

Kurzgutachten

zur energiewirtschaftlichen Planrechtfertigung im Entwurf des Braunkohlenplans „Tagebau Welzow-Süd räumlicher Teilabschnitt II“

Inhalt

1	Ausgangslage	1
2	Gegenstand des vorliegenden Kurzgutachtens.....	4
3	Braunkohlestrom in der deutschen <i>Merit Order</i> nach dem Ausstieg aus der Kernenergie	5
4	Braunkohlestrom im europäischen Binnenmarkt.....	12
5	Beitrag der Braunkohlekraftwerke zur Absicherung der Energiewende	12
6	Braunkohlekraftwerke in der Lausitz und Übertragungsnetzausbau (Gleichstromtrassen).....	14
7	Braunkohlekraftwerke in der Lausitz als Beitrag zur Versorgungs- sicherheit.....	16
8	Braunkohlebedarf der Veredelungsbetriebe.....	17
9	Braunkohleströme bis 2050 in der Lausitz	18
10	Gutachterliche Beantwortung der Untersuchungsfragen	21

Potsdam, den 18. Februar 2013

Prof. Dr. Georg Erdmann

1 Ausgangslage

In den Jahren 1997 und 1998 wurden zwei hocheffiziente 800 MW-Blöcke des Braunkohlekraftwerks Schwarze Pumpe in Betrieb genommen (Tabelle 1). Die Genehmigung reicht zurück in das Jahr 1994. Betreiber dieses Kraftwerk-Komplexes ist die Vattenfall Europe Generation AG.

Tabelle 1: Kurzangaben zum Kraftwerk-Komplex Schwarze Pumpe

Elektrische Leistung:	2 x 800 MW _{el} = 1.600 MW _{el}
Wärmeleistung:	720 MW _{th}
Jahreswärmeerzeugung:	1.780 GWh bei 2.470 Jahresvolllaststunden
Dampfleistung je Kessel:	2.420 t/h
Frischdampfparameter:	268 bar / 547 °C
Zwischendampfparameter:	55 bar / 565 °C
Brennstoffmenge:	1.570 t Rohbraunkohle pro Stunde
Brennstoff für Zünd- und Stützfeuer:	Heizöl EL
Brennstoffnutzungsgrad:	ca. 46 %
Elektr. Nettowirkungsgrad	35,7 – 40,6 % (je nach Fahrweise)

Quelle: Vattenfall Europe

Im Jahr 2008 wurde am Standort Schwarze Pumpe außerdem eine 30-MW-Pilotanlage zur CO₂-Abscheidung nach dem Oxyfuel-Verfahren in Betrieb genommen. Sie erzeugt keine Elektrizität, sondern stellt für Kunden im Industriepark Schwarze Pumpe Prozessdampf zur Verfügung. Außerdem produziert dort der Veredelungsbetrieb Schwarze Pumpe. Er veredelt Rohbraunkohle vor allem zu Braunkohlebriketts vorwiegend für den Hausbrand sowie Wirbelschichtkohle und Braunkohlestaub vorwiegend für kommunale Fernwärmebetreiber und weitere industrielle Nutzer (z.B. Zement- und Kalkindustrie).

Der gesamte Energiestandort Schwarze Pumpe benötigte im Jahr 2011 rund 16 Mio. Tonnen Rohbraunkohle. Mit rund 12 Mio. Tonnen wurde der größte Teil davon für die Elektrizitäts- und Wärmeerzeugung in den beiden Braunkohleblöcken eingesetzt.

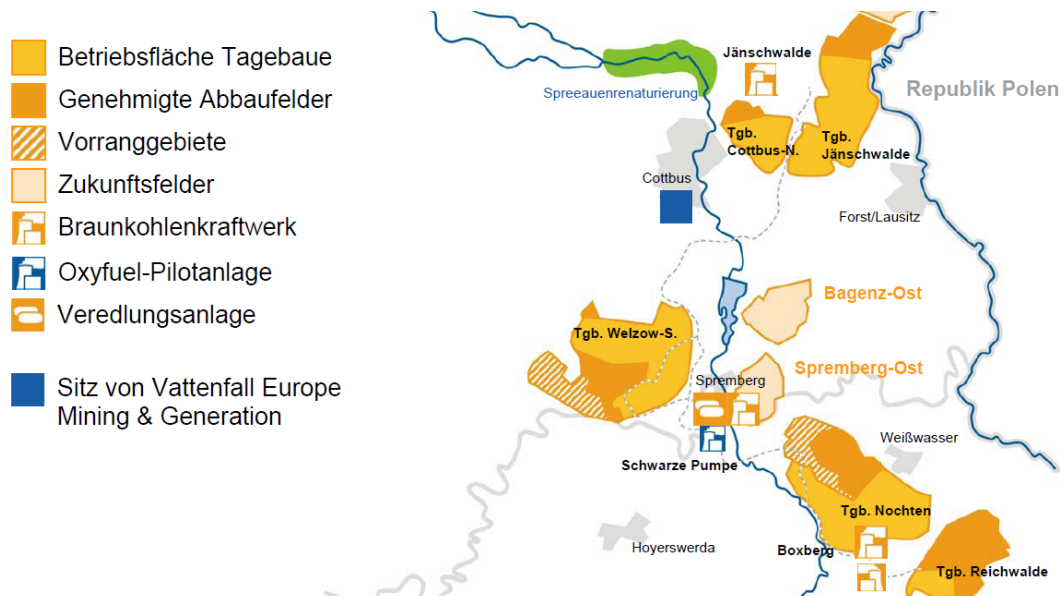
Die insgesamt in den Lausitzer Braunkohlekraftwerken benötigte Braunkohle wird aus fünf landesplanerisch genehmigten Braunkohlefeldern geliefert (siehe Tabelle 2 und Figur 1):

Tabelle 2: Mengengerüst der Lausitzer Braunkohlefelder 2011

Tagebau	nutzbarer Vorrat am 1.1.2012 [Mio. t]	Förderung in 2011 [Mio. t]	Verstromung in 2011			Auskohlungszeitpunkt ²⁾ [Jahr]
			Schw. Pumpe [Mio. t]	Jänschwalde [Mio. t]	Boxberg [Mio. t] ¹⁾	
Jänschwalde	113	10,9		10,9		2025
Cottbus Nord	24	5,6		5,6		2015
Welzow Süd, Teil I	348	19,1	6,3	8,2	1,1	2030
Nochten	329	17,4	4,6		11,1	2025/26
Reichwalde ³⁾	359	6,7	1,1	1,4	4,2	2045
Summe	1.174	59,7	12,0	26,1	16,4	

- 1) Im Jahr 2012 erfolgte die Inbetriebnahme Block R (Bedarf 4,3 Mio. t/a)
 - 2) Es handelt sich um die statische Reichweite der Lagerstätten
 - 3) Aus Gründen der Kohlequalität kann der Tagebau Reichwalde nur 20% bis 30% der Versorgung eines modernen Braunkohlenkraftwerks sicherstellen
- Quelle: Landesamt für Bergbau, Geologie und Rohstoffe Brandenburg und eigene Berechnungen

In der Lausitz befinden sich die Braunkohleflöze in 35–120 Metern Tiefe und haben eine Mächtigkeit von 8–16 Metern. Nach Debriv-Angaben (Stand 12/2010) belaufen sich die gewinnbaren Lagerstättenvorräte auf insgesamt 3,5 Mrd. Tonnen, davon sind rund 1,2 Mrd. Tonnen erschlossen (siehe Tabelle 2). Die Braunkohle selbst hat einen Heizwert von 7.900 bis 9.300 Kilojoule/kg. Der Transport der Rohbraunkohle erfolgt über Förderbänder und die Werksbahn der Vattenfall Europe Mining AG.

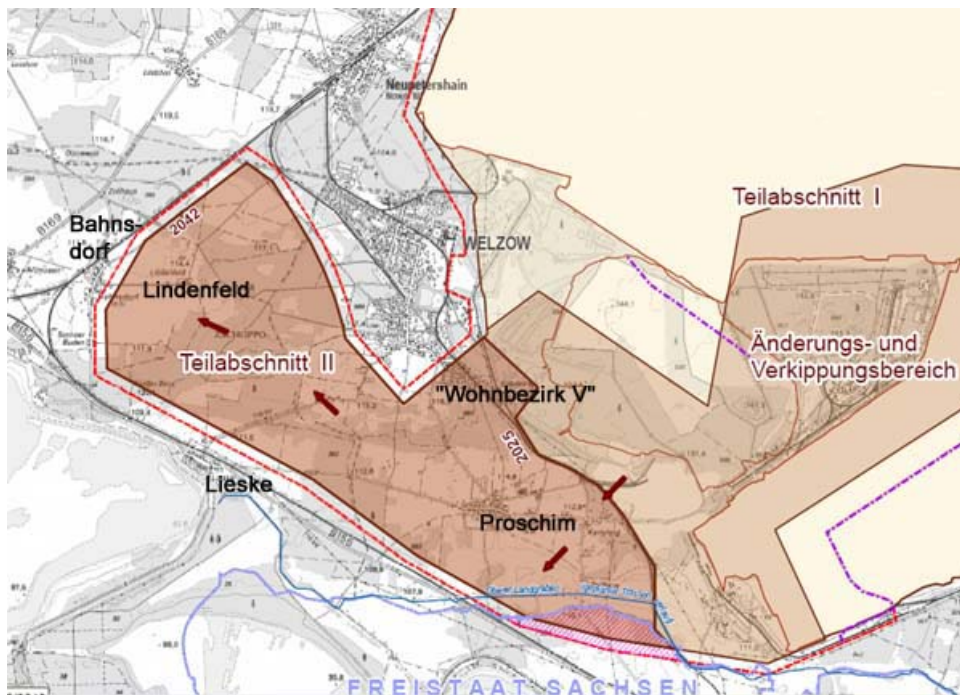


Figur 1: Tagebaue in der Lausitz

Quelle: Basierend auf www.landentwicklung.sachsen.de/download/Landesentwicklung/klocek.pdf überarbeitet

Der Tagebau Welzow-Süd liegt in der südlichen Niederlausitz im Landkreis Spree-Neiße. Im Jahr 2011 förderte der Tagebau Welzow-Süd 19,1 Mio. t/a. Im Teilfeld I des Tagebaus Welzow-Süd wird diese Förderhöhe entsprechend den Anforderungen der Energiestandorte Schwarze Pumpe und Jänschwalde bis in die Mitte der 2020er Jahre weitergeführt werden können, so dass die Versorgung der Kraftwerke Jänschwalde und Schwarze Pumpe aus diesem Teilfeld bis Mitte der 2020er Jahre gesichert ist.

Um die Brennstoffversorgung über die Mitte der 2020er Jahre fortsetzen zu können, ist die Weiterführung des Tagebaus Welzow-Süd im räumlichen Teilabschnitt II geplant (Figur 2). Unter Inanspruchnahme einer Fläche von rund 10.800 ha werden hier zusätzlich gut 200 Mio. Tonnen Braunkohle erschlossen. Unter Zugrundelegung der vorgenannten jährlichen Fördermengen werden auch die Vorräte des Teilabschnitts II im Zeitraum bis 2042/3 erschöpft sein.



Figur 2: Tagebaufeld Welzow-Süd, Teilfeld II

Quelle: Umweltgruppe Cottbus e.V. (www.lausitzer-braunkohle.de)

Vattenfall Europe hatte 2007 bei der Landesplanungsbehörde die Einleitung eines Braunkohleplanverfahrens beantragt. Am 24. Juni 2009 fand ein so genannter Scoping-Termin zu Umfang und Methodik der Untersuchungen im Planverfahren statt. Im Herbst 2010 wurde von Vattenfall auf Teile des Abbaufeldes im Westen der Stadt Welzow verzichtet, wodurch sich die Zahl der Umsiedler reduziert. Die öffentliche Auslegung von Planentwurf und Umweltbericht fand vom 1. September bis 30. Oktober 2011 statt, die Frist zur Stellungnahme endete am 30. November 2011. Nach Auskunft der Behörde gingen 4768 Einwendungen ein. Ein Erörterungstermin zum Braunkohlenplanentwurf und zum Umweltbericht

fand vom 11. bis 14. September 2012 statt. Aufgrund der vorgebrachten Einwände ist ein zweites öffentliches Beteiligungsverfahren vorgesehen.

2 Gegenstand des vorliegenden Kurzgutachtens

Seitens der Träger öffentlicher Belange wurden verschiedene Einwände zu diesem Braunkohlenplanentwurf eingebracht. In diesem Zusammenhang wurde das Ministerium für Wirtschaft und Europaangelegenheiten des Landes Brandenburg gebeten, Aussagen zu zentralen energiewirtschaftlichen Fragestellungen auszuarbeiten. Die zentralen Fragen lauten:

- Ist die im „Tagebau Welzow-Süd, räumlicher Teilabschnitt II“ zu gewinnende Braunkohle langfristig für die Energie- und Rohstoffversorgung notwendig?
- Sind die vom Vattenfall-Konzern angegebenen langfristigen Bedarfsmengen des Kraftwerks Schwarze Pumpe (10 bis 12 Mio. t/a) sowie des Veredelungsbetriebs (bis 5 Mio. t/a) nachvollziehbar?
- Sind die Angaben zu den Förderkapazitäten des Tagebaus energiewirtschaftlich gerechtfertigt?

Dem vorliegenden Kurzgutachten liegt ein Auftrag des Ministeriums für Wirtschaft und Europaangelegenheiten des Landes Brandenburg an den Unterzeichner zugrunde, diese Fragen im Rahmen einer wissenschaftlichen Analyse zu beantworten. Gemäß diesem Auftrag soll der Unterzeichner die energiewirtschaftliche Plausibilität der dem Planverfahren „Tagebau Welzow-Süd, räumlicher Teilabschnitt II“ zugrunde liegenden energiepolitischen Annahmen unter Berücksichtigung der deutschen und europäischen Rahmenbedingungen prüfen und bewerten.

Zur Erarbeitung der Aussagen dieses Kurzgutachtens führte der Unterzeichner diverse Gespräche mit maßgebenden Stakeholdern. Außerdem sind insbesondere die folgenden Unterlagen herangezogen worden:

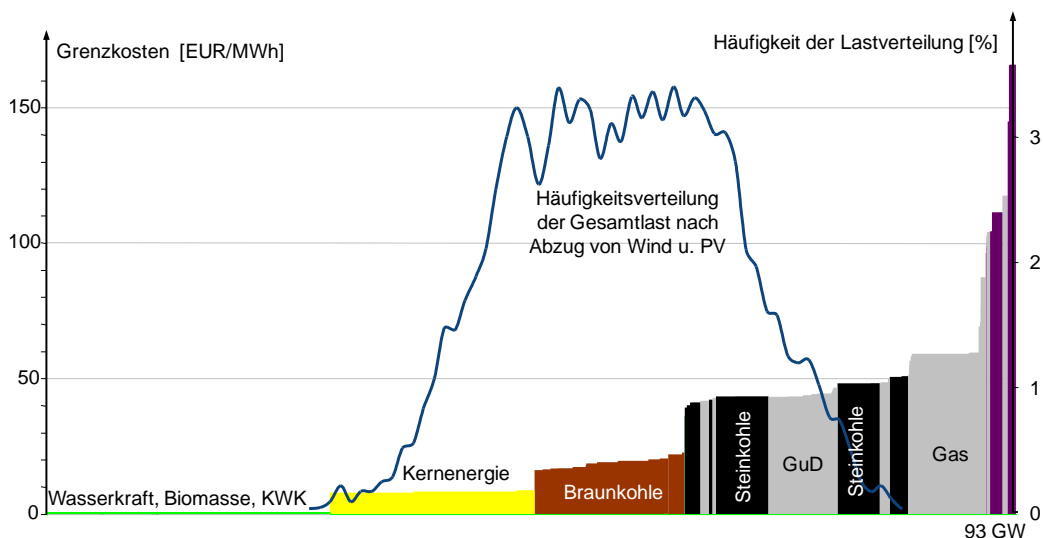
- Vollendung des europäischen Strombinnenmarkts (u.a. eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:211:0055:0093:DE:PDF)
- Energiekonzept 2050 der Bundesregierung (www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/energiekonzept_bundesregierung.pdf)
- BMU-Leitstudien 2010 und 2011 (www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/leitstudie2010_bf.pdf; www.fvee.de/fileadmin/publikationen/Politische_Papiere_anderer/12.03.29.BMU_Leitstudie2011/BMU_Leitstudie2011.pdf)
- Energiestrategie 2030 des Landes Brandenburg (www.energie.brandenburg.de/media/bb1.a.2865.de/Energiestrategie_2030.pdf)

- Überarbeiteter Netzentwicklungsplan Strom vom 26. November 2012 (www.netzentwicklungsplan.de/content/netzentwicklungsplan-2012-2-entwurf)
- Studien der PROGNOSE AG aus den Jahren 2011 und 2012 zur energiestrategischen Bedeutung der Braunkohle für Ostdeutschland und für das Land Brandenburg

Für das vorliegende Kurzgutachten zeichnet Prof. Dr. Georg Erdmann verantwortlich. Er ist Inhaber des Lehrstuhls für Energiesysteme an der Technischen Universität Berlin sowie unter anderem Mitglied in der von der Bundesregierung bestellten unabhängigen Expertenkommission zur wissenschaftlichen Begleitung des Energiewende-Monitorings (seit Oktober 2011).

3 Braunkohlestrom in der deutschen *Merit Order* nach dem Ausstieg aus der Kernenergie

Um die energiewirtschaftliche Notwendigkeit des Tagebaus Welzow-Süd, räumlicher Teilabschnitt II, zu beurteilen, muss unter anderem die Frage beantwortet werden, wie viele Volllaststunden die Braunkohlekraftwerke in Deutschland und in der Lausitz künftig eingesetzt werden. Das einschlägige methodische Instrumentarium dazu ist die *Merit Order* des deutschen Kraftwerkparks. Mit diesem Analyseinstrument werden die verfügbaren Erzeugungskapazitäten entsprechend ihrer Grenzkosten sortiert und graphisch angeordnet. Figur 3 stellt die Situation für das Jahr 2010 dar.



Figur 3: *Merit Order* des deutschen Kraftwerkparks im Jahr 2010
Quelle: Datenbank des Fachgebiets Energiesysteme der TU Berlin

Der Darstellung liegen insbesondere die folgenden Annahmen zugrunde:

- Gaspreis: 19,4 EUR/MWh (H_o ; ohne Inlandstransport)
- Steinkohlepreis: 70 EUR/t (ohne Inlandstransport)
- CO_2 -Preis: 14,6 EUR/t

H_o = Brennwert von Erdgas, der um ca. 10% über dem Heizwert liegt

Im Rahmen der in Figur 3 dargestellten *Merit Order* stehen die steuerbaren Kapazitäten von Wasserkraft, Biomasse und KWK am Anfang, weil bei diesen Anlagen die Grenzkosten (approximativ gleich den variable Kosten) bei der Kraftwerkeinsatzplanung keine Rolle spielen. Die entsprechenden Erzeugungsanlagen werden immer dann eingesetzt, wenn sie technisch zur Verfügung stehen und/oder wenn sie aus Gründen der Wärmenachfrage oder der Abfallverwertung erzwungenermaßen Strom erzeugen.

Der nächste Block in der *Merit Order* wird von den Kernkraftwerken (KKW) gebildet. Sie haben Grenzkosten in der Größenordnung von 10,- EUR/MWh. Danach folgen die Braunkohlekraftwerke mit ebenfalls vergleichsweise noch geringen Grenzkosten, die unter anderem von den jeweiligen Brennstoffnutzungsgraden bestimmt werden. Neue, hocheffiziente Braunkohlekraftwerke wie die beiden 800 MW-Blöcke Schwarze Pumpe, die ebenfalls sehr modernen Kraftwerke in der Lausitz, Boxberg Block Q und R, oder die mitteldeutschen Lippendorf-Blöcke R und S haben Grenzkosten in Höhe von rund 20,- EUR/MWh und rangieren vor den meisten anderen Kraftwerken in den übrigen Braunkohlerevieren Deutschlands. Hinter den Braunkohlekraftwerken folgen Steinkohle-, Gas- und Ölkraftwerke mit Grenzkosten teilweise über 50,- EUR/MWh.

In Figur 3 bleibt die 2011 eingeführte Kernbrennelementesteuer außer Acht, welche dazu führt, dass moderne Braunkohlekraftwerke sich sogar noch vor den KKW positionieren. Da die KKW infolge geringer Last-Flexibilität bis zu ihrer Mindestlast als Must-Run-Anlagen zu betrachten sind, erscheint diese Vereinfachung zulässig.

Neben der *Merit Order* zeigt Figur 3 auch die im Jahr 2010 gemessene Häufigkeitsverteilung der Elektrizitätsnachfrage in Deutschland. Konkret handelt es sich um den stündlichen Bruttostromverbrauch in Deutschland abzüglich der jeweiligen Windkraft- und PV-Erzeugung sowie vermindert um Stromexporte aus Deutschland und vermehrt um Stromimporte nach Deutschland.

In der in Figur 3 gezeigten *Merit Order* ist die fluktuierende Erzeugung von Windkraft- und Photovoltaik-Anlagen abgezogen, um sie mit der *Merit Order* der steuerbaren Stromerzeugung in Deutschland fair vergleichen zu können. Entsprechend ist die in Figur 3 dargestellte Häufigkeitsverteilung der Elektrizitätsnachfrage um die fluktuierende Stromerzeugung aus Windkraft- und Photovoltaik-Anlagen vermindert, um sie mit der *Merit Order* vergleichen zu können.

Auf einem wettbewerblichen Stromgroßhandelsmarkt entspricht der Gleichgewichtspreis der einzelnen Lieferstunde den Grenzkosten des letzten, für die Lastdeckung noch erforderlichen Kraftwerkblocks. Figur 3 verdeutlicht, dass die

Grenzkosten von Kern- und Braunkohlekraftwerken in den allermeisten Stunden des Jahres 2010 unter diesem Gleichgewichtspreis lagen. Entsprechend wurden diese Kraftwerke im Jahr 2010 soweit wie möglich im Grundlastbetrieb eingesetzt.

Steigen die regenerativen Elektrizitätsanteile, so werden vor allem Erzeugungskapazitäten mit vergleichsweise hohen Grenzkosten verdrängt, hingegen weniger die Erzeugungskapazitäten mit tiefen Grenzkosten. Der EE-Ausbau trifft die Gaskraftwerke stärker als die Braunkohlekraftwerke. Trotz des Ausbaus der erneuerbaren Elektrizitätserzeugung wurden die deutschen Braunkohlekraftwerke im Jahr 2010 im Mittel 6.600 Volllaststunden eingesetzt. Die hocheffizienten Kraftwerke im Lausitzer Revier erreichten 2010 sogar 7.540 Volllaststunden im Mittel.

Im Frühjahr 2011 wurde die Sofortabschaltung von rund 8 GW Kernkraftkapazität verfügt. Dadurch rückten die bestehenden Braunkohlekraftwerke in der *Merit Order* weiter nach vorne. Dies drückt sich auch in der deutschen Energiebilanz für 2010 bis 2012 aus: Der Anteil der Braunkohle an der Stromerzeugung ist in diesem Zeitraum von 23,2 % auf ca 26 % (Hochrechnung für 2012) angestiegen. Auch die modernen Kapazitäten in den neuen Bundesländern haben dazu beigetragen, die durch KKW-Sofortabschaltung in Deutschland fehlenden Elektrizitätsmengen auszugleichen.

Es wird gerne behauptet, dass die Kernkraft künftig durch eine Kombination von intermittierenden erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen und flexiblen, hocheffizienten Gaskraftwerken ersetzt würde. Diese Aussage widerspricht nicht nur der energiewirtschaftlichen Logik des Kapazitätsabrufs entsprechend der *Merit Order*, sondern auch dem effektiven Verhalten der Marktteilnehmer.

Blick auf die Jahre nach 2020

Welche Situation ist in den Jahren 2020 bis 2040 zu erwarten? Über wie viele Volllaststunden werden moderne Braunkohlekraftwerke des Typs Schwarze Pumpe in diesem Zeitraum pro Jahr noch eingesetzt? Neben dem künftig möglicherweise veränderten Strommarktdesign und neuen regulatorischen Eingriffen beruht die Antwort auf einer Kombination von verschiedenen Faktoren:

Tabelle 3: Voraussichtliche Erzeugungskapazitäten in Deutschland

	2010	2020	2030	2040
	GW			
Windkraft onshore	27	45	64	64
Windkraft Offshore	0	5	10	35
Photovoltaik	18	54	65	65
Biomasse	5	8	9	10

Quelle: Eigene Abschätzungen auf Basis des überarbeiteten Netzentwicklungsplans vom 26. November 2012 sowie der BMU-Leitstudie 2010

- Ausbau und Einsatz von erneuerbaren Elektrizitätserzeugungskapazitäten: Der am 26. November 2012 veröffentlichte überarbeitete Netzentwicklungsplan legt für das Jahr 2022 drei Ausbauszenarien zugrunde. Das Szenarium A beruht auf dem Energiekonzept der Bundesregierung aus dem Jahr 2010, das Szenarium B auf der BMU-Leitstudie aus dem Jahr 2010, das Szenarium C auf den ehrgeizigen und nicht miteinander koordinierten Vorstellungen der einzelnen Bundesländer. Das letztgenannte Szenarium C erscheint aus Sicht des Unterzeichners unrealistisch. Auch bei einem EE-Kapazitätsaufbau entsprechend Tabelle 3 wird der von der Bundesregierung für das Jahr 2030 angestrebte 50-prozentige erneuerbare Elektrizitätsanteil erreicht

- Entwicklung der Kapazitäten von Stromspeichern und abschaltbaren Lasten („funktionale Stromspeicher“). Aus technischer Sicht steht eine Reihe von Speicheroptionen zur Debatte. Neben Pumpspeichern (auch im Ausland), Druckluftspeichern und Akkumulatoren stehen unter dem Schlagwort „Power to Gas“ auch die chemischen Energiespeicher Wasserstoff, synthetisches Methan und Biogas auf der Agenda. Pumpspeicher und Akkumulatoren eignen sich für die Kurzzeitspeicherung von Elektrizität innerhalb von 24 Stunden – das ist relativ kurz für den großtechnischen Ausgleich der fluktuierenden Elektrizitätserzeugung aus Windkraft und Photovoltaik. Demgegenüber haben andere Speichersysteme geringe Speicherwirkungsgrade – hier geht also ein erheblicher Teil der ursprünglichen Elektrizität verloren. Für keines der aktuell diskutierten Speichersysteme ist also die wirtschaftliche Tragfähigkeit heute schon absehbar. Daher läßt sich heute noch nicht beantworten, in welchem Umfang Stromspeicher künftig zu einer Alternative zur gesicherten konventionellen Kraftwerksleistung werden

- Entwicklung der Weltmarktpreise für Kesselkohle und Erdgas. Nach einem kräftigen Anstieg der Weltmarktpreise im ersten Jahrzehnt des laufenden Jahrhunderts hat sich die Entwicklung der internationalen Energiepreise etwas beruhigt. Es ist nicht auszuschließen, dass sich diese Konsolidierung vorerst fortsetzen wird. Ein kräftiger und nachhaltiger Rückgang der Importpreise ist jedoch schon aus Gründen der Förderkosten dieser Rohstoffe unrealistisch. Nachfolgend werden daher gleichbleibende Weltmarktpreise für Energieträger unterstellt. Wenn sich die Erwartungen der BMU-Leitstudie 2010 über weiter stark steigende Weltmarktpreise für Energieträger bestätigen, wird die deutsche Braunkohle ihren Grenzkosten-Vorsprung gegenüber Gas- und Steinkohlekraftwerken weiter ausbauen

- Entwicklung der europäischen CO₂-Preise: Die meisten Preiserwartungen der letzten Jahre haben sich als drastische Fehlprognosen erwiesen. Anstatt der in der BMU-Leitstudie 2010 erwarteten 25,- EUR/t liegt das aktuelle Preisniveau am Ende der zweiten Handelsperiode bei gerade einmal

5,- EUR/t. Dies muss als Indiz dafür gewertet werden, dass viele Experten den neuen Markt für CO₂-Emissionsrechte noch nicht wirklich durchdrungen haben. Entsprechend sind wir auch sehr skeptisch gegenüber den von der Prognos AG und anderen für den Zeitraum bis 2050 publizierten Preisprognosen in der Größenordnung von 40,- bis 60,- EUR/t. Damit hocheffiziente Braunkohlekraftwerke in der *Merit Order* von GuD-Kraftwerken ernsthaft bedrängt werden, müsste der Preis der europäischen CO₂-Emissionsrechte auf mehr als 70,- EUR/t ansteigen – bei konstant angenommenem Weltmarktpreisniveau für Erdgas und Steinkohle. Um Braunkohle-Kraftwerke durch Steinkohle zu verdrängen, müsste das CO₂-Preisniveau sogar auf 80,- EUR/t ansteigen. Bei einem 30-prozentigen Preisanstieg von Erdgas- und Steinkohle würden moderne Braunkohlekraftwerke selbst bei einem CO₂-Preisanstieg von bis zu 95,- EUR/t vor den anderen fossilen Kraftwerken in der *Merit Order* verbleiben.

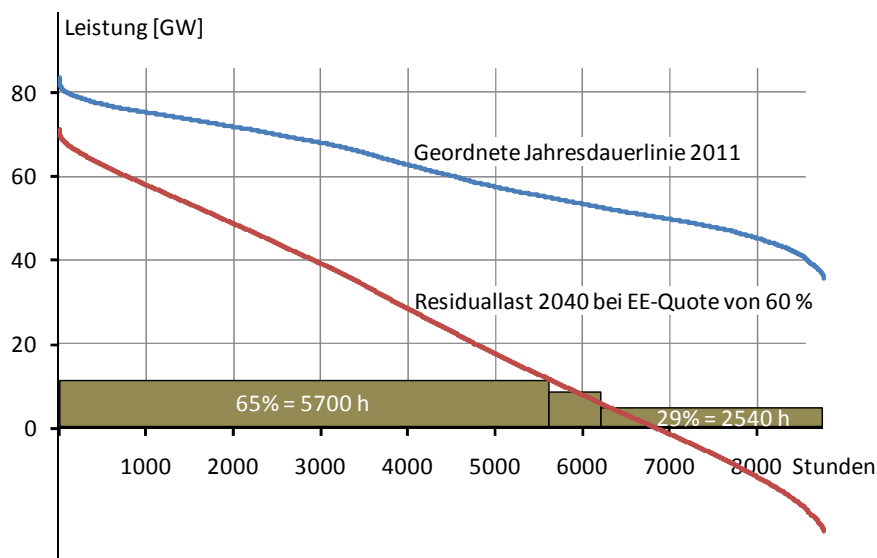
Für ein solch aggressives CO₂-Preisniveau gibt es unter den gegenwärtigen Rahmenbedingungen des CO₂-Emissionshandels keine Anhaltspunkte. Die aktuellen Regeln sehen mehrjährige Emissionshandelsperioden vor, wobei die laufende Handelsperiode bis 2020 reicht. Am Ende dieser Handelsperiode ist der Markt entweder *long* – in diesem Fall gibt es insgesamt genügend Emissionsrechte, um alle Verpflichtungen der Anlagenbetreiber gegenüber der Emissionshandelsstelle zu erfüllen –, oder aber der Markt ist *short* – es stehen nicht genügend Emissionsrechte zur Verfügung, weshalb einige Anlagenbetreiber die vorgesehene Strafzahlung von 100,- EUR/t leisten müssen. Im ersten Fall ist der CO₂-Preis zum Ende der jeweiligen Handelsperiode niedrig, im zweiten mindestens so hoch wie die in der Richtlinie festgelegte Strafzahlung. Doch dieser Fall ist unwahrscheinlich, weil die Anlagenbetreiber während der laufenden Handelsperiode viele Möglichkeiten nutzen können, um die allenfalls drohenden Strafzahlungen zu umgehen. Daher wird der CO₂-Markt gegen Ende der jeweiligen Handelsperiode perspektivisch *long* sein. Beim aktuellen CO₂-Marktdesign ist ein dauerhaft hohes CO₂-Preisniveau unrealistisch.¹ Diese Einschätzung wurde durch den CO₂-Preisverlauf während der bereits abgeschlossenen Handelsperioden 2005-2007 und 2008-2012 eindrucksvoll bestätigt

- Investitionen in steuerbare Stromerzeugungskapazitäten in Deutschland mit Grenzkosten unterhalb derjenigen der 800 MW-Blöcke Schwarze Pumpe: Das einzige momentan in der 50Hertz-Regelzone diskutierte Kraftwerksprojekt ist der 600 MW-Braunkohleblock in Profen. Wegen der ungelösten Finanzierbarkeit und des aus heutiger Sicht unkalkulierbaren regulatorischen Rahmes ist die Realisierbarkeit eines solchen Projekts bis zum Jahr 2030 nicht absehbar

¹ Ausführlicher wird dieser Gedanke dargestellt im Buch: Georg Erdmann, Peter Zweifel (2008) Energieökonomik. Theorie und Anwendungen. Berlin: Springer-Verlag. Insbesondere sei auf Kapitel 13 verwiesen.

- Entwicklung der aggregierten Elektrizitätsnachfrage: Die Bundesregierung strebt in ihrem 2010 beschlossenen Energiekonzept eine Senkung des Bruttostromverbrauchs um 10 % bis 2020 und um 25 % bis 2050 (jeweils bezogen auf das Jahr 2008) an. Wird berücksichtigt, dass Strom als „Modernisierungsenergie“ in Industrie und Haushalten nachweisbar weiterhin andere Energieträger substituiert und Elektroenergie-Effizienzgewinne bisher nicht zu signifikanten Verbrauchsreduktionen geführt haben, sind diesbezüglich Zweifel angesagt. Hierbei ist auch zu konstatieren, dass Effizienzsteigerung und Energieeinsparung nicht äquivalent erfolgen, sondern sogar gegenläufig verlaufen können (sog. Rebound-Effekt). Der Netzentwicklungsplan geht von einem konstanten Elektrizitätsverbrauch aus. Dieses Szenarium halten wir für realistischer, denn einerseits erzeugt der ehrgeizige Zubau dargebotsabhängiger Erzeugungskapazitäten einen preislichen Anreiz zum Mehrkonsum, andererseits werden die elektrischen Nachtspeicherheizungen kaum zurückgebaut, weil sie zusammen mit den elektrischen Wärmepumpen für den kurzfristigen Lastausgleich werden sorgen müssen

Ausgehend von den dargestellten Szenarioannahmen, dem weiteren Zusammenwachsen der europäischen Elektrizitätsmärkte (siehe nachfolgendes Kapitel) und dem derzeit absehbaren regulatorischen Rahmen kann auf Basis des Leistungsabrufs entsprechend der *Merit Order* auch mittelfristig mit hohen Jahresvolllaststunden von modernen Braunkohleblöcken gerechnet werden. Wegen des weiteren Ausbaus der Erneuerbaren Elektrizitätserzeugung werden die Kraftwerksblöcke jedoch zunehmend im Teillastbetrieb gefahren werden, womit sich der effektive Kraftwerkeinsatz bis zum endgültigen Betriebsende in den 2040er Jahren schrittweise verringert.



Figur 4: Simuliertes Einsatzprofil der Kraftwerksblöcke Schwarze Pumpe im Jahr 2040
Quelle: Eigene Berechnungen wie erläutert

In Figur 4 wird dieser Zusammenhang anschaulich. Die obere der beiden durchgezogenen Linien zeigt die geordnete Jahresdauerlinie für die Elektrizitätsnachfrage des Jahres 2011, die wir auch für das Jahr 2040 unterstellen. Ferner ist die Residuallastganglinie des Jahres 2040 dargestellt, die auf einem angenommenen regenerativen Elektrizitätsanteil von 60 % beruht.

Unter diesen Umständen wird die Residuallast während rund 2000 Stunden pro Jahr negativ. In diesen Stunden könnte mehr Elektrizität in das deutsche Stromnetz eingespeist werden als zeitgleich von den Stromkunden nachgefragt wird. Bei Vorhandensein entsprechender Infrastrukturen werden die überschüssigen Mengen durch Verkauf ins Ausland oder durch Einspeisung in Stromspeicher genutzt.

Auf der anderen Seite müssen die unterhalb der Residuallastlinie nachgefragten Elektrizitätsmengen durch konventionelle Kraftwerke bereitgestellt werden – jedenfalls diejenigen Elektrizitätsmengen, die nicht aus zuvor aufgefüllten Stromspeichern entnommen werden können.

Dank ihrer Stellung am Anfang der *Merit order* stehen für moderne Braunkohlekraftwerke auch im Jahr 2040 immer noch hohe Betriebsstunden zur Verfügung. Entsprechend Figur 4 gelangt man auf

- 5700 Stunden pro Jahr (65 %) für den Volllastbetrieb
- 2540 Stunden pro Jahr (29 %) für den Minimallastbetrieb von 40 %
- 520 Stunden pro Jahr (6 %) für den Teillastbetrieb zwischen 40 und 100 %, im Mittel 70 %

Die effektiven Betriebsstunden der Braunkohleblöcke reduzieren sich um Unterbrechzeiten, insbesondere zu Wartungs- und Unterhaltszwecken. Wird dafür eine Zeitspanne von durchschnittlich einem Monat pro Jahr angenommen, so errechnen sich für das Jahr 2040 mit hohen regenerativen Anteilen die folgenden Jahresbetriebsstunden:

8030 h/a	100%	Einsatzbereitschaft (11 Monate)
5220 h/a	65%	Volllastbetrieb
2330 h/a	29%	Teillastbetrieb 40 %
480 h/a	6%	Teillastbetrieb 70%

Werden die jeweiligen Betriebsstunden mit ihren jeweiligen Teillasten gewichtet, so errechnen sich für das Jahr 2040 rund 6490 Braunkohle-Jahresvolllaststunden. Für den Zeitraum zwischen 2020 und 2040 kann ein linearer Rückgang der Jahresvolllaststunden unterstellt werden. Wegen des Ausstiegs aus der Kernenergie und der damit verbundenen Versorgungslücke beginnt dieser Rückgang erst ab dem Jahr 2022.

4 Braunkohlestrom im europäischen Binnenmarkt

Mit dem Ausbau der Interkonnektoren werden die europäischen Strommärkte weiter zusammenwachsen. Bei einem Preisgefälle wird vermehrt Elektrizität von den preiswerten in die teuren Regionen fließen. Dies wird zu einer weiteren Angleichung der Großhandelsstrompreise insbesondere zwischen Deutschland und seinen Nachbarländern führen. Entsprechend muss zur Analyse der zu erwartenden Braunkohle-Volllaststunden die Betrachtung der *Merit Order* vom deutschen auf den mittel- und westeuropäischen Markt erweitert werden.

Derzeit wird hier die *Merit Order* durch den hohen französischen Kernenergie-Anteil dominiert. Momentan stammt in Frankreich etwa 78 % der Elektrizität aus KKW. Selbst wenn die ehrgeizigen Pläne der französischen Regierung nicht aufgehen, diesen Anteil schrittweise auf unter 50 % zu reduzieren, wird Frankreich im Zeithorizont bis 2040 gezwungen sein, den Kernenergieanteil gegenüber heute deutlich herunterzufahren, denn viele französische KKW werden die technische Lebensdauer erreichen und schon aus Sicherheitsgründen nicht weiter am Netz bleiben können.

Parallel dazu dürfte ein ehrgeiziger Zubau neuer KKW-Kapazitäten auch in Frankreich nicht realisiert werden können. Mit der Angleichung der Großhandelsstrompreise wird es auch in Frankreich und anderen Nachbarländern bei Neubauparkkraftwerken zu den hierzulande bereits bekannten Finanzierungsproblemen kommen. Dies wird die Rolle der thermischen Bestandskraftwerke stärken. Dies betrifft insbesondere die in der *Merit Order* des europäischen Elektrizitätsbinnenmarkts weit vorne stehenden Braunkohlekraftwerke der Lausitz.

Der Blick vom deutschen auf den europäischen Elektrizitätsmarkt führt also auf die Schlussfolgerung, dass bei den Braunkohlekraftwerken der Lausitz mit einer höheren Zahl von Jahresvolllaststunden zu rechnen ist als dies bei rein nationaler Betrachtung zu erwarten wäre. Dies unterlegt die Aussage aus Teil 3 dieses Gutachtens, wonach beim Kraftwerk Schwarze Pumpe bis in die 2040er Jahre mit mindestens 6490 Jahresvolllaststunden zu rechnen ist.

5 Beitrag der Braunkohlekraftwerke zur Absicherung der Energiewende

Mit dem weiteren Ausbau dargebotsabhängiger Erzeugungskapazitäten müssen die deutschen Bestandskraftwerke in extremen Windsituationen in der Lage sein, schnell auf ein Mindestlastniveau herunterfahren zu können. Vielfach wird den Braunkohlekraftwerken nachgesagt, dass sie nicht genügend flexibel betreibbar sind, um diesen Anforderungen des künftigen Elektrizitätsmarkts gerecht zu

werden. Doch diese Auffassung stimmt mit den technischen Gegebenheiten dieser Kraftwerke nicht überein.

Tabelle 4: Eigenschaften thermischer Großkraftwerke

Kraftwerktyp	Brennstoff-nutzungsgrad neuer Kraftwerke 2012 [%]	Leistungsänderungs-geschwindigkeit [% der Nennleistung pro Minute]	Mindestleistung [% der Nennleistung]
Erdgas-GT	40	20	20
Erdgas-GuD	60	6	33
Steinkohle	46	4	38
Braunkohle	44	3	40

Quelle: IER Stuttgart 2010 (http://www.bdi.eu/download_content/EnergieUndRohstoffe/Hundt16022010.pdf)

Tabelle 4 vergleicht die entsprechenden Parameter von modernen Braunkohlekraftwerken mit denen von Erdgas-Gasturbinen (Erdgas-GT), Gas-und-Dampf-Kraftwerken (Erdgas-GuD) und modernen Steinkohlekraftwerken. Gemäß dieser Zusammenstellung haben moderne Erdgas-GuD-Kraftwerke den günstigsten Brennstoffnutzungsgrad und darüber hinaus höhere Laständerungsgeschwindigkeiten als Stein- und Braunkohlekraftwerke. Die Laständerungsgeschwindigkeit von Erdgas-Gasturbinen ist derjenigen von Erdgas-GuD-Kraftwerken um den Faktor Drei unterlegen. Doch Gasturbinen haben vergleichsweise geringe Brennstoffnutzungsgrade, sogar gegenüber modernen Kohlekraftwerken, womit sie wegen der hohen Erdgaskosten wirtschaftlich benachteiligt sind. Auf Basis bestehender Kapazitäten und verfügbarer Technologien sind derzeit also noch keine eindeutig überlegenen thermischen Kraftwerke in Sicht, um die steigenden Anteile an intermittierender Elektrizitätserzeugung abzusichern.

Auf absehbare Zeit wird die Lösung daher auf einer geeigneten Kombination von fossilen Bestandskraftwerken mit bestehenden Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken beruhen müssen.

Die Rolle der beiden modernen 800 MW Braunkohleblöcke am Standort Schwarze Pumpe lässt sich aus den Angaben von Tabelle 4 ableiten. Gemeinsam können sie zwischen 640 und 1.600 MW, also in einem Einsatzbereich von rund 1.000 MW betrieben werden. Dabei wird eine Laständerungsgeschwindigkeit von bis zu 50 MW pro Minute oder 750 MW pro Viertelstunde erreicht. In der 50Hertz-Regelzone traten bislang Laständerungen von maximal 800 MW pro Viertelstunde auf. Die heute auftretenden Lastgradienten können die beiden Braunkohleblöcke am Standort Schwarze Pumpe praktisch komplett ausbalancieren. Dabei sind die Laständerungspotentiale der anderen Braunkohleblöcke in der Lausitz noch nicht einmal mitgerechnet.

Mit dem weiteren Ausbau der Windstromerzeugung werden auch die zu bewältigenden Lastgradienten ansteigen. Doch in Verbindung mit den Pumpspeicherkraftwerken, insbesondere dem 1.060 MW Pumpspeicherkraftwerk Goldisthal, werden die bestehenden Braunkohlekraftwerke der Lausitz auch künftig einen stabilen Netzbetrieb mit hohen Windstromanteilen sicherstellen können. Ergänzend unternehmen Elektrizitätserzeuger und Kraftwerksbauer große Anstrengungen, um die Laständerungsgeschwindigkeiten und die Mindestleistungen von Bestandskraftwerken an die künftigen Erfordernisse des Bilanzausgleichs anzupassen.

Unabhängig von den weiteren Entwicklungen bei den regenerativen Erzeugungskapazitäten liegen schon heute die systemtechnischen Voraussetzungen vor, um die bestehenden Braunkohlekraftwerke in einem Verbund mit hohen Anteilen an Windkraft und Photovoltaik betreiben zu können.

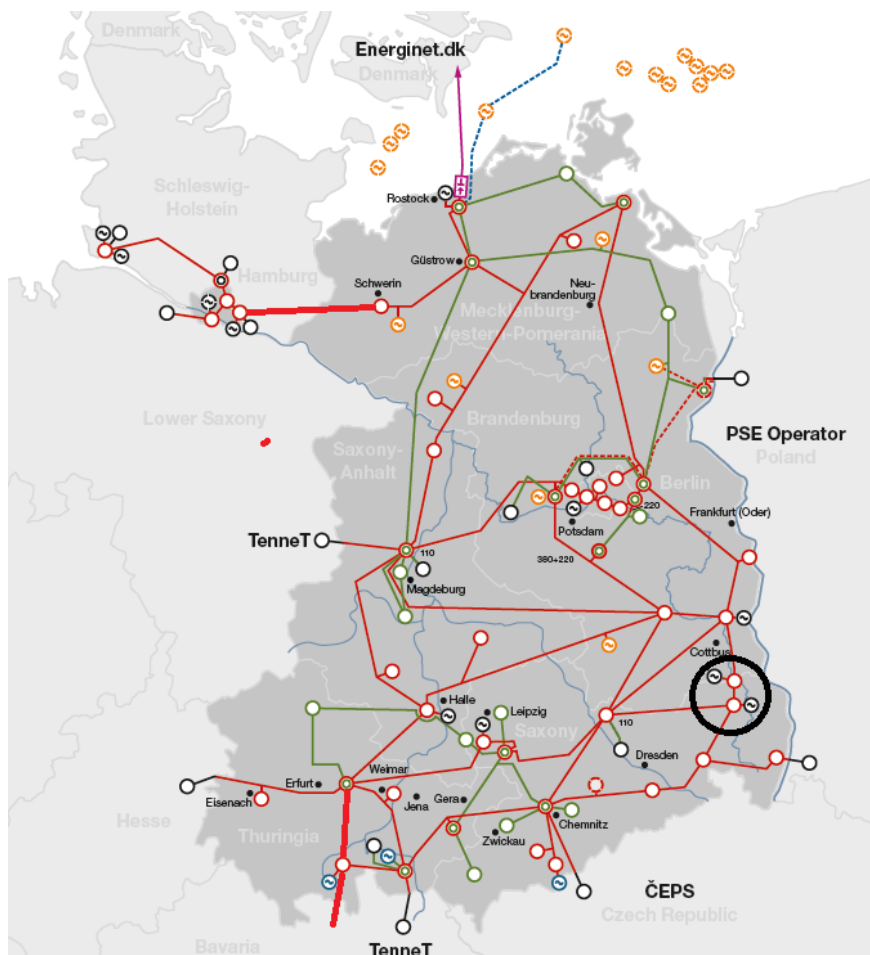
6 Braunkohlekraftwerke in der Lausitz und Übertragungsnetzausbau (Gleichstromtrassen)

Derzeit leidet der deutsche Elektrizitätsmarkt unter unzureichenden Übertragungskapazitäten, insbesondere zwischen Nord- und Süddeutschland. Das führt immer häufiger zu Redispatch-Maßnahmen im Gebiet der 50Hertz-Regelzone, in dessen Verlauf Kraftwerke nördlich des Leitungsentpasses heruntergefahren und südlich des Kapazitätsengpasses hochgefahren werden. Ohne dieses Engpass-Management hätten die Braunkohlekraftwerke in der Lausitz im Jahr 2012 rund 190 Volllaststunden zusätzlich eingesetzt werden können.

Nachdem die Bundesnetzagentur (BNetzA) in den Wintern 2011/12 und 2012/13 akute Notfallmaßnahmen vorgesehen hat, plant die Bundesregierung – zumindest für einen mittelfristigen Zeitraum – unter dem Stichwort „Kapazitätsreserve“ weitere recht einschneidende Eingriffe in die Elektrizitäts- und Erdgasmärkte. Mit dem vorgesehenen Abschalten weiterer KKW in Süddeutschland droht eine zusätzliche Verschärfung der Situation ab Mitte des laufenden Jahrzehnts.

Um hier die Elektrizitätsversorgung zu sichern, sind Netzausbauten unumgänglich. Im Bereich des für die Kraftwerke der Lausitz zuständigen Übertragungsnetzbetreibers 50Hertz gehört dazu besonders vordringlich die „Thüringer Strombrücke“, eine 210 km lange neue Höchstspannungsverbindung von Bad Lauchstädt in Sachsen-Anhalt (bei Halle) über Vieselbach in Thüringen (bei Erfurt) und Redwitz bei Kronach (Bayern) weiter in den Raum Schweinfurt (Figur 5). Auch die Windsammelschiene von Schwerin (Umspannwerk Görries) nach Geesthacht (UW Krümmel) bei Hamburg (Inbetriebnahme am 18.12.2012), der 380 kV-Nordring Berlin, die geplante Leitungsverstärkung auf der 380 kV-Trasse von Bärwalde nach Schmölln sowie die Inbetriebnahme eines neuen Hochtempe-

raturleiterseils auf der "Thüringer Strombrücke" am 4. Dezember 2012 sind hier zu erwähnen. Weiter verstärkt werden diese Verbindungen bis zum Ende dieser Dekade durch die bestätigte Gleichstromtrasse Bad Lauchstädt (Sachsen-Anhalt) / Meitlingen (Bayern) mit 2000 MW Übertragungskapazität und eine weitere (noch nicht final bestätigte) Wechselstromtrasse Altenfeld (Thüringen) / Grafenrheinfeld (Bayern).



Figur 5: Übertragungsnetz der 50Hertz-Regelzone
Quelle: www.50hertz.com/en/file/50hz_netzkarte_e_2011.pdf

Mit der schrittweisen Verwirklichung dieser Netzausbauten werden sich Häufigkeit und Umfang von Redispatch-Maßnahmen signifikant reduzieren. Dies wird einen verbesserten Transport von Wind- und Photovoltaik-Elektrizität in die Verbrauchszentren südlich der Mainlinie ermöglichen. Außerdem werden damit auch die oben genannten mindestens 6490 Jahresvolllaststunden der Braunkohlekraftwerke in der Lausitz gesichert.

7 Braunkohlekraftwerke in der Lausitz als Beitrag zur Versorgungssicherheit

Die Braunkohlekraftwerke der Lausitz leisten einen wichtigen Beitrag zur System-sicherheit, indem sie als Nebenprodukt bedarfsgerechter Stromerzeugung Frequenz und Spannung des elektrischen Systems in engen Grenzen stabil halten. Sie stellen für die Übertragungsnetzbetreiber ununterbrochen Leistungen auf den drei Regelenergiemärkten

- Primärregelleistung im Aktivierungsintervall von 5 bis 30 Sekunden (bis zu 200 MW)
- Sekundärregelleistung im Aktivierungsintervall von 30 Sekunden bis 15 Minuten (bis zu 500 MW)
- Minutenreserve im Aktivierungsintervall von 15 Minuten bis 1 Stunde (bis zu 500 MW)

bereit, um vorübergehende Ungleichgewichte zwischen Abnahme und Erzeugung durch Mehr- oder Mindererzeugung flexibel auszugleichen.

Darüber hinaus halten die Braunkohlekraftwerke im Zusammenspiel mit weiteren konventionellen Kraftwerken das Spannungsniveau stabil und ermöglichen so den sicheren Betrieb vieler elektrischer Einrichtungen. Diese sind auf Spannungen innerhalb schmaler Toleranzbänder angewiesen, um

- ihre vorgesehenen Leistungswerte zu erreichen (z.B. Drehmomente von elektrischen Antrieben),
- Schädigungen an ihnen zu vermeiden (z.B. Überspannungen) oder
- Abschaltungen elektrisch betriebener Einrichtungen vorzunehmen, die bei Verletzung von Spannungstoleranz zum Schutz von Mensch und Ausrüstung erfolgen,

um nur einige Gründe zu nennen.

Die diesbezügliche Rolle der Braunkohlekraftwerke wird weiter zunehmen, weil andere konventionelle Technologien infolge politischer Entscheidungen (Kernenergieausstieg bis 2022) und Substitution von Erzeugungsanteilen durch Erneuerbare Energien (dies trifft vor allem Gaskraftwerke) hierzu perspektivisch weniger beitragen werden. Die Erneuerbaren Energien ihrerseits können diese sog. Systemdienstleistungen aufgrund ihrer Technologien gegenwärtig und auf absehbare Zeit nicht im benötigten Umfang und in der erforderlichen Qualität erbringen.

Auch im Worst-Case-Szenario einer großräumigen Störung des Netzes (Blackout) bieten die Braunkohlekraftwerke in der 50Hertz-Regelzone Gewähr für die zügige Wiederherstellung der Elektrizitätsversorgung. Im Störungsfalle trennen sich die Kraftwerke vom Übertragungsnetz und halten ihren Betrieb durch Eigenversorgung aufrecht (Inselbetrieb). Sie verbleiben so lange im Inselbetrieb, bis sie wieder mit dem Netz verbunden (synchronisiert) werden und schrittweise ihre Einspeisung erhöhen. Dabei besteht das Ziel darin, das Gleichgewicht zwischen Er-

zeugung und Verbrauch auf allmählich ansteigendem Niveau wieder herzustellen und zu erhalten (Netzwiederaufbau).

Im Zusammenspiel mit den Pumpspeicherkraftwerken, die ohne „Hilfe“ von außen gestartet werden können (Schwarzstartfähigkeit) bilden Braunkohlekraftwerke heute und bis in die 2040er Jahre hinein das Rückgrat für die Netzstabilität. Das haben sie in kritischen Situationen (November 2006, Oktober 2009, März 2012) wiederholt nachweisen können. Auch für den Wiederaufbau der Versorgung nach einem Blackout stehen sie bereit, ohne zusätzliche Kosten für die Verbraucher zu verursachen. Damit ist auch keine Umlage erforderlich, welche jüngst zur Verhinderung von Stilllegungen unwirtschaftlicher, aber als systemrelevant eingestufte Kraftwerke beschlossen wurde.

8 Braunkohlebedarf der Veredelungsbetriebe

Ein alternativer Nutzungspfad der Lausitzer Braunkohle besteht in der physikalischen Veredlung der Rohbraunkohle. Seit 1959 werden am Standort Schwarze Pumpe Veredlungsanlagen betrieben und Braunkohleprodukte hergestellt. Aktuell werden zwischen 5% bis 7% der Fördermenge zu Wirbelschichtkohle, Braunkohlestaub und Briketts veredelt. Kunden sind kommunale Strom- und Wärmelieferanten, der Hausbrand sowie die Zement- und Kalkindustrie. Seit Jahren ist eine steigende Nachfrage zu verzeichnen. Durch die Errichtung einer zweiten Mahlanlage am Standort Schwarze Pumpe wurde bereits auf die Entwicklung beim Absatz von Braunkohlenveredelungsprodukten reagiert.

Im Jahr 2011 benötigte der Veredelungsstandort Schwarze Pumpe 3,9 Mio. Tonnen Rohbraunkohle. Als Liefertagebaue mit geeigneten Rohkohlequalitäten stehen nur Nochten in Sachsen und Welzow-Süd in Brandenburg zur Verfügung. Zukünftig ist mit einer Nachfrage nach qualitätsgerechter Rohbraunkohle von 4 bis 6 Mio. Tonnen pro Jahr – im Mittel 5 Mio. t/a – zu rechnen.

Nach Kenntnis des Unterzeichners gibt es bei der Vattenfall Europe Mining AG keine Planungen, um neue Veredelungsprodukte (z. B. Pellets oder Granulate) zu produzieren bzw. Braunkohle stofflich zu verwerten (Braunkohlevergasung bzw. -verflüssigung). Das Unternehmen beteiligt sich an verschiedenen Initiativen und Forschungsvorhaben zur Erhöhung der Wertschöpfungstiefe bei der Verwertung von Braunkohle (wie z. B. IBI in Mitteldeutschland oder dem Deutschen Energie-Rohstoff-Zentrum Freiberg). Für den allfälligen Aufbau neuer Produktionskapazitäten für entsprechende Veredelungsprodukte oder zur stofflichen Nutzung von Braunkohle wäre die Versorgung mit zusätzlicher Qualitätsrohbraunkohle sicherzustellen.

9 Braunkohleströme bis 2050 in der Lausitz

Die vorstehenden Analysen haben zum Ziel, Grundlagen für die Plausibilitätsprüfung der Vattenfall-Planungen zu dem in der Lausitz bis in die Mitte der 2040er Jahre geplanten Braunkohlenbedarf zusammenzutragen. Im Zentrum stehen dabei die für die Kraftwerksblöcke Schwarze Pumpe vorgesehenen 372 Mio. Tonnen Rohbraunkohle.

Kraftwerk Schwarze Pumpe

Für die Plausibilitätsprüfung werden im vorliegenden Gutachten zusätzlich die folgenden Annahmen bzw. Planungsdaten getroffen:

- Technische Verfügbarkeit der Kraftwerksblöcke Schwarze Pumpe insgesamt 8030 Stunden pro Jahr (11 von 12 Monaten)
- Der Brennstoffnutzungsgrad hängt vom jeweiligen Lastzustand ab. Bei den Kraftwerksblöcken Schwarze Pumpe beträgt er nach Angaben des Vattenfall-Konzerns
 - bei Volllast 40,6 %
 - bei 70 % Teillast 39,8 % (spezifischer Brennstoffmehrbedarf 2 %)
 - bei 40 % Teillast 35,7 % (spezifischer Brennstoffmehrbedarf 12,1 %)
- Für eine Volllaststunde benötigen die beiden Blöcke Schwarze Pumpe zusammen 1.570 Tonnen Rohbraunkohle (siehe Tabelle 1)

Tabelle 5: Jährlicher Braunkohlebedarf des Kraftwerks Schwarze Pumpe in Abhängigkeit vom Anteil Volllastbetrieb

Anteil Volllastbetrieb	Volllast [h/a]	Teillast 70% [h/a]	Teillast 40% [h/a]	Volllaststunden [h/a]	Braunkohlebedarf p.a. [Mio. t]
100%	8036 ¹⁾	0	0	8036	12,6
95%	7634	69	333	7815	12,2
90%	7232	137	666	7595	11,9
85%	6830	206	999	7374	11,5
80%	6428	274	1333	7154	11,1
75%	6027	343	1666	6933	10,8
70%	5625	412	1999	6713	10,4
65%	5223	480	2332	6492	10,0
60%	4821	549	2665	6272	9,7
55%	4420	618	2998	6051	9,3
50%	4018	686	3332	5831	8,9

1) Hier ist berücksichtigt, dass jedes vierte Jahr ein Schaltjahr mit 366 Tagen ist
 Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis vorstehend genannter Parameter

Tabelle 5 zeigt den jährlich benötigten Braunkohlebedarf bei unterschiedlichen Vollastbetrieb-Anteilen. Dabei wird der bei Teillastbetrieb geringere Brennstoffnutzungsgrad berücksichtigt. Je nach Vollastanteil werden die beiden Blöcke des Kraftwerks Schwarze Pumpe einen jährlichen Braunkohlebedarf zwischen 8,9 und 12,6 Mio. Tonnen auslösen. Tabelle 5 zeigt weitere Einzelheiten.

Um den von den Kraftwerksblöcken Schwarze Pumpe bis zum vorgesehenen endgültigen Betriebsende in den 2040er Jahren benötigten Braunkohlebedarf zu quantifizieren, wird auf die Ausführungen aus Teil 3 zurückgegriffen. Demnach werden im Jahr 2040 moderne Braunkohlekraftwerke 65 % ihrer Einsatzzeit im Vollastbetrieb eingesetzt, da zu diesem Zeitpunkt der zu erwartende 60-prozentige erneuerbare Versorgungsanteil bereits mit einem bedeutenden Verdrängungseffekt verbunden ist. In den Jahren zuvor werden die Braunkohlekraftwerke höhere Volllastanteile erreichen.

Aus den vorgenannten Annahmen und Planungsdaten ergibt sich der über die Jahre 2011 bis 2042 kumulierte Braunkohlebedarf der beiden Kraftwerkblöcke Schwarze Pumpe in Höhe von rund 358 Mio. Tonnen. Die Entwicklung über die Zeit bis zum endgültigen Betriebsende geht aus Tabelle 6 hervor.

Tabelle 6: Braunkohlebedarf des Kraftwerks Schwarze Pumpe

Zeitraum von ... bis	Anteil Vollast	Volllaststunden p.a.[h/a]	Braunkohle p.a. [Mio. t/a]	Braunkohle je Periode [Mio. t]
2011 -2015	90%	7595	11,9	59,4
2016 -2020	90%	7595	11,9	59,4
2021 -2025	85%	7374	11,5	57,5
2026 -2030	80%	7154	11,1	55,7
2031 -2035	75%	6933	10,8	53,8
2036 -2040	70%	6713	10,4	52,0
2041 -2042	65%	6492	10,0	20,1
Summe 2011-2042				357,8

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis vorstehender Annahmen

Zusammenfassend erscheinen die entsprechenden Planziele der Vattenfall Europe Mining und Generation demnach im Kern plausibel. Die Differenz gegenüber der Vattenfall-Planzahl von 372 Mio. t (= 14 Mio. t) liegt innerhalb des bei einem 30-jährigen Planungshorizonts unvermeidlich anzusetzenden Unschärfebereichs.

Erweiterung auf die anderen Braunkohlebedarfe und Tagebaue

Zur Quantifizierung der in der Lausitz insgesamt zu erwartenden Braunkohleströme muss die Brennstoffnachfrage der anderen Kraftwerksstandorte berücksichtigt werden. Zu diesem Zweck erhielt der Unterzeichner vertraulichen Planungsunterlagen der Vattenfall Europe Mining AG über die kumulierten Kohlebilanzen

der Tagebaue in der Lausitz für den Zeitraum 2012 bis 2050, um diese auszuwerten und im Hinblick auf ihre Plausibilität zu bewerten.

Die Mengenbilanzen der Vattenfall Europe Mining gehen davon aus, dass die bestehenden 3.000 MW Kapazitäten des Braunkohlekraftwerks Jänschwalde zum Ende der 2020er Jahre aus Altersgründen stillgelegt werden. Angesichts des weiteren Ausbaus der erneuerbaren Stromerzeugung sind Braunkohle-Ersatzkapazitäten von nur noch maximal 2.000 MW geplant, so dass gegenüber dem heutigen Stand eine Braunkohlekapazität von mindestens 1.000 MW wegfallen sollte. Bei den beabsichtigten Ersatzinvestitionen wird gegenüber heute ein nochmals höherer Brennstoffnutzungsgrad zur Anwendung kommen. Während diese Veränderungen einen signifikanten Einfluss auf die künftigen Braunkohleströme in der Lausitz ab 2030 haben werden, kann das Potential von Ersatzbrennstoffen wegen unzureichender Verfügbarkeiten praktisch vernachlässigt werden.

Tabelle 7: Mengengerüst der Lausitzer Braunkohlefelder 2012-2050

Tagebau	nutzbarer Vorrat am 1.1.2012 [Mio. t]	Kraftwerk Jänschwalde [Mio. t]	Kraftwerk-Schwarze Pumpe [Mio. t]	Kraftwerk-Boxberg ²⁾ [Mio. t]	Veredelung [Mio. t]
Jänschwalde	113	113			
Cottbus Nord	24	24			
Jänschwalde Nord	250	250			
Welzow Süd, Teil I	348	232	77		39
Welzow Süd, Teil II	204		184		20
Nochten	329	0	37	246	46
Nochten 2	310			285	25
Reichwalde ¹⁾	359	57	74	228	0
Summe	1,937	676	372	759	130

¹⁾ Aus Gründen der Kohlequalität kann der Tagebau Reichwalde nicht an die Veredelungsanlagen liefern und nur 20% bis 30% der Versorgung eines modernen Braunkohlenkraftwerks sicherstellen

²⁾ Die Angaben beziehen sich auf den Zeitraum bis zum endgültigen Betriebsende des Kraftwerkstandorts Boxberg

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis vertraulicher Angaben der Vattenfall Europe Mining AG

Tabelle 7 präsentiert ein mit den aktuellen Vattenfall-Planungen konsistentes Mengengerüst der künftigen Braunkohleströme in der Lausitz bis 2050. Um die Mengenbilanzen der Braunkohlestandorte (inkl. der Veredelungsbetriebe) vollständig zu decken, ist nicht nur der Aufschluss des Tagebaus Welzow-Süd, Teilabschnitt II, erforderlich, sondern künftig auch die Förderung in den beiden Braunkohle-Vorranggebieten Jänschwalde Nord und Nochten 2. Tabelle 7 präsentiert auch eine Einschätzung des Unterzeichners über die Zuordnung der Tagebaue mit ihren nutzbaren Vorräten zu den einzelnen Kraftwerksstandorten.

Nach Tabelle 7 sind die Vorräte und Mengenströme mit der erwarteten Braunkohlenachfrage der drei Kraftwerksstandorte (inkl. Veredelungsbetriebe) miteinander konsistent und unter den getroffenen Planungsparametern plausibel. Trotz der beträchtlichen Mengen ist die Umsetzung dieser Braunkohleplanungen mit einem künftig deutlich reduzierten Braunkohleeinsatz verbunden. Damit ist auch ein signifikanter Rückgang der CO₂-Emissionen verbunden, wie es den politisch gewollten Entwicklungspfad der Energiewende entspricht.

Eine gegebenenfalls weitere Reduktion der langfristigen Ersatzkapazitäten in Jänschwalde würde die Fördermengen des künftigen aufzuschließenden Tagebaus Jänschwalde Nord beeinflussen, nicht jedoch diejenigen des Tagebaues Welzow-Süd, Teilabschnitte I und II. Von daher sind die hier getroffenen Aussagen zu den Fördermengen aus dem Tagebau Welzow-Süd, Teilabschnitte I und II, robust gegenüber eventuellen Planänderungen der Vattenfall Generation, die sich etwa als Folge politischer Entscheidungen und technischer Entwicklungen zur Systemintegration konventioneller und erneuerbarer Energien künftig aufdrängen könnten.

10 Gutachterliche Beantwortung der Untersuchungsfragen

Das vorliegende Kurzgutachten nimmt zu den drei Kernfragen zusammenfassend wie folgt Stellung:

1. Ist die im „Tagebau Welzow-Süd, räumlicher Teilabschnitt II“ zu gewinnende Braunkohle langfristig für die Energie- und Rohstoffversorgung notwendig?

Ohne den Aufschluss des Teilabschnitts II reicht die Braunkohle in der Lausitz für einen Betrieb der Braunkohlekraftwerke und der Veredelungsbetriebe bis Ende der 2020er Jahre. Würde man die bestehenden hocheffizienten Braunkohlekraftwerke danach aus Mangel an Brennstoffversorgung nicht mehr weiter nutzen können, wäre die Elektrizitätsversorgungslücke zwischen der Nachfrage und der intermittierenden Erzeugung aus Windkraft und Photovoltaik nur dadurch zu schließen, dass der Aufbau von thermischen Ersatzkraftwerken (vor allem Gasturbinen) massiv gefördert wird, etwa durch Zahlungen von Kapazitätsprämien. Dies würde zu weiter steigenden energiewirtschaftlichen Gesamtkosten und einer größeren Abhängigkeit von Erdgasimporten führen

2. Sind die vom Vattenfall-Konzern angegebenen langfristigen Bedarfsmengen des Kraftwerks Schwarze Pumpe sowie des Veredelungsbetriebs nachvollziehbar?

Unsere Analysen zeigen, dass die hochmodernen Braunkohlekraftwerke nach dem Ausstieg aus der Kernenergie in Deutschland in der *Merit Order* nach vorne rücken. Dies liegt an den im Vergleich zu Steinkohle- und Erdgas-Kraftwerken geringeren Grenzkosten bzw. variablen Kosten. Mit der in Europa perspektivisch reduzierten Kernenergienutzung ist keine ähnlich kostengünstige und gleichzeitig steuerbare Erzeugungstechnologie absehbar. Mit dem Ausbau der erneuerbaren Elektrizitätserzeugung sind für die modernen Braunkohleblöcke der Lausitz anfänglich rund 7.600 Jahresvolllaststunden zu erwarten, die bis zum Jahr 2042 auf rund 6.490 Volllaststunden sinken werden. Diese Aussage gilt bei CO₂-Preisen von maximal 70 EUR/t

3. Sind die Angaben zu den Förderkapazitäten des Tagebaus energiewirtschaftlich gerechtfertigt?

Damit die Braunkohlekraftwerke in der Lausitz auch künftig mit den energiewirtschaftlich notwendigen Jahresvolllaststunden betrieben werden können, ist bis zum Ende der technischen Lebensdauer der Blöcke Schwarze Pumpe mit einem Braunkohlebedarf von insgesamt rund 358 Mio. Tonnen Rohbraunkohle zu rechnen. Zusammen mit dem Braunkohleeinsatz der Veredelungsbetriebe von durchschnittlich 5 Mio. t/a kann dieser Bedarf bis in die 2040er Jahre nur durch die aus dem Tagebaufeld Welzow-Süd, Teilabschnitt II, zusätzlich gewinnbaren rund 200 Mio. Tonnen Braunkohle gedeckt werden

Angesichts der Diskussion über eine sich abzeichnende Kapazitätslücke im deutschen und europäischen Kraftwerkspark wäre es sachfremd und unlogisch, die modernen und vergleichsweise effizienten Braunkohle-Bestandskraftwerke in der Lausitz perspektivisch von der erforderlichen Brennstoffversorgung abzuschneiden.