnis, dass das hohe Niveau der Versorgungssicherheit in Deutschland auch in den nächsten Jahren aufrechterhalten werden kann, ausreichend Kraftwerksleistung zur Verfügung stehen wird und die Mechanismen des Marktes ausreichend Preissignale für Investitionen in neue Kraftwerke liefern (siehe Abschnitt 7). Die zahlreichen Planungen im Bereich von Kraftwerksneubauprojekten sowie die Bemühungen der Politik den weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien inklusive einer sukzessiven Heranführung dieser Erzeugungsanlagen an den Markt zu forcieren und einen europäischen Binnenmarkt für Elektrizität zu vollenden sind ebenfalls nur schwer mit der von der dena postulierten "Stromlücke" in Einklang zu bringen.

3 Der EU-Binnenmarkt für Elektrizität, die Liberalisierung des Strommarktes und Versorgungssicherheit

3.1 Funktionsweise von wettbewerblichen Elektrizitätsmärkten

Mit der Einführung eines EU-Binnenmarktes für Elektrizität wurde ein wettbewerblicher, marktorientierter Ordnungsrahmen für die Elektrizitätsversorgung geschaffen. Wie in anderen Märkten erfolgen damit Erzeugungs- und Investitionsentscheidungen durch Unternehmen. Durch die Trennung von Erzeugung, Vertrieb und Netz sowie einen diskriminierungsfreien Netzzugang können die Verbraucher ihren Stromanbieter frei wählen und haben gegebenenfalls die Möglichkeit des Anbieterwechsels. Ziel des Wettbewerbsmarktes ist es, Preissignale zu generieren, die zu einer effizienten Ressourcenallokation und zu einer Maximierung der gesamtwirtschaftlichen Wohlfahrt führen.

Auf funktionierenden Märkten findet ein Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage auf Basis von Preissignalen statt. Eine "Stromlücke"³ bzw. eine Knappheit an verfügbarer Kraftwerksleistung ist insofern nur in einem nicht funktionierenden Strommarkt denkbar. Dass der Strommarkt momentan nicht funktioniert bzw. zukünftig nicht funktionieren wird, lässt sich anhand der aktuellen Entwicklungen im Energiemarkt nicht ableiten. Dies bestätigt

³ Der Begriff "Stromlücke" suggeriert die Gefahr von Stromausfällen. Stromausfälle werden in der Regel durch kurzfristige, technische Ausfälle von Erzeugungsanlagen oder Netzbetriebsmittel verursacht, wenn unzureichende Regelleistung für die Behebung des Defizits vorhanden sein sollte. Bei den Situationen, die die dena beschreibt, handelt es sich hingegen um Kapazitätsknappheiten (Leistungsknappheiten), die auf Märkten ggf. zu Preisspitzen und nicht zu Stromausfällen führen.

u. a. auch die Studie zum aktuellen Monitoringbericht des BMWi zur Versorgungssicherheit in Deutschland.

Preise haben in Märkten eine wesentliche Signalfunktion. Kurzfristig übernehmen Preise die Funktion, das Angebot aus bestehenden Produktionskapazitäten so auszuweiten, dass die Nachfrage der Verbraucher bei entsprechender Zahlungsbereitschaft gedeckt werden kann. Langfristig übernehmen Preissignale zusätzlich die Funktion, dass Unternehmen in Produktionskapazitäten investieren, wenn ihre erwarteten Erlöse höher als ihre Kosten inklusive einer hinreichenden Eigenkapitalverzinsung sind. Auch auf der Nachfrageseite setzen Preise langfristige Signale, die z. B. zu einer Veränderung der Verbrauchsgewohnheiten und Erhöhung der nachfrageseitigen Energieeffizienz führen können.

Für den Elektrizitätsmarkt bedeutet dieses, dass Unternehmen in neue Kraftwerke investieren, wenn sie eine positive Rendite und eine entsprechende Nachfrage erwarten. Verbraucher können durch den Kauf von energieeffizienteren Maschinen und Geräten ihre Stromnachfrage verändern und durch zeitliche Verschiebung ihrer Nachfrage in Zeiten hoher Preise ihre Stromkosten reduzieren.

Damit Preise auf Märkten ihre Signalfunktion für Erzeugungs- und Investitionsentscheidungen erfüllen, müssen die Preise bei Knappheiten steigen. So lagen die Preise für Strom am Großhandelsmarkt zu Beginn der Liberalisierung aufgrund von Überkapazitäten in Deutschland und Europa auf einem Niveau, bei dem Investitionen in Erzeugungskapazitäten nicht rentabel waren und zahlreiche Kraftwerke dauerhaft oder vorübergehend vom Netz genommen wurden. In den letzten Jahren wurde hingegen ein Preisniveau erreicht, bei dem der Bau von neuen Kraftwerken wirtschaftlich ist, so dass zahlreiche Planungen von Kraftwerksneubauten von Energieunternehmen durchgeführt werden.

Allerdings sind in der Elektrizitätsversorgung einige Besonderheiten zu beachten. Als leitungsgebundene Ware wird Strom über vermaschte Netze transportiert und verteilt, eine Speicherung im engeren Sinne bzw. Lagerhaltung ist nicht möglich, so dass die Entnahme und Einspeisung in das Netz zu jedem Zeitpunkt identisch sein müssen. Somit müssen immer ausreichend Erzeugungskapazitäten vorhanden sein, um eine Versorgung der Verbraucher sicherzustellen. In anderen Märkten, wie z. B. Telekommunikation, Schienen- und Flugverkehr, dient ein sog. 'peak load pricing' in Zeiten, in denen die Nachfrage hoch ist, diese über Preissignale in Zeiten mit schwächerer Nachfrage zu verlagern. In der Elektrizitätsversorgung beginnt diese Entwicklung gerade erst, weil einerseits hierfür entsprechende Informations-, Kommunikations- und Messsysteme erforderlich sind und andererseits ein zeitvariabler Tarif für Verbraucher bisher unüblich ist. Obwohl für nachfrageseitige Reaktionen bedeutende Potentiale vorhanden und durch zunehmende Reaktionen der Nachfrageseite auf Preissignale erhebliche Wohlfahrtsgewinne zu erwarten sind, wird die Nachfrage daher bei Untersuchungen zur Versorgungssicherheit meistens als unabhängig von Preisen auf dem Großhandelsmarkt angenommen.

Die dena-Kurzanalyse betrachtet nicht nur die Nachfrageseite als bis zum Jahre 2020 deterministisch prognostizierbar und unabhängig von Preissignalen, sondern behandelt auch die Angebotsseite in identischer Weise. So erfolgen Kraftwerksstilllegungen gemäß dem Ansatz der dena nach einer für die jeweilige Technologie als repräsentativ bzw. typisch

unterstellten Lebensdauer. Für Kraftwerksneubauten hat die dena auf Basis einer Recherche bestimmte Neubauplanungen als wahrscheinlich unterstellt und zahlreiche andere Neubauplanungen nicht in die quantitative Betrachtung integriert. Zukünftige Reaktionen der Angebots- und Nachfrageseite auf Preissignale werden in der Analyse nicht berücksichtigt.

In der Realität wird die Stilllegung von Bestandskraftwerken nicht ausschließlich von technischen Gegebenheiten nach einer bestimmten Anzahl von Jahren erfolgen, sondern gerade durch technisch-wirtschaftliche Betrachtungen und somit durch Preissignale des Marktes bestimmt werden. Durch sog. 'retrofit'-Maßnahmen ist eine Verlängerung der Betriebsjahre von Kraftwerken grundsätzlich möglich. Ob und in welchem Umfang diese Optionen genutzt werden, hängt von den erzielbaren Erlösen und somit von den Strompreisen auf dem Großhandelsmarkt sowie von den entstehenden Kosten für solche Maßnahmen ab. Ein ähnliches Bild ergibt sich bei der Realisierung der heute bekannten Kraftwerksneubauprojekte, aber auch für zukünftige Kraftwerksneubauplanungen. Unternehmen werden Investitionsentscheidungen für den Neubau von Kraftwerken treffen, wenn sie eine positive Rendite erwarten. Da 'retrofit'-Maßnahmen als auch insbesondere Kraftwerksneubauten eine erhebliche Vorlaufzeit von mehreren Jahren aufgrund langwieriger Planungs-, Genehmigungs- und Realisierungszeiten haben, ist die Aussagekraft einer Untersuchung zur Versorgungssicherheit bis zum Jahre 2020 daher äußerst beschränkt. Eine tatsächliche Gefährdung der Versorgungssicherheit wäre dann gegeben, wenn Unternehmen weder mit Maßnahmen zur Verlängerung der Laufzeit von Bestandskraftwerken noch mit Neubauplanungen auf Preissignale reagieren würden. Hinweise, Begründungen oder gar einen Beweis für ein derartiges Marktversagen liefert die dena-Kurzanalyse allerdings an keiner Stelle.

3.2 Mangelnde Berücksichtigung von Marktmechanismen in der dena-Kurzanalyse

Die dena-Kurzanalyse ignoriert die Signalfunktion von Preisen auf Märkten sowie die für Märkte zentralen Wirkungsmechanismen vollständig. Nach der Definition der dena ist die Versorgungssicherheit gewährleistet, wenn eine unterstellte Jahreshöchstlast (ohne mögliche Nachfragereaktionen auf Preissignale) für einen bestehenden Kraftwerkspark unter Berücksichtigung einer geringen Verfügbarkeit von Stromeinspeisung aus regenerativen Energiequellen und Kraftwerksausfällen mit einer Wahrscheinlichkeit von 99,5 % durch inländische Kraftwerksleistung gedeckt werden kann. Dabei werden Laufzeit verlängernde Maßnahmen von Bestandskraftwerken und weitere Kraftwerksneubauten, die von der dena nicht als in Bau oder mit hoher Realisierungswahrscheinlichkeit kategorisiert wurden, aber auch Stromimporte nach Deutschland⁴ und eine Reaktion der Nachfrage in diesen Extremsituationen ausgeschlossen. In anderen Worten: Bei einem Niveau der Versorgungssicherheit

⁴ Die dena begründet dieses mit dem Verweis auf eine UCTE-Studie zum Thema Versorgungssicherheit, die gemäß dena zu dem Ergebnis kommt, dass bereits ab 2015 mit Kapazitätsengpässen in ganz Europa zu rechnen ist. Dieses ist umso erstaunlicher, weil dieses nicht den tatsächlichen Ergebnissen der Untersuchung der UCTE entspricht.

von 99,5 % könnte es einmal in 200 Jahren im statistischen Mittel unter diesen beschriebenen Annahmen zu der Situation kommen, dass Deutschland zum Spitzenlastzeitpunkt auf Stromimporte⁵ angewiesen ist oder Verbraucher auf Preissignale mit einer Reduktion ihrer Nachfrage reagieren müssten. An dieser Stelle sei noch einmal betont, dass gerade die Ausweitung dieser beiden Möglichkeiten wichtige Argumente für die Schaffung eines liberalisierten EU-Binnenmarktes für Elektrizität darstellen. Das Kriterium, das von der dena zur Untersuchung der Versorgungssicherheit angewendet wird, ist daher für den heutigen Strommarkt nicht geeignet. Die Ergebnisse der dena-Kurzanalyse sind somit zum großen Teil tautologisch: Falls Unternehmen und Verbraucher auf Markt- bzw. Preissignale nicht oder unzureichend reagieren, wird es langfristig zu Kapazitätsknappheiten kommen.

3.3 Funktionierende Strommärkte versus Marktversagen

Wichtige Themen im Zusammenhang mit Versorgungssicherheit im liberalisierten Strommarkt sind vollkommen anderer Natur und werden in der dena-Kurzanalyse nicht betrachtet. Grundsätzlich stellt sich die Frage, ob Marktmechanismen unter den gegebenen regulatorischen Rahmenbedingungen unzureichende Anreize setzen, um Investitionen in Kraftwerksleistung, der Schaffung eines einheitlichen Marktes in der EU und eine Einbeziehung der Nachfrageseite zu ermöglichen.

Ein solches Marktversagen könnte sich einerseits aus grundsätzlichen Überlegungen ergeben oder andererseits aus einem schlechten Marktdesign resultieren. Grundsätzliche Überlegungen für ein Marktversagen sind weitgehend auszuschließen, weil der Bereich Stromerzeugung weder ein natürliches Monopol ist, noch andere aus der ökonomischen Theorie bekannten Ursachen für Marktversagen erkennbar sind. Im Bereich des optimalen Marktdesigns wird von einigen Ökonomen die Auffassung vertreten, dass ein zusätzlicher Kapazitätsmarkt neben dem reinen Strommarkt positive, langfristige Anreize setzen könnte, um Investitionen in die Stromversorgung zu fördern (siehe z. B. Ockenfels [2008]). Die Forderung von Kapazitätsmärkten ergibt sich aus der Tatsache, dass im liberalisierten Strommarkt keine Leistungspreise für die Vorhaltung von Kapazität gezahlt werden, und die Anreize von reinen Energiepreisen für Investitionen in Spitzenlastkapazitäten als unzureichend angesehen werden könnten. Andere Ökonomen vertreten die Auffassung, dass die heutige Ausgestaltung des Marktes als ausreichend angesehen werden kann und die Einführung von Kapazitätsmärkten zu Problemen im Bereich von Marktmacht und der Festlegung des "optimalen" Niveaus an installierten Kapazitäten führen würden (siehe z. B.

⁵ In der von der dena untersuchten Situation (Jahreshöchstlast mit Niveau der Versorgungssicherheit von 99,5 %) sind erhebliche ungeplante Ausfälle von Kraftwerken berücksichtigt. In diesem Fall kann davon ausgegangen werden, dass zusätzliche Stromimporte aus Nachbarländern erfolgen, da nicht davon auszugehen ist, dass dieses in anderen Ländern zeitgleich ebenfalls erfolgt. Zugleich führen unterschiedliche Laststrukturen und Stromerzeugungssysteme dazu, dass grundsätzlich Kapazitäten für diesen Ausgleich zu Spitzenlastzeiten in Deutschland im gewissen Umfang vorhanden sein sollten.

Consentec/EWI [2008]). Im Bereich der Regelenergiemärkte und der Märkte für Reserveleistung existieren zudem bereits heute Erlösmöglichkeiten für die Vorhaltung von Kapazitäten. Dieses setzt über die Erlösmöglichkeiten auf dem reinen Energiemarkt hinaus zusätzliche Anreize für den Ersatz und den Neubau von Spitzenlastkraftwerken. Die empirischen Erfahrungen im Bereich der Kraftwerksneubauplanungen in Deutschland und anderen europäischen Ländern zeigen, dass hier offensichtlich momentan kein grundsätzliches Problem gegeben ist und ein staatliches Eingreifen daher nicht erforderlich ist.

Eine andere Ursache für Marktversagen können Marktzutrittsbarrieren sein. Die dena führt hier eine fehlende Akzeptanz in der Öffentlichkeit für Kraftwerksneubauten - insbesondere bei Steinkohlekraftwerken - an. Dieser Aspekt ist nicht vollständig von der Hand zu weisen. Allerdings ist dieses im Rahmen von Vorgaben für Genehmigungsverfahren der Anlagen rechtsstaatlich geregelt. So zeigen zum Beispiel die Erfahrungen mit dem Kraftwerksneubauprojekt Moorburg der Vattenfall, dass die Einhaltung von festgelegten Kriterien bei der Genehmigung entscheidend ist. Insbesondere lokale Widerstände gegen solche Großprojekte waren in der Vergangenheit und werden in der Zukunft der Regelfall sein. Eine Veränderung der gesetzlichen Rahmenbedingungen und damit ein Eingriff in die Rechte der Bürger auf Beteiligung und Einspruchsmöglichkeit bei Genehmigungsverfahren scheint hier dem tatsächlichen Problem nicht angemessen. Dieses gilt insbesondere vor dem Hintergrund, dass bisher keine Projektplanung aufgrund dieser Widerstände eingestellt wurde.⁶ Die Mehrzahl der Projekte, die tatsächlich aufgegeben wurden, sind von den potentiellen Investoren aufgrund zu geringer Renditeerwartungen eingestellt worden, die u. a. aus massiv gestiegenen Investitionskosten resultierten.

Andere Markteintrittsbarrieren wurden in den letzten Jahren sukzessive beseitigt. Wesentlich in diesem Zusammenhang ist u. a. der diskriminierungsfreie und transparente Netzanschluss und -zugang. Dieses setzt auch ein weitgehendes sog. 'unbundling' von Netzbetreibern und Erzeugungs- und Vertriebsunternehmen voraus. Durch die Kraftwerksnetzanschlussverordnung aus dem Jahre 2006 ist hier insbesondere für den Netzanschluss für neue Kraftwerke unabhängiger Betreiber eine Klarstellung durch die Politik erfolgt. So konnte eine wesentliche Behinderung insbesondere von neuen und ausländischen Kraftwerksplanern weitgehend behoben werden.

Trotzdem gibt es auch heute noch Markteintrittsbarrieren, die durch eine Veränderung der regulatorischen Rahmenbedingungen verbessert werden können. Hier kann exemplarisch auf die Situation von potentiellen Investoren in neue Erdgaskraftwerke verwiesen werden. Der Bau von Erdgas-GuD-Anlagen ist für neue Marktteilnehmer mit hohen Hürden verbunden, da der Gasmarkt sich im Vergleich zum Strommarkt bei der Liberalisierung deutlich im Rückstand befindet. So bestehen derzeit kaum Möglichkeiten, einen langfristigen Kraftwerksgasvertrag zu fairen Konditionen abzuschließen oder feste Kapazitäten bei einer

⁶ Gegebenenfalls können die Planungen der RWE am Standort Ensdorf hier als Ausnahme betrachtet werden. Die Aufgabe des Projektes von Seiten RWE erfolgte allerdings freiwillig, weil am Standort sich eine unzureichende Akzeptanz durch die Bevölkerung abzeichnete. In einer Bürgerbefragung hatten sich 70% der Teilnehmer gegen das Kraftwerk ausgesprochen.

kurzfristigen Beschaffung des Erdgases vom Großhandelsmarkt - insbesondere über die notwendige Lieferkette über mehrere Marktgebiete in dem sehr intransparenten Kraftwerksgassegment - zu buchen. Eine umfassendere Liberalisierung des Erdgasmarktes und eine Überprüfung des Markt konformen Verhaltens von dominierenden Unternehmen sollte in diesen Bereichen eine Erleichterung für Investoren in Erdgas-GuD-Anlagen bringen.

Da die dena in ihrer Kurzanalyse keine Betrachtung zu diesen Themenbereichen vornimmt, bleibt die Frage offen, warum von einem Marktversagen ausgegangen wird, das zur sog. "Stromlücke" führt.

4 Methodik und Modellsystem

Die dena-Kurzanalyse ist durch die methodische Herangehensweise nur auf einen ausgewählten Aspekt beschränkt, der für den zukünftigen Umbau des Elektrizitätsversorgungssystems in Deutschland und Europa von Bedeutung ist: die **Versorgungssicherheit im nationalen Kontext**.

Dabei wird der Aspekt der Versorgungssicherheit ausschließlich unter dem Kriterium der ausreichenden, "gesicherten Leistung" betrachtet. Weitere wesentliche Aspekte der Versorgungssicherheit, wie z. B. die Abhängigkeit von Importen an fossilen Energieträgern, werden nicht näher betrachtet. Ebenso sind Aspekte der Versorgungszuverlässigkeit, wie ausreichende Vorhaltungsmöglichkeiten von Regelleistung und Netzkapazitäten, nur rudimentär in die Analyse einbezogen. Weitere zukünftige Herausforderungen für das Elektrizitätsversorgungssystem, wie die Integration Erneuerbarer Energien und die Reduktion von Treibhausgasen, werden nicht analysiert. Dieses führt dazu, dass die energiepolitischen Schlussfolgerungen den zukünftigen Herausforderungen, politischen Zielen und gesetzlichen Rahmenbedingungen für die Elektrizitätserzeugung nur unzureichend Beachtung schenken. Welche Anpassungsmöglichkeiten an die sich verändernden Anforderungen der Elektrizitätsversorgung möglich sind, die ggf. unterstützend durch eine Veränderung der politischen Rahmenbedingungen durch die Marktakteure erschlossen werden sollten, wird nicht untersucht.

Die methodische Herangehensweise der dena hat aber auch in dem engen Untersuchungskontext erhebliche Schwächen. Es werden für einen Zeitpunkt im Jahr - der Stunde der Jahreshöchstlast - wahrscheinlichkeitstheoretische Betrachtungen vorgenommen und dabei ermittelt, wie viel "gesicherte Leistung" der Kraftwerkspark zur Verfügung stellen kann. Dieses ist einerseits mit der Problematik verbunden, dass diese wahrscheinlichkeitstheoretischen Aussagen nur eine bedingte Aussagekraft haben. Eine integrierte Jahresbetrachtung oder zumindest die Betrachtung von ggf. anderen kritischen Zeitpunkten, z. B. den Zeitpunkten der saisonalen Höchstlasten unter Berücksichtigung von Revisionszyklen konventioneller Kraftwerke, ist deutlich besser geeignet, das Niveau der Versorgungssicherheit sowie den Beitrag der Erneuerbaren Energien zur Versorgungssicherheit unter diesem Aspekt abzuschätzen. Andererseits wird nicht eingehend analysiert, wie viel "gesicherte Leistung" überhaupt erforderlich ist. Die Anforderung an die Höhe der "gesicherten Leistung" des Kraftwerksparks wird auf Basis einer einfachen Abschätzung der zukünftigen Jahreshöchstlast und der erforderlichen Regelleistung vorgenommen, wobei für die Jahreshöchstlast ein

willkürlich postulierter Zusammenhang mit der jährlichen Bruttostromnachfrage unterstellt wird. Die Möglichkeiten zur effizienten Verringerung der erforderlichen Reservekapazitäten durch eine Vollendung des europäischen Binnenmarktes für Elektrizität (mit einer Realisierung des von der EU-Kommission avisierten Netzausbaus), der Erschließung von Lastmanagementpotentialen und der Entwicklung von neuen Speichertechnologien werden 'a priori' nicht betrachtet. Unklar in diesem Zusammenhang ist die Behandlung von zusätzlicher Regelleistung, die durch Prognosefehler der Windenergie verursacht werden. Tendenziell ist bei der gewählten der Untersuchungsmethodik der dena diese Leistung nicht zu berücksichtigen. Dieses folgt aus der Tatsache, dass die dena bei der Betrachtung bereits nur 5 bis 10 % gesicherte Einspeisung der Windenergie berücksichtigt. In diesem Fall ist die mögliche Überschätzung gering, so dass zur Absicherung kaum zusätzliche Regelleistung erforderlich ist. Allgemein sollte bei erheblichen Anteilen Windenergieeinspeisung die vorzuhaltende Regelleistung in Abhängigkeit des prognostizierten Einspeiseniveaus ausgeschrieben werden, um dieser Tatsache Rechnung zu tragen.

Das Ergebnis der dena-Kurzanalyse ist somit im Wesentlichen auf die Erkenntnis beschränkt, dass die "gesicherte Leistung" des gesamten Kraftwerksparks bei einem unterstellten Stilllegungspfad der Bestandsanlagen, dem Zubau der aus heutiger Sicht sicheren Kraftwerksneubauprojekte sowie einem unterstellten Ausbau der Erneuerbaren Energien und von KWK-Anlagen zwischen 2005 und 2020 von 82.700 MW auf 66.901 MW sinken würde. Bereits fundierte Schlussfolgerungen zu Auswirkungen dieser Entwicklung auf die Versorgungssicherheit sind nicht möglich.

5 Energiewirtschaftliche Annahmen der dena

Neben dem grundsätzlichen Problem, dass die Herangehensweise der dena für einen wettbewerblich organisierten Strommarkt im Kontext eines EU-Binnenmarktes nicht adäquat ist und die Aussagekraft der Analyse aufgrund der methodischen Herangehensweise beschränkt ist, ergeben sich auch bei einzelnen, energiewirtschaftlichen Annahmen zahlreiche Fragen und Unplausibilitäten. Zugleich ist die Gefahr zu erkennen, dass Schlussfolgerungen in Bezug auf Kraftwerksneubauten und den Ausstieg aus der Kernenergie mit erheblichen Konsequenzen auf Basis äußerst unsicherer Annahmen gezogen werden, die auf Basis alternativer, realistischerer Annahmen keine Gültigkeit besitzen.

An dieser Stelle sei betont, dass die nachfolgenden Betrachtungen zu einzelnen energiewirtschaftlichen Rahmenannahmen der dena und eines alternativen Szenarios keine Prognose der zukünftigen Entwicklung seitens BET darstellen. Allerdings zeigen die nachfolgenden Ausführungen, dass die dena insbesondere bei den Kraftwerksstilllegungen und Kraftwerksneubauten von Annahmen ausgeht, die tendenziell zu einer Unterschätzung der installierten, konventionellen Kraftwerksleistung bei der Aufstellung einer Leistungsbilanz führen. Eine fehlende Analyse der Energiebilanz kann darüber hinaus zu falschen Schlussfolgerungen bezüglich der notwendigen Maßnahmen für eine sichere, preisgünstige und umweltgerechte Stromversorgung führen (siehe Abschnitt 6).

5.1 Angebotsseite

Auf der Angebotsseite wird in der Kurzanalyse von einem heute bekannten Kraftwerkspark bis zum Jahre 2020 (mit Ausblick auf 2030) ausgegangen. Insbesondere die angenommenen Laufzeiten der Bestandskraftwerke sowie die Annahmen zu den Neubauprojekten lassen den Aussagegehalt der Studie zweifelhaft erscheinen, da sie vielfach am unteren Rand der absehbaren Tendenzen liegen und die zukünftige Entwicklung mit erheblichen Prognoseunsicherheiten verbunden sind.

5.1.1 Laufzeiten der Bestandskraftwerke

Eine Stilllegung von Bestandsanlagen wird in der dena-Studie für konventionelle Kraftwerke nach einer bestimmten „typischen“ Anzahl von Betriebsjahren und für Atomkraftwerke gemäß Ausstiegsbeschluss unterstellt. Mit dieser definierten Sterbelinie wird für zukünftige Jahre ein verbleibender Kraftwerksbestand ermittelt.

Im Sinne der statischen Betrachtungsweise der Studie würden die Kraftwerke unabhängig von Preissignalen vom Netz genommen. Potenzielle Reaktionen der Marktteilnehmer werden nicht berücksichtigt. So kann bei entsprechenden Erlöserwartungen die Laufzeit zahlreicher Anlagen in der Realität durch **Retrofit-Maßnahmen** verlängert werden. Das Ausmaß und somit die Kosten, die mit diesen Maßnahmen verbunden sind, hängen sowohl von der Betriebsweise der Anlagen in der Vergangenheit als auch ggf. von Verschärfungen genehmigungsrechtlicher Auflagen ab. Ursachen, warum in einem funktionierenden Markt Unternehmen entsprechende Maßnahmen nicht durchführen, wenn sie erwarten, dass die Investitionen für eine Verlängerung des Betriebs wirtschaftlich sind, sind aus der dena-Analyse nicht erkennbar.⁷

Insgesamt lässt sich festhalten, dass die von der **dena unterstellten Laufzeiten der Bestandsanlagen keine hohe Aussagekraft** haben. In vielen Fällen würde es bei Kapazitätsknappheiten zu Lebensdauer verlängernden Maßnahmen (Retrofit) von Bestandsanlagen kommen, die diesen Kapazitätsknappheiten entgegenwirken. Bei zahlreichen Steinkohle- und Braunkohlekraftwerken wurden 'Retrofit-Maßnahmen' in den letzten Jahren durchgeführt. In einigen Fällen sind momentan 'Retrofit-Maßnahmen' und eine Verlängerung der Laufzeit der Kraftwerke, wie z. B. im Falle der Braunkohlekraftwerke von RWE im Rheinland, Teil der Unternehmensstrategie. Zudem war in der Vergangenheit die Ausnutzungsdauer verschiedener Öl- und Gaskraftwerke niedriger als ursprünglich bei der Auslegung geplant. Daher kann davon ausgegangen werden, dass diese Spitzenlast- und Reservekraftwerken

⁷ Auf der anderen Seite sind auch vorübergehende Konservierungen oder endgültige Stilllegungen von Kraftwerken aus rein wirtschaftlichen Aspekten möglich, wenn die Strompreise zu gering sind, um die Betriebskosten der Kraftwerke zu decken. Dieses konnte z. B. zu Beginn der Liberalisierung Anfang der 2000er Jahre in Deutschland beobachtet werden, als erhebliche Überkapazitäten zu niedrigen Preisen auf dem Großhandelsmarkt führten.

auch ohne umfangreiche, Lebensdauer verlängernde Maßnahmen bei entsprechenden Preissignalen mit längeren Laufzeiten auf dem Strommarkt genutzt werden.

Dass die Unternehmen momentan offensichtlich für zahlreiche Kraftwerke keine fest terminierten Stilllegungen planen, zeigt eine Gegenüberstellung der Annahmen der dena mit denen einer Umfrage unter den Kraftwerksbetreibern im Rahmen der Erstellung des Monitoringberichts 2008 der Bundesnetzagentur (BNetzA). Während die dena eine Stilllegung von fossil befeuerten Kraftwerken auf Basis von Braunkohle, Steinkohle, Erdgas und Öl bis 2020 in Höhe von über 25.000 MW unterstellt sind laut Umfrage der BNetzA nur 8.300 MW Außerdienststellungen zwischen 2008 und 2020 von den Unternehmen geplant. Davon entfallen nur rund 2.300 MW auf Steinkohlekraftwerke und 550 MW auf Erdgaskraftwerke. Der wesentliche Teil der Stilllegungen an fossiler Kraftwerkskapazität ist bei Braunkohlekraftwerken mit rund 5.400 MW geplant.

5.1.2 Entwicklung der installierten Leistung der Braunkohlekraftwerke

Erhebliche Unplausibilitäten der Methodik der dena-Kurzanalyse, die Entwicklungstendenzen von Kraftwerksneubauten und Kraftwerksstilllegungen unabhängig voneinander zu betrachten und Marktmechanismen nicht zu berücksichtigen, zeigen sich bei den Annahmen zur Entwicklung der Braunkohlekraftwerke in Deutschland und hier insbesondere im rheinischen Revier.

Für bestehende Braunkohlekraftwerke wird in der Kurzanalyse eine Laufzeit von 45 Jahren unterstellt. Eine Stilllegung bis zum Jahr 2020 - abgesehen von kleineren Anlagen, überwiegend mit KWK-Betrieb - kommt ausschließlich für Braunkohlekraftwerke von RWE im rheinischen Revier in Frage, da die großen ostdeutschen Braunkohlekraftwerke in den 1990er Jahren entweder neu gebaut bzw. an Bestandsanlagen umfangreiche 'Retrofit'-Maßnahmen durchgeführt wurden.

Bei den Stilllegungen handelt es sich in einer ersten Phase bis zum Jahr 2012 um die 150 MW-Blöcke von RWE im Rheinland. Für diese Kraftwerke ist ein konkreter Stilllegungspfad terminiert. So will RWE die fünfzehn 150 MW-Blöcke mit einer Netto-Leistung von in Summe knapp 2.000 MW sukzessive im Rahmen der Inbetriebnahme von BoA 2 und 3 mit jeweils rund 1.000 MW gemäß Genehmigungsaufgaben stilllegen. Dieses entspricht auch in etwa den geplanten Außerdienststellungen von Braunkohlekraftwerken von 2008 bis 2012, die der Bundesnetzagentur (BNetzA) im Rahmen der Erstellung des Monitoringberichtes 2008 auf Basis einer Befragung der Kraftwerksbetreiber in Höhe von 2.020 MW mitgeteilt wurden. Die durchschnittliche Laufzeit der Blöcke beträgt dann mit 50 Jahren fünf Jahre mehr, als von der dena für Braunkohlekraftwerke unterstellt.

Gemäß Monitoringbericht 2008 der BNetzA sind im Zeitraum 2013 bis 2020 weitere Stilllegungen von Braunkohlekraftwerken mit einer Summenleistung von rund 3.400 MW geplant. Aufgrund der Alterstruktur kann es sich nur um die elf 300 MW-Blöcke der RWE handeln, die über eine installierte Netto-Leistung von 3.240 MW verfügen.

Dieses passt zu den veröffentlichten Planungen der RWE bezüglich ihres Kraftwerkserneuerungsprogramms. So sind nach Angaben von RWE Stilllegungen von 300 MW-Blöcken an den Standorten Frimmersdorf (Block P und Q) und Niederaußem (Block C bis F) im Falle der Realisierung zweier weiterer BoA-Blöcke am Standort Niederaußem (BoA 4 und 5) bis 2016 geplant. Zu den Stilllegungsplanungen bei den anderen fünf 300 MW-Blöcken an den Standorten Neurath und Weisweiler sind bisher keine konkreten, öffentlichen Informationen verfügbar.

Die Planungen von RWE bezüglich der Erneuerung der Braunkohlekraftwerke im rheinischen Revier sehen folglich die Stilllegung eines Teils der 300 MW-Blöcke frühestens für eine Zeit nach 2016 und nur für den Fall eines Ersatzes der wegfallenden Leistung durch zwei weitere Braunkohleblöcke - BoA 4 & 5 - mit jeweils rund 1.000 MW vor. Die Stilllegungen der 600 MW-Blöcke ist momentan bis 2020 nicht geplant. Dieses zeigen sowohl die Ergebnisse des Monitoringberichts 2008 der BNetzA als auch diverse Präsentationen von RWE. Zudem fanden in den letzten Jahren umfangreiche Retrofit- und Repowering-Maßnahmen an diesen Blöcken statt bzw. stehen unmittelbar bevor. Als Beispiele seien hier die umfangreichen Retrofit-Maßnahmen für die 600 MW-Blöcke im Kraftwerk Weisweiler Anfang der 2000er Jahre und die Installation von Vorschaltgasturbinen an diesen beiden Blöcken in 2007 sowie eine bevorstehende Modernisierung der 600 MW-Blöcke in Niederaußem und Neurath genannt, die sich momentan im Genehmigungsverfahren befinden und in den nächsten Jahren umgesetzt werden sollen.

Somit kann mit hoher Wahrscheinlichkeit unter heutigen Rahmenbedingungen davon ausgegangen werden, dass alle sechs 600 MW-Blöcke an den Standorten Weisweiler, Neurath und Niederaußem bis weit nach 2020 betrieben werden. Allein diese bestehenden 600 MW-Blöcke und der Block BoA 1 in Niederaußem haben insgesamt eine Netto-Leistung von ca. 4.500 MW. Im Gegensatz zu den Planungen von RWE hätten die dena-Annahmen zur Folge, dass die Braunkohlekraftwerksleistung der Bestandsanlagen von RWE im Rheinland im Jahr 2020 auf unter 2.300 MW (netto) absinkt. Dies ergibt sich aus der dena-Annahme zur installierten Leistung aller Braunkohlebestandskraftwerke von 11.300 MW abzüglich der sicher bis 2020 betriebenen großen ostdeutschen Braunkohlekraftwerke mit ca. 9.000 MW Leistung.

Zusammen mit den beiden Neubaublöcken BoA 2 & 3 würde RWE im Rheinland nach den dena-Annahmen ab dem Jahre 2020 nur über eine Braunkohlekraftwerksleistung von insgesamt etwas mehr als 4.000 MW verfügen, während heute eine installierte Kapazität von über 10.000 MW existiert. Eine solche Entwicklung ist jedoch nach heutigem Kenntnisstand äußerst unwahrscheinlich.

Wie Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen zeigen, ist die Verstromung von Braunkohle in der Grundlast im Vergleich zur Verstromung von Steinkohle und Erdgas insbesondere vor dem Hintergrund der stark gestiegenen Steinkohle- und Erdgaspreise in den letzten Jahren erheblich günstiger. Die Brennstoffkosten für Rohbraunkohle sind nahezu unabhängig von der Entwicklung auf den Weltmärkten, da RWE nicht nur im Besitz der Braunkohlekraftwerke ist, sondern auch Eigentümer der Braunkohlegruben ist. Die Förderkosten der Braunkohle liegen deutlich unter den Preisen für Steinkohle und Erdgas und konnten im Rahmen von

Effizienzsteigerungen in den letzten Jahren weiter gesenkt werden. Zugleich ist Braunkohle der fossile Energieträger mit den höchsten spezifischen CO₂-Emissionen und wird dadurch durch die Einführung des CO₂-Zertifikatehandels in der EU am stärksten belastet. Dieses gilt insbesondere, wenn ab 2013 keine kostenlose Ausstattung mehr erfolgt. Die Wettbewerbsfähigkeit der Braunkohleverstromung ist aber auch in diesem Fall und bei moderat steigenden CO₂-Zertifikatspreisen bis 2020 nicht gefährdet⁸. Zudem verfügt RWE durch den Aufschluss von Garzweiler II über gesicherte und genehmigte Förderkapazitäten von Braunkohle auf heutigem Niveau bis weit über das Jahr 2020 hinaus.⁹

Auch eine Stilllegung der 300 MW-Blöcke erscheint unter heutigen Rahmenbedingungen und unter Berücksichtigung der Planungen von RWE bis 2020 nur für den Fall von Ersatzinvestitionen wahrscheinlich. Somit sind hier neben der unwahrscheinlichen Entwicklung, dass die 300 MW- und 600 MW-Blöcke ohne Ersatz nach 45 Betriebsjahren stillgelegt werden, drei alternative Entwicklungen möglich, die sich im Rahmen der Planungen von RWE abzeichnen.

- ◇ Eine Stilllegung der 300 MW-Blöcke wird durch die in Planung befindlichen BoA-Blöcke in Niederaußem kompensiert. Eine Stilllegung der 600 MW-Blöcke erfolgt erst deutlich nach 2020.
- ◇ RWE untersucht momentan die Möglichkeiten der Verstromung von Braunkohle in Kraftwerken mit sog. CCS-Technologie, bei der ein wesentlicher Teil der CO₂-Emissionen abgeschieden und unterirdisch eingelagert wird. Zu diesem Zweck will RWE im Jahre 2015 ein Braunkohlekraftwerk mit einer installierten Netto-Leistung am Standort Hürth mit integrierter Kohlevergasung und CO₂-Abscheidung als Pilotprojekt in Betrieb nehmen. Stellt sich diese Technologie als sicher und wirtschaftlich heraus, könnte diese Option für den Ersatz der 300 MW-Blöcke genutzt werden. Die Wahrscheinlichkeit, dass die technische und wirtschaftliche Machbarkeit vor 2020 gegeben ist und die Einlagerungsproblematik des CO₂ gelöst werden kann, erscheint allerdings gering.
- ◇ Im Rahmen von weiteren 'Retrofit-Maßnahmen' werden auch die 300 MW-Blöcke bis nach 2020 weiterbetrieben. Die 600 MW-Blöcke bleiben bis weit nach 2020 am Netz.

Die vorherigen Ausführungen zeigen exemplarisch, dass eine Reduktion der installierten Gesamt-Leistung der Braunkohlekraftwerke in Deutschland bis 2020, die die dena unterstellt, nicht sehr wahrscheinlich ist. Unter Berücksichtigung des Neubaus des Kraftwerks in Boxberg ist sogar eine leichte Erhöhung ein wahrscheinlicheres Szenario. Dieses zeigt auch

⁸ Die Mehrzahl der Prognosen geht von einem Preisniveau bis 30 €/t CO₂ bis 2020 aus

⁹ Gemäß Angaben des RWE sind in den Tagebauen des rheinischen Reviers, die zum RWE gehören, etwa 3,7 Mrd. Tonnen Braunkohle genehmigungsrechtlich gesichert – genug, um die Versorgung gemäß aktueller installierter Kapazität für 35 bis 40 Jahre garantieren zu können. (RWE Publikation: Unsere Verantwortung. Bericht 2007)

an dieser Stelle, dass die von der dena gewählte Methodik nicht geeignet ist, um eine Analyse der Versorgungssicherheit in Deutschland durchzuführen.

5.1.3 Entwicklung der installierten Leistung der Kernkraftwerke

Eine weitere, offensichtliche Unschärfe der dena gibt es bei den unterstellten Restlaufzeiten der deutschen Kernkraftwerke. Während die dena im Jahr 2020 von 2.598 MW verbleibender Leistung ausgeht, kann bei Berücksichtigung der zur Verfügung stehenden Reststrommengen Ende des Jahres 2007 und unter Berücksichtigung der Verteilung der Reststrommengen von Mülheim-Kärlich auf die gemäß Atomgesetz zulässigen Anlagen von einer Kapazität von knapp 5.400 MW (netto) im Jahr 2020 ausgegangen werden. Dies ergibt gegenüber der dena eine um von knapp 2.800 MW (netto) höhere installierte Leistung. Die verbleibende Kapazität wird zwar gemäß Atomgesetz bis etwa 2025 stillgelegt, allerdings zeigt sich an dieser Stelle die Unschärfe der von der dena ermittelten Daten. Etwa 25 % der "Stromlücke" im Jahre 2020 würden sich bei Verwendung der dena-Methodik nämlich bereits durch eine fundierte Betrachtung der zu erwartenden Stilllegungen von Kernkraftwerken gemäß Atomgesetz in Luft auflösen.

5.1.4 Entwicklung der installierten Leistung von Erdgas- und Ölkraftwerken

Insbesondere die Stilllegung von Erdgas- und Ölkraftwerken aus den 1970er Jahren, die bereits heute fast ausschließlich zur Abdeckung der Spitzenlast und Bereitstellung von Reserve genutzt werden, wird wesentlich von den zukünftigen Marktbedingungen abhängig sein. Aufgrund der Annahme einer Betriebszeit von 40 Jahren geht die dena-Kurzanalyse von einer Stilllegung dieser Anlagen mit einer installierten Kapazität von etwa 9.000 MW bis zum Jahre 2020 aus. In der Realität sind diese Anlagen seit Inbetriebnahme mit einer geringen Auslastung betrieben worden und können gemäß einer aktuellen Befragung des UBA bei den entsprechenden Kraftwerksbetreibern überwiegend sowohl gemäß technischer Voraussetzungen als auch rechtlicher Vorgaben bis nach 2020 am Netz bleiben. Auf Basis der Recherche des UBA ergibt sich durch Laufzeitverlängerung ein erhebliches Potential von über 4.000 MW, dass im Falle von Kapazitätsengpässen genutzt werden könnte. Insbesondere vor dem Hintergrund, dass auch gemäß Annahmen der dena die Kapazitätsknappheiten im Wesentlichen bei der zur Verfügung stehenden Spitzenlast- und Reserveleistung zu erwarten sind, wäre somit ein entsprechendes Potential an Kraftwerksleistung verfügbar.

5.1.5 Verfügbarkeit von Gasturbinen

Für die Verfügbarkeit von Gasturbinen wird ein Wert von 56,1 % unterstellt. Es resultiert ein Wert für "gesicherte Leistung", der nur 42 % der installierten Leistung entspricht. Dieses erscheint unplausibel, weil sog. offene Gasturbinen, die wohl gemeint sind, ausschließlich zur Spitzenlastdeckung und zur Vorhaltung von Regel- und Reserveenergie eingesetzt werden. Entsprechende der angenommene Wert der Realität, wären Gasturbinen ungeeignet, diese Aufgabe zu erfüllen. Jedoch lassen Statistiken zur Verfügbarkeit von Wärmekraftwerken des VGB bereits Zweifel am Ausgangswert zur Verfügbarkeit von 56,1 %. Die Statistik

des VGB gibt einen Wert der (Arbeits-)Verfügbarkeit für offene Gasturbinen von über 90 % an. Dieser Wert liegt über den entsprechenden Werten für Steinkohle-, Braunkohle- und Erdgaskondensationskraftwerke. Auch die dena-Netzstudie I gibt im Rahmen der Untersuchung des Kapazitätsbedarfs zur Deckung der (saisonalen) Höchstlast Verfügbarkeitswerte an, die vergleichbar mit denen von anderen fossil befeuerten Kraftwerken liegen. Eine Plausibilisierung ist auf Basis der Angaben der dena-Kurzanalyse nicht möglich, weil eine konkrete Darstellung der Methodik sowie der verwendeten Quellen, die als Datengrundlage verwendet wurden, von der dena nicht veröffentlicht ist.

5.1.6 Kraftwerksneubauten

In der dena-Kurzanalyse wird ausschließlich die Realisierung von Kraftwerksprojekten berücksichtigt, die bereits in Bau sind oder sich zum Zeitpunkt der Erstellung der Analyse kurz vor Beginn der Bauphase befanden und somit von den Unternehmen bereits beschlossen waren. Daraus folgt, dass nach Annahmen der dena das letzte Steinkohlekraftwerk und das letzte Braunkohlekraftwerk 2012 sowie die letzte Erdgas-GuD-Anlage 2009 in Deutschland ans Netz gehen werden.

Daneben gibt es momentan zahlreiche, weitere Kraftwerksneubauplanungen, die bereits weit fortgeschritten sind. Diese bleiben in der Analyse vollständig unberücksichtigt, obwohl Unternehmen bereits hohe Millionenbeträge für die Planung, Projektentwicklung, Genehmigungsverfahren sowie teilweise erhebliche Kosten für Reservierungen wesentlicher Großkomponenten (Dampfkessel, Turbinen, Spezialstähle, Transformatoren usw.) aufgewendet haben und weiterhin aufwenden. Neben den von der dena in der Kurzanalyse aufgeführten fossil befeuerten Kraftwerken in Kategorie A und B, die als Zubau in Höhe von etwa 17 GW in die Analyse eingehen, führt die dena eine Kategorie C mit einer Leistung von in Summe rund 36 GW auf. Kraftwerke in Kategorie A sind als in Bau oder bereits in Betrieb befindliche Neubauprojekte definiert, während Projekte in Kategorie B von der dena mit einer hohen Realisierungswahrscheinlichkeit eingestuft sind. Tatsächlich wurde seit Erstellung der Analyse bereits bei fünf von acht Kraftwerksblöcken der Kategorie B mit dem Bau begonnen.

Kraftwerke in der Kategorie C werden als Projekte beschrieben, deren Realisierung ungewiss ist bzw. zurückgestellt, verschoben oder eingestellt wurde. Diese Projekte wurden daher nicht bei der Ermittlung der zukünftigen Kraftwerksleistung berücksichtigt. Beispiele sind im Bereich Steinkohlekraftwerke u. a. die Projekte von Südweststrom in Brunsbüttel, Projekte von Electrabel in Stade und Brunsbüttel, das Projekt von E.ON am Standort Staudinger und das Projekt der GKM am Standort des Großkraftwerks Mannheim. Mehrere Kraftwerksprojekte, die momentan in der Planung sind, wie z. B. das Projekt von EnBW und Dow Deutschland in Stade, sind auch in der Kategorie C nicht berücksichtigt. Ein Großteil dieser Projekte wird von den jeweiligen Unternehmen mit hohem planerischem und auch finanziellem Aufwand derzeit entwickelt. Einige dieser Unternehmen haben sich feste Optionen bei den Anlagenbauern gesichert, einen Netzanschlussvertrag abgeschlossen und die erforderlichen Genehmigungsverfahren eingeleitet. Ähnliche Beispiele für in der dena-Kurzanalyse nicht bei der Ermittlung der zukünftigen Kraftwerksleistung berücksichtigte Projekte gibt es im Bereich von gasgefeuerten GuD-Anlagen, z. B. an den Standorten Eisenhüttenstadt, Stade, Ludwigshafen, Lauchhammer, Bocholt, Karlsruhe und Lubmin. Die dena geht davon aus, dass

keines dieser Projekte realisiert wird. Eine Aufgabe oder ein Scheitern all dieser Projekte erscheint äußerst unrealistisch.

Neben den bereits heute öffentlich bekannten Projekten wird die weitere Planung und Realisierung von Projekten in der Kurzanalyse der dena nicht in Betracht gezogen. Angesichts der relativ langen Vorlaufzeit bei der Realisierung von Kraftwerken – zwischen drei und sieben Jahre von der Standortfindung bis zur Inbetriebnahme – gibt es heute in der Tat für die Zeit nach 2015 kaum öffentliche Ankündigungen und nur vereinzelt unternehmensinterne Vorplanungen. Aufgrund des noch fernen Datums ist dies jedoch nicht ungewöhnlich und kann sich, wenn entsprechende Marktsignale die Wirtschaftlichkeit von Neubauprojekten erwarten lassen, im Laufe der nächsten Jahre grundlegend ändern.

Aus welchem Grund nach 2012, wie von der dena angenommen, keine weiteren Zubauten oder Ersatzbauten – bei einem sich abzeichnenden Mangel an Erzeugungskapazitäten bzw. bei gemäß den Schlussfolgerungen der dena steigenden Strompreisen – erfolgen sollten, bleibt in der Kurzanalyse offen. Damit spiegeln die Annahmen und insbesondere die Schlussfolgerungen der Kurzanalyse der dena bezüglich Neubauten nur sehr rudimentär die Realität wider und unterschätzen die zusätzlichen Kapazitäten der Neubaukraftwerke.

Dieses zeigt auch ein Vergleich der Annahmen der dena mit einer von BET stetig aktualisierten Marktanalyse von Kraftwerksneubauten in Deutschland, die im Rahmen dieser Untersuchung mit den Erkenntnissen des Umweltbundesamtes und der dort gepflegten Kraftwerksdatenbank abgeglichen wurde. Von den rund 17 GW, die die dena als Kraftwerksneubauten unterstellt, sind bereits etwa 2.500 MW realisiert und bei rund 300 MW handelt es sich um Projekte, die nicht auf Basis fossiler Brennstoffe betrieben werden. **Somit unterstellt die dena bis zum Jahr 2020 aus heutiger Sicht einen Zubau an mit fossilen Brennstoffen befeuerter Kraftwerksleistung von nur etwa 15 GW.**

Eine aktuelle Einschätzung des zu erwartenden Neubaus von fossil befeuerten Kraftwerken von BET (siehe Anhang A1) kommt zu folgendem Ergebnis:

Tabelle 1: Kraftwerksneubauplanungen fossil befeuerter Kraftwerke in Deutschland

	Kategorie				Summe
	A	B1	B2	C	
	Installierte Netto-Leistung in MW				
Braunkohle	2741	360	2100	700	5901
Steinkohle	7211	5165	4906	9090	26372
Erdgas	2371	3124	4742	1200	11437
Summe	12323	8649	11748	10990	43710
	Installierte Netto-Leistung in MW (mit Wahrscheinlichkeitsgewichtung)				
Braunkohle	2741	180	699	0	3620
Steinkohle	7211	2583	1634	0	11427
Erdgas	2371	1562	1579	0	5512
Summe	12323	4324	3912	0	20559

Auf Basis der Ergebnisse der Marktanalyse von BET sind bereits rund 12.300 MW in Bau (Kategorie A). Weitere 8.650 MW befinden sich in einem fortgeschrittenen Planungsstadium und haben eine hohe Realisierungswahrscheinlichkeit (Kategorie B1). Zusätzlich existieren neben Projekten, über deren momentanen Stand keine abgesicherten Informationen vorliegen (Kategorie C), Neubauprojekte in Höhe von weiteren 11.750 MW (Kategorie B2) für die eine mittlere Realisierungschance besteht. Im Rahmen einer konservativen Abschätzung bei der davon ausgegangen wird, dass nur jedes zweite Kraftwerk der Kategorie B1 (hohe Realisierungswahrscheinlichkeit) und jedes dritte Kraftwerk der Kategorie B2 (mittlere Realisierungswahrscheinlichkeit) tatsächlich gebaut wird, würden selbst in diesem Fall bereits bis Mitte des nächsten Jahrzehnts neue Kraftwerke mit einer Netto-Leistung von mehr als 20.000 MW und somit über 5.000 MW mehr als nach Annahmen der dena im Zeitraum bis 2020 ans Netz gehen. Hierbei handelt es sich um eine konservative Abschätzung, die einerseits mögliche Konkretisierungen von Projekten der Kategorie C sowie neue Projekte, die sich ggf. in Abhängigkeit der Marktbedingungen bis 2020 ergeben, nicht berücksichtigt. Die Marktanalyse für Kraftwerksneubauten der BET macht zugleich deutlich, dass bei Realisierung eines Großteils der geplanten Projekte die Gefahr des Aufbaus von volkswirtschaftlich ineffizienten Überkapazitäten besteht.

5.2 Nachfrageseite

5.2.1 Nachfrageentwicklung gemäß Zielen der Bundesregierung

Gemäß den Zielen der Bundesregierung soll die Stromnachfrage bis 2020 um 11 % gegenüber 2005 gesenkt werden. Im Szenario „Energiesparprogramm der Bundesregierung“ betrachtet die dena eine Senkung des Stromverbrauchs um ca. 10% - allerdings erst für

2030. Für dieses Szenario ermittelt die dena eine Jahreshöchstlast von ca. 71.300 MW im Jahr 2030¹⁰. Dieser Wert müsste jedoch nach den Zielvorstellungen der Bundesregierung bereits im Jahr 2020 erreicht werden, in dem die Jahreshöchstlast von der dena noch um etwa 1.500 MW höher angesetzt wird.

Die Problematik hierbei besteht nicht in der Tatsache, dass die dena von einer anderen Entwicklung der Stromnachfrage als bei Erreichung der Ziele der Bundesregierung ausgeht. Gerade im Bereich der Entwicklung der Stromnachfrage gibt es, wie wissenschaftliche Studien zeigen, deutliche Bandbreiten der möglichen Entwicklungen. Vielmehr wird die Abweichung nicht transparent gemacht, sondern durch die Benennung des Szenarios "Energieprogramm der Bundesregierung" ein gegenteiliger Eindruck vermittelt.

5.2.2 Nachfrageelastizitäten von Stromverbrauchern

Die jährliche Stromnachfrage hat im Rahmen der dena-Methodik einen erheblichen Einfluss auf die "Höhe der abgeleiteten Stromlücke", weil eine direkte Verbindung zwischen jährlicher Nachfrage und Jahreshöchstlast hergestellt wird. In der Realität kann die Entwicklung der jährlichen Stromnachfrage und der Jahreshöchstlast zukünftig auseinanderlaufen. Die momentanen, technologischen sowie regulatorischen Veränderungen im Messwesen schaffen erste Voraussetzungen für ein marktnäheres Verhalten von Stromverbrauchern. Eine Reaktion der Kunden auf Preise durch Veränderung ihrer Verbrauchsgewohnheiten ergäbe veränderte Laststrukturen mit anderen angebotsseitigen Anforderungen. Eine Veränderung und/oder zeitliche Verlagerung von Lastspitzen der Nachfrage, die unter den Begriffen *demand side management* oder *load response* bekannt sind, sind seit längerem Gegenstand energiewirtschaftlicher Untersuchungen und Erprobungen. In welchem Umfang und mit welchem Zeithorizont entsprechende Potentiale auf der Nachfrageseite erschlossen werden, kann aus heutiger Sicht nur schwerlich beantwortet werden. Sowohl für eine effiziente Versorgung der Verbraucher mit Strom als auch vor dem Hintergrund der Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energie dürfte die Nachfrageflexibilität in Zukunft allerdings eine gewichtige Rolle spielen.

Die dena unterstellt in ihrer Analyse bis 2030 hingegen keinerlei Reaktion der Nachfrageseite auf Preissignale. Dieses ist umso erstaunlicher, da die dena in der sog. Netzstudie II zurzeit entsprechende Potentiale untersuchen lässt und damit die Bedeutung der Preiselastizität der Nachfrage selber hervor hebt, wie dieses auch zahlreiche andere Studien tun. In vielen europäischen Nachbarländern hat man bereits begonnen, die entsprechenden gesetzlichen Rahmenbedingungen für die Schaffung der Infrastruktur (fernauslesbare Stromzähler und entsprechende Kommunikations- und Informationstechniken) für alle Endkunden zur Verfügung zu stellen. Unter anderem geht dieses auf die Umsetzung der EU-Richtlinie zur Endenergieeffizienz und Energiedienstleistungen zurück, die momentan auch in Deutschland in nationales Recht umgesetzt wird.

¹⁰ Dieses entspricht einer Verringerung um 7% gegenüber 2005.

Bei entsprechenden Randbedingungen und gegebener Wirtschaftlichkeit könnten sich bis zum Jahre 2020 die kurzfristigen Nachfragereaktionen deutlich erhöhen. Ein Teil der Verbraucher könnte in Stunden, wenn die Erzeugungskapazitäten knapp sind und folglich hohe Strompreise zu beobachten sind, den Strombezug einschränken oder in andere Stunden verlagern. Messtechnische Entwicklungen und zunehmende Preissensibilität der Nachfrage bezüglich der Preisniveaus lassen zumindest sehr fraglich erscheinen, ob die Annahme weitergehender "Preisunelastizität" zukünftig gerechtfertigt ist.

Aufgrund der starken Zeitabhängigkeit vieler Stromanwendungen bei Produktions- und Dienstleistungsprozessen wird ein Teil der Nachfrage auch in Zukunft voraussichtlich weitgehend Preis unelastisch und zeitlich nicht verlagerbar sein. Ein anderer Teil der Nachfrage wird sich allerdings insbesondere bei kurzfristigen Preisspitzen in andere Tageszeiten verlagern (z. B. Kühl- und Wärmeanwendungen) oder sich in diesen Zeiten verringern lassen. So werden bereits nachfrageseitige Potentiale im Bereich der Vorhaltung von Regel- und Reserveleistung insbesondere bei industriellen Verbrauchern genutzt, die die notwendige Vorhaltung von konventioneller Kraftwerksleistung verringern.

Bereits heute sind im Bereich der Vorhaltung von positiver Minutenreserve industrielle Verbraucherlasten mit einer Leistung von über 600 MW präqualifiziert und werden auf dem Markt angeboten. In der Zukunft ist bei entsprechenden Marktbedingungen mit einer deutlichen Ausweitung zu rechnen.

6 In der dena-Kurzanalyse vernachlässigte Aspekte der Energiebilanz und der Anforderungen an den konventionellen Kraftwerkspark

Wie die vorherigen Ausführungen gezeigt haben, sind die energiewirtschaftlichen Rahmenannahmen mit erheblichen Unsicherheiten behaftet. Aktuelle Entwicklungen, wie die Konkretisierungen und Ankündigungen von Kraftwerksneubau-, Kraftwerkserweiterungs- und Kraftwerkserneuerungsprojekten, lassen eine deutlich andere Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks, als die dena-Kurzanalyse unterstellt, möglich und wahrscheinlich erscheinen.

Ein zusätzliches, wichtiges Defizit der dena-Kurzanalyse besteht allerdings in der Vernachlässigung einer Betrachtung von jährlichen Energiebilanzen, von Anforderungen an den konventionellen Kraftwerkspark bei Ausbau der Erneuerbaren Energie und klimapolitischer Ziele sowie möglicher Marktanpassungsreaktionen. So werden Schlussfolgerungen auf Basis der Analyse einer Leistungsbilanz zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast abgeleitet, die sich selbst vor dem Hintergrund der Annahmen der dena-Kurzanalyse als problematisch darstellen (s. u.).

So wurden die Ergebnisse der dena-Kurzanalyse in der öffentlichen Diskussion u. a. als Argument für die Forderung einer Rücknahme des Atomausstiegs und die Förderung für den zusätzlichen, zeitnahen Neubau von Grundlastkraftwerken benutzt.¹¹

Da diese Schlussfolgerungen - auch bei Gültigkeit der Annahmen der dena-Kurzanalyse - problematisch erscheinen, wird in den folgenden Ausführungen eine ergänzende, vereinfachte Analyse der Energiebilanz und eine grundsätzliche Darstellung der zukünftigen Anforderungen an den konventionellen Kraftwerkspark vorgenommen. Dieses soll keine abschließende Analyse zukünftig möglicher Entwicklungspfade darstellen, sondern vielmehr die Problematik der voreiligen Schlussfolgerungen der dena-Kurzanalyse sowie die Notwendigkeit von detaillierten Analysen aufzeigen.

6.1 Energiebilanz

Im hier betrachteten Kontext stellt die jährliche Energiebilanz die jährliche Stromerzeugung auf Basis typischer Volllaststunden der einzelnen Erzeugungstechniken der jährlichen Stromnachfrage gegenüber. Unter Verwendung der Zahlen der dena-Kurzanalyse zur Entwicklung der Bruttostromerzeugung von konventionellen Kraftwerken (Bestand)¹² und von Erneuerbaren Energien sowie der angenommenen, zusätzlichen Erzeugung durch Erhöhung des Anteils von KWK-Strom und des unterstellten Zubaus von konventionellen Kraftwerken (bei typischen Auslastungen) ergibt sich folgendes Bild für die Entwicklung der jährlichen Energiebilanz in der dena-Kurzanalyse:

¹¹ Dieses erscheint auf Basis der dena-Szenarien naheliegend, weil bei einer Rücknahme des Ausstiegs keine sog. "Stromlücke" auftritt.

¹² Für die Stromerzeugung in Kraftwerken, die in der dena-Kurzanalyse unter die Rubrik "Sonstige" geführt werden, wurde ein kontinuierlicher Rückgang von 75 TWh im Jahr 2005 auf 20 TWh im Jahr 2020 angenommen. In der dena-Kurzanalyse bleibt unklar, um welche "Sonstige" es sich exakt handelt. Für die Darstellung der jährlichen Energiebilanz wurde daher unterstellt, dass im Jahr 2020 in diese Kategorie ausschließlich Stromerzeugung aus Müll, Klär-, Deponie- und Grubengase fallen.

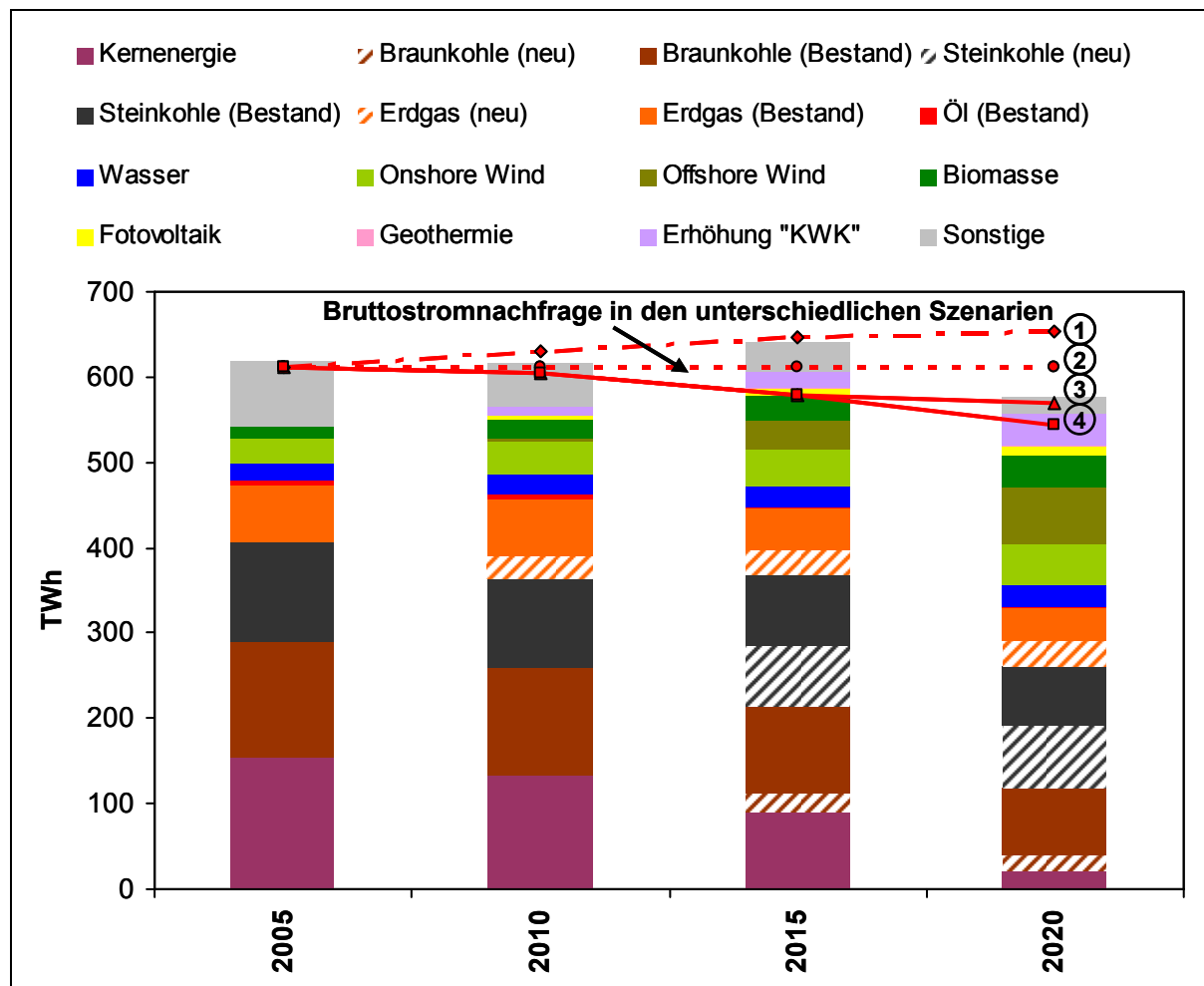


Abbildung 1: Entwicklung der Energiebilanz (Bruttostromnachfrage und Bruttostromerzeugung) gemäß Annahmen der dena-Kurzanalyse

Zusätzlich sind in Abbildung 1 die unterschiedlichen Szenarien zur Bruttostromnachfrage abgebildet:

- ◇ Das Szenario 1 entspricht dem Fall einer 'steigenden Stromnachfrage' gemäß der Analysen "Energieszenarien für den Energiegipfel 2007" (Variante mit 2 % Steigerung der Energieproduktivität pro Jahr) mit 654,3 TWh;
- ◇ Das Szenario 2 entspricht dem Fall einer 'konstanten Stromnachfrage' gemäß der Ölpreisvariante des Energiereports IV mit 611,8 TWh;
- ◇ Das Szenario 3 entspricht dem Fall einer 'sinkenden Stromnachfrage' basierend auf der Analyse "Energieszenarien für den Energiegipfel 2007" (Szenario EE,) die von der dena modifiziert wurde (siehe Abschnitt 5.2.1) mit 570 TWh;
- ◇ Das Szenario 4 spiegelt den Fall einer 'sinkenden Stromnachfrage' gemäß der Analyse "Energieszenarien für den Energiegipfel 2007" (Szenario EE,) wieder mit 543,9 TWh.

In den Szenarien 3 und 4 würde bei typischen Betriebsweisen (Vollbenutzungsstunden) von den unterschiedlichen Stromerzeugungstechniken in einer Jahresbetrachtung ausreichend elektrische Energie in Deutschland zur Verfügung stehen, um die Nachfrage zu decken. Im Szenario 3 ergibt sich ein Überschuss von 7 TWh und im Szenario 4 ein Überschuss von 33 TWh. In den Szenarien 1 und 2 würde hingegen eine geringfügige Energiemenge "fehlen". Bei einer steigenden Stromnachfrage (Szenario 1) beläuft sich die "fehlende" Energiemenge auf 77 TWh und bei einer konstanten Stromnachfrage (Szenario 2) auf 34 TWh im Jahr 2020. Eine Betrachtung der dena-Szenarien bei ausschließlicher Betrachtung der jährlichen Energiebilanz kommt somit zu dem Ergebnis, dass die "überschüssigen" bzw. "fehlenden" Energiemengen durch eine Veränderung der Auslastung von konventionellen Kraftwerken in beschränktem Ausmaß oder durch geringfügige Netto-Stromexporte oder Netto-Stromimporte "behoben" werden könnten.

Bei einer von der dena in Alternativszenarien unterstellten Laufzeitverlängerung der Kernenergie um 20 Jahre auf 52 Jahre, würden 2020 bei typischen Laufzeiten (Volllaststunden) etwa 135 TWh zusätzlich zur Verfügung stehen. Dieses würde die Situation für die Auslastung von konventionellen Kraftwerken in allen Szenarien deutlich verschlechtern. Vergleichbares gilt bei der in Abschnitt 5.1.2 skizzierten möglichen Entwicklung der installierten Leistung von Braunkohlekraftwerken, die bei typischer Auslastung zu einer Erhöhung der Energieeinspeisung von rd. 50 TWh im Jahr 2020 führen würde.

Die Betrachtung der jährlichen Energiebilanzen zeigt daher, dass die sog. "Stromlücke", sofern sie denn existiert, keine "Energielücke", sondern auch bei den Annahmen der dena ausschließlich eine "Leistungslücke" darstellen würde. Die wesentliche Frage, die in diesem Zusammenhang zu stellen ist, lautet daher, wie die "Leistungslücke" ggf. durch Marktmechanismen geschlossen würde. Insbesondere ist in diesem Zusammenhang zweifelhaft, ob zusätzliche Grundlastkapazitäten, z. B. durch eine Verlängerung der Laufzeiten von Kernkraftwerken, eine volkswirtschaftlich sinnvolle Lösung sind.

6.2 Residuale Last und Anforderungen an konventionelle Kraftwerke

Die oben abgeleiteten, jährlichen Energiebilanzen berücksichtigen nur rudimentär die Aspekte der stündlich unterschiedlichen Anforderungen durch die täglichen, wöchentlichen und saisonalen Lastzyklen und die schwankende Einspeisung erneuerbarer Energien. Durch die Annahmen zu typischen Laufzeiten der einzelnen Kraftwerkstechniken (nach Baujahren) werden implizit Leistungsaspekte und somit die Notwendigkeit einer Bereitstellung von Grundlast-, Mittellast- und Spitzenlastkapazitäten in die Analyse einbezogen. Schlussfolgerungen auf dieser Basis sind allerdings mit der Unschärfe verbunden, dass nicht hinreichend analysiert wird, in welcher Höhe Grund-, Mittel- und Spitzenlastkapazitäten sowie Reservekapazitäten tatsächlich zur Deckung der stündlichen Last erforderlich sind.

Eine detaillierte Analyse, welche marktgetriebenen Entwicklungen für eine wettbewerbsfähige und sichere Stromversorgung in Deutschland unter Berücksichtigung von Zielen der deutschen und europäischen Klimaschutzpolitik erforderlich wären, macht umfangreiche und

detaillierte Untersuchungen auf Basis von Modellen des europäischen Strom- und Energiemarktes erforderlich.

Wesentliche Aspekte, wie eine zukünftige Erhöhung des Anteils der Erneuerbaren Energien die Anforderungen an den verbleibenden konventionellen Kraftwerkspark unter Berücksichtigung von Potentialen im Bereich des Lastmanagements und neuer Speichertechnologien sowie der zunehmenden Integration des europäischen Strommarktes verändert, wurden bereits in zahlreichen Untersuchungen und Studien analysiert. Ergebnis dieser Analysen ist:

- ◇ Erneuerbare Energien, insbesondere die dargebotsabhängige Windenergie und Fotovoltaik, können **konventionelle Kraftwerksleistung**¹³ nur geringfügig ersetzen;
- ◇ Die Prognosefehler der Erneuerbaren Energien erfordern eine Erhöhung der Regel- und Reserveleistung zur zuverlässigen Ausregelung von kurzfristigen, unvorhergesehenen Abweichungen zwischen Einspeisungen ins und Entnahmen aus dem Netz.

Diese beiden Aspekte wurden bei der dena-Kurzanalyse in die Untersuchung einbezogen. Auf der anderen Seite führt insbesondere eine Zunahme der Windenergie zu einer deutlichen Veränderung der vom konventionellen Kraftwerkspark zu deckenden **residualen Last** in den einzelnen Stunden des Jahres.

Eine Lastdauerlinie stellt die nach der Höhe der Lastniveaus sortierte, jährliche Nachfrage in stündlicher Auflösung dar. Die residuale Lastdauerlinie berücksichtigt darüber hinaus die Einspeisungen, die unabhängig von Preissignalen am Strommarkt einspeisen, durch Reduktion der Last um diese Strommengen. Dieses sind im Wesentlichen Stromeinspeisungen aus Erneuerbaren Energien, die wie z. B. Windenergie-, Laufwasserkraft- und Fotovoltaikanlagen dargebotsabhängig sind, Stromeinspeisungen aus wärmegeführten KWK-Anlagen und Stromeinspeisungen auf Basis von Müll, Klär-, Deponie- und Grubengasen. Somit stellt die residuale Lastdauerlinie die stündlichen Nachfrageniveaus - ohne Berücksichtigung von Im- und Exporten und Flexibilitäten auf der Nachfrageseite - dar, die durch konventionelle Kraftwerke sowie Pumpspeicher zu decken sind.

Obwohl Windenergie - wie auch Fotovoltaik - keine Grundlastkapazität darstellt, führt eine Zunahme der Windenergie zu einer deutlichen Verringerung der erforderlichen Grundlastkapazität des Kraftwerksparks. Dieses wird in Abbildung 2 deutlich, die den Einfluss eines hohen Anteils Windenergieerzeugung schematisch darstellt:

¹³ Wie im Folgenden dargelegt, handelt es sich dabei ausschließlich um die installierte Leistung der konventionellen Kraftwerke. Windenergie kann jedoch den Strombedarf aus konventionellen Kraftwerken verringern (Einsparung von Brennstoffkosten) und durch den Ersatz von Grundlastkapazität bei gleichzeitiger Erhöhung der erforderlichen Spitzenlast- und Reservekapazitäten bei monetärer Betrachtung, die Kapitalkosten für die erforderlichen konventionellen Kraftwerke absenken.

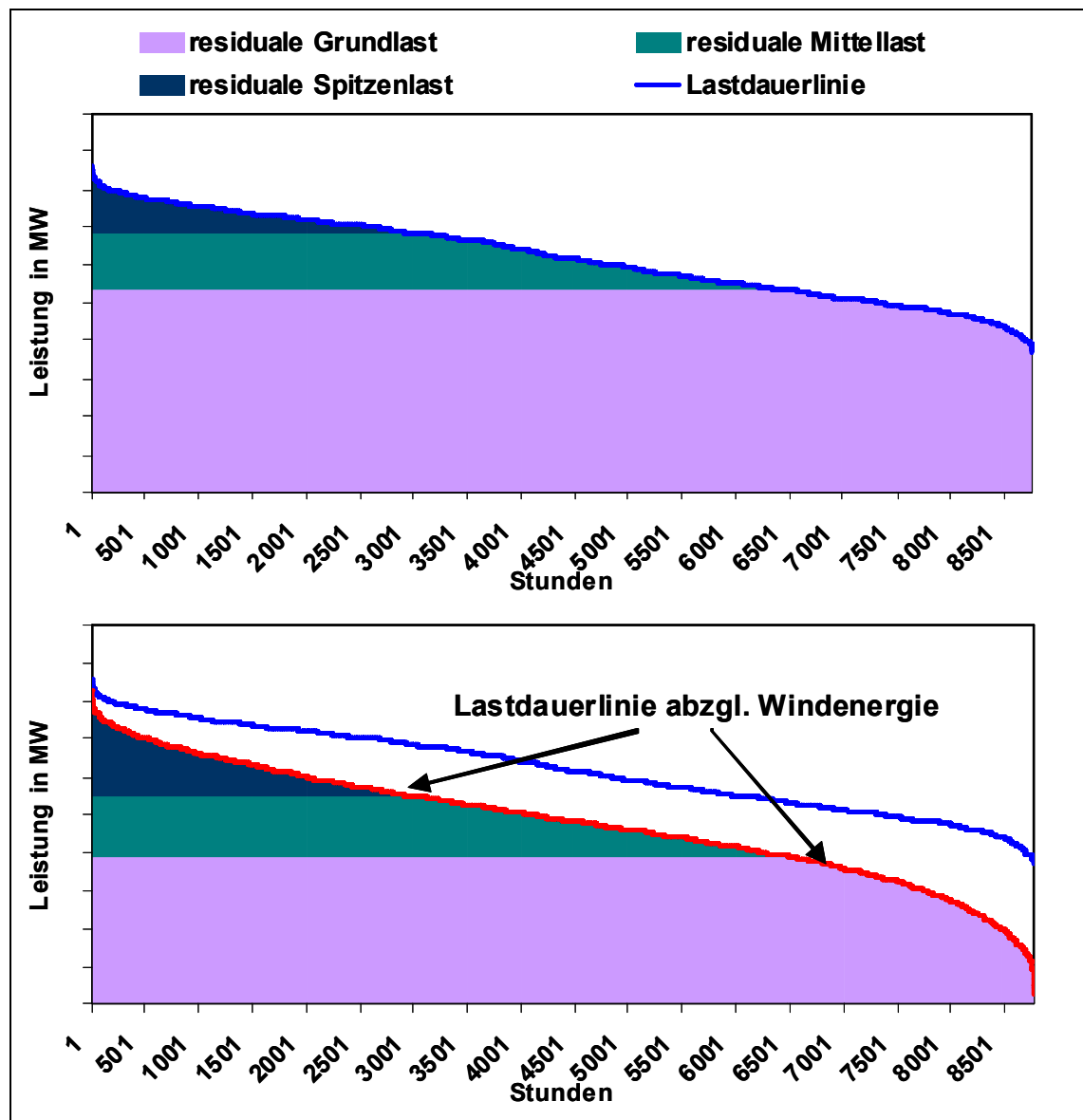


Abbildung 2: Veränderung der Lastdauerlinie durch Windenergieeinspeisung

Die Windenergieerzeugung verändert die zu deckende Höchstlast nur marginal. Während die erforderlichen Spitzenlastkapazitäten steigen und die erforderlichen Mittellastkapazitäten annähernd konstant bleiben, **sinken die erforderlichen Grundlastkapazitäten erheblich**. Verstärkt wird dieser Trend bei Berücksichtigung des Ausbaus der anderen Erneuerbaren Energien, wie Biomasse und Geothermie, die als Grundlastkraftwerke eingesetzt werden. Der von der Bundesregierung auch über das Jahr 2020 hinaus avisierte Ausbau der Erneuerbaren Energien wird die residuale Last und somit die Anforderungen an den konventionellen Kraftwerkspark im Vergleich zu heute gravierend verändern.

Unter Berücksichtigung der Ergebnisse zur jährlichen Energiebilanz zeigt sich auch im Rahmen der Annahmen der dena-Kurzanalyse die Tendenz, dass im Jahre 2020 ggf. Spitzenlastkapazitäten und Kapazitäten zur Bereitstellung von Regel- und Reserveleistung fehlen. Der Mangel an Grundlastkapazitäten, der z. B. durch die Verlängerung der Laufzeit von Kernkraftwerken oder den weiteren Zubau von Kohlekraftwerken behoben werden

könnte, ist hingegen äußerst fraglich. Dieses zeigt auch ein Vergleich der vorhandenen konventionellen Kraftwerkskapazitäten zur Abdeckung der unterschiedlichen Lastbereiche gemäß den Annahmen der dena-Kurzanalyse.

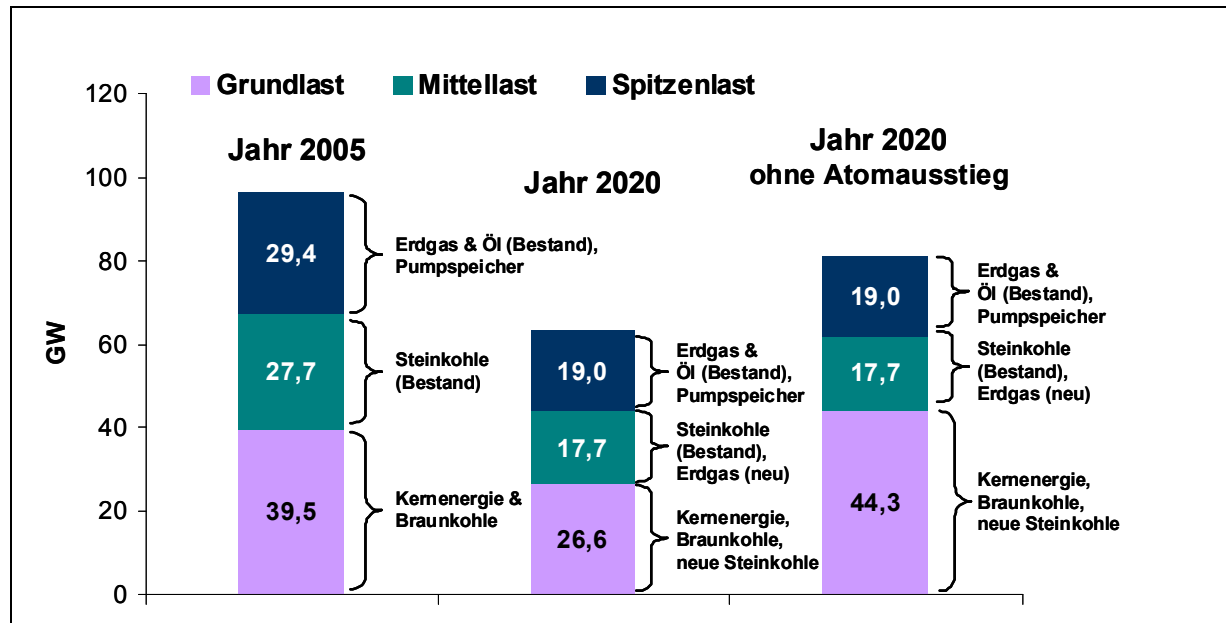


Abbildung 3: Vorhandene Grund-, Mittel- und Spitzenlastkapazitäten von konventionellen Kraftwerken im Jahr 2005 vs. 2020 (mit und ohne Atomausstieg) gemäß dena-Annahmen

Bei Verlängerung der Laufzeit der Kernkraftwerke stände im Jahr 2020 eine höhere Kapazität an Grundlastkraftwerken zur Verfügung als im Jahre 2005, obwohl durch Ausbau der Erneuerbaren Energien und der KWK-Erzeugung sowie beim Szenario "Energieprogramm der Bundesregierung" durch die Absenkung der jährlichen Nachfrage mit erheblichen Verringerungen der erforderlichen Grundlastkapazitäten zu rechnen ist.

6.3 Gefahr fehlerhafter Schlussfolgerungen in der dena-Kurzanalyse

Die Gefahr fehlerhafter Schlussfolgerungen durch eine Zeitpunkt Betrachtung und die fehlende Analyse der Energiebilanz und der Entwicklung der Anforderungen an den konventionellen Kraftwerkspark in der dena-Kurzanalyse ist offensichtlich. Während die vorherigen Ausführungen unter Verwendung der Annahmen der dena-Kurzanalyse in ihrer Tendenz kein Defizit im Bereich konventioneller Grundlastkraftwerke, jedoch ohne zu erwartende Marktreaktionen einen erheblichen Mangel an Spitzenlast- und Reservekapazitäten identifizieren, suggeriert die dena-Kurzanalyse notwendige Anpassungen im Grundlastbereich durch eine Verlängerung der Laufzeit von Kernkraftwerken und den Neubau von zusätzlichen Grundlastkraftwerken. Die Schlussfolgerungen der dena-Kurzanalyse vernachlässigen somit die bereits in zahlreichen Studien ermittelte Notwendigkeit eines flexiblen, konventionellen Kraftwerksparks, der Erschließung von Lastmanagementpotentialen und den Ausbau von Speichermöglichkeiten sowie einer verstärkten Integration in einen europäischen Strommarkt zur Nutzung von Ausgleichseffekten bei dem avisierten Ziel des Ausbaus der Erneuerbaren Energien in Deutschland und Europa.

Hierdurch ergibt sich die Gefahr, dass ggf. fehlerhafte Signale für potentielle Investoren und die Setzung von politischen Rahmenbedingungen gegeben werden, die zu erheblichen Ineffizienzen beim Zubau und bei Stilllegungen von Kraftwerken führen. Dieses kann zu erheblichen wirtschaftlichen Konsequenzen für bereits getroffene Investitionsentscheidungen in konventionelle Kraftwerke führen. So würde eine Verlängerung der Laufzeiten von Kernkraftwerken tendenziell zu einer Verdrängung von neuen Kraftwerken aus der Grundlast führen und die erwartete Auslastung - mit entsprechenden Folgen für die Wirtschaftlichkeit - deutlich verringert werden.

Inwieweit sich diese Effekte bereits heute oder bei einer zu erwartenden Entwicklung bei Kraftwerksneubauten ergeben und welche Marktanpassungsreaktionen hieraus resultieren, hängt von zahlreichen Annahmen ab. Für den Fall, dass die avisierten Ziele im Bereich Ausbau der Erneuerbaren Energien und der Absenkung der Stromnachfrage erreicht werden, ist jedoch die Gefahr von Überkapazitäten im Grundlastbereich evident.

Die vorhergehende Analyse stellt die Bedeutung einer detaillierten Betrachtung sowohl der energiewirtschaftlichen Annahmen als auch der möglichen Marktanpassungsreaktionen heraus. Dabei sind sowohl weitere Aspekte, wie z. B. die erforderliche Regelleistung als auch die Berücksichtigung der europäischen Perspektive erforderlich. Im besten Fall können Ergebnisse für einen Zeitraum bis zum Jahr 2020 aber auch dann nur im Rahmen von Szenarienrechnungen abgeleitet werden, die die wesentlichen Unsicherheiten bei den energiewirtschaftlichen Rahmenannahmen herausarbeiten.

7 Bewertung der Versorgungssicherheit durch alternative Untersuchungen

Neben der dena-Kurzanalyse sind in den letzten Monaten zum Thema Versorgungssicherheit in der deutschen und europäischen Stromversorgung zahlreiche Studien und Diskussionsbeiträge veröffentlicht worden. Die Mehrzahl dieser Studien kommen zu deutlich anderen Ergebnissen und Schlussfolgerungen als die dena. Hierzu zählen u. a.:

- ◇ Studie der UCTE "System Adequacy Forecast 2008 - 2020" vom 02. Januar 2008
- ◇ "Monitoring-Bericht des Bundeswirtschaftsministeriums für Wirtschaft und Technologie nach § 51 EnWG zur Versorgungssicherheit im Bereich der leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität"
- ◇ "Analyse und Bewertung der Versorgungssicherheit in der Elektrizitätsversorgung" durch Consentec/EWI/IAEW vom 30. Mai 2008
- ◇ "Monitoringbericht 2008" der Bundesnetzagentur vom 31. Juli 2008

Das generelle Fazit dieser Untersuchungen lautet, dass unter Berücksichtigung der derzeitigen Kraftwerksplanungen und geplanten Stilllegungen (inklusive Ausstieg aus der Kernenergie gemäß Atomgesetz) keine akute Gefährdung der Versorgungssicherheit zu erkennen ist und die Märkte in diesem Bereich weitgehend funktionieren.

Dieses zeigt sich insbesondere bei den momentan im Planungs- und Realisierungsstadium befindlichen Kraftwerksneubauprojekten. Sämtliche Studien kommen zu dem Ergebnis, dass sich in Deutschland mehr als ausreichend Kraftwerksleistung in der Planung befindet, um zu erwartende Stilllegungen zu kompensieren.

Monitoringbericht der BNetzA

So kommt die BNetzA im Monitoringbericht 2008 auf Basis einer Umfrage unter Kraftwerksbetreibern zu dem Ergebnis, dass zwischen 2008 und 2016 fast 40 GW an neuer Kraftwerksleistung in der Planung sind. Davon entfallen rund 5,5 GW auf den Energieträger Braunkohle, über 20 GW auf Steinkohle befeuerte Kraftwerke und über 8 GW auf mit Erdgas befeuerte Kraftwerke. Somit belaufen sich die gemeldeten Kraftwerksplanungen bei diesen drei Energieträgern auf fast 34 GW. Davon waren zum Zeitpunkt der Erhebung bereits rd. 17,2 GW unternehmensintern genehmigt und somit die entsprechenden Investitionsbudgets freigegeben. Auf der anderen Seite hat die BNetzA ebenfalls die geplanten Außerdienststellungen von 2008 bis 2020 erhoben. Diese liegen in einer Größenordnung von 30 GW. Davon entfallen knapp 2/3 auf Stilllegung von Kernkraftwerken gemäß Atomgesetz. Auf Grundlage dieser Werte kommt die BNetzA zu dem Schluss: ***"Für den Zeitraum bis 2020 dürften in Deutschland ausreichend Erzeugungskapazitäten zur Verfügung stehen, um eine bedarfsgerechte und sichere Versorgung im Bereich der Elektrizitätsversorgung zu gewährleisten."***

Monitoringbericht des BMWi

Zu einem vergleichbaren Ergebnis kommt die Studie zur Analyse und Bewertung der Versorgungssicherheit in der Elektrizitätsversorgung im Auftrag des BMWi, die zugleich wesentliche Grundlage des Monitoring-Berichts zur Versorgungssicherheit des BMWi ist. Auch hier werden die sich in der Planungs- und Realisierungsphase befindlichen Kraftwerksprojekte auf Basis Stein- und Braunkohle sowie Erdgas auf etwas über 31 GW geschätzt. Davon waren zum Zeitpunkt der Erstellung bereits rund 7 GW in Bau. Auf Basis einer äußerst konservativen Abschätzung wird eine Realisierung von weiteren rund 4 GW bis zum Jahre 2015 als sicher betrachtet. Bis 2015 beträgt der verbleibende Zubaubedarf bis 2015 etwa 4 GW und bis 2020 weitere 5 GW. Auch bei der konservativen Abschätzung kommen die Gutachter zu dem Ergebnis: ***"Insgesamt sind zukünftig jedoch keine Erzeugungseingpässe aufgrund von Kapazitätsmangel im Erzeugungsbereich zu erwarten. Der zusätzlich erforderliche Zubau in der Größenordnung von 5 GW thermischer Kraftwerksleistung zwischen 2015 und 2020 stellt vor dem Hintergrund von durchschnittlichen Planungsphasen von 4 bis 7 Jahren aus heutiger Sicht keinen kritischen Engpass dar."*** Damit machen die Gutachter insbesondere auf die Problematik aufmerksam, dass entgegen der impliziten Annahme der dena-Kurzanalyse Kraftwerksneubauten zwischen 2015 und 2020 aus heutiger Sicht überhaupt noch nicht bekannt sein können, weil eine konkrete Planung mit einem derartigen zeitlichen Vorlauf nicht erforderlich und üblich ist.

Für den Fall, dass es zu Verzögerungen bei Kraftwerksneubau kommt, bemerken die Gutachter:

„Es sind derzeit Kraftwerkskapazitäten in Höhe von mindestens 3 GW in der Kaltreserve. Diese konservierten Kraftwerke könnten bei Bedarf wieder als Erzeugungsoption zur Verfügung stehen, was die Problematik für den Fall von Kapazitätsknappheiten entschärfen würde. Zudem ist bei einem Teil der in den nächsten Jahren geplanten Kraftwerksstilllegungen davon auszugehen, dass bei Bedarf diese Kraftwerke technisch noch wenige Jahre länger laufen könnten. Somit stehen mit Einsatz bereits konservierter Kraftwerke sowie mit zeitlicher Verschiebung von Kraftwerksstilllegungen zwei Optionen zur Verfügung, auf die im Bedarfsfall zurückgegriffen werden kann.“

Ebenso kommt die Studie zu dem Ergebnis, dass die Mechanismen des Marktes ausreichen, um rechtzeitig genügend Kraftwerkskapazitäten bereitzustellen.

UCTE-Studie

Eine weitere Untersuchung zu diesem Thema, auf die in der dena-Kurzanalyse selbst verwiesen wird, ist die jährlich von der UCTE erstellte Prognose zur Versorgungssicherheit in Europa. Dabei wird eine Leistungsbilanzvorschau für die nächsten 10 bis 15 Jahre durchgeführt. In der aktuellsten Analyse "System Adequacy Forecast 2008 - 2020" vom Januar 2008 entwickelt die UCTE zwei Szenarien:

- ◇ **Konservatives Szenario:** Dieses Szenario berücksichtigt im Betrachtungszeitraum Neubauten von Kraftwerken, die als sicher unterstellt werden können, und Kraftwerksstilllegungen, die im Betrachtungszeitraum zu erwarten sind.
- ◇ **Wahrscheinliches Szenario:** Zusätzlich zu den Kraftwerksneubauten des konservativen Szenarios werden auf Grundlage von Informationen, die den Systemverantwortlichen (TSO) vorliegen, geplante Projekte deren Realisierung wahrscheinlich erscheint, in der Leistungsbilanzvorschau berücksichtigt.

Die UCTE verfolgt bei ihrer Betrachtung eine ähnliche Methodik, wie die dena-Kurzanalyse, indem ausgehend von der installierten Kraftwerksleistung eine gesicherte Leistung abgeschätzt wird, die zum Zeitpunkt der Sommer- und Winterhöchstlast zur Verfügung steht.

Trotz der Annahme einer steigenden Sommer- und Winterhöchstlast (für Deutschland und die UCTE) kommt die Studie bei einer isolierten Betrachtung für Deutschland ebenso wie für den North-Western Block zu dem Ergebnis, dass im wahrscheinlichen Szenario die Versorgungssicherheit - gemessen an der verbleibenden, inländischen Leistung - bis 2015 deutlich ansteigt und auch 2020 erheblich über dem heutigen Niveau liegt. Im konservativen Szenario steigt die verbleibende Leistung ebenfalls in den nächsten Jahren an und fällt anschließend ohne weitere Zubauten ab 2018 geringfügig unter das erforderliche Referenzniveau. Die UCTE sieht in diesem Szenario bis 2020 einen zusätzlichen Zubaubedarf von 6 GW in Deutschland. Berücksichtigt man allerdings, dass die UCTE von einer steigenden Jahreshöchstlast auf rund 84 GW ausgeht, wäre bei einer konstanten Jahreshöchstlast auch im konservativen Szenario kein weiterer Zubau von konventioneller Kraftwerkskapazität erforderlich.

Für das gesamte Gebiet der UCTE kommt die Studie zum Ergebnis, dass bis 2017 sowohl im konservativen als auch im wahrscheinlichen Szenario ausreichend gesicherte Leistung zur Verfügung steht. Im wahrscheinlichen Szenario ist dieses auch bis nach 2020 der Fall, während im konservativen Szenario ab 2017 der Wert der verbleibenden Leistung unter eine kritische Schwelle sinkt. Aufgrund der Planungen von Kraftwerken, die im konservativen Szenario nicht berücksichtigt sind, und weiterer, anzunehmenden Investitionen kommt die UCTE zu dem Ergebnis, dass eine Gefährdung der Versorgungssicherheit aufgrund unzureichender Erzeugungskapazitäten mit hoher Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden kann.

Die UCTE kommt also nicht nur für die Stromimporte zu einem gänzlich anderen Ergebnis als die dena, sondern auch für die Kapazitätssituation in Deutschland.

8 Abschließende Bewertung der Ergebnisse und der Schlussfolgerungen der dena

8.1 Kapazitätsmangel und „Stromlücke“

Vor dem Hintergrund der Realitäten und Funktionsweisen eines wettbewerblichen EU-Binnenmarktes für Elektrizität und den derzeitigen Entwicklungen auf dem deutschen und den europäischen Strommärkten erscheinen **das Modellsystem und die Methodik der dena-Untersuchung nicht Ziel führend sowie die Annahmen und damit auch die Ergebnisse nicht plausibel**. Wie in den vorgenannten Abschnitten gezeigt wurde, ist insbesondere die allgemeine Aussage, es gebe zukünftig einen Mangel an gesicherter Kraftwerksleistung bzw. eine "Stromlücke", aus den genannten Gründen zweifelhaft. Bei einer anderen Setzung von Annahmen sind im Rahmen der Methodik ebenso Ergebnisse möglich, die gegenteilige Aussagen zulassen.

8.2 Erforderlichkeit neuer fossiler Kraftwerke

Die dena bleibt den Beweis schuldig, dass ein - nur durch Marktversagen erklärbares - postuliertes Defizit von Kraftwerksleistung zur Deckung der (deutschen) Jahreshöchstlast durch einen zeitnahen, weiteren **Zubau neuer fossiler Kraftwerkskapazitäten**, der über die derzeitigen Planungen von Unternehmen hinaus geht, erfolgen muss.

Dieser Mangel der dena-Kurzanalyse ist zum einen methodisch begründet, da sich die dena auf die **Betrachtung eines einzelnen Zeitpunktes** (historisch beobachtete Jahreshöchstlast) beschränkt und somit **keinerlei Aussagen zu Dauer, Häufigkeit und Ausmaß** möglicher Erzeugungsdefizite für das gesamte Jahr macht. Eine solche Jahresbetrachtung wäre aber Voraussetzung dafür, um zu beurteilen, ob die postulierten Defizite seltene Ereignisse von kurzer Dauer oder strukturell nachhaltig von dauerhaftem Ausmaß sind. Im ersteren Fall könnte der Mangel leicht durch Kraftwerkstechnologien zur Spitzenlast- und Reserveabdeckung vermieden werden, ggf. ergänzt durch Nutzung von nachfrageseitigen

Potentialen im Sinne von Lastoptimierung und *Demand Side Management*. Im anderen Fall wären Grundlastkapazitäten ein Erfordernis.

Weiterhin **fehlt eine wirtschaftliche Betrachtung**, welche untersucht, wie ein **funktionierender Elektrizitätsmarkt auf drohende Knappheiten auf der Angebots- und Nachfrageseite reagieren würde**: durch die Verlängerung von Laufzeiten bestehender Kraftwerke, die durch Retrofitmaßnahmen länger genutzt werden können, durch den Neubau von Spitzenlast- und Reservekraftwerken, durch den Neubau von Mittellast- und Grundlastkraftwerkskapazitäten, durch den Ausbau von entsprechenden Speichertechnologien oder auch durch entsprechende nachfrageseitige Erhöhung der Flexibilitäten. Erst auf Basis einer solchen Analyse, die wiederum eine Jahresbetrachtung voraussetzt, könnten die richtigen Investitionssignale im Falle von Marktversagen abgeleitet werden.

8.3 Reaktion auf mögliches Marktversagen

Wie oben ausgeführt, geht die dena unausgesprochen davon aus, dass der Markt momentan nicht funktioniert bzw. zukünftig nicht funktionieren wird. Dieses könnte die Notwendigkeit staatlichen Eingreifens zur Folge haben. Der Eingriff kann nun grundsätzlich zwei Zielobjekte haben:

- (i) die festgestellten Symptome (z. B. Festlegungen zu Laufzeiten von Kraftwerken) oder bzw. und
- (ii) die Ursachen (z. B. die Beseitigung struktureller Hindernisse des Marktprozesses).

In der dena Studie wird vor allem das erste Zielobjekt betrachtet und damit nahegelegt, dass in diesem Bereich staatliches Handeln erforderlich ist. Nur eine Ursachenbetrachtung kann allerdings zu nachhaltigen Änderungen bei angenommenem Marktversagen führen. Damit greift die dena in ihren Aussagen erheblich zu kurz.

Ein funktionierender Markt als Instrument der effizienten Ressourcenallokation im Stromsektor ist politisch erwünscht. Die Argumentation der dena sollte bei angenommenem Marktversagen eigentlich darin bestehen, relevante Stellgrößen zu identifizieren, um die Anpassungsprozesse von Märkten effizienter gestalten und mögliche Ursachen für Marktversagen beseitigen zu können.

Dass der Strommarkt momentan nicht funktioniert bzw. zukünftig nicht funktionieren wird, lässt sich anhand der aktuellen Entwicklungen im Energiemarkt allerdings nicht ableiten. Dies bestätigen auch die zahlreichen weiteren Studien zur Versorgungssicherheit in Deutschland.

8.4 Entwicklung der Strompreise und CO₂-Emissionen

Auf Grundlage der Ergebnisse kommt die dena zu dem Schluss, dass aufgrund der Verknappung des Stromangebots mit höheren Strompreisen zu rechnen ist und gleichzeitig der Weiterbetrieb bestehender ineffizienter Kraftwerke zu weiterhin hohen CO₂-Emissionen führt.

In einem funktionierenden Markt als Instrument der effizienten Ressourcenallokation im Energiebereich sind Preissignale notwendig, um bei Knappheit entsprechende Anpassungsprozesse auf der Erzeugungs- und Nachfrageseite zu induzieren. Aufgrund der aktuellen Kraftwerksneubauten und Kraftwerksplanungen kann allerdings davon ausgegangen werden, dass die derzeitigen Strompreise als Anreiz für erforderliche Marktreaktionen, wie dem Neubau von Kraftwerken, ausreichen. Daher ist nicht mit signifikanten knappheitsbedingten Strompreissteigerungen¹⁴ zu rechnen.

Aufgrund der bisherigen Ausführungen kann davon ausgegangen werden, dass der mögliche Weiterbetrieb von älteren und ineffizienteren Kraftwerken, falls er als Marktreaktion stattfindet, dann eine vorübergehende Folge ist. Zudem ist die Höhe der Gesamtemissionen in der EU durch den Emissionshandel begrenzt. Somit würde der Weiterbetrieb älterer Kraftwerke allenfalls zu einer tendenziellen Steigerung der CO₂-Zertifikatspreise führen. Diese wäre wiederum ein zusätzliches Preissignal zur marktbedingten Anpassung von Angebot und Nachfrage mit der Folge, dass diese Kraftwerke von effizienteren Neubaukraftwerken abgelöst würden.

9 Energiepolitische Handlungsfelder

Derzeit besteht eine hohe Dynamik in der Energiepolitik, um die erforderlichen Weichen für die Vollendung eines EU-Binnenmarktes für Elektrizität, die Erreichung der Klimaschutzziele, und den Ausbau der Erneuerbaren Energien zu stellen. All diese Entwicklungen sind in der dena-Studie nicht einbezogen. Um dem Markt bessere Möglichkeiten zu geben, relevante Anpassungsprozesse selbstständig **optimal** zu steuern, sollten durchaus bestehende Trägheiten und Inflexibilitäten von der Politik weiter abgebaut werden. Notwendig erscheint vor allem die konsequente Vollendung des EU Binnenmarktes für Elektrizitätsmärkte und für Erdgasmärkte und die optimale Integration von Erneuerbaren Energien in die Stromversorgung. Hierfür sind insbesondere nachfolgende Schritte von hoher Bedeutung.

¹⁴ Brennstoffpreisveränderungen sowie Veränderungen bei den CO₂-Zertifikatspreisen hingegen haben einen signifikanten Einfluss auf die Höhe der Strompreise. So sind die Strompreissteigerungen seit einigen Jahren insbesondere auf gestiegene Erdgas- und Steinkohlepreise sowie die Einpreisung von CO₂-Zertifikatskosten zurückzuführen.

9.1 Netzausbau

Sowohl der innerdeutsche Ausbau der Transportnetze für Elektrizität als auch der weitere Ausbau von Kuppelstellen zu benachbarten europäischen Stromnetzen muss konsequent und zeitnah umgesetzt werden. Dieser Netzausbau ist erforderlich, um durch das Zusammenwachsen getrennter Strommärkte zu einem oder einigen, wenigen, größeren europäischen Märkten eine höhere Liquidität und Wettbewerbsintensität auf den Elektrizitätsmärkten zu gewährleisten. Dies ist Voraussetzung dafür, dass nicht nur im nationalen, sondern auch im europäischen Umfeld die richtigen Signale zur Investition effizienter Kraftwerkstechnologien generiert werden.

Der Netzausbau ist auch erforderlich, um den Beitrag der dargebotsabhängigen Erzeugungstechnologien zur gesicherten Leistung (insbesondere Stromerzeugung aus Windenergieanlagen und Solarkraftwerken) durch die großräumige Vernetzung untereinander sowie mit Reservekraftwerken und Speicherkraftwerken signifikant zu erhöhen. Je mehr dies gelingt, um so höher wird der Beitrag der fluktuierenden Erzeugung aus den genannten und politisch gewollten erneuerbaren Stromerzeugungstechnologien für die Gewährleistung einer hohen Versorgungssicherheit.

9.2 EU-Binnenmarkt für Erdgas und Netzanschlussbedingungen

Die regulatorischen und politischen Rahmenbedingungen müssen sicherstellen, dass **verlässliche und nachhaltige Anreize für Investoren** geschaffen werden. Hierbei gilt es insbesondere sicherzustellen, dass neben den etablierten Stromerzeugern die zahlreich vorhandenen neuen Marktakteure klare Rahmenbedingungen vorfinden, um nachhaltige Investitionen in Erzeugungskapazitäten zu einem kalkulierbaren unternehmerischen Risiko zu tätigen. Auch diese Voraussetzung ist derzeit nicht in vollem Umfang erfüllt. Der Markt für Kraftwerksgas befindet sich z. B. unter der Kontrolle einiger weniger Gasimportgesellschaften. Dies ist ein Grund dafür, dass derzeit neue Erdgas-GuD-Projekte von neuen Marktakteuren nur mit Schwierigkeiten realisiert werden können, da eine kalkulierbare Grundlage für Kraftwerksgasverträge fehlt.

Ein weiteres Hindernis ist im Netzanschluss für Kraftwerke im Zusammenhang mit dem erforderlichen Netzausbau der Stromtransportnetze zu sehen, die trotz der neuen Kraftwerksnetzanschlussverordnung in der Praxis noch nicht abschließend geregelt sind. Die Markteintrittsbarrieren für neue Erzeuger, die im Wettbewerb zu den etablierten Erzeugern mit überwiegend abgeschriebenen Kraftwerkskapazitäten ein hohes Kapitalkostenrisiko eingehen, sind extrem hoch. Dieser Umstand kann zukünftig durchaus zur Investitionszurückhaltung und damit auch zu unerwünschten, vorübergehenden Preiseffekten führen. Letztendlich sollten Marktakteure allerdings bei Optimierung der entsprechenden rechtlichen Rahmenbedingungen als Reaktion auf hohe Preise Investitionen in 'retrofit'-Maßnahmen und Kraftwerksneubauten in ausreichendem Umfang durchführen.

9.3 Schrittweise Marktintegration Erneuerbarer Energien

Um die Gefahr "falscher" Marktsignale zu vermeiden, wird zusätzlich empfohlen, die Stromerzeugung aus Erneuerbarer Energie schrittweise in den Elektrizitätsmarkt zu integrieren. Der Rückwälzungsmechanismus, der mit der derzeitigen Aufnahmeverpflichtung durch die Übertragungsnetzbetreiber verbunden ist, ist immer noch intransparent. Dies gilt insbesondere für die Veredelung der fluktuierenden Einspeisung zu einem fixen Bandprodukt. Bei zunehmenden Anteilen Erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung ist es aber von herausragender Bedeutung, dass im Markt die durch die Einspeisung von Erneuerbaren Energien resultierenden Effekte in den entsprechenden Preissignalen sichtbar werden, auch um die notwendigen Komplementärinvestitionen zu Erneuerbaren Energien (z.B. Speicher und Lastmanagement) attraktiv zu machen.

Bei zunehmendem Anteil fluktuierender Erzeugung z. B. aus Windenergieanlagen onshore und offshore ist beispielsweise zu erwarten, dass die Struktur und Volatilität der Strompreise sich deutlich verändert: In windstarken Zeiten wird es zu deutlich niedrigeren Strompreisen kommen, als in windschwachen Zeiten. Diese Veränderung der Preiskurve im Vergleich zur gegenwärtigen Situation würde zur Folge haben, dass Investitionen, z. B. in Spitzenlastanlagen oder Speichertechnologien zum Ausgleich von Knappheiten in windschwachen Zeiten zunehmend attraktiv werden. Werden diese Preissignale aber als Folge des Rückwälzungsmechanismus im Markt verschleiert oder abgeschwächt, kann der Markt durch falsche Preissignale falsche Erwartungen bei potentiellen Investoren bewirken.

Geeignete Modelle der Marktintegration müssen dabei gleichzeitig das Wachstum der Erneuerbaren Energien gewährleisten.

9.4 Langfristige Rahmenbedingungen und Investitionssicherheit

Für potentielle Investoren in neue Erzeugungstechnologien müssen verlässlichere, langfristige Rahmenbedingungen bezüglich Klimaschutz, Optionen der Energieträgerwahl sowie der regulatorischen Ausgestaltung der Rahmenbedingungen der Elektrizitätsmärkte geschaffen werden. Offene Punkte in diesem Bereich sind insbesondere:

- In welchem Umfang ist die Erhöhung der Stromerzeugung aus Erdgaskraftwerken (mit und ohne Kraft-Wärme-Kopplung) politisch gewollt? In diesem Zusammenhang spielt die Kalkulierbarkeit langfristiger Kraftwerksgasverträge zu wettbewerbsfähigen Preisen eine nachhaltige Rolle. Diese Voraussetzung ist für Investoren zurzeit kaum erfüllt.
- Für die Investitionsbereitschaft von Investoren in Technologien, wie Kohle- und teilweise auch Gaskraftwerke, sowie Speichertechnologien, ist der Beschluss zum Ausstieg aus der Atomkraft eine wichtige Rahmenbedingung. Die Diskussion über Laufzeitverlängerungen verursacht hier Unsicherheit und damit Investitionszurückhaltung.

10 Fazit und Ausblick

Die vorherigen Ausführungen haben gezeigt, dass die dena-Kurzanalyse sowohl methodisch als auch bei den Annahmen zu den energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen deutliche Defizite aufweist. Welches die besten Optionen für die Entwicklung des Kraftwerksparks unter Berücksichtigung der Kriterien Klimaschutz, Preisgünstigkeit, Versorgungszuverlässigkeit und Versorgungssicherheit sind, kann mit einfachen zeitpunktbezogenen und statischen Methoden nicht abgeleitet werden.

Geeignete Analysen müssen einerseits eine simultane Betrachtung von Leistungs- und Energiebilanzen unter Berücksichtigung der Notwendigkeit der Vorhaltung von Regel- und Reserveenergie in einem dynamischen Kontext vornehmen. Andererseits müssen insbesondere Marktmechanismen berücksichtigt werden, die die europäischen Nachbarmärkte sowie die Wirkungsmechanismen liberalisierter Elektrizitätsmärkte einbeziehen. Nicht zuletzt sind die politischen Rahmenbedingungen, z.B. die angestrebte Treibhausgasemissionsminderung und die Ausgestaltung der Förderung der erneuerbaren Energieträger, einzubeziehen. Auch wenn solche Analysen einen hohen Grad an Komplexität mit sich bringen, kann hierauf nicht verzichtet werden, um die Gefahr von fehlerhaften Schlussfolgerungen zu vermeiden. Die aufgeworfenen Fragestellungen können daher nur mit Hilfe einer deutlich erweiterten Untersuchungsmethodik seriös beantwortet werden.

A1 Kraftwerksneubauprojekte

Kraftwerke der Kategorie A

Kraftwerk	Block	Unternehmen	Installierte Netto-Leistung in MW	Brenn-stoff	IBN-Jahr
KW Neurath	Neurath F / BoA 2	RWE Power AG	1050	Braunkohle	2011
KW Neurath	Neurath G / BoA 3	RWE Power AG	1050	Braunkohle	2012
KW Boxberg	Boxberg R	Vattenfall Generation	641	Braunkohle	2011
KW Irsching	Irsching 5	E.ON (51%), Mainova (15%), N-ERGIE (25%), HSE(9%)	845	Erdgas	2009
KW Irsching	Irsching 4 (CCGT)	E.ON & Siemens	530	Erdgas	2011
GuD - HKW Tiefstack	Tiefstack	Vattenfall Generation Europe	120	Erdgas	2009
GuD Lingen (Emsland)	Lingen	RWE Power AG	876	Erdgas	2010
KW Walsum	Walsum 10	Evonik; EVN; EnBW	725	Steinkohle	2011
KW Datteln	Datteln	E.ON Kraftwerke GmbH	1055	Steinkohle	2011
KW Hamm-Westfalen	Hamm-Westfalen D	RWE Power AG	765	Steinkohle	2012
KW Hamm-Westfalen	Hamm-Westfalen E	RWE Power AG	765	Steinkohle	2013
KW Karlsruhe RDK	Karlsruhe RDK 8	EnBW	850	Steinkohle	2012
KW EBL-Wilhelmshaven	Wilhelmshaven	Electrabel Deutschland AG; BKW	750	Steinkohle	2013
KW Moorburg	Hamburg Moorburg 2	Vattenfall Generation Europe	777,5	Steinkohle	2012
KW Moorburg	Hamburg Moorburg 1	Vattenfall Generation Europe	777,5	Steinkohle	2013
KW Trianel-Lünen	Lünen - Stummhafen	Trianel	746	Steinkohle	2013

Kraftwerke der Kategorie B1

Kraftwerk	Block	Unternehmen	Installierte Netto-Leistung in MW	Brenn-stoff	IBN-Jahr
Hürth	IGCC-CCS - Rheinland	RWE Power	360	Braunkohle	2015
GuD - Bocholt	Bocholt	Advanced Power / Siemens Project Ventures GmbH	400	Erdgas	2011
GK Linden (GKL)	GKL Linden, Hannover	Stadtwerke Hannover	148,5	Erdgas	2011
GuD Stade	SK- KW Stade - Dow Chemical	EnBW & Dow Deutschland	200	Erdgas	2012
GuD - Karlsruhe	Karlsruhe RDK 6S	EnBW	405	Erdgas	2011
GuD Ludwigsau	Ludwigsau	Iberdrola	950	Erdgas	2012
Steißfurt - Calbe / Schwandorf	Steißfurt - Calbe / Schwandorf	Electrabel Deutschland AG	800	Erdgas	2012
HKW Braunschweig Mitte	GuD-HKW-Mitte	BSEnergy	100	Erdgas	2011
HKW Duisburg III	Duisburg HKW IIIC	SW Duisburg	120	Erdgas	2013
KW EBL-Stade	Stade	Electrabel Deutschland AG	750	Steinkohle	2014
GKM Mannheim	Mannheim Block 9	GKM (MVV, EnBW, RWE)	843	Steinkohle	2014
KW Lubmin	Lubmin 1	DONG Energy	756	Steinkohle	2013
KW Lubmin	Lubmin 2	DONG Energy	756	Steinkohle	2014
KW Mainz (Ingelheimer Aue)	Mainz (Ingelheimer Aue)	KMW AG	790	Steinkohle	2014
KW Wilhelmshaven	Wilhelmshaven	E.ON Kraftwerke GmbH	520	Steinkohle	2015
KW EBL-Brunsbüttel	Brunsbüttel	Electrabel Deutschland AG	750	Steinkohle	2014

Kraftwerke der Kategorie B2

Kraftwerk	Block	Unternehmen	Installierte Netto-Leistung in MW	Brenn-stoff	IBN-Jahr
KW Niederaußem	Niederaußem BoA 4	RWE Power AG	1050	Braunkohle	2015
KW Niederaußem	Niederaußem BoA 5	RWE Power AG	1050	Braunkohle	2016
GuD - Frankfurt	Frankfurt / Industriepark Griesheim	Nuon	400	Erdgas	2010
GuD Eisenhüttenstadt	Eisenhüttenstadt	Gazprom / Soteg	400	Erdgas	2011
GuD Eisenhüttenstadt	Eisenhüttenstadt	Gazprom / Soteg	400	Erdgas	2011
GuD Lubmin I	Lubmin I-1	E.ON / Gazprom	421	Erdgas	2012
GuD Lubmin I	Lubmin I-2	E.ON / Gazprom	421	Erdgas	2012
GuD Lubmin I	Lubmin I-3	E.ON / Gazprom	421	Erdgas	2012
GuD Lauchhammer	Lauchhammer	Iberdrola	950	Erdgas	2012
KW Haiming	Burghausen	OMV	800	Erdgas	2012
Plattling	Plattling	Mylykoski	129	Erdgas	2010
KW Weiher	Weiher - Quierschied	Evonik	400	Erdgas	2012
KW Stade	SK- KW Stade - Dow Chemical	EnBW & Dow Deutschland	850	Steinkohle	2014
KW Staudinger	Staudinger Block 6	E.ON Kraftwerke GmbH	1055	Steinkohle	2014
KW Krefeld Uerdingen	Uerdingen (Bayer Gelände)	Trianel / Bayer	746	Steinkohle	2015
KW Düsseldorf Lausward	Düsseldorf Lausward	SW Düsseldorf	370	Steinkohle	2014
KW EON-Stade	Stade	E.ON Kraftwerke GmbH	1055	Steinkohle	2015
KW Dörpen	Dörpen	BKW	830	Steinkohle	2013

Kraftwerke der Kategorie C

Kraftwerk	Block	Unternehmen	Installierte Netto-Leistung in MW	Brenn-stoff	IBN-Jahr
KW Mumsdorf	Neubau Mumsdorf	Mibrag	100	Braunkohle	2012
KW Profen	Profen	Mibrag & Partner	600	Braunkohle	2015
GuD Lubmin II	Lubmin II-1	EnBW	400	Erdgas	2012
GuD Lubmin II	Lubmin II-2	EnBW	400	Erdgas	2012
GuD Lubmin II	Lubmin II-3	EnBW	400	Erdgas	2012
GuD Industriestandort Premnitz	GuD Premnitz	Atel	400	Erdgas	2013
KW Südweststrom Brunsbüttel	Brunsbüttel	SüdwestStrom	750	Steinkohle	2013
KW Südweststrom Brunsbüttel	Brunsbüttel	SüdwestStrom	750	Steinkohle	2014
KW Emden	Emden	DONG Energy	750	Steinkohle	2015
KW Emden	Emden	DONG Energy	750	Steinkohle	2016
KW GETEC-Brunsbüttel	Brunsbüttel	GETEC Energie	790	Steinkohle	2014
KW Evonik-Lünen	Lünen	Evonik	725	Steinkohle	2015
HKW Klingenberg	HKW Klingenberg Berlin	Vattenfall	720	Steinkohle	2014
KW Marl	Marl (Industriepark)	Evonik	750	Steinkohle	2016
KW Kiel	Kiel	GKK (Stw Kiel, E.ON)	765	Steinkohle	2015
KW Herne	Herne 5	Steag; Kommunale Partner	700	Steinkohle	2012
KW Arneburg Stendal	Arneburg Stendal Block A	RWE Power	820	Steinkohle	2016
KW Arneburg Stendal	Arneburg Stendal Block B	RWE Power	820	Steinkohle	2016

A2 Literaturverzeichnis

BMWi (2008): Monitoring-Bericht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie nach § 51 EnWG zur Versorgungssicherheit im Bereich der leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität.

BNetzA (2008): Monitoringbericht 2008.

Consentec / EWI / IAEW (2008): Analyse und Bewertung der Versorgungssicherheit in der Elektrizitätsversorgung.

dena (2008): Kurzanalyse der Kraftwerks- und Netzplanung in Deutschland bis 2020 (mit Ausblick auf 2030); Versionen vom 12.03.2008 & 15.04.2008

EWI et al. (2005): Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020.

EWI / Prognos (2006): Auswirkungen höherer Ölpreise auf Energieangebot und –nachfrage. Ölpreisvariante der Energiewirtschaftlichen Referenzprognose 2030, Köln / Basel, 2006.

EWI / Prognos (2007): Energieszenarien für den Energiegipfel 2007. Endbericht. Berlin, Juli 2007.

Ockenfels, Axel (2008): Geht in Deutschland das Licht aus?; Frankfurter Allgemeine Zeitung vom 16.08.2008 (Nr. 191, S. 11).

RWE (2007): Unsere Verantwortung.

UCTE (2008): System Adequacy Forecast 2008 – 2020.

VGB (2006): Analyse der Nichtverfügbarkeit von Wärmekraftwerken 1996-2005 / VGB Technische Vereinigung der Grosskraftwerksbetreiber. -Essen : VGB, 2006. - 121 S. ST-23-11(2005)