

CO₂-Emissionen aus der Kohleverstromung in Deutschland

Studie des Öko-Instituts

Berlin, 10. März 2014

Hauke Hermann

Ralph O. Harthan

Öko-Institut e.V.
Schicklerstraße 5-7
D-10179 Berlin
Tel.: +49-(0)30-40 50 85-380
Fax: +49-(0)30-40 50 85-388

Geschäftsstelle Freiburg
Merzhauser Straße 173
D-79100 Freiburg
Tel.: (0761) 4 52 95-0
Fax.: (0761) 4 52 95-288

Büro Darmstadt
Rheinstraße 95
D-64295 Darmstadt
Tel.: (06151) 81 91-0
Fax.: (06151) 81 91-133

www.oeko.de

Zusammenfassung

Im Jahr 2013 ist die Stromerzeugung aus Braun- und Steinkohle im Vergleich zum Vorjahr angestiegen. Zentraler Hintergrund ist, dass der Emissionshandel zurzeit nicht die notwendige Steuerungswirkung entfalten kann. Denn aktuell sind die Preise für Emissionsberechtigungen im EU ETS zu niedrig, um einen Brennstoffwechsel zwischen Braunkohle, Steinkohle und Erdgas herbeizuführen. Dafür würden bei aktuellen Brennstoffpreisen CO₂-Preise von über 40 € / t CO₂ benötigt.

Unter den zehn Kraftwerken mit den höchsten CO₂-Emissionen in Deutschland befinden sich 9 Braunkohlekraftwerke und nur ein Steinkohlekraftwerk. Braunkohlekraftwerke haben im Vergleich deutlich höhere spezifische CO₂-Emissionen als Steinkohlekraftwerke. Je älter die Kraftwerke, desto höher die spezifischen Emissionen.

Die Analyse der Wirtschaftlichkeit zeigt aber, dass Braunkohlekraftwerke im Vergleich zu Steinkohlekraftwerken oder Erdgaskraftwerken besonders wirtschaftlich sind. Damit verbleibt auf absehbare Sicht die Verstromung von Braunkohle am Strommarkt am attraktivsten, gefolgt von der Stromerzeugung mit Steinkohle. Erdgas-Kraftwerke werden absehbar nur nachrangig eingesetzt. Braunkohlekraftwerke emittieren also nicht nur pro Kilowattstunde besonders viel CO₂, sondern sie laufen auch in besonders vielen Stunden und produzieren deshalb auch absolut gesehen viel Strom und damit hohe Emissionen. Die ältesten und damit ineffizientesten Braunkohlekraftwerke werden von RWE in Nordrhein-Westfalen betrieben. Viele dieser Kraftwerksblöcke haben bereits ein Alter von über 40 Jahren erreicht und sollten aus klimapolitischen Gründen stillgelegt werden.

Die neue Bundesregierung hat sich im Koalitionsvertrag verpflichtet, die Treibhausgasemissionen Deutschlands bis zum Jahr 2020 national um 40% gegenüber 1990 zu reduzieren. Soll dies durch den Emissionshandel geschehen, müsste dieser massiv gestärkt werden: Nur wenn schon weit vor 2020 Preise von über 40 € / t CO₂ generiert werden, wäre dieses Ziel noch zu erreichen.

Sollte eine ambitionierte Stärkung des Emissionshandels nicht gelingen, müssen ordnungsrechtliche Maßnahmen in Betracht gezogen werden. Eine Verkürzung der Lebensdauer von Kohlekraftwerken auf z.B. 40 Jahre kann einen erheblichen Beitrag zur Erreichung des 40%-Ziels leisten. Die Untersuchungen zur Wirtschaftlichkeit zeigen dabei, dass ordnungsrechtliche Maßnahmen insbesondere für Braunkohlekraftwerke notwendig sein werden, um die Ziele zu erreichen. Eine Beschränkung der Lebensdauer von Braunkohlekraftwerken würde darüber hinaus durch Abbau von Überkapazitäten und Verbesserung der Marktbedingungen für flexible Kraftwerke zur Umsetzung der Energiewende beitragen.

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung.....	3
1 Einleitung	9
2 Status-Quo der Kohleverstromung in Deutschland.....	10
2.1 Entwicklung der jährlichen Stromerzeugung	10
2.2 Die 30 größten CO ₂ -Emittenten	13
2.3 Installierte Leistung und Alter der Braunkohlekraftwerke	17
2.4 Installierte Leistung und Alter der Steinkohlekraftwerke.....	20
2.5 Spezifische Emissionen der Kohleverstromung in Deutschland.....	21
3 Wirtschaftlichkeit des Kraftwerksbetriebs.....	23
3.1 Brennstoffwechsel und CO ₂ -Preise.....	23
3.2 Wirtschaftlichkeit von Bestandskraftwerken	24
3.3 Referenzentwicklung des deutschen Kraftwerksparks	28
3.4 Zwischenfazit	29
4 Vergleich des CO₂-Ambitionsniveaus im Emissionshandel mit den Minderungszielen der Bundesregierung.....	32
4.1 Emissionsminderungsziele in Deutschland	32
4.2 Beitrag des EU-Emissionshandels zur Erreichung des 40%-Ziels	33
4.3 Projektion der CO ₂ -Emissionen der Braunkohle-Kraftwerke unter Berücksichtigung verschiedener Annahmen in Bezug auf die Lebensdauer (Sensitivitätsrechnungen).....	34
5 Schlussfolgerungen	37
6 Referenzen	39
6.1 Literatur.....	39
6.2 Datenquellen.....	41
Anhang 1: Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen.....	42
Verwendete Rahmendaten.....	42
Brennstoffpreise Braunkohle	42
Berechnungsmethode	43
Anhang 2 - Braunkohlevorräte und Bedarf.....	45

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1	Entwicklung der Brutto-Stromerzeugung in Deutschland, 1990-2013	12
Tabelle 2	Die 30 Kraftwerke mit den höchsten absoluten Emissionen in der EU	13
Tabelle 3	Die 30 Kraftwerke mit den höchsten absoluten Emissionen in Deutschland	14
Tabelle 4	Berechnung der spezifischen Emissionen der 30 Kraftwerke mit den höchsten absoluten Emissionen in Deutschland	16
Tabelle 5	Referenzentwicklung des deutschen Kraftwerksparks bis 2020	29
Tabelle 6	Zieltableau des Energiekonzepts der Bundesregierung	32
Tabelle 7	Änderung der Stromerzeugung sowie CO ₂ -Emissionsminderung bei unterschiedlicher Lebensdauer von Braunkohlekraftwerken, 2020	35
Tabelle 8	Genehmigte Braunkohletagebaue und Braunkohlebedarf bis 2050	46

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1	Entwicklung der fossilen Brutto-Stromerzeugung in Deutschland, 2005-2013.....	11
Abbildung 2	Altersstruktur der Braunkohlekraftwerke der allgemeinen Versorgung.....	17
Abbildung 3	Altersstruktur der Braunkohlekraftwerke in Deutschland.....	19
Abbildung 4	Altersstruktur der Steinkohlekraftwerke	20
Abbildung 5	Vergleich der spezifischen CO ₂ -Emissionen von Kohlekraftwerken.....	22
Abbildung 6	Vergleich des für einen Brennstoffwechsel benötigten und des tatsächlichen CO ₂ -Preises, 2003 bis 2015	23
Abbildung 7	Vergleich der Grenzkosten fossiler Kraftwerke mit der Jahresdauerlinie des Spotmarktes, 2012.....	25
Abbildung 8	Berechnung des Deckungsbeitrags eines Kraftwerks in Abhängigkeit von Grenzkosten und Strompreisverteilung.....	26
Abbildung 9:	Vergleich der fixen Betriebskosten mit den erwirtschafteten Deckungsbeiträgen im Jahr 2012 für Bestandsanlagen	27
Abbildung 10	Aktuelle Deckungslücke zur Erreichung des 40%-Ziels in Deutschland	33
Abbildung 11:	Nationale 2020-Minderung gegenüber 1990 unter Annahme unterschiedlicher Lebensdauern von Braunkohle-Kraftwerken	36
Abbildung 12	Vergleich der Brennstoffkosten der Stromerzeugung von Steinkohle-, Braunkohle- und Erdgaskraftwerken, 2003 bis 2015	44
Abbildung 13	Entwicklung der installierten Nettoleistung der Braunkohlekraftwerke nach Revieren bei Außerbetriebnahme der Kraftwerke nach Alter, 2008 bis 2030	45

1 Einleitung

Im Jahr 2013 ist die Stromerzeugung aus Braun- und Steinkohle im Vergleich zum Vorjahr angestiegen. Zentraler Hintergrund ist, dass der Emissionshandel zurzeit nicht die notwendigen Steuerungswirkung entfalten kann. Denn aktuell sind die Preise für Emissionsberechtigungen im EU ETS (European Union Allowances – EUA) massiv zurückgegangen. Fundamental sind diese Preisentwicklungen durch das sehr große Angebot an Emissionsberechtigungen (Überallokation) und externen Minderungsgutschriften erklärbar, das den Bedarf erheblich überschreitet. Dieser Überschuss belief sich auf 1,8 Milliarden EUA Ende 2012 (EEA 2013). Hauptgründe dafür sind die umfangreich zugelassene Nutzung externer Emissionsminderungsgutschriften mit fragwürdiger ökologischer Qualität aus dem Clean Development Mechanism (CDM) und Joint Implementation (JI) sowie die längerfristigen Auswirkungen der Finanz- und Wirtschaftskrise.

Vor diesem Hintergrund hat das Öko-Institut die aktuelle Situation in der Stromerzeugung dokumentiert und überprüft, wo alternative Instrumente ansetzen sollten, falls eine Reform des Emissionshandels nicht schnell gelingt. Die hier vorgelegte Kurzstudie gliedert sich wie folgt:

- Kapitel 2 dokumentiert den aktuellen Status der Kohleverstromung in Deutschland. Hierzu gehören auch die Einordnung der historischen Produktion der Kohlekraftwerke und der Altersstruktur des existierenden Kraftwerksparks.
- Im Kapitel 3 werden Wirtschaftlichkeitsberechnungen für die Stromerzeugung aus Kohle durchgeführt.
- Im Kapitel 4 werden die Beschlüsse der Bundesregierung in ihrem Energiekonzept vom September 2010 dargestellt. Dazu gehört insbesondere das 40%-Treibhausgasminderungs-Ziel. Gleichmaßen wird erörtert, ob das Ambitionsniveau im Emissionshandel ausreicht, um das 40%-Ziel zu erreichen.
- Die Kurzstudie wird mit Schlussfolgerungen in Kapitel 5 abgerundet.

2 Status-Quo der Kohleverstromung in Deutschland

2.1 Entwicklung der jährlichen Stromerzeugung

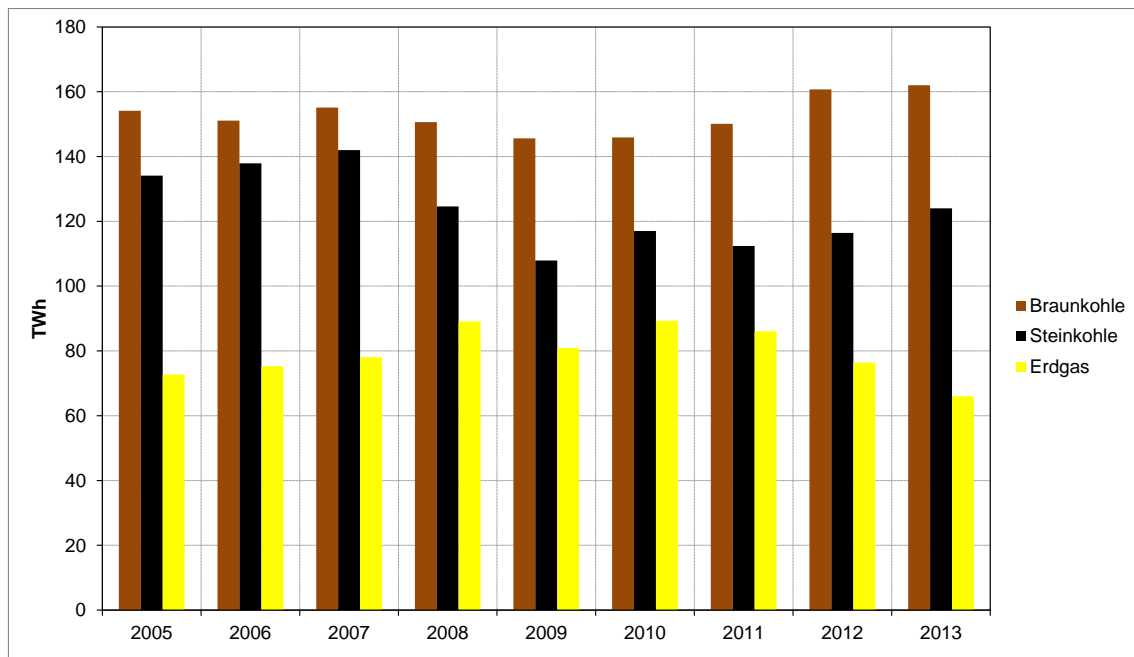
Abbildung 1 zeigt die Entwicklung des fossilen Brennstoffmixes der Stromerzeugung von 2005 bis 2013. Die Stromerzeugung aus Steinkohle betrug bis zum Jahr 2007 etwa 140 TWh jährlich. Danach sank sie deutlich auf 125 TWh (2008) bzw. 108 TWh (2009). In den Folgejahren ist wieder ein Produktionsanstieg auf 124 TWh zu beobachten. Die Stromerzeugung aus Steinkohle lag im Jahr 2013 aber immer noch 14% unter dem Niveau des Jahres 2007.

Die Stromerzeugung aus Braunkohle schwankt seit 1991 um 150 TWh. In den Jahren 2012 und 2013 ist jedoch eine Zunahme zu verzeichnen. Im Jahr 2011 betrug die Bruttostromerzeugung noch 150 TWh. Im Jahr 2013 war sie auf 162 TWh angestiegen. Dies entspricht einem Anstieg von 8%. Dies ist zum einen auf einen Anstieg der installierten Kapazität zurückzuführen, die im gleichen Zeitraum um 4% gestiegen ist. Zum anderen werden Braunkohlekraftwerke aufgrund des zusammengebrochenen CO₂-Preises wieder höher ausgelastet. Im Jahr 2012 sind drei neue Braunkohleblöcke in Betrieb gegangen. Dabei handelt es sich um die Kraftwerksblöcke BoA2&3 von RWE und einen neuen Kraftwerksblock von Vattenfall in Boxberg. Die beiden Blöcke der BoA2&3 haben eine installierte Leistung von 2100 MW_{netto}. In den Jahren 2011 und 2012 wurden aber nur Kraftwerkskapazitäten mit einer installierten Leistung von 1950 MW_{netto} stillgelegt.¹ Im Rheinland beträgt der Kapazitätzuwachs also 150 MW_{netto}.² Für den neuen Block in Boxberg (640 MW_{netto}) wurden keine Altanlagen stillgelegt. Insgesamt hat sich die Leistung der Braunkohlekraftwerke im Jahr 2013 um etwa 800 MW (+4%) im Vergleich zum Jahr 2011 erhöht.

¹ In Frimmersdorf wurden 3 Blöcke Ende 2011 und 2 Blöcke Ende Februar 2012 stillgelegt. Ende 2012 wurden insgesamt 10 weitere Blöcke stillgelegt (sechs Blöcke in Frimmersdorf, zwei in Niederaußem und zwei in Weisweiler (Quelle: Transparency EEX)).

² Block H des Kraftwerks Frimmersdorf wurde bereits im Dezember 2005 stillgelegt. Wenn man diesen Block in die Kapazitätsbilanz mit einbezieht, ist kein Kapazitätzuwachs zu beobachten.

Abbildung 1 Entwicklung der fossilen Brutto-Stromerzeugung in Deutschland, 2005-2013



Quelle: AG Energiebilanzen, Darstellung des Öko-Instituts.

Ein starker Produktionsanstieg ist für die Stromerzeugung aus Erdgas bis zum Jahr 2010 zu beobachten. Im Vergleich zum Jahr 1990 wurde die Produktion mehr als verdoppelt. Trotz der Inbetriebnahme neuer Erdgaskraftwerke in den letzten Jahren sinkt die Produktion der Erdgaskraftwerke jedoch seit dem Jahr 2011 bedingt durch den Ausbau der erneuerbaren Energien. Im Jahr 2012 lag die Erzeugung aus Erdgaskraftwerken fast 20% unter dem Niveau des Jahres 2010.

Von 1993 bis 2007 sind der inländische Verbrauch und die Stromerzeugung gestiegen und erreichten nach einem Einbruch 2009 in den letzten beiden Jahren beinahe wieder das Niveau der Vorjahre. Aus Kernkraftwerken stammte dabei bis 2006 ein stabiler Beitrag von 150 TWh bis 170 TWh, der sich in den Jahren 2007 bis 2010 auf Werte um die 140 TWh reduzierte und im Jahr 2011 bis 2013 auf etwa 100 TWh zurückging.

Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien stieg stetig an, wobei dies durch den ebenfalls steigenden Stromverbrauch lange nicht zu einer Reduzierung der konventionellen Stromerzeugung führte. Erst in den Jahren 2009 und 2011 wurde weniger konventioneller Strom erzeugt als in den frühen neunziger Jahren, in denen die konventionelle Stromerzeugung bisher ihr Minimum seit 1990 erreicht hatte.

Tabelle 1 Entwicklung der Brutto-Stromerzeugung in Deutschland, 1990-2013

Energieträger	1990	1995	2000	2005	2010	2011	2012	2013
Braunkohle	171	143	148	154	146	150	161	162
Kernenergie	153	154	170	163	141	108	100	97
Steinkohle	141	147	143	134	117	112	116	124
Erdgas	36	41	49	73	89	86	76	66
Mineralölprodukte	11	9	6	12	9	7	8	7
Erneuerbare darunter	20	25	38	63	105	124	144	147
- Windkraft	k.A.	2	10	27	38	49	51	50
- Wasserkraft	20	22	25	20	21	18	22	21
- Biomasse	k.A.	1	2	11	30	33	40	43
- Photovoltaik	k.A.	0	0	1	12	20	26	28
- Hausmüll	k.A.	1	2	3	5	5	5	5
Übrige Energieträger	19	18	23	24	27	26	26	26
Bruttoerzeugung insgesamt	550	537	577	623	633	613	630	629
Stromflüsse aus dem Ausland	32	40	45	53	42	50	44	39
Stromflüsse in das Ausland	31	35	42	62	60	56	67	72
Stromausgleichssaldo Ausland	1	5	3	-9	-18	-6	-23	-33
Brutto-Inlandsstromverbrauch	551	542	580	614	615	607	607	596

Quelle: AG Energiebilanzen, Darstellung des Öko-Instituts.

2.2 Die 30 größten CO₂-Emittenten

Tabelle 2 zeigt die 30 Kraftwerke in der EU mit den höchsten absoluten Emissionen. Darunter sind 9 deutsche Kraftwerke. Davon sind 8 Braunkohlekraftwerke und ein Steinkohlekraftwerk. Unter den 10 Kraftwerken mit dem höchsten CO₂-Ausstoß befinden sich sogar 5 deutsche Kraftwerke (alles Braunkohlekraftwerke).

Tabelle 2 Die 30 Kraftwerke mit den höchsten absoluten Emissionen in der EU

Rang EU	Rang DE	Land	Standort	Emissionen				
				2008	2009	2010	2011	2012
				Mio. t CO ₂				
1		PL	PGE GiEK S.A. - Elektrownia Bełchatów	30,9	29,5	29,7	32,8	35,2
2	1	DE	Kraftwerk Neurath	18,0	17,9	16,9	19,6	31,2
3	2	DE	Kraftwerk Niederaußem	24,9	26,3	28,1	28,6	27,9
4	3	DE	Kraftwerk Jämschwalde	23,5	23,3	23,5	24,0	24,4
5		GB	Drax Power Station	22,3	19,9	22,4	21,5	22,7
6	4	DE	Kraftwerk Weisweiler	21,4	19,0	19,7	19,2	20,0
7		GR	DEH S.A. TPS AGIOS DIMITRIOS	11,8	12,9	14,3	14,2	14,7
8	5	DE	Kraftwerk Schwarze Pumpe	12,5	10,7	11,1	11,9	12,5
9		IT	CENTRALE TERMOELETTICA DI BRINDISI SUD	14,9	13,0	11,0	11,4	12,2
10		PL	PGE GiEK S.A. Oddział Elektrownia Turów	12,9	11,6	10,7	10,8	10,9
11		GB	West Burton Power Station	9,7	7,2	5,1	6,1	10,8
12	6	DE	Kraftwerk Lippendorf	11,4	12,8	12,5	10,9	10,8
13		GR	DEH S.A. TPS KARDIA	9,6	9,6	8,4	9,3	10,6
14		IT	CENTRALE TERMOELETTICA DI TORREVALDALIGA	0,1	2,9	6,5	9,7	10,4
15		GB	Eggborough Power Station	8,1	5,5	4,6	5,1	10,2
16		GB	Ratcliffe on Soar power station	9,9	7,6	8,4	7,8	10,0
17		PL	ENEA WYTWARZANIE S.A.	10,0	10,7	10,8	10,3	9,9
18		GB	Cottam Power Station	10,2	8,4	8,7	8,9	9,9
19	7	DE	Kraftwerk Scholven	10,6	5,8	9,4	9,2	9,7
20		EE	Eesti Elektri jaam	8,3	7,0	9,3	8,4	9,4
21		GB	Fiddlers Ferry Power Station	2,6	5,2	6,4	8,2	9,1
22		GB	Longannet Power Station	5,9	7,3	9,1	8,5	9,1
23	8	DE	Kraftwerk Frimmersdorf	18,6	16,8	14,3	15,2	9,0
24		GB	Ferrybridge "C" Power Station	3,7	4,1	4,8	7,1	9,0
25		ES	Endesa Generación, S.A. - Puentes	7,0	5,2	4,5	6,6	8,9
26	9	DE	Kraftwerk Boxberg Werk III	9,3	8,1	8,4	9,0	8,9
27		GB	Aberthaw Power Station	7,0	5,0	4,7	4,8	8,2
28		PL	EDF RYBNIK S.A.	8,1	7,2	8,2	8,2	7,9
29		PT	Central Termoeléctrica de Sines	6,2	7,7	4,4	6,3	7,8
30		IT	STABILIMENTO DI TARANTO	9,3	5,9	7,7	8,6	7,5

Quellen: EUTL

Das deutsche Kraftwerk mit den höchsten absoluten Emissionen ist das Kraftwerk Neurath (Tabelle 3). Durch die Inbetriebnahme zweier neuer Blöcke (BoA2&3) im Jahr 2012 verdrängte das Kraftwerk Neurath das Kraftwerk Niederaußem, das bisher größter Emittent in Deutschland war, auf Platz zwei. Tabelle 3 verdeutlicht außerdem, dass die Emissionen des Kraftwerks Frimmersdorf zurückgegangen sind, weil hier alte Blöcke stillgelegt wurden.

Tabelle 3 Die 30 Kraftwerke mit den höchsten absoluten Emissionen in Deutschland

	Standort	Emissionen					Nettoleistung Anfang 2013 MW _{el}	Brennstoff	Bundesland
		2008	2009	2010	2011	2012			
		Mio. t CO ₂							
1	Neurath	18,0	17,9	16,9	19,6	31,2	4168	Braunkohle	Nordrhein-Westfalen
2	Niederaußem	24,9	26,3	28,1	28,6	27,9	3430	Braunkohle	Nordrhein-Westfalen
3	Jänschwalde	23,5	23,3	23,5	24,0	24,4	2790	Braunkohle	Brandenburg
4	Weisweiler	21,4	19,0	19,7	19,2	20,0	1798	Braunkohle	Nordrhein-Westfalen
5	Schwarze Pumpe	12,5	10,7	11,1	11,9	12,5	1500	Braunkohle	Brandenburg
6	Lippendorf	11,4	12,8	12,5	10,9	10,8	1750	Braunkohle	Sachsen
7	Scholven	10,6	5,8	9,4	9,2	9,7	2056	Steinkohle	Nordrhein-Westfalen
8	Frimmersdorf	18,6	16,8	14,3	15,2	9,0	562	Braunkohle	Nordrhein-Westfalen
9	Boxberg Werk III	9,3	8,1	8,4	9,0	8,9	930	Braunkohle	Sachsen
10	Boxberg Werk IV	6,1	7,2	6,7	7,1	7,0	1497	Braunkohle	Sachsen
11	Mannheim	7,1	6,6	6,5	5,9	6,1	1520	Steinkohle	Baden-Württemberg
12	KW Voerde	6,7	3,9	6,2	5,7	5,8	1390	Steinkohle	Nordrhein-Westfalen
13	Schkopau	6,3	6,1	5,1	5,5	5,6	900	Braunkohle	Sachsen-Anhalt
14	Ibbenbüren	4,3	2,9	4,9	5,0	4,8	794	Steinkohle	Nordrhein-Westfalen
15	Huckingen	4,0	1,9	4,2	4,3	4,2	606	Kuppelgas	Nordrhein-Westfalen
16	Staudinger	0,0	4,6	4,5	3,8	3,6	510	Steinkohle	Hessen
17	Wilhelmshaven	3,8	3,4	3,1	4,1	3,5	757	Steinkohle	Niedersachsen
18	Heilbronn	3,3	2,6	3,2	2,9	3,4	998	Steinkohle	Baden-Württemberg
19	Bergkamen	2,4	3,5	3,0	3,1	3,2	717	Steinkohle	Nordrhein-Westfalen
20	Werne	2,3	3,4	3,1	2,3	3,0	608	Steinkohle	Nordrhein-Westfalen
21	Rostock	2,6	1,7	2,5	2,6	2,9	508	Steinkohle	Mecklenburg-Vorp.
22	Altbach	2,5	2,3	2,2	2,5	2,8	769	Steinkohle	Baden-Württemberg
23	Bexbach	2,5	2,3	1,3	1,6	2,7	721	Steinkohle	Saarland
24	Mehrum Block 3	2,4	3,3	3,0	3,0	2,6	690	Steinkohle	Niedersachsen
25	HKW Reuter West	3,0	2,7	3,2	2,6	2,6	564	Steinkohle	Berlin
26	Heyden	4,0	4,0	3,9	4,2	2,5	875	Steinkohle	Nordrhein-Westfalen
27	Hamborn	3,1	2,8	3,2	3,0	2,5	385	Kuppelgas	Nordrhein-Westfalen
28	Werdohl-Elv.	1,9	1,5	1,9	1,8	2,4	496	Steinkohle	Nordrhein-Westfalen
29	Herne	2,8	2,2	2,5	2,5	2,3	1007	Steinkohle	Nordrhein-Westfalen
30	Buschhaus	2,3	2,1	2,2	1,8	2,2	352	Braunkohle	Niedersachsen

Quellen: EUTL

Tabelle 3 verdeutlicht, dass die größten CO₂-Emittenten in Deutschland Braunkohlekraftwerke sind. Auf den vorderen 10 Plätzen finden sich 9 Braunkohlekraftwerke und ein Steinkohlekraftwerk. Dies ist zum Teil darauf zurückzuführen, dass die spezifischen Emissionen der Braunkohlekraftwerke höher als die der Steinkohlekraftwerke sind (Abbildung 5). Außerdem sind Braunkohlekraftwerke in der Regel größer als Steinkohlekraftwerke, vereinen an einem Standort also eine größere installierte Leistung. In einem weiteren Analyseschritt werden deshalb die CO₂-Emissionen mit der installierten Leistung ins Verhältnis gesetzt. Es entsteht ein neuer Indikator, der die Höhe der Emissionen beschreibt, die ein Kraftwerk verursacht, um gesicherte Kraftwerkskapazität bereitzustellen. Tabelle 4 zeigt die Ergebnisse für die spezifischen Emissionen bezogen auf die installierte Kraftwerkskapazität. Im Vergleich zu den absoluten Emissionen ergeben sich einige interessante Verschiebungen, die kurz dargestellt werden sollen:

- Die Kraftwerke Weisweiler und das Kraftwerk Boxberg III haben die höchsten spezifischen Emissionen und emittieren 9,6 und 9,5 Mio.t CO₂/GW installierter Kraftwerkskapazität. Hintergrund ist, dass diese Kraftwerke relativ alt sind und über eine schlechtere Effizienz verfügen als z.B. die neueren Blöcke an den Standorten Neurath 7,5 Mio.t CO₂/GW_{el} und Niederaußem 8,1 Mio.t CO₂/GW_{el}.
- Auf den 13 vorderen Plätzen befinden sich nur noch Braunkohlekraftwerke und zwei Kuppelgaskraftwerke (Huckingen und Hamborn), die Abgase der Stahlindustrie verwerten. Die Plätze 14 bis 30 werden alle durch Steinkohlekraftwerke belegt.
- Die Steinkohlekraftwerke erreichen spezifische Emissionen von 6,1 Mio.t CO₂/GW_{el} (Ibbenbüren) bis 3,4 Mio.t CO₂/GW_{el} (Heilbronn). Diese Unterschiede sind weniger auf die Effizienz der Kraftwerke, sondern auf die Auslastung zurückzuführen. In der Flotte der Bestandskraftwerke ist z.B. das Kraftwerk Rostock eine der Anlagen mit dem geringsten Alter und der höchsten Effizienz. Im Strommarkt führt dies dazu, dass das Kraftwerk Rostock häufiger eingesetzt wird als ältere Kraftwerke. Deshalb erreicht das Kraftwerk Rostock die zweithöchsten spezifischen Emissionen aller Steinkohlekraftwerke. Insbesondere ältere Steinkohlekraftwerke (z.B. Altbach, Mehrum, Vörde) haben deutlich niedrigere spezifische Emissionen bezogen auf die installierte Leistung. Ältere Steinkohlekraftwerke sind klimapolitisch also deutlich unproblematischer einzuordnen als Braunkohlekraftwerke und neuere Steinkohlekraftwerke.

Tabelle 4 Berechnung der spezifischen Emissionen der 30 Kraftwerke mit den höchsten absoluten Emissionen in Deutschland

	Kraftwerk	Nettoleistung Anfang 2013		Spezifische Emissionen	
		MW _{el}		Mio. t CO ₂ /GW _{el}	
1	Weisweiler	1798		9,6	*
2	Boxberg Werk III	930		9,5	
3	Jänschwalde	2790		8,8	
4	Schwarze Pumpe	1500		8,3	
5	Niederaußem	3430		8,1	
6	Boxberg Werk IV	1497		7,9	*
7	Neurath	4168		7,5	
8	Huckingen	606		6,9	
9	Frimmersdorf	562		6,7	*
10	Hamborn	385		6,6	
11	Schkopau	900		6,2	
12	Buschhaus	352		6,2	
13	Lippendorf	1750		6,1	
14	Ibbenbüren	794		6,0	
15	Rostock	508		5,6	
16	Werne	608		5,0	
17	Werdohl-Elv.	496		4,8	
18	Scholven	2056		4,7	
19	Wilhelmshaven	757		4,7	
20	HKW Reuter West	564		4,5	
21	Bergkamen	717		4,4	
22	RDK Karlsruhe	505		4,3	
23	Zolling - Block 5	468		4,3	
24	Staudinger	510		4,3	*
25	KW Voerde	1390		4,2	
26	Mannheim	1520		4,0	
27	Mehrum Block 3	690		3,8	
28	Bexbach	721		3,7	
29	Altbach	769		3,7	
30	Heilbronn	998		3,4	

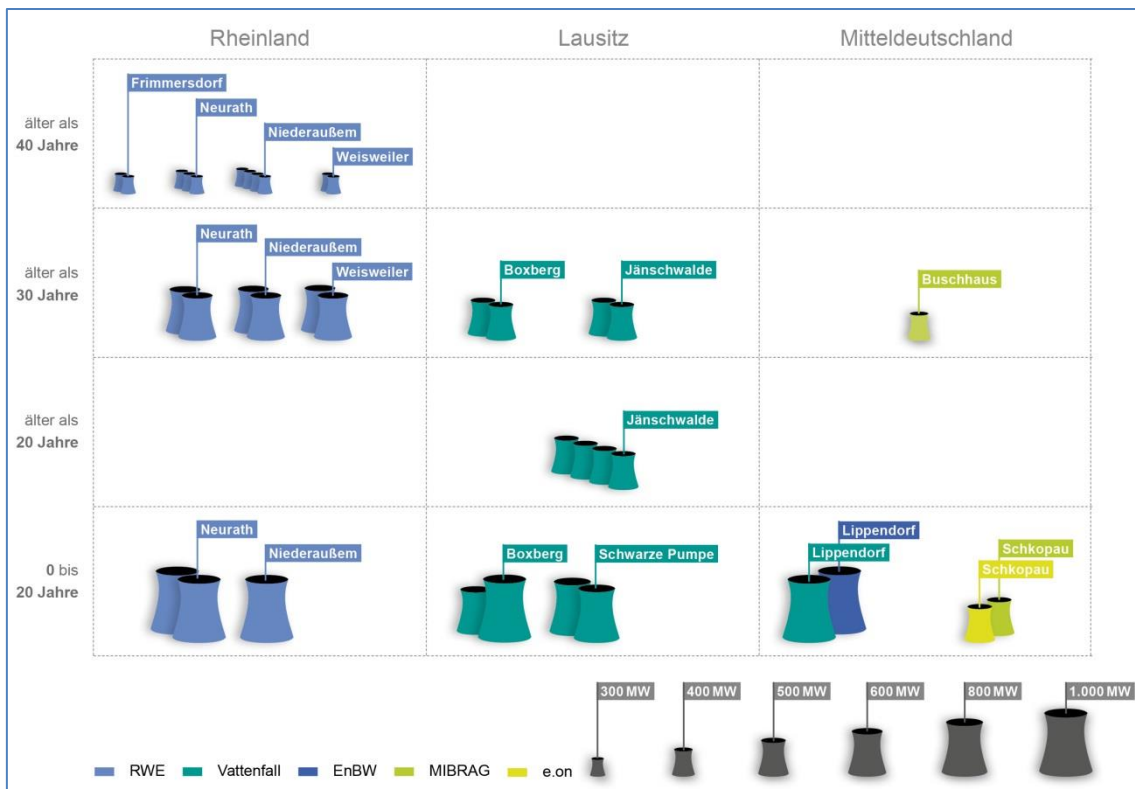
* Wegen Kapazitätzubau oder -Rückbau wurden Daten des Jahres 2010 verwendet

Quellen: EUTL, BNetzA (2013)

2.3 Installierte Leistung und Alter der Braunkohlekraftwerke

Im Jahr 2013 beträgt die installierte Nettoleistung der Braunkohlekraftwerke 20,8 GW (BNetzA 2013). Die meisten Braunkohlekraftwerke sind Kondensationskraftwerke der allgemeinen Versorgung. Es gibt nur wenige KWK-Anlagen, die mit Braunkohle betrieben werden. Abbildung 3 stellt die Altersstruktur dieser Braunkohle-Kondensationskraftwerke differenziert für die drei Reviere dar.

Abbildung 2 Altersstruktur der Braunkohlekraftwerke der allgemeinen Versorgung



Quellen: Eigene Darstellung basierend auf Debriv (2012a), BNetzA (2013)

Die Kraftwerke im Rheinland werden alle von RWE betrieben. Im Rheinland wurden seit 2003 drei neue Kraftwerksblöcke mit einer Netto-Leistung von 3 GW in Betrieb genommen. Alle anderen Kraftwerksblöcke haben bereits ein Alter von über 30 Jahren. Darunter sind sechs „600 MW-Blöcke“ (3.700 MW_{netto}).³ 11 Kraftwerksblöcke mit einer Brutto-Leistung von 300 MW haben sogar schon ein Alter über 40 Jahren erreicht (3.220 MW_{netto}).⁴

³ In RWE (2009) werden Wirkungsgrade von 36% bis 38% angegeben. Für die Berechnung der spezifischen Emissionen in Abschnitt 2.5 und die Berechnung der Wirtschaftlichkeit in Kapitel 3 wird in Anlehnung an Consentec (2013) ein Wirkungsgrad von 37% unterstellt.

⁴ In RWE (2009) werden Wirkungsgraden von 32% bis 34% angegeben. Consentec (2013) gibt einen Wirkungsgrad von 35% an. Für die Berechnung der spezifischen Emissionen in

In der Lausitz werden die Kraftwerke von Vattenfall betrieben. Vier „500 MW-Blöcke“ (1.860 MW_{netto}) haben bereits ein Alter über 30 Jahren. In der Lausitz existieren vier weitere „500 MW-Blöcke“ mit einem Alter über 20 Jahren (1.860 MW_{netto}). Nach der Wende wurden in Ostdeutschland sieben neue Kraftwerksblöcke mit einer Nettoleistung von 6,6 GW neu gebaut, davon drei in der Lausitz (2.350 MW_{netto}). Im Vergleich zu den anderen Revieren ist das Mitteldeutsche Revier deutlich kleiner, verfügt aber auch über den neuesten Kraftwerkspark. Die Mibrag betreibt die Tagebaue im Mitteldeutschen Revier. Anders als in den anderen Revieren werden Tagebaue und Kraftwerke nicht vom selben Unternehmen betrieben. Im Kraftwerk Lippendorf gehört ein Kraftwerksblock Vattenfall und ein Kraftwerksblock EnBW.⁵ Die Mibrag gehört der tschechischen Firma EP Energy. Der EP Energy gehört über die Saale-Energie auch ein 41,9% Anteil am Kraftwerk Schkopau.⁶ Der übrige Anteil des Kraftwerks Schkopau gehört EON. Da das Kraftwerk Buschhaus von EON an die Mibrag⁷ verkauft wurde, wird dieses Kraftwerk in Abbildung 2 ebenfalls zum Mitteldeutschen Revier gezählt.

Es wird bereits deutlich, dass bedingt durch die Wiedervereinigung in den Revieren unterschiedliche Altersstrukturen der Kraftwerke vorherrschen, die insbesondere auf die Modernisierung der Braunkohlekraftwerke in Ostdeutschland nach der Wiedervereinigung zurückzuführen ist. In den nächsten zehn Jahren ist insbesondere im Rheinland ein Rückgang der Erzeugungskapazitäten zu erwarten (Abbildung 3).

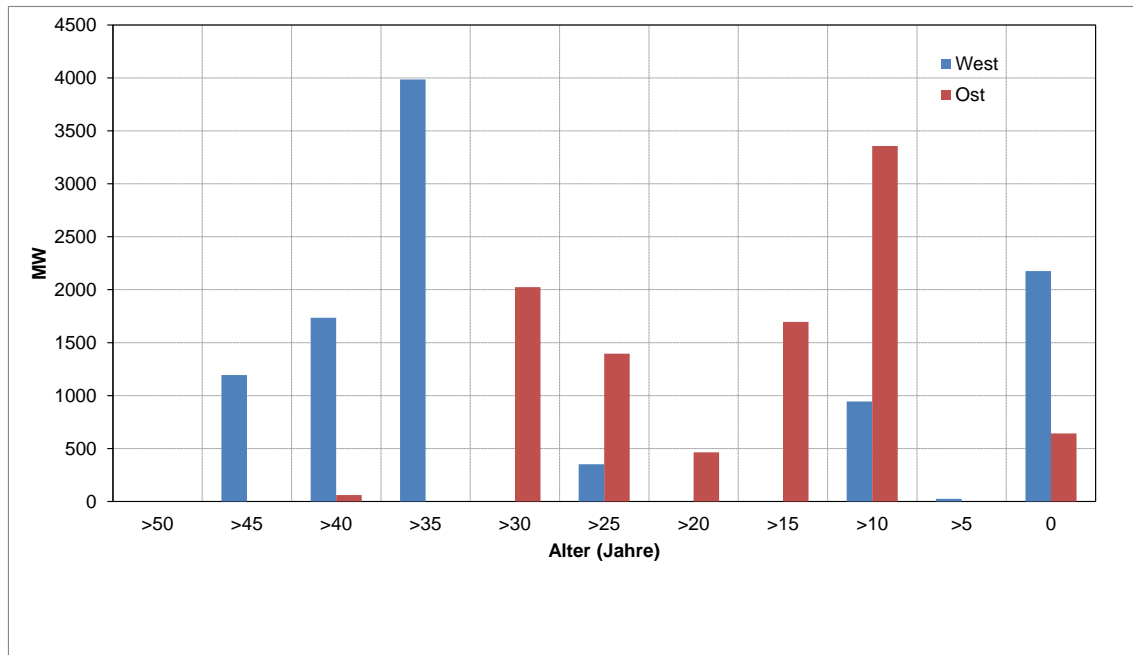
Abschnitt 2.5 und die Berechnung der Wirtschaftlichkeit in Kapitel 3 wird in Anlehnung an Consentec (2013) im Sinne einer konservativen Abschätzung der höhere Wert verwendet (Wirkungsgrad von 35%).

⁵ http://de.wikipedia.org/wiki/Kraftwerk_Lippendorf

⁶ <http://www.energie-chronik.de/130107.htm>

⁷ <http://www.mz-web.de/wirtschaft/helmstedter-revier-mibrag-kauft-ein-weiteres-kraftwerk,20642182,24362920.html>

Abbildung 3 Altersstruktur der Braunkohlekraftwerke in Deutschland

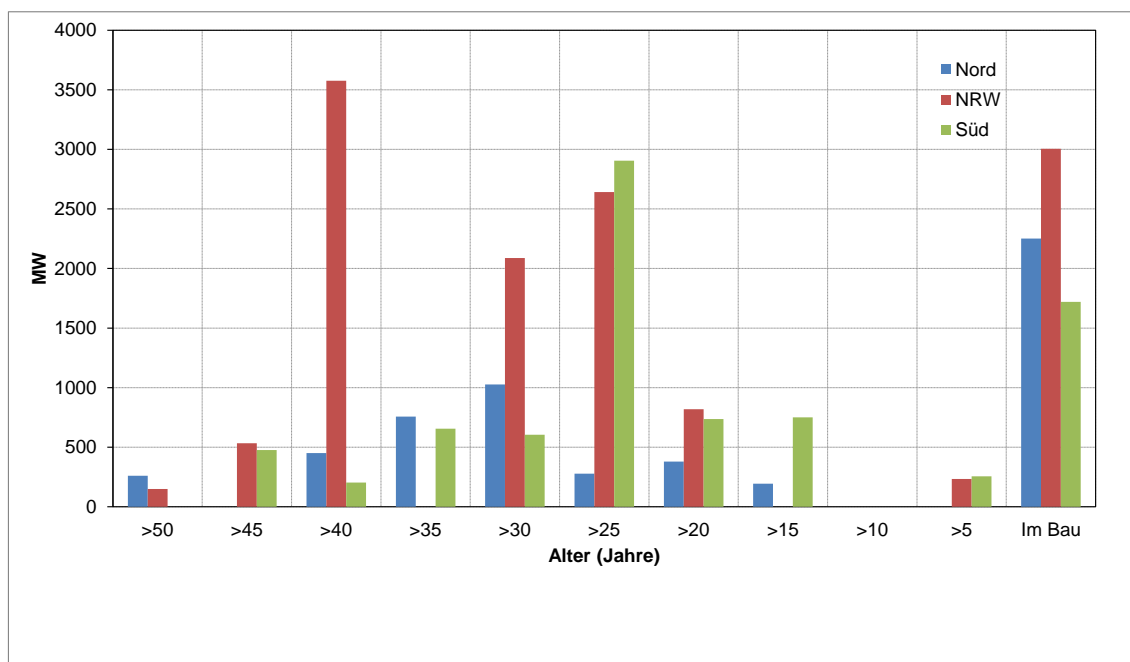


Quellen: Eigene Darstellung basierend auf BNetzA (2013)

2.4 Installierte Leistung und Alter der Steinkohlekraftwerke

Im Jahr 2013 beträgt die installierte Nettoleistung der Steinkohlekraftwerke etwa 20 GW (BNetzA 2013, kleine Kraftwerke mit mehreren Brennstoffen wurden nicht berücksichtigt). Abbildung 4 stellt die Altersstruktur dieser Steinkohlekraftwerke differenziert nach Regionen dar. Es wird deutlich, dass der Großteil der Steinkohlekraftwerke in Deutschland älter als 25 Jahre ist. Kraftwerke die älter als 40 Jahre sind, konzentrieren sich auf das Bundesland Nordrhein-Westfalen. Kraftwerke mit einem Alter von 40 Jahren verfügen über Wirkungsgrade von etwa 36% (Consentec 2013). Erst nach den Öl- und Gaspreiskrisen wurden auch in Nord- und Süddeutschland verstärkt Steinkohlekraftwerke zugebaut. Dies erklärt, warum die meisten Steinkohlekraftwerke in Süddeutschland vor 25 bis 30 Jahren errichtet wurden. Diese Kraftwerke verfügen über Wirkungsgrade von etwa 38% (Consentec 2013). Nach 1990 wurden bis auf einige Ausnahmen keine Steinkohlekraftwerke mehr gebaut. Hintergrund war, dass sich die Investitionen in der Stromwirtschaft direkt nach der Wende auf Ostdeutschland konzentrierten. Nach der Liberalisierung um die Jahrtausendwende sanken die Strompreise so stark, dass ebenfalls keine Neuinvestitionen möglich waren.

Abbildung 4 Altersstruktur der Steinkohlekraftwerke



Quellen: Eigene Darstellung basierend auf BNetzA (2013)

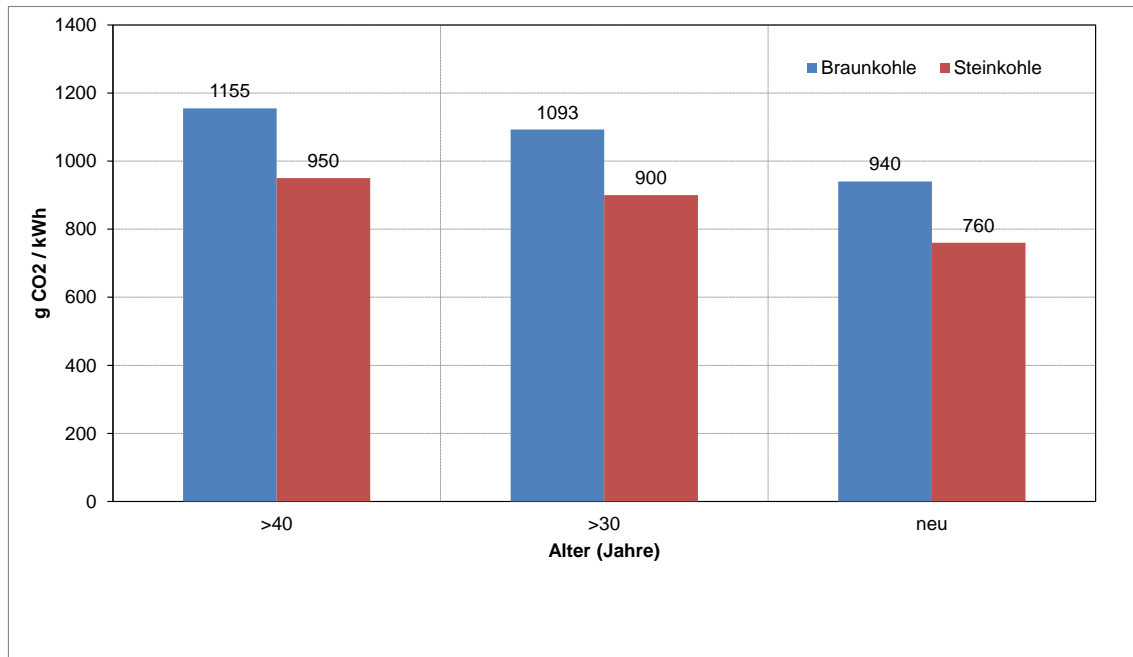
Bis auf das Kraftwerk in Rostock und einige KWK-Anlagen in (West-)Berlin werden in Ostdeutschland keine Steinkohlekraftwerke betrieben. Diese Kraftwerke sind in der Kategorie „Nord“ enthalten. Aktuell sind 7 GW Steinkohlekraftwerke in Bau oder bereits fertiggestellt.⁸ Diese Kraftwerke verfügen über Wirkungsgrade von etwa 45%-46%.

In der Gesamtschau konzentrieren sich die Kraftwerke, die in den nächsten Jahren für eine Stilllegung in Frage kommen, auf das Bundesland Nordrhein-Westfalen. Die Anzahl der potentiell systemrelevanten Kraftwerke in Süddeutschland, die in den nächsten Jahren stillgelegt werden, ist gering. Für einen Teil der Kraftwerke mit einem Alter über 40 Jahren ist die Stilllegung bereits vorgesehen. Oft geschieht dies in Zusammenhang mit Neubauvorhaben. So ist es geplant den Block 4 (200 MW_{netto}) des Großkraftwerks Mannheim nach Inbetriebnahme des neuen Block 9 (845 MW_{netto}) stillzulegen.

2.5 Spezifische Emissionen der Kohleverstromung in Deutschland

Abbildung 5 vergleicht die spezifischen Emissionen von den in Deutschland typisch vertretenen Kohlekraftwerken. Die höchsten spezifischen Emissionen von 1.155 g CO₂/kWh haben die Braunkohlekraftwerke mit einem Alter von über 40 Jahren. Hierbei handelt es sich um die 300 MW-Blöcke von RWE. Bedingt durch den etwas höheren Wirkungsgrad erreichen die Braunkohlekraftwerke mit einem Alter von über 30 Jahren spezifische Emissionen von 1.100 g CO₂/kWh. Nur die nach der Wende errichteten Braunkohlekraftwerke erreichen spezifische Emissionen von unter 1.000 g CO₂ / kWh.

⁸ Für das Kraftwerk Datteln wird nicht von einer Fertigstellung ausgegangen.

Abbildung 5 Vergleich der spezifischen CO₂-Emissionen von Kohlekraftwerken

Quellen: Eigene Berechnung basierend auf Consentec (2013)

Bedingt durch die etwas höheren Wirkungsgrade und die niedrigeren spezifischen Emissionen des Brennstoffs sind die spezifischen Emissionen der Steinkohlekraftwerke deutlich niedriger als die der Braunkohlekraftwerke. Selbst Steinkohlekraftwerke mit einem Alter von über 40 Jahren haben nicht höhere spezifische Emissionen als neue Braunkohlekraftwerke. Der Großteil der bestehenden Steinkohlekraftwerke dürfte spezifische Emissionen zwischen 900 g CO₂/kWh und 960 g CO₂/kWh haben. Jetzt neu in Betrieb gehende Steinkohlekraftwerke erreichen spezifische Emissionen von 760 g CO₂/kWh.

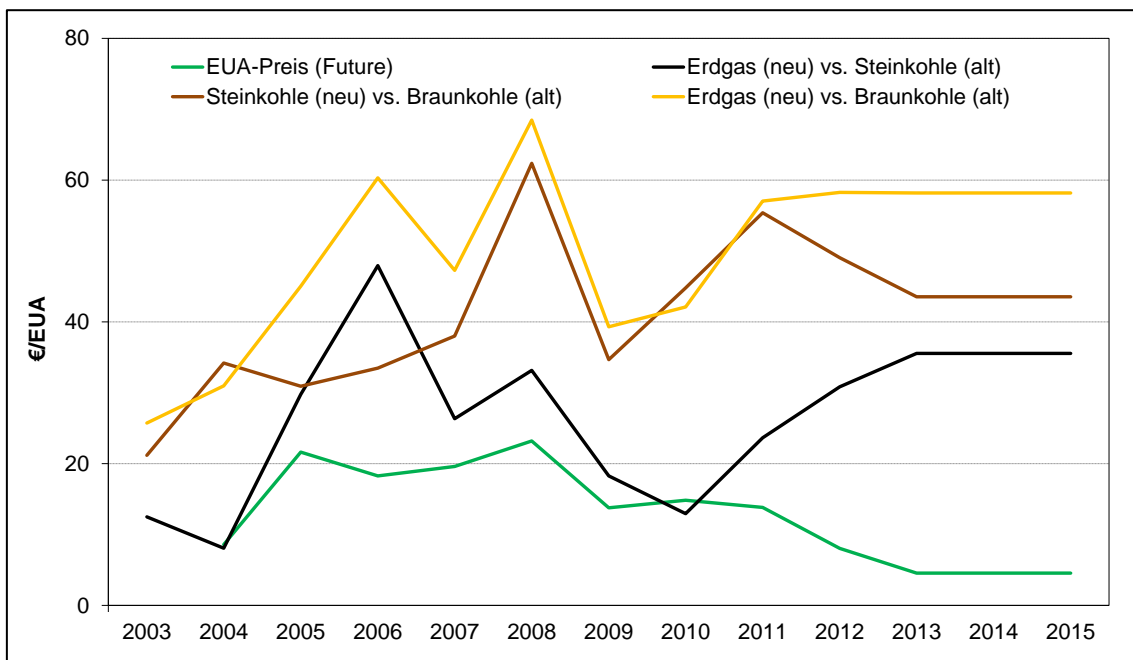
3 Wirtschaftlichkeit des Kraftwerksbetriebs

In Abschnitt 3.1 wird zunächst analysiert, welcher CO₂-Preis notwendig ist, um einen Brennstoffwechsel von Braunkohle zu Steinkohle oder Erdgas zu ermöglichen. In Abschnitt 3.2 wird die Wirtschaftlichkeit des Kraftwerksbetriebs von Braunkohle-, Steinkohle- und Erdgaskraftwerken bewertet. Abschnitt 3.3 stellt die Referenzentwicklung des deutschen Kraftwerksparks bis 2020 aus aktuellen Modellierungsarbeiten dar. Abschnitt 3.4 zieht schließlich Schlussfolgerungen aus den vorangegangenen Analysen in Bezug auf die Stromerzeugung in Braunkohlekraftwerken. Darauf aufbauend werden in Abschnitt 4.3 Sensitivitätsrechnungen für die Braunkohleverstromung durchgeführt.

3.1 Brennstoffwechsel und CO₂-Preise

Abbildung 6 stellt den CO₂-Preis dar, der notwendig ist, um einen Brennstoffwechsel von Braunkohle und Steinkohle hin zu Erdgas anzureizen. Der benötigte CO₂-Preis ergibt sich aus der Differenz der variablen Erzeugungskosten (Brennstoffkosten und variable Betriebskosten) der unterschiedlichen Erzeugungsoptionen⁹.

Abbildung 6 Vergleich des für einen Brennstoffwechsel benötigten und des tatsächlichen¹⁰ CO₂-Preises, 2003 bis 2015



Quelle: EEX, Energate, Vattenfall Europe Mining, Mc Closkey, Pfaffenberger/Hille 2003, Berechnungen des Öko-Instituts

⁹ Die entsprechenden Annahmen sind in Anhang 1 dokumentiert.

¹⁰ Historische Werte und Terminkontakte für künftige Lieferungen (Futures).

Es wird deutlich, dass in den Jahren 2003 und 2004 – bedingt durch die damals vorherrschenden niedrigen Steinkohle- und Erdgaspreise – ein Brennstoffwechsel von Steinkohle zu Erdgas für nur 10 €/EUA und von Braunkohle zu Erdgas oder Steinkohle für etwa 30 €/EUA wirtschaftlich war. Der Anstieg der Brennstoffpreise und die resultierende Verschiebung der relativen Brennstoffkosten haben dazu geführt, dass der für einen Brennstoffwechsel notwendige CO₂-Preis massiv angestiegen ist. Seit dem Jahr 2005 beträgt der notwendige CO₂-Preis für einen Brennstoffwechsel von Steinkohle zu Erdgas um 30 €/EUA (Ausnahmen bilden das Jahr 2006 mit sehr hohen Gaspreisen und die Jahre 2009 und 2010 mit niedrigen Gaspreisen). Für einen Brennstoffwechsel von Braunkohle zu Steinkohle oder Erdgas werden seit dem Jahr 2008 CO₂-Preise zwischen 40 €/EUA und 60 €/EUA benötigt.

Abbildung 6 zeigt darüber hinaus, dass sich der CO₂-Preis in den Jahren 2004 bis 2010 parallel zu den spezifischen Kosten des Brennstoffwechsels zwischen Steinkohle und Erdgas entwickelt hat. Seit dem Jahr 2011 haben sich der CO₂-Preis und die Kosten für den Brennstoffwechsel zwischen Steinkohle und Erdgas jedoch entkoppelt.

Aus dieser Analyse wird deutlich, dass seit der Einführung des Emissionshandels die CO₂-Preise zu keinem Zeitpunkt ausgereicht haben, um einen Brennstoffwechsel von Braunkohle zu Steinkohle oder Erdgas anzureizen.

Mit Ausblick auf die Jahre 2014 und 2015 ist festzuhalten, dass mindestens CO₂-Preise von 40 €/EUA bis 60 €/EUA notwendig sind, um einen Brennstoffwechsel von Braunkohle zu Steinkohle oder Erdgas zu ermöglichen.

Auf den ersten Blick mag dieser CO₂-Preis unerwartet hoch erscheinen: War doch ein zentrales Ergebnis der Analysen zum EU-Energie- und Klimapaket, dass nur Preise von 30 €/EUA im Jahr 2020 notwendig sein werden, um die im ETS definierten Ziele zu erreichen. Dabei ist aber zu beachten, dass im Impact-Assessment zum EU-Energie- und Klimapaket nur ein Rohölpreis von 53 \$₂₀₀₅/bbl in 2020 unterstellt wurde. Aktuell werden Rohölpreise von über 100 \$/bbl erreicht. Dies bedeutet auch, dass die international gehandelten Brennstoffe Steinkohle und Erdgas¹¹ deutlich teurer sind als in den Modellierungen zum EU-Energie- und Klimapaket unterstellt. Damit sind auch deutlich höhere CO₂-Preise notwendig, um einen Brennstoffwechsel weg von der weiterhin billigen Braunkohle zu erreichen.

3.2 Wirtschaftlichkeit von Bestandskraftwerken

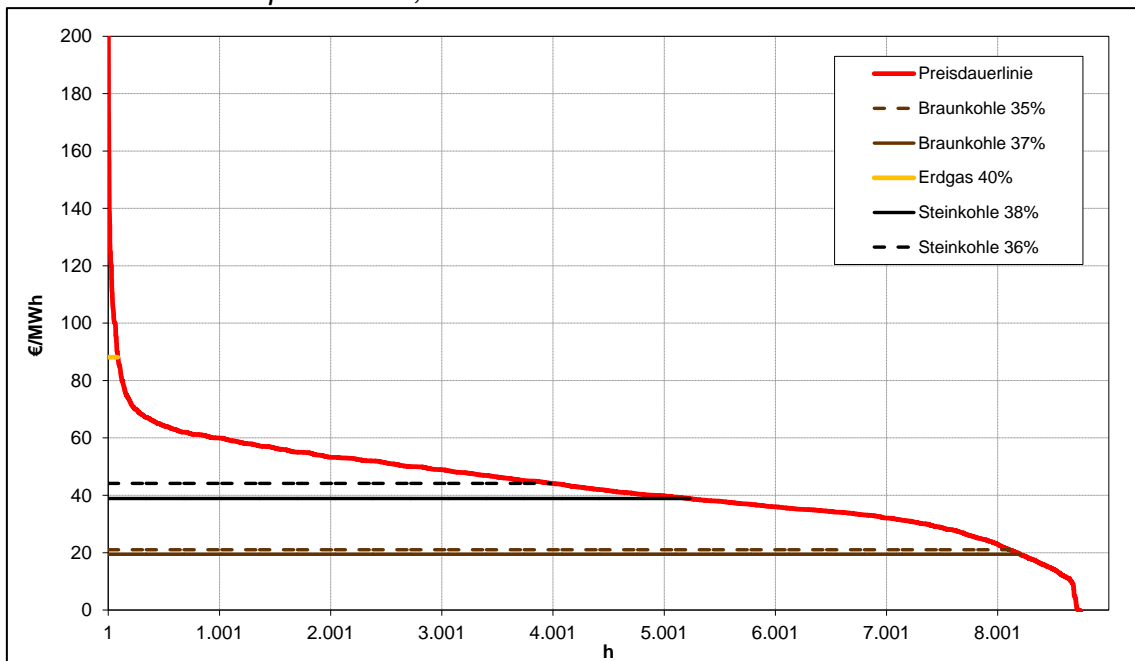
Die Analyse der Altersstruktur der Kohlekraftwerke (Abschnitte 2.3 und 2.4) zeigt, dass viele Kraftwerke über 40 Jahre alt sind. Aus der Perspektive der Klimapolitik ist es wünschenswert, alte emissionsintensive Kraftwerke schnell stillzulegen. Für den Kraftwerksbetreiber wiederum ist das zentrale Kriterium für den Betrieb eines Kraftwerks die Wirtschaftlichkeit, die in diesem Abschnitt untersucht werden soll.

¹¹ Denen eine Anlegbarkeit zum Ölpreis unterstellt wird.

Hierbei sind zwei Parameter von Bedeutung. Die kurzfristigen Grenzkosten bestimmen den Kraftwerkseinsatz. Sie werden hauptsächlich durch Brennstoffkosten und CO₂-Kosten bestimmt. Außerdem gehen in die Grenzkosten variable Betriebskosten ein (z.B. für den Betrieb der Rauchgasreinigung), die im Vergleich zu den Brennstoffkosten jedoch gering sind. Die fixen Betriebskosten (z.B. Personal, Revisionen) sind im Gegensatz zu den kurzfristigen Grenzkosten vom Kraftwerkseinsatz unabhängig.

Die Ergebnisse der Berechnungen der kurzfristigen Grenzkosten jeweils für ältere und neue Kraftwerke sind in Abbildung 7 gegenübergestellt¹². Gleichzeitig enthält die Abbildung die Jahresdauerlinie der Spotpreise des Jahres 2012. Der Schnittpunkt der Jahresdauerlinie mit den Grenzkosten gibt an, in wie vielen Stunden eines Jahres ein Kraftwerk produzieren kann.

Abbildung 7 Vergleich der Grenzkosten fossiler Kraftwerke mit der Jahresdauerlinie des Spotmarktes, 2012



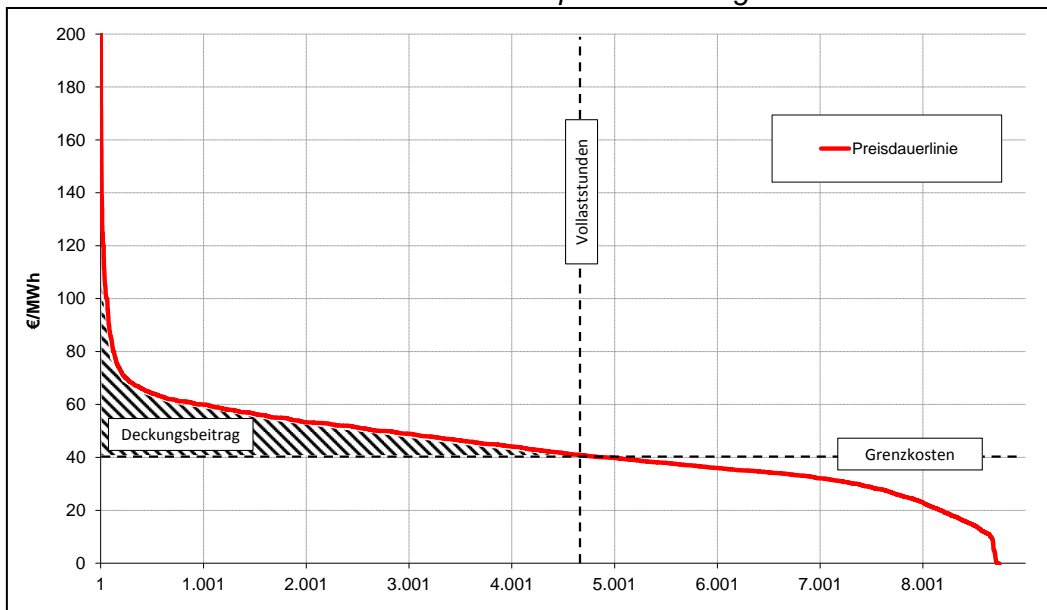
Quelle: EEX, Vattenfall Europe Mining, Berechnungen des Öko-Instituts

Braunkohlekraftwerke weisen die geringsten Grenzerzeugungskosten auf, gefolgt von Steinkohle- und Erdgaskraftwerken. Selbst ältere Braunkohlekraftwerke haben einen Kostenvorteil von 20 €/MWh gegenüber Steinkohlekraftwerken bzw. von über 60 €/MWh gegenüber älteren Erdgas-Kraftwerken. Daraus ergibt sich, dass Braunkohlekraftwerke bis zu 8.000 Stunden im Jahr betrieben werden, moderne Steinkohlekraftwerke ca. 5.000 Stunden und alte Steinkohlekraftwerke 4.000 Stunden, wohingegen alte Erdgas-Kraftwerke nur in wenigen Stunden des Jahres eingesetzt werden.

¹² Die verwendeten Annahmen und Parameter sind in Anhang 1 dokumentiert.

Die Deckungsbeiträge, die auf dem Spotmarkt erwirtschaftet werden können, ergeben sich aus den Grenzkosten des Kraftwerks und der Dauer, die das Kraftwerk – in Abhängigkeit der sich am Markt bildenden Strompreise – betrieben werden kann (Abbildung 8). Kraftwerke erwirtschaften dann Deckungsbeiträge, wenn der Spotpreis höher ist als die Grenzkosten.

Abbildung 8 Berechnung des Deckungsbeitrags eines Kraftwerks in Abhängigkeit von Grenzkosten und Strompreisverteilung



Quelle: EEX, Berechnungen des Öko-Instituts

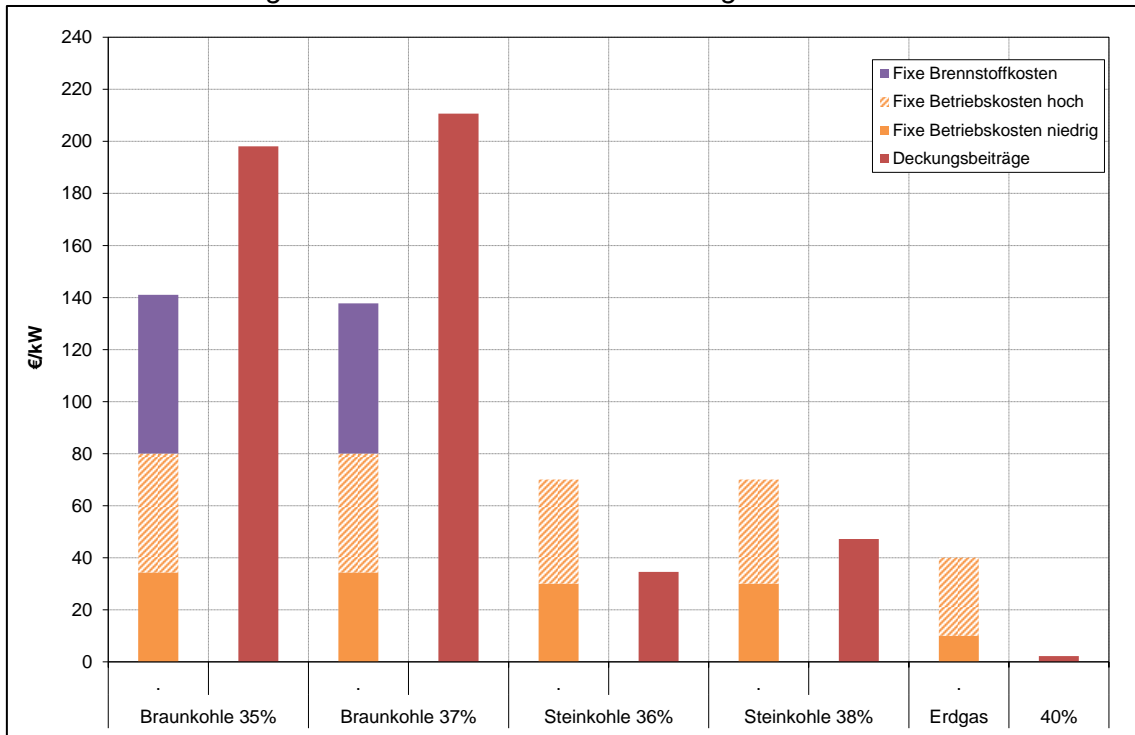
In Abbildung 9 wird für verschiedene Kraftwerkstypen die Summe der aus den Stromerlösen und der jährlichen Betriebsdauer resultierenden Deckungsbeiträge mit den fixen Betriebskosten verglichen.¹³ Da die fixen Betriebskosten je nach Standort und Blockgröße stark variieren können, wird eine Bandbreite dargestellt (basierend auf Öko-Institut/LBD 2012). Für die Braunkohlekraftwerke fallen neben den fixen Betriebskosten außerdem fixe Brennstoffkosten für den Tagebau an (vergleiche Anhang).

Die Analyse zeigt, dass Braunkohlekraftwerke Deckungsbeiträge von über 200 €/kW erreichen. Die Deckungsbeiträge sind damit fünfmal höher als die von Steinkohlekraftwerken. Daraus kann geschlossen werden, dass Braunkohlekraftwerke ihre fixen Betriebskosten decken können. Bei Steinkohlekraftwerken ist eine differenzierte Betrachtung notwendig. Ältere Steinkohlekraftwerke mit einem Wirkungsgrad von 36% erwirtschaften Deckungsbeiträge, die sie in der Regel ihre fixen Betriebskosten nicht decken lassen. Dies dürfte nur in Sonderfällen bei hohen Standortsynergien der Fall sein. Mittelalte Steinkohlekraftwerke mit einem Wirkungsgrad von 38% erreichen höhere De-

¹³ Diese vereinfachende Berechnung vernachlässigt Erlöse aus dem Regelenergiemarkt. Annahmen und Parameter der Berechnung sind in Anhang 1 dokumentiert.

ckungserträge und dürften im Regelfall ihre fixen Betriebskosten decken. Das hier betrachtete Erdgaskraftwerk ist weit davon entfernt, seine fixen Betriebskosten zu decken und ist stilllegungsbedroht.

Abbildung 9: Vergleich der fixen Betriebskosten mit den erwirtschafteten Deckungsbeiträgen im Jahr 2012 für Bestandsanlagen



Quelle: EEX, Vattenfall Europe Mining, Prognos 2011, Öko-Institut/LBD (2012), Berechnungen des Öko-Instituts

Um die Stilllegung älterer Braunkohlekraftwerke zu erreichen, müsste der Deckungsbeitrag um mindestens 60 €/kW niedriger ausfallen.

In Abschnitt 3.1 wurde errechnet, dass der CO₂-Preis auf über 40 €/t CO₂ steigen müsste, damit Braunkohlekraftwerke in der Merit-Order hinter Steinkohlekraftwerke rutschen. Die Frage ist, ob diese Preise ausreichen würden, um zu erreichen, dass ältere Braunkohlekraftwerke stillgelegt werden.

Ein steigender CO₂-Preis erhöht nicht nur die Kosten für die Braunkohlestromerzeugung, sondern auch die Strompreise. Ältere Braunkohlekraftwerke weisen spezifische Emissionen von 1,15 t CO₂/MWh auf, für die Strompreise wurde in Öko-Institut (2013) eine Einpreisung von 0,875 t CO₂/MWh ermittelt. Die Differenz beträgt 0,275 t CO₂/MWh. Steigt der CO₂-Preis um 10 €/t CO₂, verringert sich der Deckungsbeitrag von älteren Braunkohlekraftwerken um 2,75 €/MWh. Bezogen auf 7.500 Vollbenutzungsstunden verringern sich die Deckungsbeiträge um 21 €/kW, wenn der CO₂-Preis um 10 €/MWh steigt. Ein Anstieg des CO₂-Preises um 40 €/t CO₂ würde die Deckungsbeiträge in einem Ausmaß (84 €/kW) verringern, dass notwendig wäre, um alte

Braunkohlekraftwerke unwirtschaftlich zu machen. Das stimmt aber nur, wenn gegen die Vollkosten von Braunkohletagebauen gerechnet wird.

Bei den Kosten von Braunkohletagebauen kann zwischen fixen Brennstoffkosten und variablen Brennstoffkosten unterschieden werden. Hintergrund ist, dass für die „Betriebsbereitschaft“ des Tagebaus Kosten anfallen (Wasserhebung, Abschreibung von Förderbrücken, etc.). Diese Kosten fallen auch dann an, wenn keine Braunkohle gefördert wird. Die Förderung von Braunkohle und die Verstromung findet überwiegend in integrierten Unternehmen (RWE und Vattenfall; Ausnahme: Mibrag) statt. Wenn z.B. einzelne 300 MW Blöcke von RWE ihre fixen Brennstoffkosten nicht erwirtschaften können, bedeutet dies jedoch nicht sicher, dass die Kraftwerke stillgelegt werden. Es ist durchaus möglich, dass RWE für einige Jahre auf einen Teil der fixen Brennstoffkosten verzichtet, weil der Tagebau für die anderen Kraftwerke weiterhin benötigt wird. Da es sich um ein integriertes Unternehmen handelt, kann ein Teil der fixen Brennstoffkosten als sunk costs betrachtet werden. In diesem Fall müsste der Deckungsbeitrag um mehr als zwei Drittel sinken, um das Braunkohlekraftwerk unwirtschaftlich zu machen. Ein Anstieg des CO₂-Preises um 40 €/t CO₂ führt also nicht unbedingt dazu, dass alte Braunkohlekraftwerke stillgelegt werden.

3.3 Referenzentwicklung des deutschen Kraftwerksparks

Tabelle 5 zeigt die Struktur des deutschen Kraftwerksparks bis 2020 in der Referenzentwicklung aus aktuellen Modellierungsarbeiten des Öko-Instituts.¹⁴ Es ist darauf hinzuweisen, dass in dem verwendeten Szenario steigende Energiepreise und steigende CO₂-Preise unterstellt werden. So steigt der Preis für Steinkohle von 12,4 €/MWh im Jahr 2010 auf 14,8 €/MWh im Jahr 2020. Der Erdgas-Preis steigt im gleichen Zeitraum von 27,2 €/MWh auf 40,6 €/MWh. Für CO₂-Emissionsberechtigungen wird angenommen, dass der CO₂-Preis im Rahmen einer ambitionierten Klimapolitik bis 2020 auf 30 €/EUA steigt.

Die Modellierung wurde mit dem Investitionsmodell ELIAS und dem Kraftwerkseinsatzmodell PowerFlex durchgeführt. Kohlekraftwerke werden nach einer unterstellten technischen Lebensdauer von 45 (Kondensationskraftwerke) bzw. 50 (KWK-Anlagen) Jahren stillgelegt.¹⁵

¹⁴ Zentrale Rahmenannahmen basieren auf dem Projekt „Klimaschutzszenarien 2050“ für das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Diese Studie ist methodisch an UBA (2013b) angelehnt.

¹⁵ In der Modellierung können Kondensationskraftwerke Ertüchtigungsmaßnahmen (Retrofit) durchführen, sofern sie am Strommarkt wirtschaftlich betrieben werden können bzw. in Kaltreserve gehen, sofern sie während ihrer technischen Lebensdauer einen unwirtschaftlichen Kraftwerksbetrieb aufweisen. Im Modellierungszeitraum bis 2020 war Retrofit bislang nicht relevant. Alte Kohlekraftwerke (Kondensation) werden damit am Ende ihrer technischen Lebensdauer automatisch nach 45 Jahren stillgelegt.

Tabelle 5 Referenzentwicklung des deutschen Kraftwerksparks bis 2020¹⁶

Brennstoff	2010		2020	
	Leistung (GW)	Erzeugung (TWh)	Leistung (GW)	Erzeugung (TWh)
Kernenergie	20,5	133	8,1	56
Braunkohle	21,1	134	15,0	95
Steinkohle	27,6	107	26,2	52
Erdgas	23,8	84	23,2	62
Sonstige	11,0	24	5,4	25
Erneuerbare	54,6	103	114,6	223
Summe	158,6	585	192,6	514

Quelle: *Eigene Berechnungen*

In der Referenzentwicklung nimmt die Stromerzeugung insgesamt ab (-71 TWh zwischen 2010 und 2020) und die erneuerbare Stromerzeugung steigt deutlich an (+110 TWh). Die installierte Leistung der Braunkohlekraftwerke reduziert sich deutlich um rund 30% auf dann nur noch 15 GW.

Die Erzeugung sinkt wie die installierte Leistung (ca. -30%). Dementsprechend bleibt die Auslastung der Braunkohlekraftwerke in beiden Jahren annähernd konstant.

Die installierte Leistung der Steinkohlekraftwerke bleibt fast konstant (-5%). Hier werden zwar wie in Kapitel 2.4 dargestellt 7 GW an Kraftwerkskapazität errichtet, dieser Leistungszuwachs wird aber durch die in den nächsten Jahren erwarteten Stilllegungen leicht überkompensiert. Wie im Abschnitt 2.4 dargestellt wurde, betrifft dies in erster Linie ältere Kraftwerke in Nordrhein-Westfalen mit einer Blockleistung von 300 MW oder kleiner. Betroffen sind alle großen Energieversorger (EON, STEAG, RWE, EnBW, Vattenfall). Gleichzeitig sinkt die Stromerzeugung aus Steinkohlekraftwerken deutlich. Im Jahr 2020 ist die Stromerzeugung mehr als 50% geringer als im Jahr 2010. Dies drückt sich in stark sinkenden Benutzungsstunden von ca. 3.900 h/a (2010) auf 2.000 h/a (2020) aus.

3.4 Zwischenfazit

Aus den vorangegangenen Analysen kann geschlossen werden, dass die aktuellen und erwartbaren Preisniveaus für CO₂-Zertifikate sowie die Entwicklung der Brennstoffpreise absehbar nicht zu einem Brennstoffwechsel zwischen Braunkohle, Steinkohle und Erdgas führen werden. Damit verbleibt auf absehbare Sicht die Verstromung von Braunkohle am Strommarkt am attraktivsten, gefolgt von der Stromerzeugung mit Steinkohle. Erdgas-Kraftwerke werden absehbar nur nachrangig eingesetzt.

Die aus dem Einsatz am Strommarkt resultierenden Deckungsbeiträge sind am höchsten für Braunkohlekraftwerke. Diese können ihre jährlichen Fixkosten auch weiterhin gut decken. Bei der Steinkohle können lediglich moderne Kraftwerke ihre Fixkosten

¹⁶ Ohne Pumpspeicher und Backup-Kraftwerke.

decken. Erdgas-Kraftwerke erzielen nicht ausreichend Deckungsbeiträge, um ihre Fixkosten zu decken.

Auch in der Referenzentwicklung des deutschen Kraftwerksparks aus Modellierungsarbeiten wird deutlich, dass die Braunkohleverstromung weiterhin wichtig bleibt, während die Steinkohleverstromung und die Erdgasverstromung abnehmen.

Sofern die zu erwartenden Stilllegungen bei Braunkohlekraftwerken bis 2020 detaillierter betrachtet werden, so zeigt sich, dass fast ausschließlich der Energieversorger RWE betroffen ist (vergleiche Abschnitt 0). Konkret bedeutet dies, dass in der Referenzentwicklung alle „300 MW-Blöcke“ von RWE mit einer installierten Leistung von 3,2 GW und vier „600 MW-Blöcke“ von RWE mit einer installierten Leistung von 2,5 GW stillgelegt werden. Damit reduziert sich die installierte Kraftwerkskapazität des RWE um mehr als 50%¹⁷, d.h. von fast 10 GW_{netto} auf nur noch 4,2 GW im Jahr 2020. Dabei ist zu berücksichtigen, dass insbesondere im Rheinland große genehmigte und aufgeschlossene Tagebaukapazitäten existieren, die dann nicht mehr genutzt werden könnten.

Ein Blick in die Historie zeigt, dass die 150 MW-Blöcke von RWE mehr als 50 Jahre betrieben wurden (Inbetriebnahme um 1960). Bis Ende 2012 wurden zwar alle 150 MW-Blöcke stillgelegt. RWE war hierzu jedoch genehmigungsrechtlich verpflichtet (als Auflage für den Neubau der BOA2/3). Aktuell sind fünf 300 MW-Blöcke mit einem Alter von 45 Jahren oder mehr in Betrieb. Im Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan wurde eine technische Lebensdauer von 50 Jahren unterstellt (ÜNB 2012). Nach Einschätzung des Debriv ist sogar diese Annahme „realitätsfern und vermutlich falsch“. Vielmehr „ist zu erwarten, dass die ganz überwiegende Zahl der heute bestehenden Anlagen auch 2023 noch in Betrieb sein werden (...)“ (Debriv 2012).

Vor dem Hintergrund der guten Wirtschaftlichkeit insbesondere von Braunkohlekraftwerken und der detaillierten Analysen in dieser Studie ist es damit fraglich, ob die in der Modellierung unterstellte Außerbetriebnahme nach 45 bzw. 50 Jahre tatsächlich eintritt. Damit ist im Jahr 2020 mit deutlich höheren CO₂-Emissionen aus Braunkohlekraftwerken zu rechnen. Aus diesem Grund werden in Abschnitt 4.3 Sensitivitätsrechnungen durchgeführt werden, die einen Weiterbetrieb von Braunkohlekraftwerken vorsieht bzw. analysiert, wie sich die Braunkohleverstromung bei einer Begrenzung der Betriebsdauer von Braunkohlekraftwerken entwickeln würde.

Bei den Steinkohlekraftwerken wird die Referenzentwicklung als relativ robust eingeschätzt. Die Wirtschaftlichkeitsberechnungen in Abschnitt 3.2 zeigen, dass insbesondere ältere Steinkohlekraftwerke eine relativ geringe Wirtschaftlichkeit aufweisen. Bedingt durch die Inbetriebnahme der neuen Steinkohlekraftwerke und den Ausbau der erneuerbaren Energien wird sich die Wirtschaftlichkeit eher verschlechtern. Es kann also davon ausgegangen werden, dass die älteren Steinkohlekraftwerke auch stillgelegt

¹⁷ In 2020 sind nur noch zwei „600 MW-Blöcke“ mit einer installierten Kraftwerkskapazität von 1,2 GW_{netto} und die drei neuen BOA-Blöcke mit einer installierten Kraftwerkskapazität von 3 GW_{netto} in Betrieb.

werden. Aus klimapolitischer Sicht kann damit geschlossen werden, dass bei Steinkohlekraftwerken wenig Handlungsbedarf besteht. Aus diesem Grund werden für Steinkohlekraftwerke in Abschnitt 4.3 keine Sensitivitätsrechnungen durchgeführt.

Ein Weiterbetrieb von Erdgas-Kraftwerken über die in der Referenzentwicklung angenommene Lebensdauer erscheint vor dem Hintergrund der mangelnden Wirtschaftlichkeit als nicht plausibel.

4 Vergleich des CO₂-Ambitionsniveaus im Emissionshandel mit den Minderungszielen der Bundesregierung

4.1 Emissionsminderungsziele in Deutschland

Das Energiekonzept der Bundesregierung umfasste sowohl die inzwischen hinfällige Laufzeitverlängerung von Kernkraftwerken, als auch die quantitative Formulierung verschiedener energiepolitischer Ziele für das Jahr 2050, teilweise auch von entsprechenden Zwischenzielen für die Jahre 2020 bis 2040. Diese Ziele betreffen die prozentuale Minderung von Treibhausgasemissionen gegenüber 1990, den Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch und am Bruttostromverbrauch (mit Zwischenzielen für die Jahre 2020 bis 2040), sowie (mit Zielen für 2020 und für 2050) den Primärenergieverbrauch, den Stromverbrauch, sowie den Endenergieverbrauch für Gebäudewärme und den Verkehrssektor (Tabelle 6).

Tabelle 6 Zieltabelleau des Energiekonzepts der Bundesregierung

	Treibhausgas-Emissionen	Erneuerbare Energien		Minderung Energiebedarf			
		Brutto-Endenergie	Strom-erzeugung	Primär-energie	Gebäude-Wärme	End-energie Verkehr	Strom-verbrauch
2020	-40%	18%	35%	-20%	-20%	-10%	-10%
2030	-55%	30%	50%				
2040	-70%	45%	65%				
2050	-80 bis -95%	60%	80%	-50%	-80%	-40%	-25%
Basis	1990			2008	2008	2005	2008

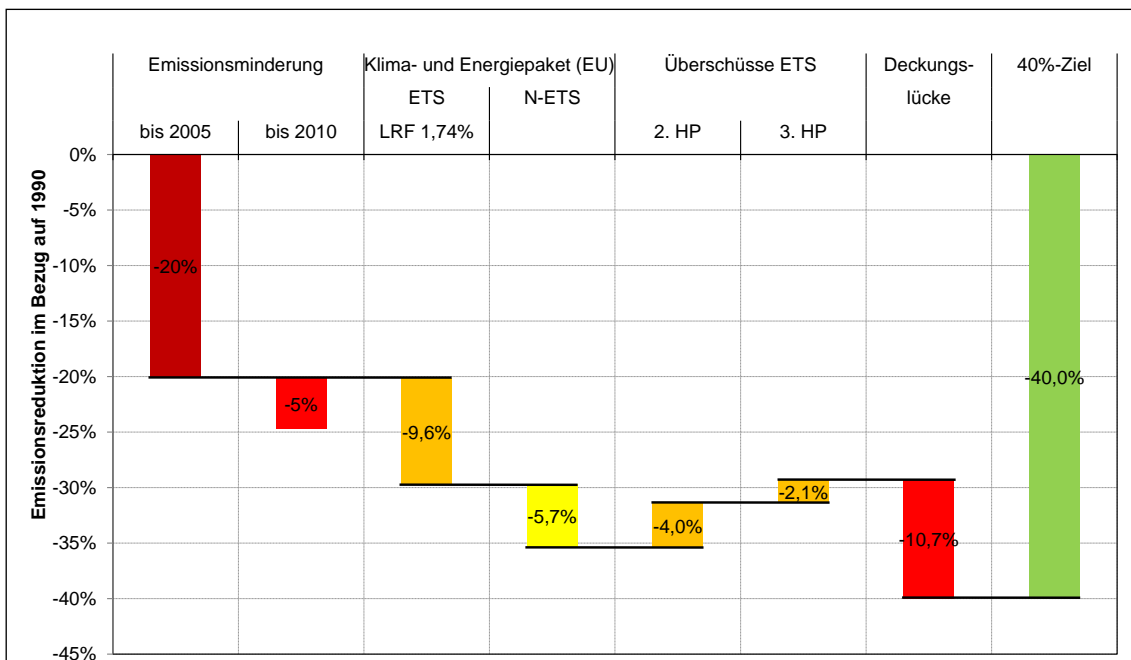
Quellen: (BMWi and BMU 2010); Darstellung Öko-Institut.

Im Koalitionsvertrag hat sich die neue Bundesregierung verpflichtet, im Jahr 2020 die Treibhausgasemissionen national um 40% gegenüber 1990 zu reduzieren.

4.2 Beitrag des EU-Emissionshandels zur Erreichung des 40%-Ziels

Abbildung 10 zeigt auf, das die Ziele im EU Energie- und Klimapaket nicht anspruchsvoll genug festgelegt wurden, um das 40%-Ziel zu erreichen. Aktuell liegen die Emissionen in Deutschland etwa 25% unter dem Niveau von 1990. Mit dem Klima- und Energiepaket hätte Deutschland eine Emissionsminderung von 35% unter das Niveau von 1990 erreichen können, wenn keine Überschüsse aufgetreten wären und keine Offsets zugelassen worden wären (Spalte 4 in Abbildung 10).¹⁸

Abbildung 10 Aktuelle Deckungslücke zur Erreichung des 40%-Ziels in Deutschland



Quellen: Öko-Institut 2014.

Weil im Emissionshandel im Jahr 2020 noch die Überschüsse aus der zweiten Handelsperiode und zusätzliche Offsets genutzt werden, können die Emissionen in 2020 um 6,2% bezogen auf 1990 höher ausfallen (Öko-Institut 2014). Deshalb führen die bestehenden EU-Beschlüsse nur zu einer Emissionsminderung von 29% unter das Niveau von 1990 (Spalte 6 in Abbildung 10). Die Deckungslücke zur Erreichung des 40%-Ziels beträgt 10,7 % bezogen auf 1990. Um den Emissionshandel am 40%-Ziel auszurichten, müssen zuerst die Überschüsse, die sich im Emissionshandel angesammelt haben, beseitigt werden. Dies steuert 6,2% bezogen auf das Jahr 1990 zur Zielerreichung bei. Diese Überschüsse belaufen sich in der EU etwa 2,3 Mrd. EUA, die

¹⁸ In der Abbildung 10 ist der internationale Flugverkehr nicht enthalten. Weil die Emissionen im internationalen Flugverkehr seit 1990 stark angestiegen sind, würde eine Einbeziehung des internationalen Flugverkehrs in die Darstellung zu einer niedrigeren Zielerreichung durch das Energie- und Klimapaket führen.

aus dem Markt genommen werden müssen. Dann bleibt noch eine Lücke von 4,5% bezogen auf das Jahr 1990, die durch eine Verschärfung des linearen Reduktionsfaktors und ambitioniertere Ziele im non-ETS geschlossen werden muss. Um diese Minderung im Emissionshandelssektor zu erreichen, müsste das Cap jährlich um einen linearen Reduktionsfaktor 2,9% abgesenkt werden (Öko-Institut 2014). Dann wären die Ziele im Emissionshandel anspruchsvoll genug, um das 40%-Ziel in Deutschland zu erreichen.

Oft wird argumentiert, dass der Emissionshandel die Erreichung der Minderungsziele zu geringsten Kosten sicherstelle. Deshalb seien niedrige Preise ein Beweis für das Funktionieren des Marktes und kein Anzeichen dafür, dass ein Problem besteht (BMW 2013). Die Analysen zeigen jedoch vielmehr, dass die Emissionsobergrenze nicht anspruchsvoll genug festgelegt wurde, um die Ziele zu erreichen. Niedrige Preise sind also ein Indikator dafür, dass die Emissionsobergrenze wenig anspruchsvoll ist.

4.3 Projektion der CO₂-Emissionen der Braunkohle-Kraftwerke unter Berücksichtigung verschiedener Annahmen in Bezug auf die Lebensdauer (Sensitivitätsrechnungen)

Wie in den Abschnitten 3.1 bis 3.4 dargestellt stellt die Braunkohle-Verstromung in Deutschland eine attraktive Option dar. Aus diesem Grund ist fraglich, ob die in der Referenzentwicklung angenommene Stilllegung von Braunkohlekraftwerken nach 45 bzw. 50 Jahren auch tatsächlich erfolgt.

Aus diesem Grund soll in diesem Abschnitt analysiert werden, welche Auswirkungen eine Verkürzung der Lebensdauer von Braunkohlekraftwerken auf die CO₂-Emissionen der Stromerzeugung haben würde. Darüber hinaus soll dargestellt werden, welche zusätzliche CO₂-Emissionen durch einen Weiterbetrieb der Braunkohlekraftwerke über die in der Referenzentwicklung angenommene Lebensdauer haben würde. An dieser Stelle soll keine konkrete Instrumentendiskussion durchgeführt werden, sondern nur die möglichen Emissionsreduktionseffekte quantifiziert werden.

Im Folgenden wird deshalb vereinfacht angenommen, dass Braunkohlekraftwerke 35, 40 bzw. 45 Jahre nach ihrer Inbetriebnahme stillgelegt werden. Darüber hinaus wird bewertet, wie sich Stromerzeugung und CO₂-Emissionen entwickeln, sofern bis 2020 keine Braunkohlekraftwerke stillgelegt werden (Tabelle 7).

Tabelle 7 Änderung der Stromerzeugung sowie CO₂-Emissionsminderung bei unterschiedlicher Lebensdauer von Braunkohlekraftwerken, 2020

Technische Lebensdauer	Leistung 2020 (GW)	Stromerzeugung (TWh)	Differenz ggü. 45 a Lebensdauer (TWh)	Emissionsveränderung ggü. Steinkohle-Kraftwerk (Mio. t)	Emissionsveränderung ggü. Erdgas-Kraftwerk (Mio. t)
Keine Beschränkung	21,1	133	38	12,4	28,6
45 Jahre (Referenz)	15,0	95	0	0,0	0,0
40 Jahre	13,5	85	-9	-3,0	-7,0
35 Jahre	11,2	70	-24	-7,9	-18,3

Quelle: Eigene Berechnungen

Sofern die Genehmigungsdauer von Braunkohlekraftwerken auf 40 Jahre beschränkt wird, reduziert sich die verfügbare Leistung gegenüber der Referenz (45 Jahre) im Jahr 2020 um 1,5 GW auf 13,5 GW. Bei einer Beschränkung der Genehmigungsdauer auf 35 Jahre liegt die verfügbare Leistung bei lediglich 11,2 GW.

Unter der Annahme einer Auslastung, die dem Referenzfall für das Jahr 2020 entspricht¹⁹, reduziert sich die Stromerzeugung um 9 TWh (40 Jahre Genehmigungsdauer) bzw. 24 TWh (35 Jahre Genehmigungsdauer) und damit signifikant.

Da die generelle Stromnachfrage unverändert bleibt, wird die wegfallende Stromerzeugung durch andere Kraftwerke ersetzt. Um eine Bandbreite der Entwicklung darzustellen, wird zum einen angenommen, dass die Braunkohle-Stromerzeugung durch Steinkohle-Kraftwerke ersetzt wird. Dies entspricht einer CO₂-Emissionsminderung von ca. 325 g CO₂/kWh. Sofern angenommen wird, dass die Braunkohlestromerzeugung durch Erdgas-Kraftwerke ersetzt wird, so kann von einer Minderung von ca. 750 g CO₂/kWh ausgegangen werden²⁰.

Damit ergibt sich eine jährliche CO₂-Minderung im deutschen Stromsystem von 3,0 bis 7,0 Mio. t CO₂ im Jahr 2020 bei Annahme einer Genehmigungsdauer von 40 Jahren bzw. von 7,9 bis 18,3 Mio. t CO₂ bei einer Genehmigungsdauer von 35 Jahren.

Sofern davon ausgegangen wird, dass bis 2020 keine Braunkohlekraftwerke stillgelegt werden, so kommt es zu einer CO₂-Emissionserhöhung im Vergleich zur Referenz (45 Jahre) von 12,4 bis 28,6 Mio. t CO₂.

¹⁹ 6.296 Vbh, abgeleitet aus Tabelle 7.

²⁰ Annahme: durchschnittliche CO₂-Emissionen alter Braunkohlekraftwerke von 1.150 g CO₂/kWh (Abbildung 5). Für Steinkohlekraftwerke verschiedener Jahrgänge werden im Durchschnitt 825 g CO₂/kWh angesetzt, für moderne GuD-Kraftwerke 400 g CO₂/kWh. Wenn unterstellt würde, dass die Braunkohlestromerzeugung nicht ersetzt werden muss, weil die reduzierte Erzeugung zu einer Reduktion der Exporte führt, beträgt die Emissions-einsparung sogar 1.150 g CO₂/kWh (hier nicht betrachtet).

In aktuellen Projektionsbericht der Bundesregierung (Bundesregierung, 2013) wird im „Mit-Maßnahmen-Szenario“ eine Emissionsminderung von 34,8%²¹ unter das Niveau von 1990 erreicht. Wenn alte Braunkohlekraftwerke bis 2020 nicht stillgelegt werden, so bedeutet dies eine zusätzliche Zielverfehlung von 1,0-2,4% Minderungs-Prozentpunkten (ein Minderungs-Prozentpunkt entspricht ca. 12 Mio. t). Mit einer Beschränkung der Lebensdauer kann dies verhindert werden. So können bei einer Beschränkung der Lebensdauer von Braunkohlekraftwerken auf 35 Jahre 0,7% bis 1,5 % Minderungs-Prozentpunkte zusätzlich erreicht werden, womit ein wichtiger Beitrag zur Schließung der Minderungslücke zum 40%-Ziel geleistet werden kann (Abbildung 11).

Abbildung 11: Nationale 2020-Minderung gegenüber 1990 unter Annahme unterschiedlicher Lebensdauern von Braunkohle-Kraftwerken



Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

²¹ Niedrigwachstumsvariante.

5 Schlussfolgerungen

Die aktuellen wirtschaftlichen (Brennstoffpreise) und politischen (Emissionshandel) Rahmenbedingungen führen absehbar nicht zu einem Brennstoffwechsel zwischen Braunkohle, Steinkohle und Erdgas. Damit verbleibt auf absehbare Sicht die Verstromung von Braunkohle am Strommarkt am attraktivsten. Vor dem Hintergrund der guten Wirtschaftlichkeit insbesondere von Braunkohlekraftwerken ist es nicht auszuschließen, dass Braunkohlekraftwerke länger als bisher angenommen betrieben werden.

In aktuellen Projektionsbericht der Bundesregierung (Bundesregierung, 2013) wird eine Emissionsminderung von 34,8%²² unter das Niveau von 1990 erreicht. Das 40%-Ziel wird also verfehlt. Gleichzeitig wird im Projektionsbericht der Bundesregierung davon ausgegangen, dass bis zum Jahr 2020 Braunkohlekraftwerke mit einer Leistung von 6 GW stillgelegt werden. Wenn diese alten Braunkohlekraftwerke bis 2020 nicht stillgelegt werden, würden die Emissionen ansteigen. Dadurch würde die Zielverfehlung um 1,0-2,4% Minderungs-Prozentpunkten ansteigen (ein Minderungs-Prozentpunkt entspricht ca. 12 Mio. t). Bei einer Beschränkung der Lebensdauer von Braunkohlekraftwerken auf 35 Jahre können 0,7% bis 1,5 % Minderungs-Prozentpunkte zusätzlich erreicht werden, womit ein wichtiger Beitrag zur Schließung der Minderungslücke zum 40%-Ziel geleistet werden kann.

Eine Beschränkung der Lebensdauer von Braunkohlekraftwerken würde darüber hinaus zur Umsetzung der Energiewende beitragen. So führt die Beseitigung von Überkapazitäten im Markt dazu, dass sich die Marktbedingungen (Einsatzdauern, Strompreise) für die verbleibenden Kraftwerke im System (Steinkohle, Erdgas) verbessern, so dass diese weiterhin als notwendige Reservekapazitäten (mit ausreichender Flexibilität) zur Verfügung stehen. Eine grundsätzliche Beschränkung der Betriebsdauer von Braunkohlekraftwerken trägt damit zur Umsetzung der Energiewende bei. Eine weitere Nutzung alter Braunkohlekraftwerke als Reservekraftwerke in einzelnen Situationen (ohne regulären Betrieb am Strommarkt) ist darüber hinaus denkbar.

Primäres Ziel sollte es sein so schnell wie möglich eine umfassende Reparatur des Emissionshandels vorzunehmen. Dafür ist es notwendig den linearen Reduktionsfaktor auf 2,9% abzusenken und zusätzlich 1,8 bis 2,3 Mrd. EUA aus dem Markt zu nehmen. Wenn diese Maßnahmen auf europäischer Ebene umgesetzt werden, wäre eine Erreichung des nationalen Minderungsziele von 40% im Jahr 2020 rechnerisch zu erreichen.

Zurzeit ist unsicher, ob auf EU-Ebene kurzfristig über das „Backloading“ hinausgehende Maßnahmen in Bezug auf den Emissionshandel beschlossen werden, die vor 2020 wirken. Deshalb ist es sinnvoll, über alternative Maßnahmen nachzudenken, die Deutschland national einführen könnte, um das 40%-Ziel zu erreichen. Sofern auf nationaler Ebene gehandelt werden soll, ist die Ausgestaltung der entsprechenden Maß-

²² Niedrigwachstumsvariante.

nahmen zu untersuchen. So könnte grundsätzlich die Betriebsdauer von Kraftwerken eingeschränkt werden oder Mindestwirkungsgrade bzw. Anforderungen an die Flexibilität der Kraftwerke vorgeschrieben werden. Darüber hinaus könnten CO₂-Standards pro erzeugter Stromeinheit festgeschrieben werden. Dabei sind insbesondere auch die damit verbundenen juristischen Aspekte zu klären.

6 Referenzen

6.1 Literatur

- Bundesregierung (2011): Das Energiekonzept der Bundesregierung 2010 und die Energiewende 2011; Stand: Oktober 2011;
http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/energiekonzept_bundesregierung.pdf
- Bundesregierung (2013): Projektionsbericht der Bundesregierung 2013.
- Commission of the European Communities (CEC) (2008a): Impact assessment. Document accompanying the Package of Implementation measures for the EU's objectives on climate change and renewable energy for 2020. SEC(2008) 85, Brussels, 23.1.2008.
- Commission of the European Communities (CEC) (2008b): Annex to the Impact Assessment (provisional). Package of implementation relating to the EU's objectives on climate change and renewable energy for 2020. Commission Staff Working Document. SEC(2008) 85 VOL. II, Brussels, 2008.
- Consentec (2013): Kostenoptimaler Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland. Datenanhang.
- DEBRIV (2012a): Informationen und Meinungen. 5/2012.
- DEBRIV (2012b): Stellungnahme DEBRIV zu Entwurf "Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Strom 2013". 27. August 2012.
- DIW (2012): Clemens Gerbaulet, Jonas Egerer, Pao-Yu Oei, Judith Paeper, Christian von Hirschhausen. Die Zukunft der Braunkohle in Deutschland im Rahmen der Energiewende. 2012
- EEA (2013): Greenhouse gas emission trends and projections in Europe 2013. Tracking progress towards Kyoto and 2020 targets.
- EU (2009): Directive 2009/29/EC of the European Parliament and of the council of 23 April 2009 amending Directive 2003/87/EC so as to improve and extend the greenhouse gas emission allowance trading scheme of the Community, Official Journal of the European Union, 5.6.2009.
- Jung, Anna Frederieke (2013): Entwicklung eines einfachen Modells zur Quantifizierung der CO₂-Emissionsreduktionen durch den Einsatz regenerativer Energiequellen in der Stromerzeugung. Bachelor-Thesis. Fachhochschule Flensburg. 08.03.2013
- Öko-Institut (2012): Strengthening the European Union Emissions Trading Scheme and raising climate ambition. Berlin, June 2012.
- Öko-Institut/LBD (2012): Fokussierte Kapazitätsmärkte. Ein neues Marktdesign für den Übergang zu einem neuen Energiesystem. Kurzstudie für die Umweltstiftung WWF Deutschland. Berlin 2012.

- Öko-Institut (2013): EEG-Umlage und die Kosten der Stromversorgung für 2014. Eine Analyse von Trends, Ursachen und Wechselwirkungen. Berlin Juni 2013.
- Öko-Institut (2014): Die zentrale Bedeutung des EU Emissionshandels zur Erreichung des deutschen Klimaziels in Höhe von 40% bis 2020. Berlin März 2014
- Pfaffenberger, Hille (2004): Investitionen im liberalisierten Energiemarkt: Optionen, Marktmechanismen, Rahmenbedingungen; Abschlussbericht; Januar 2004
- Prognos, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI), Gesellschaft für wirtschaftliche Strukturforchung (GWS) (2010): Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung. Projekt Nr. 12/10 des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologien. Basel, Köln, Osnabrück, 27. August 2010.
- Prognos, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI), Gesellschaft für wirtschaftliche Strukturforchung (GWS) (2011): Energieszenarien 2011. Projekt Nr. 12/10 des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologien. Basel, Köln, Osnabrück, Juli 2011.
- Prognos (2011): Bedeutung der Braunkohle in Ostdeutschland. Berlin September 2011.
- RWE (2009): Präsentation: Erstes Nachbarschaftsforum Kraftwerk Niederaußem. Kurzvorstellung des Standorts. Montag 02.11.2009
- Schuster, R. (2007): Zur Zukunft der Lausitzer Braunkohle. Kohlebedarf des konventionellen Kraftwerkparks sowie Folgen für den Klimaschutz und die Inanspruchnahme von Siedlungen, Gutachten für die Fraktion „Die Linke“, Februar 2007, Cottbus.
- Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) (2012): Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Strom 2013 – Entwurf; Stand: 17 Juli 2012
- Umweltbundesamt (UBA) (2013a): Treibhausgasausstoß in Deutschland in 2012 - vorläufige Zahlen aufgrund erster Berechnungen und Schätzungen des Umweltbundesamtes. Stand: Februar 2013.
- Umweltbundesamt (UBA) (2013b): Politiksznarien für den Klimaschutz VI. Treibhausgas-Emissionsszenarien bis zum Jahr 2030. Dessau-Roßlau, März 2013
- Vattenfall (2009): Vortrag: Braunkohlenplanung aus der Sicht der Wirtschaft. Regionalplanertag Sachsen. 23./24.04.2009. Leipzig
<http://www.landesentwicklung.sachsen.de/download/Landesentwicklung/klocek.pdf>

6.2 Datenquellen

AG Energiebilanzen (2013): Bruttostromerzeugung in Deutschland von 1990 bis 2012 nach Energieträgern. Stand 14.02.2013.

Bundesnetzagentur (BNetzA) (2013): Kraftwerkliste Bundesnetzagentur; Stand 01.02.2013

EEA (2013a): EEA greenhouse gas data viewer;
<http://dataservice.eea.europa.eu/PivotApp/pivot.aspx?pivotid=475>

EEA (2013b): EEA EU ETS data viewer; <http://www.eea.europa.eu/data-and-maps/data/data-viewers/emissions-trading-viewer>

EPEX Spot /European Energy Exchange (EEX): Marktdaten. Strom Spotmarkt – EPEX Spot. Ergebnisse Strom – Marktgebiet Deutschland/Österreich. EPEX Spot Auktionsmarkt. Leipzig.

EUTL (2013): European Union Transaction Log.

European Energy Exchange (EEX): Results Power Derivates– Marke terea Germany/Austria. Base Yearly Futures, Leipzig.

European Energy Exchange (EEX): Results Power Derivates– Market area Germany/Austria. Peak Yearly Futures, Leipzig.

European Energy Exchange (EEX): Results Emission Rights– European –Carbon-Futures. Leipzig.

European Energy Exchange (EEX): Results Emission Rights– Spot - EU emission allowances EEX, Leipzig.

European Energy Exchange (EEX): Results Coal derivatives– ARA Coal Futures – Yearly Futures, Leipzig.

European Energy Exchange (EEX): Results Natural gas derivatives– NCG Futures – Yearly Futures, Leipzig.

European Energy Exchange (EEX): Results Natural gas derivatives– Gaspool Futures – Yearly Futures, Leipzig.

Vattenfall Europe Mining AG (VEM 2007): Jahresabschluss zum 31. Dezember 2010, Auszug aus dem Unternehmensregister, Tag der Erstellung: 04.08.2011, Cottbus.

Vattenfall Europe Mining AG (VEM 2011): Bericht über das Geschäftsjahr 2006 vom 01. Januar bis 31. Dezember 2006. Jahresabschluss zum 31. Dezember 2010, Auszug aus dem Unternehmensregister, Tag der Erstellung: 02.07.2007, Cottbus.

Mitteldeutsche Braunkohlengesellschaft mbH (Mibrag) (2011). Geschäftsbericht 2010

Anhang 1: Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen

Verwendete Rahmendaten

Für die in Abschnitt 3.2 durchgeführten Wirtschaftlichkeitsberechnungen wurden folgende Daten verwendet (die jeweiligen Quellen sind unter 0 Datenquellen dokumentiert):

- Für die Brennstoffkosten, die CO₂-Kosten und die Strompreise wurden jeweils die Terminkontrakte des Folgejahres verwendet. Für die Jahre 2014 und 2015 wurden die Preise konstant basierend auf dem Jahr 2013 fortgeschrieben.
- Die Brennstoffpreise für Steinkohle basieren auf Preisen von Mc Closkey und der EEX für Terminkontrakte für das Folgejahr. Die Brennstoffkosten für Steinkohle enthalten Transportkosten in Höhe von 1,98 €/MWh_{th} für einen Binnenlandstandort.
- Die Brennstoffpreise für Erdgas basieren auf Preisen von Energate und der EEX für Terminkontrakte für das Folgejahr. Die Brennstoffkosten für Erdgas enthalten Kosten für Transport und Speicherung in Höhe von 4 €/MWh_{th}.
- Die Angaben für variable Betriebskosten wurden Prognos (2011) entnommen. Für die fixen Betriebskosten wurde die untere Kostenannahme nach Öko-Institut/LBD (2012) verwendet.
- Investitions- und Kapitalkosten wurden nicht berücksichtigt.

Brennstoffpreise Braunkohle

Die Brennstoffkosten von Braunkohle für das Jahr 2003 basieren auf Angaben von Pfaffenberger/Hille (2004). Für die Folgejahre basieren die Brennstoffkosten auf Unternehmensberichten von Vattenfall Europe Mining (VEM 2007 und VEM 2011).

Nach Prognos (2011) werden für den Zeitraum bis 2050 konstante Brennstoffkosten in Höhe von 4,6 €₂₀₀₉/MWh_{th} für Braunkohle angegeben. Diese Angabe wurde anhand aktueller Geschäftsberichte der Vattenfall Europe Mining und der Mibrag überprüft. Eine einfache Division der Erlöse und des Rohbraunkohleabsatzes an die Kraftwerke Lippendorf und Schkopau ergibt Kosten in Höhe von 7,6 €/MWh_{th} im Jahr 2010 (Mibrag 2011). Für Vattenfall Europe Mining (VEM 2011) konnten im Jahr 2010 Rohbraunkohlekosten in Höhe von 6,1 € / MWh_{th} ermittelt werden.²³ Leider konnten für RWE Power keine Braunkohlekosten ermittelt werden, da die entsprechenden Kennzahlen nicht veröffentlicht werden. Weil Vattenfall Europe Mining deutlich größer als die Mibrag ist, werden die Kosten von Vattenfall Europe Mining verwendet.

Es zeigt sich deutlich, dass die von Prognos (2011) verwendeten Braunkohlepreise zumindest im Sinne von Vollkosten zu niedrig angesetzt wurden. Beim Tagebaubetrieb

²³ Dabei wurde der Absatz an Veredelungsprodukten (Brikett, Staub, Wirbelschichtbraunkohle) mit 15 €/MWh_{th} bewertet.

fallen neben den variablen Kosten auch noch Fixkosten für die Brennstoffbereitstellung an. Hintergrund ist, dass für die „Betriebsbereitschaft“ des Tagebaus Kosten anfallen (Wasserhebung, Abschreibung von Förderbrücken, etc.). Diese Kosten fallen auch dann an, wenn keine Braunkohle gefördert wird. Die Vollkosten umfassen sowohl die Fixkosten als auch die variablen Betriebskosten für den Tagebaubetrieb. Zusätzlich fallen im Kraftwerk weitere Fixkosten für den Kraftwerksbetrieb an.

Berechnungsmethode

Für die Berechnung der für einen Brennstoffwechsel benötigten CO₂-Preise wurden zwei Vergleiche angestellt:

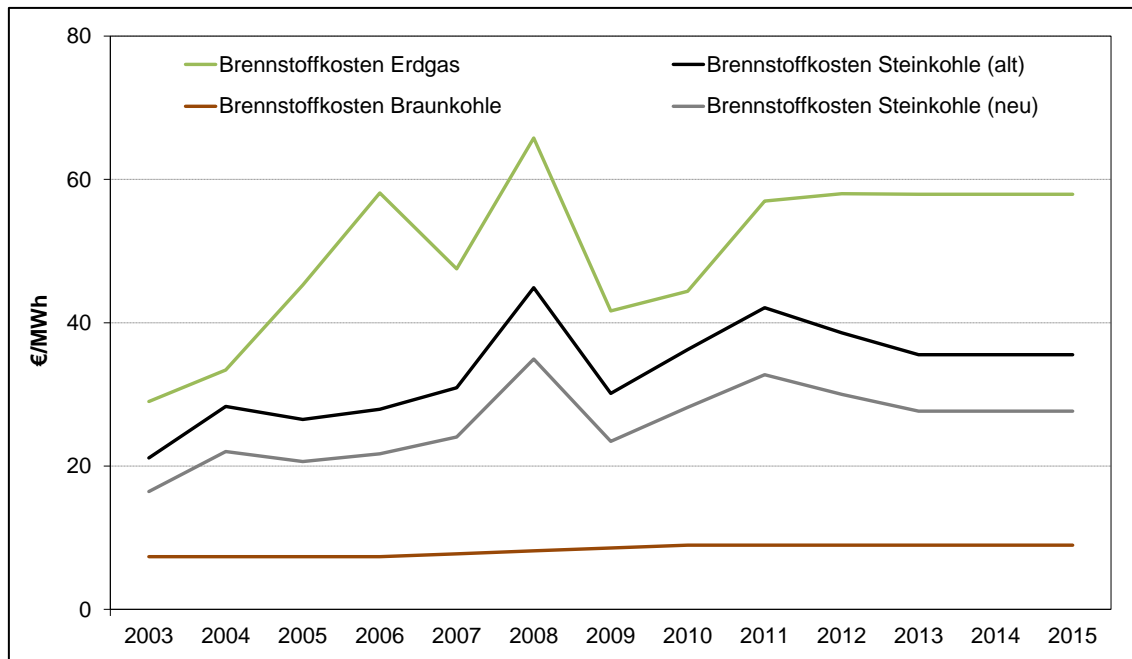
- Die benötigten CO₂-Preise für einen Brennstoffwechseln von Braunkohle zu Steinkohle oder zu Erdgas
- Zum Vergleich werden noch die notwendigen CO₂-Preise berechnet, um einen Brennstoffwechsel von Steinkohle zu Erdgas zu erreichen

Für die Berechnung wurden die folgenden Wirkungsgrade zu Grunde gelegt:

- Ein neues Steinkohlekraftwerk mit einem Wirkungsgrad 45%;
- Ein altes Steinkohlekraftwerk mit einem Wirkungsgrad 35% (Abschnitt 0);
- Ein neues Erdgaskraftwerk (GuD) mit einem Wirkungsgrad von 58%;
- Ein altes Braunkohlekraftwerk mit einem Wirkungsgrad von 34% (Abschnitt 2.4).

Abbildung 12 stellt die Brennstoffkosten für die Herstellung einer MWh Strom für die untersuchten Kraftwerke gegenüber. Es wird deutlich, dass Erdgaskraftwerke die höchsten und Braunkohlekraftwerke die geringsten Brennstoffkosten haben.

Abbildung 12 Vergleich der Brennstoffkosten der Stromerzeugung von Steinkohle-, Braunkohle- und Erdgaskraftwerken, 2003 bis 2015



Quelle: EEX, Energate, Vattenfall Europe Mining, Mc Closkey, Pfaffenberger/Hille 2003, Berechnungen des Öko-Instituts

Es wird zunächst deutlich, dass die Brennstoffpreise seit dem Jahr 2003 stark gestiegen sind und insbesondere für Steinkohle und Erdgas großen Schwankungen unterlegen haben. Eine Ausnahme bildet der Brennstoffpreis für Braunkohle, der sich seit 2003 kaum verändert hat und bis 2012 nur leicht gestiegen ist. Die Entwicklung der Brennstoffpreise alter und neuer Steinkohlekraftwerke ist identisch, wobei neue Steinkohlekraftwerke aufgrund des höheren Wirkungsgrades etwas niedrigere Brennstoffkosten haben als alte Steinkohlekraftwerke.

Grundsätzlich lässt sich die Entwicklung der Brennstoffpreise von Erdgas und Steinkohle in zwei Phasen einteilen:

- Nach der Jahrtausendwende stiegen die Brennstoffpreise und damit die Brennstoffkosten stark an und erreichten im Jahr 2008 ihren Höhepunkt mit etwa dem zweifachen Wert des Ausgangsniveaus von 2003.
- Im Jahr 2009 sanken die Brennstoffpreise und folglich die Brennstoffkosten drastisch. Nach einem starken Anstieg im Jahr 2010 und 2011 haben sich die Brennstoffpreise seit 2012 auf einem Niveau stabilisiert, das etwa doppelt so hoch wie das Ausgangsniveau von 2003 ist.

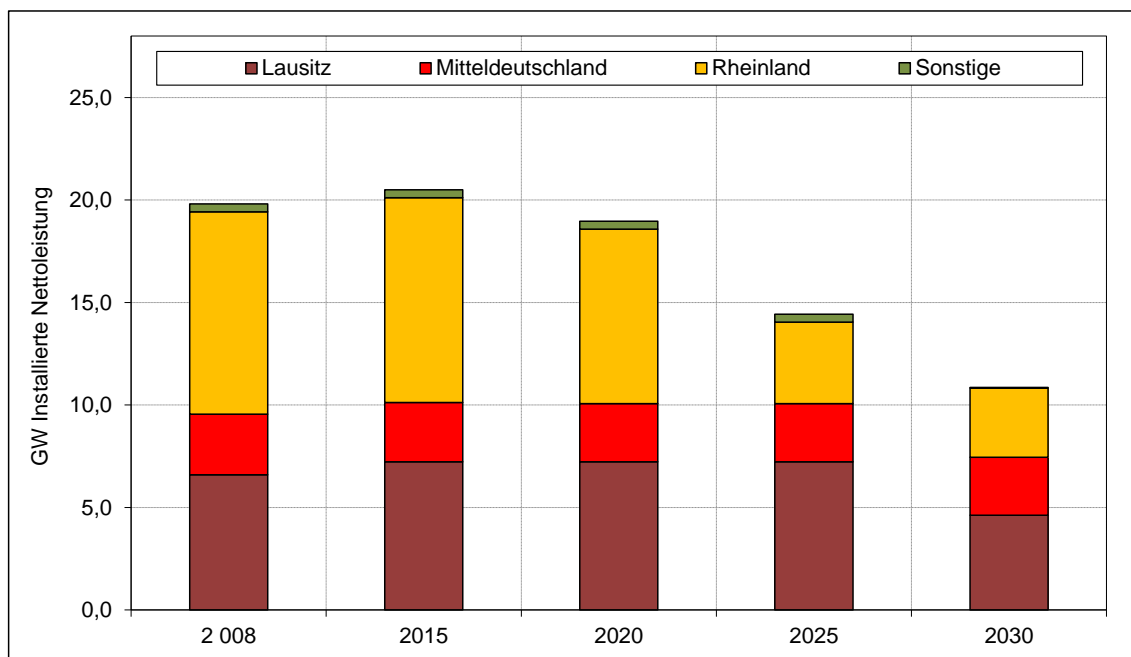
Anhang 2 - Braunkohlevorräte und Bedarf

Ende 2010 betragen die Vorräte in den genehmigten Tagebauen in Deutschland 5 Mrd. t Braunkohle. Davon entfallen 3,3 Mrd. t auf das Rheinländische Revier, 0,6 Mrd. t auf das Mitteldeutsche Revier und 1,2 Mrd. t auf das Lausitzer Revier (Prognos 2011).

Die Studie „Energieszenarien 2011“ von Prognos/EWI/GWS (Prognos/EWI/GWS 2011), die die Auswirkungen des Energiekonzepts der Bundesregierung analysiert, enthält auch Angaben über den Primärenergieeinsatz von Braunkohle. Aus diesem wurde der kumulierte Braunkohlebedarf ermittelt. Jedoch enthält diese Studie keine regionale Differenzierung des Braunkohlebedarfs. Diese wurde im Rahmen dieser Auswertung mit der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur basierend auf dem Anlagentaler erstellt. Folgende Aspekte werden bei dieser Auswertung deutlich:

Bedingt durch die je nach Revier unterschiedliche Altersstruktur der Kraftwerke, die auf die Modernisierung der Braunkohlekraftwerke in Ostdeutschland nach der Wiedervereinigung zurückzuführen ist, sind im Rheinland in den nächsten 15 Jahren ein Rückgang der installierten Kapazität um 60% zu erwarten, während die installierte Kapazität in der Lausitz und in Mitteldeutschland nahezu konstant bleibt (Abbildung 13).

Abbildung 13 Entwicklung der installierten Nettoleistung der Braunkohlekraftwerke nach Revieren bei Außerbetriebnahme der Kraftwerke nach Alter, 2008 bis 2030



Quellen: Bundesnetzagentur (2011); Prognos/EWI/GWS (2011); Berechnungen und Darstellung Öko-Institut

Die Studie „Energieszenarien 2011“ von Prognos/EWI/GWS, die die Auswirkungen des Energiekonzepts der Bundesregierung analysiert, enthält auch Angaben über den Primärenergieeinsatz von Braunkohle. Die Berechnung wurde wie folgt durchgeführt:

- Es gibt Werte für die Stützjahre 2008, 2015, 2020, 2025 und 2030. Die fehlenden Jahre wurden linear interpoliert.
- Der Braunkohleeinsatz wurde anhand der in Abbildung 13 dokumentierten installierten Nettoleistung in den einzelnen Revieren in den Stützjahren aufgeteilt.²⁴
- Die genehmigten Tagebaukapazitäten sind Prognos (2011) entnommen (Tabelle 8).

Tabelle 8 Genehmigte Braunkohletagebaue und Braunkohlebedarf bis 2050

	Vorrat Ende 2010 Mrd.t	Bedarf bis 2030 Mrd.t
Rheinland	3,30	1,13
Mitteldeutschland	0,50	0,44
Lausitz	1,20	1,22
Summe	5,00	2,79

Erläuterung: Das Revier Helmstedt mit einem kumulierten Bedarf von 0,03 Mrd. t ist in der Darstellung nicht enthalten.

Quellen: Prognos/EWI/GWS (2011); Prognos (2011); Berechnungen Öko-Institut

Es wird deutlich, dass Ende 2010 Vorräte der genehmigten Tagebaue in Deutschland 5 Mrd. t Braunkohle betragen. Im Rheinland übersteigt der Vorrat der genehmigten Tagebaue den Bedarf deutlich. In der Lausitz wird zurzeit aus fünf Tagebauen Braunkohle gefördert. Da bei weiterer, hoher Stromerzeugung aus Braunkohle die Vorräte bis zum Jahr 2030 erschöpft sein werden, laufen derzeit Genehmigungsverfahren für neue Abbaufelder (Vattenfall 2009):

- Das Abbaufeld Welzow-Süd Teilfeld 2 mit einem Braunkohlenvorrat von 210 Mio. t Braunkohle.
- Das Abbaufeld Nochten Abbaugebiet 2 mit einem Braunkohlenvorrat von 300 Mio. t Braunkohle.

²⁴ Bis zum Jahr 2030 beträgt der Braunkohlebedarf für die Veredelung (Einsatz in der Industrie und in privaten Haushalten) insgesamt 260 Mio. t Braunkohle (berechnet als Differenz zwischen dem Braunkohleeinsatz zur Stromerzeugung und dem gesamten Primärenergieverbrauch an Braunkohle). Der Braunkohlebedarf für die Veredelung wurde nach der installierten Kraftwerkskapazität auf die Reviere aufgeteilt.

- Der Tagebau Jänschwalde-Nord mit einem Braunkohlenvorrat von 250 Mio. t Braunkohle. Dieser Tagebau schließt sich nördlich an den bestehenden Tagebau Jänschwalde an.

Diese neuen Abbaufelder/Tagebaue schließen an bestehende Tagebaue an, es ist also kein Neuaufschluss erforderlich. Beim Tagebau Jänschwalde-Nord ist aber die Taubendorfer Rinne zu überbaggern und der Tagebau zeichnet sich durch ein schlechtes Abraum zu Kohle Verhältnis aus. Für die ebenfalls in der Diskussion befindlichen Tagebaue Spremberg-Ost und Bagenz-Ost (jeweils ca. 220 Mio. t Braunkohle) wäre ein Neuaufschluss erforderlich. Diese Tagebaue würden nach 2035 in Betrieb gehen (Vattenfall 2009).

Schuster (2007) und DIW (2012) haben Szenarien für das Lausitzer Braunkohlerevier erstellt, die ohne neue Tagebaue/Abbaufelder auskommen.