

DEBRIV-Hintergrundpapier zum Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Strom 2015

Zur wahrscheinlichen Betriebsdauer und Auslastung von Braunkohlenkraftwerken im Zeithorizont 2025 und 2035

Inhalt

	Seite
0. Vorbemerkung	1
1. Ergebnisse und Anregungen	3
1.1 Zusammenfassung	3
1.2 Anregungen für den Szenariorahmen Netzentwicklungsplan 2015	7
2. Begründung	10
2.1 Vorbemerkung und Fragestellung	10
2.2 Energiepolitische Rahmenbedingungen	11
2.3 Zeithorizont und Aussagekraft von Szenariorechnungen und Prognosen	12
2.4 Braunkohlenvorräte in Deutschland	13
2.5 Entwicklung der Preise für Brennstoffe von Kraftwerken	15
2.6 Stromwirtschaftliche Bedeutung der Braunkohle	15
2.7 Unbefristete Betriebsgenehmigung für Kraftwerke auf Grundlage des Umweltrechts	17
2.8 Leistung der Braunkohlenkraftwerke – Status 2013	18
2.9 Grundsätze für Bau und Betrieb von Braunkohlenkraftwerken	18
2.10 Flexibilität und Systemdienstleistungen	20
2.11 Perspektive rheinisches Braunkohlenrevier	21
2.12 Perspektive mitteldeutsches Revier	22
2.13 Perspektive Lausitzer Revier	23
2.14 Auslastung von Braunkohlenkraftwerken	24

0. Vorbemerkung

Für den Ausbau der großräumigen Strominfrastruktur sind eine Vielzahl von Randbedingungen relevant. Wichtig sind die energie- und umweltpolitischen Entscheidungen auf Ebene der Europäischen Union, der Bundesrepublik und der Bundesländer. Anzusprechen sind die Entwicklungen auf den Brennstoff- und Strommärkten sowie das Investorenverhalten. Auf allen Feldern sind Veränderungen denkbar, insbesondere über die längere Frist.

Gleichwohl gibt es auch stabile Größen, die in ihrer Entwicklung gut einzuschätzen sind. Ein Beispiel dafür ist die heimische Braunkohle. Hierzu beinhaltet dieses Papier eine Vielzahl von Informationen.

Der vom Gesetzgeber vorgegebene Ansatz eines rollierenden Planungsprozesses für den Ausbau der Übertragungsnetze ist sachgerecht. Nachdem jetzt einige Jahre Erfahrung vorliegen, kann berechtigterweise gefragt werden, ob eine jährliche Überarbeitung zweckmäßig ist. Möglicherweise ist ein dreijähriger Rhythmus angemessen.

Der Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne Strom 2015 ist nach Einschätzung der Braunkohlenindustrie von besonderer Bedeutung. Zunächst weil der Bundesgesetzgeber eine weitreichende Reform im Bereich der erneuerbaren Energien vornimmt, mit der erhöhte Planungssicherheit für alle Beteiligten erreicht werden soll. Hinzu kommt, dass auf Grundlage des NEP Strom 2015 das Gesetz über den Bundesbedarfsplan zum Ausbau der Übertragungsnetze voraussichtlich novelliert wird.

Die aktuelle Diskussion über die geopolitischen und preislichen Risiken im Bereich der Öl- und Gasversorgung belegt darüber hinaus, wie wichtig ein breiter Energie- und Technologiemix im Bereich der Stromversorgung ist. Im Hinblick auf den Standort Deutschland kommt dabei der Braunkohle eine besondere Bedeutung zu, weil sie sicher verfügbar ist und einen wettbewerbsfähigen Beitrag zur Stromversorgung leisten kann. Zunehmende Flexibilität und Systemdienstleistungen führen dazu, dass die Braunkohle sich in den angestrebten Transformationsprozess des deutschen Stromsystems gut einpasst. Die energie- und umweltpolitischen Ziele können besser

erreicht werden, wenn die Potenziale mit einbezogen werden, die sich aus der Verfügbarkeit der heimischen Braunkohle ergeben.

DEBRIV hat sich bereits in den vergangenen Jahren am Diskussionsprozess zu den Szenarienrahmen für die Erarbeitung der Netzentwicklungspläne beteiligt. Ein wesentliches Bedenken der Braunkohlenindustrie dabei war, dass die spezifischen Bedingungen, unter denen die Braunkohlengewinnung und –verstromung erfolgt, nicht sachgerecht abgebildet wurden. Insbesondere die Festlegung einer standardisierten Betriebsdauer für Braunkohlenkraftwerke erschien fragwürdig.

Für den Vorbereitungsprozess zum Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Strom 2015 hat DEBRIV vorliegendes Hintergrundpapier erarbeitet. In diesem Papier sind Anregungen enthalten, die von den Übertragungsnetzbetreibern bei der Erstellung des Entwurfs Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne Strom 2015 teilweise aufgegriffen wurden.

Um diese Materialien allgemein verfügbar zu machen, werden sie als Anlage zur Stellungnahme des Deutschen Braunkohlen-Industrie-Vereins zum Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne Strom 2015 an die Bundesnetzagentur übermittelt.

1. Ergebnisse und Anregungen

1.1 Zusammenfassung

Die in Deutschland politisch angestrebte Transformation der Stromversorgung hin zu erneuerbaren Energien ist ein auf vier Jahrzehnte angelegter Prozess, bei dem Zwischenstände zu definieren und zu bewältigen sind. Eine Herausforderung ist, wie die Sicherheit der Stromversorgung erhalten werden kann.

Stark fluktuierende Einspeisung aus Wind-On- und Offshore- sowie Photovoltaik-Anlagen einerseits und regelbare Kapazitäten andererseits müssen in einem System integriert werden. Nach dem Kernenergieausstieg sind dafür Stein- und Braunkohlen- sowie Gaskraftwerke notwendig. Regelbare Kapazitäten müssen annähernd die gesamte Last abdecken können, die in Deutschland bis zu 85 GW in der Spitze erreichen kann. Gleichzeitig sind regelbare Stromerzeugungsanlagen für die Erbringung von Systemdienstleistungen, i. W. den Frequenz- und Spannungserhalt, unverzichtbar.

Diese regelbaren Kapazitäten umfassen nach aller Erwartung einen Mix verschiedener Kraftwerkstypen, die unterschiedliche Brennstoffe nutzen. In dieser Ausarbeitung wird der Frage nachgegangen, welche Rolle die Braunkohlenkraftwerke einnehmen können.

Untersucht wird zunächst die Verfügbarkeit des Brennstoffs und die Wettbewerbsposition der Braunkohle im Verhältnis zu importierter Steinkohle und Erdgas. Dargestellt werden der Status und die Perspektive der großen Braunkohlenkraftwerke im rheinischen, mitteldeutschen und Lausitzer Revier.

Erörtert wird insbesondere die Fragestellung, ob die in vielen Szenariobetrachtungen zugrunde gelegte Annahme zweckmäßig ist, die Betriebsdauer von Braunkohlenkraftwerken in Deutschland durch die Vorgabe eines Jahreswerts zu begrenzen. In Studien und Szenariobetrachtungen wird mit einer Spannweite von 40 bis zu 60 Jahren Betriebsdauer für Braunkohlenkraftwerke gearbeitet. Die Bundesnetzagentur legte bisher 50 Jahre zugrunde.

Die vorliegende Stellungnahme kommt zum Ergebnis:

Aufgrund der spezifischen Gegebenheiten in den Braunkohlenrevieren ist die Vorgabe einer festen Betriebsdauer nicht sachgerecht, wie dies bisher mit einer standardisierten Betriebsdauer von 50 Jahren für Kohlenkraftwerke in den Szenarienrahmen für die NEPs der vergangenen Jahre geschah.

Die Genehmigung der Braunkohlentagebaue beruht im Wesentlichen auf energie- sowie rohstoffpolitischen Entscheidungen der Länder und die Kohlengewinnung erfolgt auf Grundlage des Bundesberggesetzes sowie anderer einschlägiger Gesetze. Die Entwicklung des Kraftwerksportfolios in den Revieren orientiert sich an der bedarfsgerechten Bereitstellung der Kohlenvorräte und ist Ergebnis dieser energiepolitischen Zielsetzungen.

Die in den Tagebauen zum Abbau vorgesehenen Kohlenvorräte bestimmen im Wesentlichen die Betriebsdauer der Kraftwerke, die alle über zeitlich unbegrenzte Betriebsgenehmigungen verfügen. Unter heutigen und bei plausiblen Annahmen absehbaren Bedingungen kann davon ausgegangen werden, dass die Kohlenvorräte umfassend genutzt werden.

Unter dieser Voraussetzung wird abgeschätzt, dass die in den drei deutschen Braunkohlenrevieren verfügbare Kraftwerksleistung im Jahr 2025 voraussichtlich in einer Größenordnung von 21 GW_{netto} liegen wird. In 2035 ist eine Größenordnung in einer Spannweite von 15 bis 17 GW_{netto} hoch plausibel.

Bei vergleichsweise guter Auslastung der Braunkohlenkapazität wird dieser heimische Energieträger einen wichtigen Beitrag zum Gelingen der angestrebten Transformation des deutschen Stromsystems hin zu mehr erneuerbaren Energien leisten. Dieser Beitrag wird im Wettbewerb zu anderen Erzeugungsverfahren, insbesondere auf Grundlage von importiertem Erdgas und importierter Steinkohle erbracht.

Die Nutzung der Braunkohle unterstützt die Erreichung aller Ziele der deutschen Energiepolitik, nämlich die Stromversorgung sicher, wirtschaftlich und umweltgerecht zu gestalten. Hierzu ist insbesondere auch auf die Energiestrategien in den Braunkohlenländern Nordrhein-Westfalen, Sachsen, Sachsen-Anhalt und Brandenburg zu verweisen.

Für die Reviere ergibt sich folgendes Bild.

Im **rheinischen Braunkohlenrevier** sind in den Tagebauen Inden, Garzweiler und Hambach insgesamt 3 Mrd. t Braunkohle verfügbar (Bild 3). Bei einer Förderung in einer Bandbreite von 90 bis 100 Mio. t im Jahr reichen diese Vorräte bis zur Mitte dieses Jahrhunderts. Ein Sonderfall ist der Kraftwerksstandort Weisweiler/Tagebau Inden, der wegen Erschöpfung der Kohlenvorräte um 2030 stillgelegt wird (Bild 15).

Die großen Braunkohlenkraftwerksstandorte Niederaußem, Neurath und Frimmersdorf, die aus den Tagebauen Hambach und Garzweiler versorgt werden, sind als Einheit zu betrachten (Bild 3). Auf diese drei Kraftwerksstandorte sind insgesamt 16 Blöcke mit einer Gesamtkapazität von rd. 8,2 GW verteilt. Die Neubaublöcke in Niederaußem (BoA 1) sowie Neurath (BoA 2 und 3) mit einer Kapazität von 3,2 GW haben eine Betriebserwartung bis Mitte des Jahrhunderts (Bild 15). Die zu je zwei Blöcken auf die Standorte Niederaußem und Neurath entfallenden Anlagen der 600 MW-Klasse wurden durch Retrofitmaßnahmen grundlegend für den langfristigen Betrieb ertüchtigt und an die zukünftigen Anforderungen, insbesondere Flexibilität, angepasst. Die 300 MW-Anlagen wurden einerseits modernisiert, andererseits sind hierfür Reinvestitionen gemäß dem zwischen der Landesregierung NRW und RWE vereinbarten Kraftwerkserneuerungsprogramm vorgesehen. In diesem Rahmen erfolgt ein nächster Schritt durch den Neubau einer BoAplus-Anlage mit 1.100 MW Kapazität als Ersatz für vier 300 MW-Blöcke am Standort Niederaußem.

Im **mitteldeutschen Revier** liegen die genehmigten Vorräte im Bereich der Tagebaue Vereinigtes Schleenhain (2040) und Profen (2030) in einer Größenordnung von rund 0,5 Mrd. t (Bild 4). Davon sind bereits 450 Mio. t vertraglich gebunden. Durch Feldesarrondierungen können weitere Vorräte verfügbar gemacht werden. Beispiele

derartiger Maßnahmen sind der vorgesehene zusätzliche Abbau im Bereich Pödelwitz im Grenzbereich des Tagebaus Vereinigtes Schleenhain sowie Domsen West im Grenzbereich des Tagebaus Profen. Darüber hinaus sind perspektivisch weitere Lagerstätten verfügbar.

Die MIBRAG ist im Gegensatz zu RWE und Vattenfall vorrangig ein Rohkohlenlieferant. Daher gestaltet sich die Abnahmestruktur der MIBRAG differenzierter. Die Neubaukraftwerke an den Standorten Schkopau (900 MW) und Lippendorf (1.800 MW) entsprechen hinsichtlich Effizienz und Flexibilität dem modernsten Stand der Technik (Bild 16).

Neben den Hauptabnehmern Lippendorf und Schkopau beliefert MIBRAG das Kraftwerk Buschhaus, die Heizkraftwerke Chemnitz und Dessau sowie den Industriestandort Zeitz der Südzucker AG. Durch diese Belieferungen wird mit MIBRAG-Kohle in diesen Regionen nicht nur die Stromerzeugung gewährleistet, sondern auch Fernwärme und Prozessdampf bereitgestellt. Eine umfängliche Wärmeauskopplung erfolgt an den Standorten Lippendorf für die Stadt Leipzig, Chemnitz und Dessau für die jeweiligen Städte, Schkopau für die ansässige chemische Industrie sowie in Zeitz für die regionale Zuckerindustrie.

Im **Lausitzer Revier** liegen die landesplanerisch genehmigten Kohlevorräte in einer Größenordnung von 1,5 Mrd. t (Bild 5). Meilensteine waren die landesplanerische Genehmigung am 7. März 2014 für den Bereich Nochten durch die Sächsische Staatsregierung sowie der Erlass einer Rechtsverordnung durch die Landesregierung Brandenburg zum Tagebau Welzow vom 3. Juni 2014. Die Braunkohlenkraftwerke haben eine Kapazität von rd. 7 GW.

An den Standorten Schwarze Pumpe und Boxberg stehen Neubaukraftwerke mit einer Betriebserwartung bis Mitte des Jahrhunderts (Bild 16). Weiter sind in der Lausitz acht Blöcke mit jeweils 500 MW an den Standorten Jänschwalde (sechs Blöcke) sowie Boxberg (zwei Blöcke) verfügbar. Diese Anlagen wurden einem grundlegenden Retrofit unterzogen und können heute sehr flexibel betrieben werden. Für den Standort Jänschwalde ist auf die Entscheidung zu verweisen, die bestehende Anlage gegen 2030 stillzulegen. Am selben Standort soll eine Ersatzanlage nach dem dann neuesten Stand der Technik errichtet werden, wobei über die Kapazität noch nicht

entschieden wurde. Die 500 MW-Anlagen am Standort Boxberg haben aus heutiger Sicht eine weit über 50 Jahre hinausreichende technisch-wirtschaftliche Betriebsdauer.

1.2 Anregungen für den Szenariorahmen Netzentwicklungsplan 2015

Unter Berücksichtigung der dargestellten Besonderheiten wird vorgeschlagen, im Szenariorahmen 2015 für den Zeithorizont 2025 bzw. 2035 folgende Aussagen aufzunehmen:

Zeithorizont 2025

Die an den Kraftwerksstandorten Weisweiler, Niederaußem, Neurath und Frimmersdorf vorhandenen Anlagen werden im Jahr 2025 in gleicher Kapazität verfügbar sein wie heute, wobei am Standort Niederaußem von der Realisierung des Projekts BoAplus bei leistungsgleicher Stilllegung von Altanlagen ausgegangen werden kann (Bild 15). In Mitteldeutschland werden die Braunkohlenkraftwerke an den Standorten Schkopau, Lippendorf, Buschhaus und weitere Abnehmer mit gleicher Kapazität wie heute verfügbar sein (Bild 16). Im Lausitzer Revier werden die Kraftwerke an den Standorten Schwarze Pumpe, Boxberg und Jänschwalde mit gleicher Kapazität verfügbar sein wie heute.

Die Kapazität der Braunkohlenkraftwerke liegt im Jahr 2025 voraussichtlich in einer Größenordnung von 21,0 GW_{netto}. Dabei sind leichte Unschärfen zu verzeichnen, denn es ist nicht absehbar, ob die neben den Großanlagen bestehenden kleineren Anlagen zu diesem Zeitpunkt noch alle in Betrieb sein werden (Bild 17).

Zeithorizont 2035

Im rheinischen Revier wird gegen 2030 der Standort Weisweiler stillgelegt sein. Am Standort Niederaußem werden zu diesem Zeitpunkt zwei 600 MW-Blöcke, BoA 1 sowie BoAplus verfügbar sein. Die am Standort Neurath stehenden Blöcke der 600 MW-Klasse sowie BoA 2/3 werden verfügbar sein. Für die an den Standorten Neurath und Frimmersdorf heute betriebenen 300 MW-Anlagen ist die Prognose nicht eindeutig. Plausibel sind zwei Szenarien, Ersatz durch Neuanlagen oder Retrofit und Lebens-

dauerverlängerung auf 60 Jahre. Aus Vorsorgegründen sollten die Kapazitäten im Netzentwicklungsplan berücksichtigt werden. In Mitteldeutschland werden die Braunkohlenkraftwerke an den Standorten Schkopau und Lippendorf mit gleicher Kapazität wie heute verfügbar sein. Im Lausitzer Revier werden die sechs 500 MW-Anlagen am Standort Jänschwalde stillgelegt sein. Voraussichtlich wird ein Neubau an diesem Standort erfolgt sein (Kapazität möglicherweise 1.000 MW). Die Kraftwerksanlagen am Standort Schwarze Pumpe (zwei Blöcke) sowie Boxberg (vier Blöcke) werden weiter verfügbar sein.

Insgesamt sollte der NEP 2015 für 2035 zumindest die Kraftwerksleistung an den großen Standorten berücksichtigen, die gemäß dieser Unterlage als verfügbar einzuschätzen sind. Das sind netto voraussichtlich 8,16 GW im Rheinland, 4,96 GW in der Lausitz (inkl. 1 GW Jänschwalde neu) sowie 2,65 GW in Mitteldeutschland. In Summe handelt es sich um eine Größenordnung von bis zu 17 GWnetto. Davon entfallen auf die Großkraftwerke voraussichtlich 15,7 GWnetto.

Sofern nicht der hier dargestellten spezifischen Entwicklung gefolgt werden kann und in den Modellen aus systematischen Gründen eine zeitliche Limitierung der Betriebszeit für Braunkohlenkraftwerke weiter vorgesehen werden soll, wird angeregt, eine Betriebsdauer von 60 Jahren im Modell zu berücksichtigen.

Hinsichtlich der **Auslastung** der Braunkohlenkraftwerke lassen sich ebenfalls zwei Zeithorizonte unterscheiden. Zunächst geht es um die Phase bis 2023, in der der Kernenergieausstieg erfolgt. Die Planungen der Bundesregierung bzgl. des Ausbaus erneuerbarer Energien sind gemäß der Koalitionsbeschlüsse so angelegt, dass der entfallene Versorgungsbeitrag der Kernenergie im Wesentlichen durch erneuerbare Energien ersetzt wird. Dies bedeutet, dass im Zeitraum bis 2023 der durch konventionelle Anlagen abzudeckende Versorgungsbeitrag in etwa der heutigen Dimension entspricht. In diesem Segment konkurriert Braunkohle mit Steinkohle und Erdgas und es besteht die Erwartung, dass aufgrund der günstigen Wettbewerbssituation, aber auch im Hinblick auf die europäischen Entscheidungen zum Emissionshandel

und die zu erwartenden CO₂-Preise die Braunkohlenkraftwerke weiter hoch ausgelastet sein werden.

In dem darauf folgenden Jahrzehnt, d. h. über das Jahr 2030 hinaus, ist eine Phase beim Umbau des Stromsystems zu erwarten, in der verstärkt die Integration zwischen erneuerbarer Energie einerseits und regelbaren Kraftwerken andererseits zu bewältigen sein wird. Dabei ist zu berücksichtigen, dass durch Fortschritte, insbesondere im Bereich der Windenergie, die Kurve der Residuallast tendenziell flacher wird und damit im Segment der regelbaren Kraftwerke wettbewerbsstarke Anlagen durchaus eine höhere Anzahl an Betriebsstunden erreichen können.

Hinzu kommt, dass aus Gründen der Netzstabilität – Frequenz und Spannungshaltung – immer Mindestkapazitäten regelbarer Kraftwerke am Netz sein müssen, die in einer Größenordnung von 15 bis 20 GW einspeisen werden. Hier besteht ein Bedarf, der selbst in Zeiten starker Einspeisung von Wind und PV dazu führen wird, dass Braunkohlenanlagen zwar in der Leistung stark gedrosselt, aber dennoch am Netz betrieben werden.

2. Begründung

2.1 Vorbemerkung und Fragestellung

Die Transformation der Stromversorgung hin zu erneuerbaren Energien ist ein auf vier Jahrzehnte angelegter Prozess. Dabei sollen insbesondere die sehr volatil einspeisende Photovoltaik und Windkraft wachsende Versorgungsbeiträge erbringen.

Für die Stromversorgung sind wegen der stochastischen Einspeisung entweder komplementär regelbare Erzeugungskapazitäten erforderlich oder sehr große, auch saisonale Schwankungen abdeckende, Stromspeicher.

So lange Stromspeicher sehr viel mehr kosten als die Stromerzeugung in regelbaren Anlagen, wird man zwei parallele Systeme von Erzeugungsanlagen betreiben. Dabei muss sich die Leistung der regelbaren Kapazitäten an der abzudeckenden Last orientieren, die in einer Größenordnung von 40-85 GW an Normaltagen in Deutschland schwankt.

Langfristig werden insbesondere regelbare Kraftwerke auf Basis von Stein- und Braunkohle sowie Erdgas benötigt. Die Konfiguration dieses Kraftwerksparks wird sich ausgehend von den heutigen Gegebenheiten evolutionär entwickeln.

Maßgeblich für die Zusammensetzung des Kraftwerksparks ist zunächst die Frage, wie lange die bereits heute existierenden Anlagen noch sinnvollerweise genutzt werden können und in welchem Umfang und auf welcher Grundlage Reinvestitionen vorzusehen sind. Klar ist die Situation bei der Kernenergie; der Ausstiegspfad ist gesetzlich vorgezeichnet. Je länger die Frist, umso unsicherer werden die Aussagen zu regelbaren Kapazitäten. Zu berücksichtigen sind allerdings gut prognostizierbare Elemente. Bei der Braunkohle z. B. der Umfang der zum Abbau genehmigten Vorräte, die existierenden Tagebaue und Kraftwerke sowie die Kostenstrukturen.

Planungen der Netzinfrastruktur, wie sie in den NEP's erfolgen, müssen zunächst diese Tatbestände berücksichtigen. Weiter ist darauf zu verweisen, dass über die NEP's gewährleistet werden soll, dass alle Stromerzeuger auf Grundlage eines ange-

messenen Netzausbaus den von ihren Anlagen erzeugten Strom diskriminierungsfrei einspeisen können, um ihre Kunden im deutschen und europäischen Markt zu beliefern. Es ist nicht Aufgabe oder Ziel der Netzentwicklungspläne, den Brennstoffmix im Bereich der regelbaren Kraftwerke vorzuprägen oder Festlegungen zu treffen, die auf eine Präferenz für bestimmte Technologien, z. B. Speicher oder Kraftwerke, hinauslaufen.

2.2 Energiepolitische Rahmenbedingungen

Der Koalitionsvertrag der Bundesregierung und die bei der Reform des EEG gesetzten Eckpunkte (Entwurf vom 8. April 2014) beinhalten direkt und mittelbar wichtige energiepolitische Aussagen, die für die Entwicklung der Braunkohlenindustrie bedeutsam sind. Zunächst ist auf die Formulierung im Koalitionsvertrag zu verweisen: „Die konventionellen Kraftwerke (Braunkohle, Steinkohle, Gas) als Teil des nationalen Energiemixes sind auf absehbare Zeit unverzichtbar.“ Damit wird die Bedeutung eines komplementären Systems zur Stromerzeugung unterstrichen, mit dem die Versorgungssicherheit und die Wirtschaftlichkeit respektive Bezahlbarkeit der Stromversorgung sichergestellt werden soll.

Das neue EEG definiert einen langfristigen Ausbaupfad für die erneuerbaren Energien. Die von der Bundesregierung beschlossenen Ziele bedeuten für die Braunkohle eine erhöhte Planungssicherheit, weil sie zeigen, dass die Braunkohle noch auf lange Sicht einen wichtigen Beitrag zur Versorgung leisten wird (Bild 7).

Die bergbauliche Gewinnung des Rohstoffs Braunkohle erfolgt im Rahmen der maßgeblich durch die Länder bestimmten Ziele zur Raumordnung und Landesplanung sowie der im Bundesberggesetz und in Fachgesetzen definierten Anforderungen.

Insbesondere in den raumordnerischen Verfahren, den sog. Braunkohlenplanverfahren, nimmt die Abwägung der energiewirtschaftlichen Erfordernis einerseits und der Eingriffe in die sozialen bzw. natürlichen Gegebenheiten andererseits breiten Raum ein. Alle Braunkohlenpläne und auch die bergrechtlichen Rahmenbetriebspläne stützen sich im Rahmen der Abwägungsprozesse auf eine umfassende energiepolitische und energiewirtschaftliche Begründung.

Die Braunkohlenpläne werden von den Regierungen der Bundesländer genehmigt. Damit wird die Braunkohlegewinnung zu einem Ziel der Raumordnung und Landesplanung. In einer Vielzahl von Stellungnahmen der Landesregierungen in Nordrhein-Westfalen, Sachsen, Sachsen-Anhalt und Brandenburg werden die energiepolitischen Entscheidungen als Grundlage für die Braunkohlenplanung ausführlich dargestellt und begründet. Die Stellungnahmen der Landesregierungen zeigen auch, dass die Nutzung der Braunkohle in Einklang zu den klimapolitischen Zielen der Bundesregierung stehen. In diesem Zusammenhang ist das Urteil des Bundesverfassungsgerichts vom 17. Dezember 2013 zum Tagebau Garzweiler II anzusprechen. Das Bundesverfassungsgericht sieht im Braunkohlenabbau ein legitimes Gemeinwohlziel und würdigt den Beitrag der Braunkohlenverstromung zur Stromerzeugung in Deutschland.

2.3 Zeithorizont und Aussagekraft von Szenariorechnungen und Prognosen

Die Bundesnetzagentur beschreibt im Szenariorahmen Strom 2013 auf Seite 5 die Szenariotechnik, ihre Möglichkeit und Grenzen zutreffend (Bild 1).

Eine wichtige Frage im Kontext von Modellrechnungen ist, ob man bei der Modellierung des Transformationsprozesses mit „festen Vorgaben“ für die Betriebsdauer von Kraftwerksanlagen arbeitet.

In den Studien, die in den vergangenen Jahren u. a. in Deutschland und im Rahmen der EU erarbeitet wurden, wird eine Spannweite von 40 bis zu 60 Jahren Betriebsdauer für Kohlenkraftwerke zugrunde gelegt. Je nachdem welche Werte man unterstellt, ergeben sich unterschiedlich hohe Reinvestitionserfordernisse, wobei üblicherweise unterstellt wird, dass diese Investitionen gemäß den zu diesem Zeitpunkt gültigen Parametern entschieden werden, die die Wirtschaftlichkeit bestimmen.

In dieser Ausarbeitung wird der Frage nachgegangen, welche Annahmen zweckmäßigerweise für den Park der größeren Braunkohlenkraftwerke zugrunde gelegt werden sollten. Ausgangspunkt sind einerseits die Struktur und das Alter der Flotte an gro-

ßen Braunkohlenkraftwerken im rheinischen, mitteldeutschen und Lausitzer Revier, andererseits die Kohlenvorräte. Im Hinblick auf die bestehenden Anlagen werden Aussagen zur erwarteten Betriebsdauer getroffen, wobei auch spezifische, aus der Bergbauplanung und dem Gesamtsystem resultierende Fragen angesprochen werden.

2.4 Braunkohlenvorräte in Deutschland

Deutschland verfügt in drei Regionen, nämlich dem Rheinland, Mitteldeutschland und der Lausitz über große Braunkohlenvorräte. Diese Lagerstätten sind selbst in internationalem Maßstab von beachtlicher Größe. Große Teile dieser Braunkohlenvorkommen gelten als wirtschaftlich gewinnbare Vorräte. In genehmigten und erschlossenen Tagebauen sind 5,0 Mrd. t verfügbar (Bild 2).

Die Braunkohle wird von Lockergestein überlagert und kann kostengünstig im Tagebaubetrieb mit sogenannter kontinuierlicher Förder- und Gewinnungstechnik hereingewonnen werden.

Die langfristige Planung der Tagebaue und die Genehmigung neuer Abbaufelder erfolgt vor dem Hintergrund der erwarteten Braunkohlennutzung, sei es in Großkraftwerken oder durch die Veredlungsbetriebe. Annähernd 90 % der Braunkohlenförderung wird heute in Kraftwerken verstromt. Aufgrund dieser Tatsache ist der Substanzerhalt im Bereich des Kraftwerksportfolios von besonderer Bedeutung.

Die Gewinnungskosten für die heimische Braunkohle liegen, bezogen auf den Energieinhalt, günstig. Unterstellt man aktuell Preise für Importkohle in einer Größenordnung von zurzeit 80 €/t SKE an der deutschen Grenze als Maßstab für die Wettbewerbsfähigkeit, so liegen die Bereitstellungskosten für Braunkohle frei Kraftwerk in einer Größenordnung von rund 50 % für diesen Wert (Bild 10).

Einen Überblick über die Tagebausituation, die Kohlenvorräte, Kraftwerksstandorte und Kohlenförderung geben für

- das rheinische Revier Bild 3,
- das mitteldeutsche Revier Bild 4 sowie
- das Lausitzer Revier Bild 5.

Deutlich wird, dass die genehmigten bzw. im Genehmigungsverfahren befindlichen Vorräte eine zuverlässige Basis für die langfristige Versorgung der Braunkohlenkraftwerke darstellen.

Jenseits der heute genehmigten oder in Genehmigung befindlichen Tagebaue sind in allen Revieren große Vorräte verfügbar, die nach heutigen Maßstäben wirtschaftlich gewinnbar sind. Zur Beantwortung der Frage, ob weitere Braunkohlevorkommen später einmal für die Gewinnung genehmigt und erschlossen werden, wird nicht alleine die energetische Nutzung bestimmend sein.

Braunkohle wird zwar heute überwiegend als Energieträger eingestuft. Dies verstellt jedoch den Blick auf die Qualität als kohlenstoffreicher Rohstoff. Weltweit gesehen wird Kohle schon bei den heutigen Öl- und Gaspreisen zunehmend stofflich genutzt, beispielsweise in der chemischen Industrie.

Vorstellbar sind darüber hinaus hybride Nutzungssysteme, bei denen beispielsweise ausgehend von der Synthesegasherstellung auf Grundlage von Braunkohle eine kombinierte stoffliche und energetische Nutzung erfolgt. Damit kann Braunkohle als Grundlage längerer Wertschöpfungsketten auch in einem Stromsystem noch Beiträge leisten, in dem nur in kurzen Zeiträumen Leistung aus nicht erneuerbaren Energien abgerufen wird. Hinzu kommt als technische Option die CO₂-Abscheidung, ein energieintensiver Prozess bei dem Braunkohle wegen der im Verhältnis zu Steinkohle und Gas günstigen Gestehungskosten eher im Vor- als im Nachteil ist.

2.5 Entwicklung der Preise für Brennstoffe von Kraftwerken

In den letzten Jahren sind die Gaspreise deutlich gestiegen und der Abstand zwischen Gas- und Kohlenpreisen hat sich vergrößert (Bild 10). Vereinfacht gesprochen müssten die Gaspreise sich in etwa halbieren, um Gas wettbewerbsfähig gegenüber Importkohle zu machen. Hierfür gibt es allerdings aufgrund der Oligopolstruktur der europäischen Gaslieferanten und der weiter hohen Ölpreise keine Anzeichen. Setzt man hingegen auf steigende CO₂-Preise, um einen Brennstoffwechsel zu bewirken, müsste sich beim heutigen Preisabstand von Gas zur Kohle der CO₂-Preis auf eine Größenordnung von 50 bis 60 €/t CO₂ in etwa verzehnfachen (6.). Unter dieser Annahme würden sich die Strompreise an den Börsen in ganz Europa etwa verdoppeln, womit die Wettbewerbsfähigkeit der energieintensiven Industrien nicht mehr gegeben wäre.

Die spezifischen Brennstoffpreise für Steinkohle und Gas sind in den vergangenen Jahren deutlich gestiegen, wobei sich der Preisabstand zwischen Kohle und Gas, wie bereits angesprochen, vergrößert hat. Bei einer Wirtschaftlichkeitsbetrachtung von Gas- und Steinkohlenkraftwerken spielt natürlich auch der Wirkungsgrad der jeweiligen Anlage eine Rolle (Bild 11). Häufig vergleicht man nur Anlagen mit modernstem Stand der Technik, beispielsweise Gas $\eta = 58 \%$ oder Steinkohle $\eta = 45 \%$. Bei einem realitätsnäheren Vergleich muss man die unterschiedlichen Anlagen mit ihrem jeweiligen Wirkungsgrad ins Verhältnis setzen. Dabei wird deutlich, dass bei den heutigen Preisverhältnissen selbst alte Anlagen auf Basis von Steinkohle noch günstigere Brennstoffkosten haben als hochmoderne Gaskraftwerke. Da Braunkohle gegenüber Steinkohle günstiger liegt, gilt das auch für ältere Bestandsanlagen Braunkohle.

2.6 Stromwirtschaftliche Bedeutung der Braunkohle

Die heimische Braunkohle trägt etwa zu 25 % zur deutschen Stromversorgung bei. Die Bruttostromerzeugung lag im Jahr 2013 bei 161 TWh (Bild 6). Die installierte Bruttogleistung betrug zum 1. Januar 2014 rund 22,6 GW (Bild 17).

Nach Aussagen der Bundesregierung sind die energiepolitischen Ziele Klima- und Umweltverträglichkeit, Versorgungssicherheit und Bezahlbarkeit gleichrangig. Beim weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien ist es erforderlich, dass im europäischen Rahmen die zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit in Deutschland, der wirtschaftliche Betrieb von notwendigen Kapazitäten konventioneller und flexibel einsetzbarer Kraftwerke in bezahlbarer Weise möglich bleibt. Die konventionellen Kraftwerke (Braunkohle, Steinkohle, Gas) als Teil des nationalen Energiemixes sind auf absehbare Zeit unverzichtbar (Koalitionsvereinbarung).

Im Hinblick auf die politischen Aussagen der Bundesregierung sind energiewirtschaftlich zwei Phasen zu unterscheiden (Bild 7). Zuerst die Bewältigung des Kernenergieausstiegs. Dabei geht es darum, den Versorgungsbeitrag der Kernenergie, der 2013 bei rund 97 TWh lag, bis 2023 zu ersetzen. Das in diesem Kontext stehende Ziel, den Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch bis 2020 auf mindestens 35 % zu erhöhen und für 2025 eine Bandbreite von 40 bis 45 % anzustreben, ist hierzu komplementär. In dieser Zeit deckt der Aufwuchs der erneuerbaren Energien also im Wesentlichen den Rückgang des Versorgungsbeitrags der Kernenergie.

Im Zeitraum nach 2022 bis etwa 2035 soll der Ausbau der erneuerbaren Energien weiter gesteigert werden. Unbenommen davon bleiben, sofern keine sehr großen und kostengünstigen Speicher verfügbar sind, auch in diesem Zeitraum regelbare Kraftwerke unverzichtbar (Bild 7).

Quantitative Aussagen hierzu, beispielsweise von Prognos, gehen davon aus, dass die regelbaren Kapazitäten auf Basis von Braunkohle, Steinkohle und Gas in 2020 noch über 60 GW und auch in 2030 annähernd 55 GW erreichen (Bild 8). Jüngste Untersuchungen der IEA – World Energy Investment Outlook – stützen dies nachdrücklich (5.).

Die Netzstabilität ist selbst bei hoher EE-Einspeisung davon abhängig, dass hinreichend viel synchronisierte und regelungsfähige Erzeugungsanlagen am Netz sind. Um die Netzstabilität in Deutschland zu gewährleisten, wird der Bedarf an regelungsfähiger Erzeugungskapazität auf eine Größenordnung von 15 bis 20 GW geschätzt, die immer am Netz bleiben müssen (Bild 9). Diese Leistung kann nicht durch

wenige Anlagen zur Verfügung gestellt werden, die in Volllast betrieben werden. Erforderlich sind Anlagen über das ganze Netzgebiet verteilt und möglichst in Teillast verfügbar zu haben. Aufgrund der günstigen Kostenstruktur werden in diesem Segment auch Braunkohlenkraftwerke eingesetzt werden.

2.7 Unbefristete Betriebsgenehmigung für Kraftwerke auf Grundlage des Umweltrechts

Für den Betrieb der Kraftwerke sind zwei Voraussetzungen zu erfüllen. Zunächst die Emissionsgrenzwerte gemäß Richtlinie Industrieemissionen/BImSch. Dann die aus dem ETS/Emissionshandelsgesetz resultierende Pflicht der Abgabe von CO₂-Zertifikaten. Sind beide Voraussetzungen erfüllt, dann ist der unbefristete Betrieb möglich.

Ganz bewusst wird im Emissionshandelssystem darauf verzichtet, festzustellen, an welchem Ort in Europa oder mit welcher Technik die CO₂-Emissionen vermindert werden. Die Marktteilnehmer sollen selbst durch ihr Betriebs- oder Investitionsverhalten darüber entscheiden, welche Brennstoffe genutzt und welche Techniken eingesetzt werden. Dabei spielt es keine Rolle, wo das CO₂ innerhalb der EU emittiert wird. Nationale oder regionale CO₂-Ziele für Anlagen, die dem Emissionshandel unterliegen, sind systemfremd und wirkungslos.

Da die absolute Menge der CO₂-Emissionen aus den emissionshandelspflichtigen Anlagen bezogen auf die ganze EU feststeht, haben weiterreichende Vorschriften auf nationaler oder regionaler Ebene zur Eingrenzung der CO₂-Emissionen keinen zusätzlichen Effekt. Aus diesem Grund bestimmt auch die Richtlinie über Industrieemissionen (IED, RL 2010/75/EU), dass die Mitgliedstaaten für emissionshandelspflichtige Anlagen keine Emissionsgrenzwerte verlangen dürfen.

Bei der Umsetzung der Richtlinie über Industrieemissionen in deutsches Recht wurden die europäischen Vorgaben 1 : 1 übernommen. In Bezug auf die Emissionen von Kohlendioxid, die auf Verbrennungs- oder anderen Prozessen beruhen, werden keine Anforderungen gestellt, die über die Pflichten hinausgehen, welche das Treibhaus-Emissionshandelsgesetz begründet.

Eine weitere bedeutende Festlegung der EU im Zusammenhang mit CO₂-Emissionen stellt der ausdrückliche Verzicht auf eine CCS-Pflicht für Feuerungsanlagen > 300 MW dar. Der europäische Gesetzgeber hat in der EU-CCS-Richtlinie (RL 2009/31/EG) gegen den ordnungsrechtlichen Ansatz einer CCS-Pflicht entschieden und verfolgt stattdessen in Übereinstimmung mit der Emissionshandelsrichtlinie das Ziel, die Entwicklung der CCS-Technologien im Zusammenspiel mit dem CO₂-Emissionshandel marktgetrieben zu gestalten.

Aus umweltrechtlichen Gesichtspunkten ist daher eine Einschränkung des Betriebs von Braunkohlenkraftwerken nicht zu erwarten.

2.8 Leistung der Braunkohlenkraftwerke – Status 2013

Die Bruttoleistung der Braunkohlenkraftwerke beträgt insgesamt rund 22.600 MW und verteilt sich auf die Reviere, etwa 11.000 MW auf das rheinische Revier sowie annähernd 3.000 MW auf das mitteldeutsche sowie gut 7.000 MW auf das Lausitzer Revier (Bild 17). Neben den Kraftwerken in den Revieren zeigt die Übersicht auch Anlagen von Kunden, die Braunkohle nutzen.

In den vergangenen Jahrzehnten erfolgte eine kontinuierliche Kraftwerkserneuerung, mit der höhere Effizienz, mehr Flexibilität und geringere Emissionen von klassischen Luftschadstoffen sowie CO₂ erreicht wurden. Dieser Modernisierungsprozess hat die Wirtschaftlichkeit der Braunkohlenkraftwerke erhöht und gleichzeitig wurde die Umweltverträglichkeit bei der Braunkohlennutzung deutlich gesteigert (Bild 12).

2.9 Grundsätze für Bau und Betrieb von Braunkohlenkraftwerken

Tagebaue und Braunkohlenkraftwerke bilden einen Verbund und sind in technischer Hinsicht aufeinander abgestimmt. Beide Tätigkeiten, d. h. die Gewinnung der Braunkohle im Tagebau und die Nutzung in Kraftwerken, sind einerseits kapitalintensiv, andererseits hoch produktiv. Bei einem Braunkohlenkraftwerk kommen dabei folgende Planungsgrundsätze zur Anwendung:

- Bereits bei der technischen Planung und Errichtung wird die Gesamtanlage auf einen langfristigen und möglichst störungsfreien Betrieb ausgelegt. Die komplexe Anlagentechnik und die Infrastruktur rund um das Kraftwerk sind auf lange Reisezeiten ausgelegt mit dem Ziel, zunächst den hohen Kapitaleinsatz wieder zu amortisieren. An die Abschreibungsphase anschließend entsteht eine günstige wirtschaftliche Situation.
- Während des Betriebs wird der Zustand aller Anlagenteile regelmäßig überprüft. Bauteile, die einem Substanzverzehr unterliegen, werden im Rahmen von turnusgemäßen Revisionen ersetzt. Wichtig sind Grundrevisionen oder Retrofits, bei denen z. B. durch Einsatz neuer Leittechnik oder den Ersatz von Hauptkomponenten die ganze Anlage wieder auf den Stand der Technik gebracht wird. Derartige Maßnahmen erfolgen typischerweise nach einer Betriebszeit von 20 Jahren und sind durchaus wiederholbar.

Durch die Kombination von umfassenden Maßnahmen der Modernisierung mit ständigem Ausgleich von Substanzverzehr wird ein stabiler Betrieb mit hoher zeitlicher Verfügbarkeit über Jahrzehnte erreicht. War früher eher der stabile Grundlastbetrieb für Braunkohlenkraftwerke typisch, so wird in Zukunft Flexibilität noch mehr zum Erfolgsfaktor. Viele der Bestandsanlagen wurden bereits einem umfassenden Retrofit unterzogen, bei dem die Anlagen auf einen deutlich flexibleren Betrieb ausgelegt wurden. Weitere Maßnahmen sind geplant.

Die betrieblichen Erfahrungen belegen in allen Revieren, dass die Braunkohlenanlagen eine technisch-wirtschaftliche Betriebsdauer von deutlich mehr als 50 Jahren erreichen können. So wurden im Zuge der Kraftwerkserneuerung im rheinischen Revier bis Ende 2012 alle 150 MW-Blöcke stillgelegt, die dann eine Betriebszeit von bis zu 57 Jahren erreicht hatten. Auch bei diesen Anlagen wäre bei Fortführung der oben geschilderten Instandhaltungsstrategie der Substanzerhalt und damit auch der Weiterbetrieb technisch möglich gewesen.

Im Ergebnis geht es darum, eine wirtschaftliche Balance zu finden zwischen einer Strategie des Substanzerhalts und der Modernisierung bestehender Anlagen und dem

Ersatz von Altanlagen durch Neubauten. Diese Entwicklung ist in allen deutschen Braunkohlenrevieren nachvollziehbar. Anzusprechen ist insbesondere der große Modernisierungsschub in den neuen Ländern nach der Einheit sowie das 1994 zwischen RWE und der Landesregierung NRW vereinbarte Kraftwerkserneuerungsprogramm im rheinischen Braunkohlenrevier.

2.10 Flexibilität und Systemdienstleistungen

Der Zusatznutzen, den die Braunkohle neben den bekannten Attributen sicher und wettbewerbsfähig in den Transformationsprozess des Stromsystems einbringen wird, heißt Flexibilität und Systemdienstleistungen. Braunkohlenkraftwerke haben große nutzbare Regelbereiche und steile Gradienten der Lastveränderung. Braunkohlenkraftwerke können die notwendigen Systemdienstleistungen technisch leisten und wettbewerbsfähig im Vergleich zu möglichen Alternativen, beispielsweise auf Grundlage von Steinkohle oder Erdgas, erbringen.

Im **rheinischen Revier** beträgt die installierte Bruttokraftwerksleistung rd. 11.400 MW. In den vergangenen Jahren wurden drei neue Kraftwerksblöcke mit optimierter Anlagentechnik errichtet – BoA 1 bis 3 – die zusammen eine Leistung von rd. 3.300 MW aufweisen. Diese Anlagen können mit einer Laständerungsgeschwindigkeit von rd. 3 % der Kapazität oder 30 MW pro Minute ihre Leistung in einer Bandbreite von 100 bis 50 % der Nennleistung verändern. Zudem wurden im Rheinland in den vergangenen Jahren die sechs 600 MW-Kraftwerksblöcke und eine Mehrzahl der 300 MW-Anlagen mit neuer Leittechnik ausgestattet. Insgesamt kann die Leistung der Braunkohlenflotte innerhalb von etwa 30 Minuten auf gut die Hälfte der Kapazität zurückgefahren werden. Anzusprechen ist das Neubaukraftwerk BoAplus, das in besonderem Maß auf einen flexiblen Betrieb hin ausgelegt wird (Bild 13).

Die Kraftwerksleistung in der **Lausitz** liegt bei rd. 7.500 MW. Im Jahr 2012 wurde der Block R am Standort Boxberg in Betrieb genommen. Damit ist das 1998 begonnene Neubauprogramm abgeschlossen. An den Standorten Boxberg (1.575 MW) sowie Schwarze Pumpe (1.600 MW) stehen Neuanlagen, die hinsichtlich der Bandbreite der Laständerung (100 bis 50 % der Nennleistung) sowie der Laständerungsgeschwindigkeit (rd. 3 % der Nennleistung) bester verfügbarer Technik entsprechen. Auch die

acht 500 MW-Blöcke mit zwei Kesseln im Lausitzer Revier (2 Blöcke in Boxberg; 6 Blöcke in Jänschwalde), die in den 80er Jahren ans Netz gingen und in den vergangenen Jahren umfassend modernisiert wurden, sind bemerkenswert flexibel und können in einer Bandbreite zwischen 180 und 500 MW wirtschaftlich Strom erzeugen. Durch technische Innovationen soll die Mindestlast auf 90 MW sinken (Bild 14).

In **Mitteldeutschland** liegen die Braunkohlenkapazitäten bei rd. 3.400 MW. Insbesondere die Neubaukraftwerke an den Standorten Lippendorf (1.800 MW) sowie Schkopau (900 MW) sind hinsichtlich Flexibilität vergleichbar mit den anderen Neuanlagen. Das Kraftwerk Buschhaus entspricht ebenfalls dem Stand der Technik.

Der Ausbau der Erneuerbaren und die Verfügbarkeit flexibler konventioneller Erzeugungsanlagen bilden daher zwei Seiten ein und derselben Medaille. Diese beiden Systeme müssen sinnvoll integriert werden. Für die Braunkohle liegt darin eine große Chance, gerade in der langen Frist.

2.11 Perspektive rheinisches Braunkohlenrevier

Im rheinischen Braunkohlenrevier sind in den Tagebauen Inden, Garzweiler und Hambach insgesamt 3 Mrd. t Braunkohle rechtssicher genehmigt (Bild 3). Bei einer Förderung in einer Bandbreite von 90 bis 100 Mio. t im Jahr reichen diese Vorräte bis zur Mitte dieses Jahrhunderts.

Bei der Betrachtung der Perspektive der Kraftwerksstandorte ist zunächst der Standort Weisweiler/Inden anzusprechen. Das Kraftwerk Weisweiler wird gegen 2030 nach Erschöpfung der Kohlevorräte im Tagebau Inden stillgelegt. Bis zu diesem Zeitpunkt werden die dort verfügbaren Kapazitäten, in Summe 1.800 MW_{netto} unabhängig vom Alter der Blöcke weiter betrieben. Die beiden 600 MW-Anlagen wurden einem umfassenden Retrofit unterzogen und können hochflexibel betrieben werden. Die beiden 300 MW-Anlagen wurden bzw. werden durch Maßnahmen der Substanzerhaltung für diese Betriebszeit ertüchtigt.

Die Kraftwerksstandorte Niederaußem, Frimmersdorf und Neurath werden durch die Tagebaue Hambach und Garzweiler versorgt und sind mit diesen über ein Bahnsys-

tem verbunden. Im Hinblick auf die unterschiedliche Kohlenqualität in den Tagebauen und einen optimalen Kraftwerksbetrieb erfolgt die Kohlenversorgung in einem Regime, bei dem die angeforderten Kohlenmengen und -qualitäten für die einzelnen Standorte bzw. Blöcke bereitgestellt werden. Die Kohlenvorräte reichen über die Mitte dieses Jahrhunderts hinaus.

Mit der Genehmigung des Tagebaus Garzweiler II wurde zwischen der Landesregierung Nordrhein-Westfalen und RWE ein umfassendes Kraftwerkserneuerungsprogramm verabredet. Im Gefolge dieser Vereinbarung wurden bisher bereits drei große neue Braunkohlenanlagen an den Standorten in Niederaußem (BoA 1) und Neurath (BoA 2 u. 3) errichtet (Bild 15). Die Gesamtkapazität dieser Neuanlagen liegt bei mehr als 3.200 MW_{netto}. Im Rahmen des Kraftwerkserneuerungsprogramms läuft zurzeit das Genehmigungsverfahren für das Projekt BoAplus, mit dem am Standort Niederaußem vier Braunkohlenblöcke mit einer Kapazität von jeweils 300 MW durch eine Neuanlage mit 1.100 MW Kapazität ersetzt werden sollen.

Nach Realisierung des Projekts BoAplus wird zu entscheiden sein, wie und mit welcher Technik die 300 MW-Blöcke an den Standorten Frimmersdorf und Neurath zu ersetzen sind. Entscheidungen darüber sind nicht vor Ende dieses Jahrzehnts zu treffen. Dabei ist der langfristige Betrieb zunächst wahrscheinlich.

Ein wichtiger Bestandteil der Kraftwerksstrategie im rheinischen Revier sind umfassende Retrofit- und Flexibilisierungsmaßnahmen an den Bestandsanlagen mit je 600 MW Kapazität verteilt auf die Standorte Weisweiler, Niederaußem und Neurath. Neben allgemeinen technischen Verbesserungen und Austausch wichtiger Komponenten wurde insbesondere durch den Einsatz neuer Leittechnik die Voraussetzung dafür geschaffen, dass die Anlagen deutlich flexibler betrieben werden können.

2.12 Perspektive mitteldeutsches Revier

Im mitteldeutschen Revier liegen die genehmigten Vorräte im Bereich der Tagebaue Vereinigtes Schleenhain (2040) und Profen (2030) in einer Größenordnung von rund 0,5 Mrd. t (Bild 4). Davon sind bereits 450 Mio. t vertraglich gebunden. Durch Feldesarrondierungen können weitere Vorräte verfügbar gemacht werden. Beispiele

derartiger Maßnahmen sind der vorgesehene zusätzliche Abbau im Bereich Pödelwitz im Grenzbereich des Tagebaus Vereinigtes Schleenhain sowie Domsen West im Grenzbereich des Tagebaus Profen. Darüber hinaus sind perspektivisch weitere Lagerstätten verfügbar.

Die MIBRAG ist im Gegensatz zu RWE und Vattenfall vorrangig ein Rohkohlenlieferant. Daher gestaltet sich die Abnahmestruktur der MIBRAG differenzierter. Die Neubaukraftwerke an den Standorten Schkopau (900 MW) und Lippendorf (1.800 MW) entsprechen hinsichtlich Effizienz und Flexibilität dem modernsten Stand der Technik (Bild 16).

Neben den Hauptabnehmern Lippendorf und Schkopau beliefert MIBRAG das Kraftwerk Buschhaus, die Heizkraftwerke Chemnitz und Dessau sowie den Industriestandort Zeitz der Südzucker AG. Durch diese Belieferungen wird mit MIBRAG-Kohle in diesen Regionen nicht nur die Stromerzeugung gewährleistet, sondern auch Fernwärme und Prozessdampf bereitgestellt. Eine umfängliche Wärmeauskopplung erfolgt an den Standorten Lippendorf für die Stadt Leipzig, Chemnitz und Dessau für die jeweiligen Städte, Schkopau für die ansässige chemische Industrie sowie in Zeitz für die regionale Zuckerindustrie.

2.13 Perspektive Lausitzer Revier

Im Lausitzer Revier werden zurzeit fünf Tagebaue betrieben (Bild 5). Die genehmigten Kohlenvorräte in diesen Abbaubereichen lagen bis vor kurzem bei rd. 1 Mrd. t. Zwei Anschlussfelder, nämlich Welzow-Süd und Nochten 2, wurden in 2014 landesplanerisch genehmigt. Am 7. März 2014 hat die sächsische Landesregierung den Braunkohlenplan Nochten – Abbaugbiet 2 – auf Grundlage der energiepolitischen Strategie des Freistaates genehmigt. Der dort zum Abbau anstehende Kohlenvorrat beträgt 310 Mio. t. Das Braunkohlenplanverfahren für das Anschlussfeld Welzow-Süd, räumlicher Teilabschnitt II – Vorräte 204 Mio. t – wurde am 3. Juni 2014 durch eine Rechtsverordnung der Landesregierung Brandenburg abgeschlossen. Damit liegen die zum Abbau vorgesehenen Vorräte nun bei 1,5 Mrd. t. Darüber hinaus zeigt Bild 5 Zukunftsfelder, in denen weiter Vorräte von rd. 690 Mio. t verfügbar sind.

Im Lausitzer Revier bestehen drei Kraftwerksstandorte, nämlich Jänschwalde, Schwarze Pumpe und Boxberg, die zusammen eine Kapazität von gut 7.000 MW aufweisen (Bild 16).

Der Standort Jänschwalde wurde nach der Einheit aufgrund des geringen Alters der Kraftwerke grundlegend modernisiert. Es wurden Entschwefelungsanlagen neu gebaut und wichtige Anlagenelemente, beispielsweise die gesamte Steuerung, erneuert. Heute befinden sich diese Anlagen in einem sehr guten Zustand, wobei die laufenden Maßnahmen darauf abzielen, den Anlagenbetrieb weiter zu flexibilisieren. Die Flexibilisierung der 500 MW-Anlagen wird erleichtert durch die Bauweise mit zwei Kesseln und einer Turbine. Vergleichbare Maßnahmen wie am Standort Jänschwalde wurden in Boxberg bei den dort vorhandenen zwei 500 MW-Anlagen durchgeführt. Damit sind die Voraussetzungen für einen langfristigen Betrieb geschaffen.

Schon heute gibt es Verabredungen über Ersatzmaßnahmen. Das Kraftwerk Jänschwalde wird gegen 2030 sukzessive stillgelegt und es ist ein Ersatz durch einen Neubau gemäß dem dann üblichen Stand der Technik vorgesehen, wobei die Kapazität noch nicht entschieden ist. Eine Größenordnung könnte 1.000 MW sein.

2.14 Auslastung von Braunkohlenkraftwerken

Bei einer Prognose der Auslastung der Braunkohlenkraftwerke lassen sich zwei Zweithorizonte unterscheiden. Zunächst geht es um die Phase, in der der Kernenergieausstieg erfolgt. Die Planungen der Bundesregierung bzgl. des Ausbaus erneuerbarer Energien sind gemäß der Koalitionsbeschlüsse so angelegt, dass im Wesentlichen der entfallende Versorgungsbeitrag der Kernenergie durch erneuerbare Energien ersetzt wird (Bild 7). Das bedeutet, dass im Zeitraum bis 2023 der durch konventionelle Anlagen abzudeckende Versorgungsbeitrag in etwa der heutigen Dimension entspricht. In diesem Segment konkurriert Braunkohle mit Steinkohle und Erdgas. Aufgrund der günstigen Wettbewerbssituation von Braunkohle im Vergleich zu Steinkohle und Erdgas, aber auch im Hinblick auf die europäischen Entscheidungen zum Emissionshandel und die deswegen zu erwartenden CO₂-Preise, muss man davon ausgehen, dass die Braunkohlenkraftwerke weiter sehr hoch ausgelastet sein werden.

Die Bundesnetzagentur beziffert in der Genehmigung des Szenariorahmens NEP 2013 die im Jahr 2023 verfügbare Erzeugungsleistung (Bild 18). Davon sollen 17,6 GW auf Braunkohle, 25,7 GW auf Steinkohle sowie 33 GW auf Erdgas (Szenario B Nettoleistung) entfallen. Im Netzentwicklungsplan 2013, zweiter Entwurf, Seite 61 werden für das Szenario B 2023 folgende Erzeugungsmengen genannt: Braunkohle 129,4 TWh, Steinkohle 148,9 TWh, Erdgas 54,7 TWh. Unterstellt man, wie vorlaufend dargestellt, dass die Braunkohlenkapazitäten bis 2023 nicht wie im Szenariorahmen angenommen aufgrund der Restriktion Betriebszeit 50 Jahre abschmelzen, sondern aufgrund technisch-wirtschaftlicher Kriterien weiterbetrieben bzw. ersetzt werden, dann ist zu erwarten, dass aus Braunkohle mehr Strom erzeugt wird, insbesondere zu Lasten der Steinkohlenverstromung. Im NEP 2013 werden im Rahmen der Marktsimulation für das Szenario B 2023 für Braunkohle 7.371 Stunden ermittelt. Dieser hohe Wert aus der Marktsimulation kann als Indikator für die Wettbewerbsstärke der Braunkohle herangezogen werden. Er liegt sogar etwas höher als der Durchschnitt der Jahre 2010/13, der bei rd. 6.900 Stunden lag.

Fazit: Im Zeithorizont 2025 sind aus Sicht der Braunkohlenindustrie höhere Kapazitäten und dafür etwas geringere Jahresvolllaststunden wahrscheinlich als im NEP Strom 2013 dargestellt.

Betrachtet man die erwartete Kapazität im Szenario B für 2033 aus der Genehmigung Netzentwicklungsplan 2013, so ergibt sich folgendes Bild. Der für die Braunkohle genannten Kapazitäten von 11,8 GW stehen insbesondere Steinkohle (20,2 GW) sowie Erdgas (41 GW) gegenüber. Zu diesem Zeitpunkt ist, wie vorstehend dargestellt, der Kraftwerksstandort Weisweiler im Rheinland (1,8 GW) sowie Jänschwalde in der Lausitz (3 GW) stillgelegt, wobei in Jänschwalde ggf. eine Ersatzinvestition zu berücksichtigen wäre.

Daraus ergibt sich, bezogen auf den Referenzwert im Jahr 2012 von 21,2 GW (Genehmigung Szenariorahmen 2014), dass Braunkohlenkraftwerke mit einer Kapazität von bis zu 17 GW im Jahr 2033 verfügbar sein werden. Davon entfallen voraussichtlich 15,7 GW auf die Großkraftwerke (Bilder 15 und 16). Diese 17 GW Braunkohlenkapazitäten stehen im Wettbewerb insbesondere mit Steinkohle, aber auch mit Erdgas.

Im Netzentwicklungsplan 2013 werden im Rahmen der Marktsimulation für Braunkohle 82 TWh, Steinkohle 71 TWh sowie Erdgas 63 TWh ermittelt. Unter Berücksichtigung der Wettbewerbsposition, aber auch im Hinblick auf einen weiter integrierten europäischen Binnenmarkt für Strom, ist wahrscheinlicher, dass 2035 über 100 TWh Strom aus Braunkohle erzeugt werden. Damit ergäbe sich eine Auslastung der Braunkohlenkapazitäten in einer Größenordnung von 6.200 Stunden im Jahr als untere Grenze. Dies ist, wenn man die heutige Situation zum Anhalt nimmt – 6.900 Stunden – eine Größenordnung, in der der Verbund Braunkohlentagebau/Kraftwerke noch wirtschaftlich betrieben werden kann.

Die hier abgeschätzten Werte für den Versorgungsbeitrag der Braunkohle werden durch zahlreiche aktuelle Studien gestützt (1./2./3.).

Anlage – Abbildungen

Literatur:

1. IER: „Energiewirtschaftliche Bedeutung der Braunkohlenutzung in Deutschland – Szenarioanalysen bis zum Jahr 2030 mit Ausblick auf die kommenden Jahrzehnte“, Endbericht, 23. Januar 2012
2. Prof. Erdmann, Prognoseforum: „Kurzgutachten zur energiewirtschaftlichen Planrechtfertigung im Entwurf des Braunkohlenplans „Tagebau Welzow-Süd räumlicher Teilabschnitt II““, 18. Februar 2013
3. Prof. Erdmann, Prognoseforum: „Kurzgutachten zu den Annahmen der energiewirtschaftlichen Planrechtfertigung im Entwurf des Braunkohlenplans „Tagebau Nochten, Abbaugelände 2““, 17. April 2013
4. Prognos: „Bedeutung der thermischen Kraftwerke für die Energiewende“, Berlin, 7. November 2012
5. World Energy investment Outlook, 3. Juni 2014
6. Dr. J. Lambertz/Dr. G. Milojcic: „Perspektiven der deutschen Braunkohlenindustrie 2013“, VGB PowerTech 9/2013, Seite 108