
Die deutsche Braunkohlenwirtschaft

Historische Entwicklungen, Ressourcen, Technik,
wirtschaftliche Strukturen und Umweltauswirkungen

STUDIE

Agora
Energiewende



Die deutsche Braunkohlenwirtschaft

IMPRESSUM

STUDIE

Die deutsche Braunkohlenwirtschaft

Historische Entwicklungen, Ressourcen,
Technik, wirtschaftliche Strukturen und
Umweltauswirkungen

ERSTELLT IM AUFTRAG VON

Agora Energiewende
Anna-Louisa-Karsch-Straße 2 | 10178 Berlin
T +49 (0)30 700 14 35-000
F +49 (0)30 700 14 35-129
www.agora-energiewende.de
info@agora-energiewende.de

European Climate Foundation (ECF)
Neue Promenade 6 | 10178 Berlin

PROJEKTLEITUNG

Philipp Litz
philipp.litz@agora-energiewende.de
Simon Wolf
simon.wolf@europeanclimate.org

Satz: UKEX GRAPHIC, Ettlingen
Titelbild: istock/baranozdemir

114/03-S-2017/DE

Version: 1.2

Erstveröffentlichung: Mai 2017

PROJEKTPARTNER

Öko-Institut e. V.
Schicklerstraße 5-7 | 10179 Berlin
T +49 (0)30 40 50 85-0
www.oeko.de

Hauke Hermann
Benjamin Greiner
Dr. Felix Chr. Matthes
Vanessa Cook (Übersetzung)



Unter diesem QR-Code steht diese
Studie als PDF zum Download zur
Verfügung.

Bitte Zitieren als:
Öko-Institut (2017): *Die deutsche Braunkohlen-
wirtschaft. Historische Entwicklungen, Ressourcen,
Technik, wirtschaftliche Strukturen und Umwelt-
auswirkungen*. Studie im Auftrag von
Agora Energiewende und der European
Climate Foundation.

www.agora-energiewende.de

Vorwort

Liebe Leserin, lieber Leser,

in der 19. Legislaturperiode stehen die Verhandlungen zu einem deutschen Kohlekonsens an, die Bundesregierung hat hierzu die Gründung einer entsprechenden Kommission angekündigt. Der Umgang mit der Braunkohle wird dabei eine besondere Rolle spielen. Denn die Braunkohle ist kein Energieträger wie jeder andere: Braunkohle ist nicht nur der einzige nennenswert in Deutschland geförderte fossile Energieträger, sondern auch der klimaschädlichste. Zudem zeigte sich in der Diskussion um den Klimaschutzbeitrag der Stromwirtschaft im Jahr 2015, dass über die Braunkohle nur ein geringes Fachwissen außerhalb der drei Braunkohleunternehmen existiert.

Die vorliegende Studie dient dazu, die spezifischen Strukturmerkmale der deutschen Braunkohlenwirtschaft in historischer, politischer, wirtschaftlicher, ökologischer und regionalstruktureller Hinsicht umfassend und systematisch aufzuarbeiten und einer breiten Öffentlichkeit zugänglich zu machen. Denn nur auf Basis solider und umfassender Fakten kann der notwendige Umbau der deutschen Braunkohlenwirtschaft erfolgreich gestaltet werden.

Ich wünsche eine interessante Lektüre!

Ihr
Dr. Patrick Graichen
Direktor Agora Energiewende

Ergebnisse auf einen Blick:

1

Dem Umbau der Braunkohlenwirtschaft kommt bei der Energiewende eine Schlüsselrolle zu.

Denn Braunkohle ist der klimaschädlichste Energieträger, 46 Prozent der CO₂-Emissionen des Stromsektors gehen auf die Braunkohle zurück – das ist mehr als der CO₂-Ausstoß des gesamten Straßenverkehrs. Die Klimaschutzziele Deutschlands lassen sich ohne eine deutliche Reduktion der Braunkohlenutzung nicht erreichen.

2

Die Braunkohlenindustrie war in der Vergangenheit ein bedeutender Wirtschaftsfaktor, hat heute aber nur noch regionalwirtschaftliche Relevanz.

Während die Braunkohlenindustrie im 20. Jahrhundert für die Energieversorgung in West- und Ostdeutschland zentral war, spielt sie für die deutsche Volkswirtschaft heute eine untergeordnete Rolle. Für die drei Förderreviere im Rheinland, in Mitteldeutschland und in der Lausitz ist sie jedoch von hoher regionalwirtschaftlicher Bedeutung, die über die Zahl der insgesamt rund 19.000 aktiv Beschäftigten hinausgeht.

3

Braunkohlekraftwerke stehen derzeit unter starkem ökonomischen Druck.

Aufgrund der niedrigen Börsenstrompreise können neuere Braunkohlekraftwerke zwar die Betriebskosten des Kraftwerks und der angeschlossenen Tagebaue decken, jedoch nicht mehr die Kapitalkosten der Investition. Für ältere Braunkohlekraftwerksblöcke lohnen sich größere Erhaltungs- oder Erweiterungsinvestitionen in den liefernden Tagebauen nicht mehr. Sobald bei diesen Tagebauen fixe Betriebskosten in größerem Umfang reduziert werden können, ist eine Stilllegung wirtschaftlicher als der Weiterbetrieb.

4

Der Braunkohlenbergbau ist durch ein hohes Maß an langfristig angelegter Regulierung und Planungsprozesse gekennzeichnet.

Ökologische und energiewirtschaftliche Anpassungen müssen deshalb frühzeitig und über einen Prozess vorausschauender Strukturveränderungen gestaltet werden.

Inhalt

Inhaltsverzeichnis	5
Abbildungsverzeichnis	9
Tabellenverzeichnis	11
Zusammenfassung	13
Summary	17
1. Hintergrund und Fragestellung	21
2. Braunkohle in Deutschland	23
2.1. Vorkommen, Förderung und Verwendung	23
2.1.1. Braunkohlevorkommen in Deutschland	23
2.1.2. Braunkohleförderung in Vergangenheit und Gegenwart	26
2.1.3. Die Braunkohle im Primärenergieaufkommen Deutschlands	29
2.1.4. Braunkohleverwendung im Wandel: Rolle der Veredelung	30
2.2. Die Unternehmen der deutschen Braunkohlenindustrie und ihre Geschichte	33
2.2.1. Einführung	33
2.2.2. Die Braunkohlenunternehmen im Rheinischen Revier	34
2.2.3. Die Braunkohlenunternehmen im Lausitzer und im Mitteldeutschen Revier	37
2.2.4. Die aktuelle Unternehmensstruktur der Braunkohlenindustrie in Deutschland	43
2.3. Plan- und Genehmigungsverfahren für Braunkohletagebaue	45
2.3.1. Überblick	45
2.3.2. Braunkohlenpläne und Rahmenbetriebspläne im Detail	46
2.3.3. Verfahrensstand Landesentwicklungspläne/ Landesentwicklungsprogramme	47
2.3.4. Verfahrensstand der Braunkohlen- und Rahmenbetriebspläne	48
2.4. Braunkohlereviere und –tagebaue	50
2.4.1. Rheinland	50
2.4.2. Lausitz	54
2.4.3. Mitteldeutschland und Helmstedter Revier	58
2.4.4. Braunkohletagebaue im Überblick	62
3. Braunkohlekraftwerke in Deutschland	63
3.1. Technische Beschreibung	63
3.2. Flexibilität im Betrieb	64
3.3. Weiterentwicklung der Kraftwerkstechnik	65
3.4. Entwicklung der Kraftwerkskapazitäten und Stromerzeugung	66
3.4.1. Historische Entwicklung	66

3.4.2.	Aktueller Stand	69
3.4.3.	Rheinland	73
3.4.4.	Lausitz	75
3.4.5.	Mitteldeutschland	77
3.5.	Wärmeerzeugung und Kraft-Wärme-Kopplung	79
<hr/>		
4.	Bedeutung des Braunkohlenbergbaus in Deutschland für die Beschäftigung und Regionalwirtschaft	83
4.1.	Beschäftigung	83
4.2.	Regionalwirtschaftliche Bedeutung des Braunkohlenbergbaus	86
<hr/>		
5.	Ökologische Aspekte der Braunkohlenwirtschaft	89
5.1.	Treibhausgasemissionen	89
5.1.1.	Direkte CO ₂ -Emissionen	89
5.1.2.	Treibhausgasemissionen fossiler Kraftwerksbrennstoffe in der Vorketten	92
5.2.	Klassische Luftschadstoffemissionen	94
5.3.	Wasserwirtschaftliche Aspekte und Landschaftsinanspruchnahme	97
<hr/>		
6.	Einführung: Ökonomische Struktur der Braunkohlenwirtschaft	101
6.1.	Besonderheiten der Braunkohlenwirtschaft	101
6.2.	Energiewirtschaftliche Kostenkategorien	102
<hr/>		
7.	Ökonomische Struktur der Braunkohlekraftwerke	103
7.1.	Investitionskosten	103
7.2.	Fixe Betriebskosten	104
7.2.1.	Fixe Betriebskosten für den Kraftwerksbetrieb	104
7.2.2.	Fixe Betriebskosten des Kraftwerks für den Brennstoffbezug	106
7.3.	Variable Betriebskosten	106
7.4.	Aktuelle Kostenstruktur der Braunkohlekraftwerke	108
<hr/>		
8.	Ökonomische Struktur der Braunkohletagebaue	109
8.1.	Einleitung	109
8.2.	Top-down-Analyse: Kostenstruktur der Braunkohleunternehmen	109
8.2.1.	Vollkosten der Braunkohlenförderung	109
8.2.2.	Kostenpositionen im Detail	110
8.3.	Bottom-up-Analyse der Kostenstruktur	113
8.3.1.	Strom	113
8.3.2.	Sanierung und Rekultivierung	114

9. Ökonomische Anreize in der Braunkohlenwirtschaft	127
9.1. Vorbemerkungen	127
9.2. Einordnung der verschiedenen Kostenkategorien	127
9.2.1. Kostenkategorien der Kraftwerke	127
9.2.2. Kostenkategorien der Tagebaue	128
9.3. Vermeidbarkeit zukünftiger Kosten in Tagebauen	129
9.3.1. Aktuelle Ausgangslage	129
9.3.2. Investitionen in Erweiterungsflächen ab 2025	130
9.3.3. Betriebskosten ab 2025	132
9.3.4. Rekultivierungskosten ab 2025	133
9.3.5. Überblick der Kostenstruktur ab 2025	133
9.4. Vermeidbarkeit zukünftiger Kosten in Kraftwerken	134
9.5. Stilllegungsanreize für Braunkohlekraftwerke: Grundsätzliche Zusammenhänge und Mechanismen	136
9.5.1. Der Unterschied zwischen Wirtschaftlichkeit und Stilllegungsentscheidung	136
9.5.2. Grundmodell für die Analyse von Stilllegungsanreizen	137
9.5.3. Erweitertes Modell der Stilllegungsanreize	139
9.6. LignIX – Ein Wirtschaftlichkeitsindikator für die Braunkohlenverstromung	142

Anhänge	149
A1 Emissionsfaktoren und Heizwerte	149
A2 Abraumbewegung und Kohleförderung 1950 bis 2015	150
A3 Spezifische Emissionen der Braunkohlekraftwerke im Jahr 2015	151
A3.1 Methodik	151
A3.2 Überblick der Ergebnisse	152
A3.3 Nutzungsgrade der Kraftwerke über 200 MW	153
A3.4 Nutzungsgrade der KWK-Anlagen unter 200 MW	156
A3.5 Fazit	159
A4 Ermittlung des Wirtschaftlichkeitsindikators LignIX	161

Referenzen	165
Literatur	165
Datenquellen und Periodika	175
Rechtstexte	176

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1: Lagerstätten des Braunkohlenbergbaus in Deutschland	24
Abbildung 2-2: Abraum-zu-Kohle-Verhältnis in den Braunkohletagebauen in Deutschland, 1950 bis 2015	26
Abbildung 2-3: Entwicklung der Braunkohlenförderung in Deutschland, 1840 bis 2015	27
Abbildung 2-4: Entwicklung des Primärenergieverbrauchs in Deutschland, 1970 bis 2015	30
Abbildung 2-5: Entwicklung der Braunkohlenverwendung, 1950 bis 2015	31
Abbildung 2-6: Neustrukturierung und Privatisierung der ostdeutschen Braunkohlenindustrie, 1990 bis 1994	41
Abbildung 2-7: Aktuelle Unternehmensstruktur der Braunkohlenindustrie in Deutschland	44
Abbildung 2-8: Genehmigungsschritte für einen Braunkohletagebau	45
Abbildung 2-9: Braunkohlenförderung im Rheinland, 1900 bis 2015	50
Abbildung 2-10: Revierkarte im Rheinland	53
Abbildung 2-11: Braunkohlenförderung in der Lausitz, 1910 bis 2015	54
Abbildung 2-12: Revierkarte Lausitz	56
Abbildung 2-13: Braunkohlenförderung in Mitteldeutschland und Helmstedt, 1910 bis 2016	58
Abbildung 2-14: Revierkarte Mitteldeutschland	61
Abbildung 3-1: Entwicklung der installierten Brutto-Erzeugungskapazität der Braunkohlekraftwerke in Deutschland, 1960 bis 2015	67
Abbildung 3-2: Entwicklung der der Bruttostromerzeugung aus Braunkohle in Deutschland, 1960 bis 2015	68
Abbildung 3-3: Braunkohlekraftwerke nach Jahreskohorten	69
Abbildung 3-4: Überblick stromgeführte Braunkohlekraftwerke 2015	70
Abbildung 4-1: Beschäftigte im Braunkohlenbergbau nach Revieren, 1960 bis 2014	84
Abbildung 4-2: Beschäftigte in der Braunkohlenindustrie, Deutschland 2002 bis 2016	84
Abbildung 4-3: Altersstruktur der Beschäftigten im Braunkohlenbergbau (ohne Braunkohlekraftwerke der allgemeinen Versorgung) in Deutschland, 1990 bis 2014	85
Abbildung 5-1: Gesamte deutsche Treibhausgasemissionen und CO ₂ -Emissionen aus der Verbrennung von Braunkohle, 1990 bis 2016	90
Abbildung 5-2: CO ₂ -Emissionen der Stromerzeugungsanlagen, 1990 bis 2016	91
Abbildung 5-3: Anteile der Großkraftwerke an den Luftschadstoffemissionen in Deutschland	96
Abbildung 8-1: Leistungsfortschritte der Braunkohlensanierung durch die LMBV nach Hauptgewerken, 1995 bis 2015	116
Abbildung 8-2: Kostenprofil der Braunkohlensanierung durch die LMBV nach Hauptgewerken, 1995 bis 2015	117
Abbildung 9-1: Kostenstruktur Braunkohlekraftwerke und Strompreise	137
Abbildung 9-2: Zusammenfassung Anreizmechanismen	139
Abbildung 9-3: Anreizmechanismen in Verbundsystemen aus Braunkohlekraftwerken und -tagebauen	141
Abbildung 9-4: Einordnung des LignIX	144
Abbildung 9-5: Wirtschaftlichkeitsindikator für ein älteres Braunkohlekraftwerk mit einem elektrischen Nutzungsgrad von 35 Prozent – LignIX35, 2003 bis 2017 (April)	145
Abbildung 9-6: Wirtschaftlichkeitsindikator für ein neueres Braunkohlekraftwerk mit einem elektrischen Nutzungsgrad von 42 Prozent – LignIX42, 2003 bis 2017 (April)	146

Abbildung A3-1: Spezifische Emissionen der Braunkohlekraftwerke im Überblick
(Gutschriftenmethode)

161

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1:	Emissionsfaktoren und Heizwerte Rohbraunkohle	25
Tabelle 2-2:	Entwicklung der Braunkohlenförderung in Deutschland, 1870 bis 2015	28
Tabelle 2-3:	Kumulierte Braunkohlenförderung und verbleibende Braunkohlevorräte	28
Tabelle 2-4:	Braunkohlenveredelung nach Revieren, 1990 bis 2015	23
Tabelle 2-5:	Braunkohlevorräte aller Tagebaue mit Braunkohlenplänen und Rahmenbetriebsplänen	48
Tabelle 2-6:	Tagebaue im Rheinland im Überblick	51
Tabelle 2-7:	Größenverteilung der Schaufelradbagger im Rheinland	53
Tabelle 2-8:	Rohkohleverteiler im Lausitzer Revier im Jahr 2016	55
Tabelle 2-9:	Braunkohlevorräte in der Lausitz	57
Tabelle 2-10:	Braunkohlevorräte der Tagebaue in Mitteldeutschland	60
Tabelle 2-11:	Braunkohlenförderung nach Revieren und Tagebauen, 2010 bis 2015	62
Tabelle 3-1:	Elektrische Wirkungsgrade der Braunkohlekraftwerke im Überblick	71
Tabelle 3-2:	Emissionen und Produktionsdaten der Braunkohlekraftwerke (> 200 MW) in Deutschland (Anlagenkonzept) im Jahr 2015	72
Tabelle 3-3:	Stromgeführte Kraftwerke im Rheinland (2020 in Betrieb)	73
Tabelle 3-4:	Von Sicherheitsbereitschaft erfasste Blöcke im Rheinland	74
Tabelle 3-5:	KWK-Anlagen < 200 MW im Rheinland (Daten 2015)	75
Tabelle 3-6:	Stromgeführte Kraftwerke in der Lausitz (2020 in Betrieb)	76
Tabelle 3-7:	Von Sicherheitsbereitschaft erfasste Blöcke in der Lausitz	76
Tabelle 3-8:	KWK-Anlagen < 200 MW in der Lausitz (Daten 2015)	77
Tabelle 3-9:	Stromgeführte Kraftwerke in Mitteldeutschland (2020 in Betrieb)	78
Tabelle 3-10:	KWK-Anlagen unter 200 MW in Mitteldeutschland (Daten 2015)	79
Tabelle 3-11:	Überblick Wärmeproduktion der Braunkohle-KWK-Anlagen 2014	80
Tabelle 4-1:	Studienübersicht zu den Beschäftigungseffekten der Braunkohlenwirtschaft	87
Tabelle 5-1:	CO ₂ -Emissionen der Braunkohlekraftwerke > 200 MW, 2005 bis 2016	91
Tabelle 5-2:	Direkte und indirekte Treibhausgasemissionen der Bereitstellung und Verbrennung von Braunkohle, Steinkohle und Erdgas im Bereich der Verstromung	94
Tabelle 5-3:	Luftschadstoffemissionen der Kraftwerke > 200 MW, 2014	95
Tabelle 5-4:	Spezifische Luftschadstoffemissionen der Kraftwerke > 200 MW, 2014	96
Tabelle 5-5:	Landinanspruchnahme und wasserwirtschaftlicher Einfluss der aktuell betriebenen Tagebaue	99
Tabelle 6-1:	Überblick Kostenstruktur Braunkohle	102
Tabelle 7-1:	Annuitätische Investitionskosten neuer Braunkohlekraftwerke	103
Tabelle 7-2:	Fixe Betriebskosten Braunkohlekraftwerke	105
Tabelle 7-3:	Variable Betriebskosten Braunkohlekraftwerke	106
Tabelle 7-4:	Heutige Vollkosten der Stromproduktion von Braunkohlekraftwerken bei einer Auslastung von 7.000 Stunden	108
Tabelle 8-1:	Kostenstruktur RWE im Jahr 2009	110
Tabelle 8-2:	Vergleich der Kostenstrukturen bei Vattenfall und MIBRAG	111
Tabelle 8-3:	Aktuelle Kostenstruktur der Braunkohleunternehmen	112
Tabelle 8-4:	Stromverbrauch der Braunkohlentagebaue	114
Tabelle 8-5:	Bergbaubedingte Rückstellungen für die Braunkohlenförderung, Stand Ende 2015	119
Tabelle 8-6:	Vergleich der bergbaubedingten Rückstellungen der MIBRAG und der EPH	120

Tabelle 8-7:	Bergbaubedingte Rückstellungen für die Braunkohlenförderung	121
Tabelle 8-8:	Bergbaubedingte Rückstellungen in den Bilanzen der RWE AG	122
Tabelle 8-9:	Null-Kupon-Euro-Swapkurve und Abzinsungszinssätze der Deutschen Bundesbank und (mit einer Restlaufzeit von 20 Jahren)	123
Tabelle 8-10:	Abzinsungszinssätze der Deutschen Bundesbank (mit einer Restlaufzeit von 20 Jahren) und mögliche Entwicklung der Rückstellungen bei weiter sinkenden Zinsen	124
Tabelle 9-1:	Kostenpositionen der Kraftwerke	128
Tabelle 9-2:	Kostenpositionen der Tagebaue	129
Tabelle 9-3:	Differenzierung der Kostenstruktur der Braunkohlenförderung in versunkene und vermeidbare Kosten heute	130
Tabelle 9-4:	Differenzierung der Kostenstruktur der Braunkohlenförderung in versunkene und vermeidbare Kosten ab 2025	133
Tabelle 9-5:	Differenzierung der Kostenstruktur der Braunkohlekraftwerke in versunkene und vermeidbare Kosten heute	135
Tabelle 9-6:	Differenzierung der Kostenstruktur der Braunkohlekraftwerke in versunkene und vermeidbare Kosten ab 2025, 7.000 Vollbenutzungsstunden	135
Tabelle A1-1:	Emissionsfaktoren und Heizwerte Rohbraunkohle	149
Tabelle A2-1:	Abraumbewegung und Kohlenförderung in Deutschland, 1950 bis 2015	150
Tabelle A3-1:	Vergleich der aus der Energiestatistik (top-down) und aus Anlagendaten (bottom-up) vorliegenden Daten	152
Tabelle A3-2:	Vergleich der elektrischen Nutzungsgrade nach verschiedenen Methoden	153
Tabelle A3-3:	Spezifische Emissionen der deutschen Braunkohlekraftwerke	155
Tabelle A3-4:	Abschätzung der elektrischen Nutzungsgrade der Kraftwerksblöcke im Rheinland	156
Tabelle A3-5:	Übersicht kleiner Braunkohlekraftwerke	157
Tabelle A3-6:	Emissionen, Produktionsdaten und Ermittlung Leistungswerte für kleine KWK	158
Tabelle A3-7:	Spezifische Emissionen und elektrische Nutzungsgrade der Braunkohlekraftwerke im Überblick (Gutschriftenmethode)	160

Zusammenfassung

Dem Energieträger Braunkohle kommt aufgrund seiner spezifischen Strukturmerkmale in industrie- und unternehmensgeschichtlicher, politischer, wirtschaftlicher, ökologischer und regionalstruktureller Hinsicht eine Schlüsselrolle bei der Transformation des Energiesystems zu. Das Verständnis dieser strukturellen Merkmale der deutschen Braunkohlenwirtschaft bildet eine wesentliche Voraussetzung dafür, die Bedeutung der Braunkohlenindustrie bis heute einzuordnen und den Umbau dieses Industriezweiges zu gestalten.

Denn aus den auf vielfältige Weise miteinander verwobenen ökologischen, ökonomischen und regulatorischen Strukturmerkmalen ergeben sich die entsprechenden Anreize für die Betreiber von Bergbau und Kraftwerken auf Energiepreissignale oder energiepolitische Steuerung zu reagieren. Diese Strukturmerkmale zu beschreiben, die nicht immer transparent verfügbaren Basisdaten und -informationen umfassend aufzubereiten, deren Wechselwirkungen nachzuvollziehen, eine Navigation durch teilweise sehr komplexe Sachlagen zu ermöglichen sowie die gerade für politische und gesellschaftliche Prozesse wichtige Einordnung in längerfristige Entwicklungen vorzunehmen, ist Ziel dieser Studie.

Rund 12 Prozent des deutschen Primärenergieverbrauchs wurde im Jahr 2016 durch Braunkohle abgedeckt. Gleichzeitig ist Braunkohle die fossile Energieressource mit den höchsten Kohlendioxid- (CO₂-) Emissionen und repräsentiert aktuell knapp 19 Prozent der gesamten deutschen Treibhausgasemissionen, aber auch etwa 46 Prozent der gesamten CO₂-Emissionen des Stromsektors. Durch die Förderung und Verstromung von Braunkohle entstehen aber auch jenseits des Eintrags von Treibhausgasen in die Erdatmosphäre erhebliche Belastungen für andere Umweltmedien, z. B. die Hälfte der deutschen Quecksilber-Emissionen, etwa ein Drittel der Schwefeldioxid-Emissionen und ca. ein Zehntel der Stickoxid-Emissionen.

Die Braunkohleförderung im Tagebau nimmt in erheblichem Umfang Landschaft sowie Böden in Anspruch und erfordert massive Eingriffe in den Wasserhaushalt. Für Rekultivierung und Sanierung der Tagebauflächen fallen relativ hohe Kosten an, die während des Betriebs von Tagebauen und angeschlossenen Kraftwerken erwirtschaftet und für die Nachbetriebsphase sicher verfügbar gemacht werden müssen.

Zudem werden auch Siedlungs- und Verkehrsflächen in Anspruch genommen, die zu (kostenintensiven) Umlegungen von Verkehrsinfrastrukturen und Umsiedlungen mit all ihren Folgen für Ortsgemeinschaften etc. führen. Gerade diese erheblichen Eingriffe in Landschaften und Besitzstände führen zur Notwendigkeit umfangreicher Planungs- und Genehmigungsprozesse, die teilweise mit einem Vorlauf von über 10 Jahren verbunden sind. Gerade dieser zeitliche Vorlauf erfordert vor allem im Kontext ambitionierter Klima- und Energiepolitik ein hohes und konsequentes Maß an Vorausschau für die notwendigen Veränderungen im Bereich der Braunkohlenwirtschaft.

Auch wenn die Rolle der Braunkohlenindustrie in der deutschen Volkswirtschaft heute von untergeordneter Bedeutung ist, führt die Konzentration der deutschen Braunkohlenförderung auf die drei Reviere Rheinland, Mitteldeutschland (Halle/Leipzig) und die Lausitz zumindest teilweise zu einer hohen regionalwirtschaftlichen Bedeutung der Braunkohlenindustrie, die über die Zahl von deutschlandweit ca. 18.000 regulären Stellen und etwa 1.000 Auszubildenden hinausgeht. Erforderlich werden damit sorgfältig geplante Anpassungsstrategien für die aus klimapolitischen Gründen, durchaus aber auch über das Energiemarkt-Umfeld getriebenen Veränderungsprozesse in den Braunkohlerevieren.

Die Braunkohle hat – ohne Berücksichtigung von Umweltkosten – wegen der relativ einfachen Gewinnung im Tagebau vergleichsweise geringe Produktionskosten. Dies ist auch der Grund dafür, dass die inzwischen über 130 Jahre währende Förderung von Braunkohle im industriellen Maßstab und die seit etwa 100 Jahren in Großkraftwerken erfolgende Braunkohleverstromung in der Vergangenheit einen bedeutenden Beitrag zur Energieversorgung in Deutschland geleistet hat, zunächst vor allem für die Wärmeversorgung mit Braunkohlenbriketts, im Rahmen der verschiedenen Phasen von Autarkiebestrebungen in Deutschland auch für die Treibstoffherstellung und vor allem ab der zweiten Hälfte des 20. Jahrhunderts durch die Verstromung, die heute vorherrschende Nutzung von Braunkohle in Deutschland.

Nur jeweils kurz unterbrochen durch die Weltwirtschaftskrise sowie den Zusammenbruch zum Ende des zweiten Weltkriegs und die unmittelbare Nachkriegszeit stieg die Braunkohlenförderung in Deutschland bis zur Mitte der 1980er Jahre deutlich an und erreichte mit knapp 433 Millionen Tonnen Jahresförderung bzw. etwas mehr als dem Doppelten der Produktion des Jahres 1950 den höchsten Stand ihrer Geschichte. Der vor allem aus dem (energie-) wirtschaftlichen Anpassungsprozess und dem Zusammenbruch des Absatzmarktes für Braunkohlenbriketts in den deutschen Bundesländern resultierende Rückgang der Braunkohleförderung kam aber bereits zur Jahrtausendwende zu einem (vorläufigen) Ende. Seitdem bewegt sich die Braunkohlenutzung in Deutschland auf einem relativ stabilen Niveau um die 180 Millionen Tonnen jährlich. Dies entspricht etwa dem Produktionsniveau von 1948.

Im Verlauf eines Jahrhunderts haben sich, schrittweise und teilweise über eine Vielzahl von Umwegen, in der Braunkohlenindustrie besondere Unternehmensstrukturen herausgebildet, die vor allem durch die (vertikale) Integration von Braunkohlenbergbau und Braunkohleverstromung gekennzeichnet sind. Im Unterschied zu anderen Bereichen der

Elektrizitätserzeugung fallen damit Brennstoffkosten nicht nur als mengenabhängigen Kostenpositionen an, sondern ergeben sich wegen der umfangreichen Berücksichtigung von variablen und fixen Kostenbestandteilen deutlich komplexere Wirtschaftlichkeitserwägungen und Anreizeffekte. Bedingt durch den großen Anteil interner Verrechnungsprozesse in den integrierten Braunkohlenunternehmen ist die konkrete wirtschaftliche Situation der deutschen Braunkohlenwirtschaft auch deutlich intransparenter als die von Stromerzeugungsunternehmen, die Brennstoffe zu den Konditionen der internationalen Brennstoffmärkte beziehen.

Aus einer Vielzahl von Quellen und mit unterschiedlichen methodischen Ansätzen wurden die verschiedenen wirtschaftlichen Parameter und Kostenbestandteile der Braunkohlenwirtschaft in Deutschland aufgearbeitet. Von herausragender Bedeutung ist dabei die große Rolle fixer Kostenbestandteile an den Gewinnungskosten (ca. drei Viertel), die teilweise gar nicht und teilweise nur in der mittleren Frist (d.h. im Regelfall für den Zeithorizont 2025) abgebaut werden können, wenn Ersatz- und Nachrüstungsinvestitionen vermieden bzw. Personal abgebaut werden kann. Damit ergibt sich die Notwendigkeit einer sehr sorgfältigen Unterscheidung von Wirtschaftlichkeit (die dann gegeben ist, wenn die Vollkosten von Braunkohletagebau und Kraftwerk gedeckt werden können) und den wirtschaftlichen Anreizen zu Anlagenstilllegungen (die sich nur dann ergeben, wenn sie mit dem Abbau von hinreichend großen Fixkostenblöcken einhergehen). Gerade vor dem Hintergrund dieser fundamentalen Unterschiede zwischen einer allgemeinen Wirtschaftlichkeitseinordnung und den ökonomischen Anreizeffekten ergibt sich die Analyse, dass die in den politischen Diskussionen oftmals postulierten „Dominoeffekte“, die letztlich zum Zusammenbruch des Gesamtsystems führen sollen, in der Realität nicht erwartbar sind.

Mit den aktuellen Umwälzungen auf den globalen Energiemärkten, die zu relativ niedrigen Steinkohle- und Erdgaspreisen führen, verstärkt durch das Vor-

dringen von Wind- und Solarenergie im mittel- und westeuropäischen Strommarkt und ggf. auch durch eine wieder verstärkte Bepreisung von CO₂-Emissionen entstehen jedoch auch massive wirtschaftliche Herausforderungen für die deutsche Braunkohlenindustrie. Zur Objektivierung dieser Herausforderung wurde ein Wirtschaftlichkeitsindikator für die deutsche Braunkohlverstromung, der LignIX, entwickelt. Die jüngeren und vor allem die absehbaren Entwicklungen für diesen Index zeigen, dass nur neuere Braunkohlekraftwerke aus den Erträgen im Strommarkt noch die vollen Betriebskosten von Tagebauen und Kraftwerken decken, jedoch auch die Kapitalkosten für die Investitionen nicht mehr verdienen können. Ältere Braunkohlekraftwerksblöcke könnten sich bereits in naher Zukunft mit einer Situation konfrontiert sehen, dass die notwendigen Erhaltungs-, Nachrüst- oder Erweiterungsinvestitionen in den angeschlossenen Tagebauen nicht mehr refinanziert und Personalkosten nicht mehr aufgebracht werden können und Tagebaukapazitäten dann stillgelegt werden, wenn diese Investitionen und Kosten effektiv vermieden werden können.

Summary

Lignite has a key role to play in the transformation of the energy system due to its specific structural features in terms of industry, company history, policy, economics, the environment and regional structures. Understanding these structural features of the German lignite industry is an important requirement for classifying the significance of the lignite industry up to now and for the redesigning of this industrial sector.

From these environmental, economic and regulatory structural characteristics, which are interwoven in a variety of ways, the incentives arise for the mining and power plant operators to react to energy price signals or energy policy steering. The aim of this research study is to define these structural features, to compile comprehensively the basic data and information that is not always transparently available, to understand the interactions, to enable the navigation of issues that are partly very complex, and to classify into the long-term developments that are especially important for political and social processes.

In 2016 approx. 12 percent of German primary energy consumption was met using lignite. At the same time, lignite has the highest carbon dioxide (CO₂) emissions of the fossil fuels; it currently accounts for approx. 19 percent of Germany's total greenhouse gas emissions as well as approx. 46 percent of the total CO₂ emissions of the electricity sector. As a result of the mining of lignite and its conversion into electricity, substantial adverse impacts beyond the entry of greenhouse gases into the Earth's atmosphere arise for other environmental media. These impacts include half of Germany's mercury emissions, approx. a third of its sulphur dioxide emissions and approx. a tenth of its nitrogen oxide emissions.

Lignite mining in open-cast mines takes up a substantial amount of landscape and soil and requires huge interventions in the water balance. Relatively

high costs arise for the recultivation and rehabilitation of the open-cast areas; these costs are generated during the operation of open-cast mines and the connected power plants and must be securely made available for the post-operational phase.

In addition, land for settlements and transport is also utilized, which leads to (cost-intensive) diversions of transport infrastructures and resettlements with all the accompanying consequences for local communities, etc. These substantial interventions in the landscape and assets make extensive planning and approval processes necessary, which sometimes have a lead time of over 10 years. The length of these lead times requires a high and consistent level of foresight for the necessary changes in the lignite industry, especially in the context of ambitious climate and energy policy.

Although the lignite industry plays a less important role in the German economy today, the concentration of German lignite mining in the three districts of Rhineland, Central Germany (Halle/Leipzig) and Lusatia lends the lignite industry, at least in part, a high regional economic significance that goes beyond the approx. 18,000 regular employees and approx. 1,000 trainees employed across Germany. Thus, for the change processes in the lignite mining districts carefully planned adaptation strategies are required, which are driven not only by climate policy but also the energy market environment.

Lignite has – without taking into account environmental costs – comparatively low production costs, because of its relatively simple production in open-cast mining. This is also why the industrial-scale mining of lignite over the last 130 years and its conversion into electricity in large-scale power plants over about the last 100 years has made a significant contribution to the energy supply in Germany. It has been used above all for heating with lignite bri-

quettes, for fuel production during the various phases of self-sufficiency efforts in Germany and from the mid-twentieth century onwards for electricity production, which constitutes the predominant use of lignite in Germany today.

Only briefly interrupted by the global economic crisis, by Germany's defeat at the end of the Second World War and by the immediate post-war period, lignite production in Germany increased substantially up to the mid-1980s. The highest production level that it reached in German history was approx. 433 million tonnes a year – double the production of 1950. The decrease in lignite production, which resulted mainly from the (energy) economic adjustment process and the collapse of the sales market for lignite briquettes in the German federal states, already reached a (temporary) end at the turn of the millennium. Since then, the use of lignite in Germany has settled at a relatively stable level of approx. 180 million tonnes a year. This corresponds approximately to the production level of 1948.

Over the course of a century, special company structures in the lignite industry have emerged, gradually and partly indirectly. These company structures most notably involved the (vertical) integration of the mining of lignite and its conversion into electricity. In contrast to other areas of electricity generation, fuel costs are not just a matter of quantity-related cost items; for lignite, much more complex economic considerations and incentive effects arise due to the extensive consideration of variable and fixed cost components. As a result of the large share of internal cost allocation processes in the integrated lignite companies, the specific economic situation of the German lignite industry is also significantly less transparent than that of electricity generating companies that obtain fuels according to the conditions of the international fuel markets.

In this study, the various economic parameters and cost components of the lignite industry in Germany were analyzed using a number of sources and differ-

ent methodological approaches. Fixed cost components in the production costs (approx. three quarters) are of crucial importance here, some of which cannot be reduced at all and some of which can only be reduced in the medium term (i.e. usually by 2025) if replacement investments and retrofitting investments can be avoided or the personnel decreased. As a result there needs to be a very careful distinction between profitability (which is achieved if the full costs of lignite mining and power plants can be covered) and the economic incentives to shut down power plants (which only arise if accompanied by the reduction of sufficiently large blocks of fixed costs). Against the background of the fundamental differences between a general classification of profitability and the economic incentive effects, the analysis shows that the „domino effects“ that are supposed ultimately to lead to the breakdown of the entire system – and are mentioned so often in political discussions – are not expected in reality.

However, the current upheavals on the global energy markets, which lead to relatively low hard coal and natural gas prices, intensified by wind and solar energy penetration in the Central and Western European electricity market and, if necessary, a stronger pricing of CO₂ emissions, entail huge economic challenges for the German lignite industry. In order to understand this challenge objectively, the profitability indicator LignIX was developed for electricity production from lignite in Germany. The more recent and foreseeable developments for this index show that only newer lignite-fired power plants still cover the full operating costs of the open-cast mines and power plants from the revenues on the electricity market, but can no longer earn the capital costs for investments. In the near future, older lignite power plants could face the situation that the necessary maintenance, retrofitting or expansion investments in the connected open-cast mines can no longer be refinanced and personnel costs can no longer be met; open-cast mining capacities are then decommissioned if these investments and costs can be effectively avoided.

1. Hintergrund und Fragestellung

Braunkohle war in der Vergangenheit und ist in der Gegenwart ein wichtiges Element der deutschen Energieversorgung. Gleichwohl stand die Braunkohlenindustrie in der Vergangenheit, abgesehen von eher regionalen Auseinandersetzungen in den Braunkohlerevieren, nicht so stark im Zentrum der ganz unterschiedlich gefärbten energiepolitischen Diskussionen wie beispielsweise die Kernenergie (mit dem Fokus auf Risiken), der Steinkohlenbergbau (mit dem Fokus auf Subventionen), die Ölindustrie (mit dem Fokus auf Versorgungssicherheit) oder die Stromwirtschaft (mit dem Fokus auf Monopole, Liberalisierung etc.). Mit der zunehmenden Ausrichtung von Energiepolitik auf klimapolitische Leitplanken und eine weitgehende Dekarbonisierung des Energie- und Wirtschaftssystems gerät jedoch die Braunkohlenwirtschaft zunehmend in den Mittelpunkt energie- und klimapolitischer Auseinandersetzungen. Aber auch mit den massiven Veränderungen auf den globalen Energierohstoff- und den europäischen Elektrizitätsmärkten entstehen neue und teilweise gravierende Herausforderungen für die Braunkohlenindustrie.

Die zunehmende Notwendigkeit, die verschiedenen Facetten der Braunkohlenwirtschaft in den Blick zu nehmen, sieht sich jedoch mit der Herausforderung konfrontiert, dass die für eine fundierte Beschäftigung mit dem Sektor notwendigen Informationen und Daten zu den Grundlagen, Mechanismen und Zusammenhängen der Braunkohlengewinnung und -nutzung nur teilweise zur Verfügung stehen. Im Gegensatz zu den auf regionalen und globalen Energiemärkten gehandelten fossilen Energieträgern spielen regionale und sektorspezifische Faktoren für die Braunkohlenindustrie eine große Rolle. Die Braunkohlenförderung ist eingebettet in komplexe Planungs- und Genehmigungsverfahren; die vorherrschende Struktur der Industrie mit vertikal integrierten Unternehmen und komplexen Kostenstrukturen macht viele wirtschaftliche Zusammen-

hänge nur schwer verstehbar, die geschichtliche und regionalwirtschaftliche beziehungsweise regionalpolitische Verankerung der Braunkohlenindustrie bildet einen wichtigen und nicht immer explizit gemachten Rahmen für viele Debatten und selbst viele ökologische Aspekte der Braunkohlenindustrie sind nicht immer mit der notwendigen Stringenz aufgearbeitet beziehungsweise transparent.

Mit der hier vorgelegten Untersuchung soll ein Beitrag dazu geleistet werden, dem immer dringlicher werdenden Diskurs zur Zukunft der Braunkohlenindustrie in Deutschland eine breite und transparente Daten- und Informationsbasis zugänglich zu machen. Dafür wurde bewusst ein sehr breiter Analyseansatz gewählt, der von Geschichte, Unternehmensstrukturen und Technik über die rechtlichen Rahmenbedingungen sowie energiewirtschaftliche und ökologische Einordnungen bis hin zu Fragen der wirtschaftlichen Zusammenhänge und Anreizstrukturen reicht.

Die Untersuchung beginnt mit einem Überblick zur Charakterisierung des Energieträgers Braunkohle, der Nutzungsstrukturen und der Braunkohlenindustrie (Kapitel 2). Dargestellt werden die in Deutschland verfügbaren Rohstoffreserven dieses Brennstoffs und die längerfristige Entwicklung von Braunkohlenförderung und -verwendung (Abschnitt 2.1). Dem folgt ein geschichtlicher Abriss der deutschen Braunkohlenindustrie und ihrer Unternehmen seit dem Beginn des 20. Jahrhunderts sowie eine Darstellung der aktuellen Unternehmenslandschaft in der Braunkohlenwirtschaft (Abschnitt 2.2) und eine Einführung in den komplexen regulativen Rahmen des Braunkohlenbergbau (Abschnitt 2.3).

Thema des folgenden Analyseteils (Kapitel 3) sind technische Aspekte der Braunkohlekraftwerke (Abschnitte 3.1 bis 3.3), die historischen Entwicklungsmuster (Abschnitt 3.4) sowie sonstige Spezifika (Abschnitt 3.5) der Braunkohlenverstromung.

Die Beschäftigungs- und regionalwirtschaftlichen Aspekte der deutschen Braunkohlenwirtschaft in den Bereichen Bergbau und Verstromung werden im Kapitel 4 kompakt und systematisch aufgearbeitet.

Das Kapitel 5 vermittelt einen Überblick zu den ökologischen Aspekten der Braunkohlenwirtschaft, die von den direkten Kohlendioxid-(CO₂-)Emissionen beziehungsweise der vergleichenden Einordnung der Treibhausgasemissionen in der Prozesskette (Abschnitt 5.1) über klassische Luftschadstoffemissionen (Abschnitt 5.2) bis hin zu wasserwirtschaftlichen Aspekten und der Landinanspruchnahme durch den Braunkohlenbergbau (Abschnitt 5.3) reichen.

Nach einer überblicksartigen Einführung in die ökonomischen Strukturen der Braunkohlenwirtschaft (Kapitel 6) erfolgt in den beiden anschließenden Kapiteln eine detaillierte Analyse der wirtschaftlichen Strukturen und der Kostendaten im Bereich der Braunkohlekraftwerke (Kapitel 7) wie auch des Braunkohlenbergbaus (Kapitel 8). Die aus verschiedenen Quellen vorliegenden Daten und Informationen werden dabei umfassend und konsistent aufgearbeitet und reichen von variablen Kosten, fixen Betriebskosten bis hin zu den Kosten für Investitionen und die Rekultivierung.

Auf Basis der Kostenstrukturanalysen werden im Kapitel 9 die unterschiedlichen Anreizstrukturen im Bereich der Braunkohlenwirtschaft für Kraftwerke und Tagebaue diskutiert (Abschnitte 9.1 bis 9.5) und in einer abschließenden Analyse zum Wirtschaftlichkeitsindikator LignIX verdichtet (Abschnitt 9.6).

Ein umfangreicher Anhang enthält weiterführende Informationen zu Basisdaten sowie zu den verwendeten Analyseansätzen und Methoden.

In der hier vorgelegten Untersuchung wurde versucht, eine breite Informations- und Datenbasis zu erschließen, aufzuarbeiten sowie übersichtlich darzustellen und zu strukturieren. Um dem Ziel eines möglichst großen Transparenzgewinns so nahe wie

möglich zu kommen, werden die in der hier vorliegenden Untersuchung präsentierten Daten auch in digitaler Form verfügbar gemacht und sollen im Zeitverlauf aktualisiert und fortgeschrieben, aber auch im Dialog mit den Leserinnen und Lesern der Studie verbessert werden.

2. Braunkohle in Deutschland

2.1. Vorkommen, Förderung und Verwendung

2.1.1. Braunkohlenvorkommen in Deutschland

Braunkohle ist ein erdiges bis faseriges Sedimentgestein und ein Energierohstoff, der sich durch die biochemische und geochemische Umwandlung von Landpflanzen unter zunehmendem Sauerstoffmangel, höheren Temperaturen und dem Druck der überlagernden Erdschichten oder Gebirge gebildet hat. Braunkohle ist im Vergleich zu anderen Kohlenarten dadurch gekennzeichnet, dass sich dieser als Inkohlungsprozess in erdgeschichtlichen Dimensionen nur relativ kurz vollzogen hat. Die in Deutschland vorherrschenden Braunkohlenarten werden auch als Weichbraunkohle sowie im Englischen als *Lignite* bezeichnet.

Die in Deutschland derzeit geförderte (Weich-) Braunkohle entstand vor 6 bis 45 Millionen Jahren und wird aktuell noch in drei Fördergebieten abgebaut (siehe Abbildung 2-1):

- Die Bildung der Braunkohle im Rheinischen Revier begann vor etwa 6 bis 18 Millionen Jahren im Miozän.
- Die Bildung der Braunkohle im Lausitzer Revier begann vor etwa 15 bis 20 Millionen Jahren ebenfalls im Miozän.
- Die Bildung der Braunkohle im mitteldeutschen Revier begann vor etwa 23 bis 45 Millionen Jahren im Oligozän.

In der Vergangenheit wurde Braunkohle in Deutschland auch noch in anderen Regionen gefördert. Die Gewinnung von Rohbraunkohle in Hessen, der Rheinpfalz, im Westerwald, in Bayern sowie in Mecklenburg und der Prignitz (Pietsch 1925) spielte jedoch in den letzten 150 Jahren immer nur eine sehr geringe Rolle (stets weniger als vier Prozent der gesamten deutschen Förderung) und lief im Zeitverlauf aus.

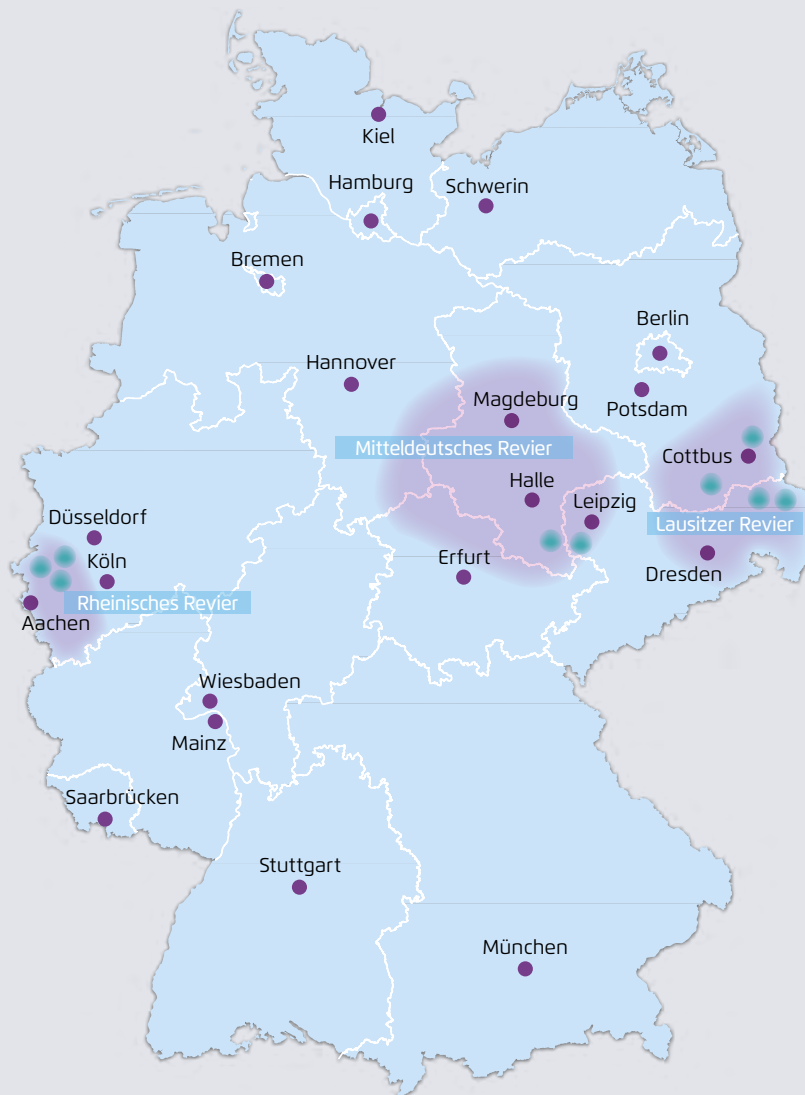
Für die deutsche Weichbraunkohle charakteristisch ist der relativ hohe Wassergehalt von 48 bis 60 Prozent. Nur etwa 35 bis 50 Prozent sind verbrennbares Material (Reinkohle), bis zu 16 Prozent der verbrannten Rohbraunkohle bleiben als Asche zurück. Der hohe Wassergehalt führt zu einem vergleichsweise niedrigen Heizwert von im Durchschnitt nur 2,5 Megawattstunden Wärmeenergie pro Tonne. Er unterscheidet sich zwischen den Revieren und ist bei den ältesten Braunkohlen, die derzeit im Mitteldeutschen Revier gefördert werden, mit etwa 3 Megawattstunden pro Tonne am höchsten.

Der CO₂-Emissionsfaktor, das heißt die Menge an CO₂, die bei der Umsetzung einer bestimmten Menge von im Energierohstoff gebundener chemischer Energie in Wärme durch die Verbrennung entsteht, ist für Braunkohle vergleichsweise hoch. Bei der Verbrennung von Rohbraunkohle entstehen CO₂-Emissionen von durchschnittlich 404 Gramm CO₂ pro Kilowattstunde thermischer Energie, doppelt so viel wie bei der Verbrennung von Erdgas (202 Gramm CO₂ pro Kilowattstunde). Für Steinkohle liegt der Emissionsfaktor etwa bei 342 Gramm CO₂ pro Kilowattstunde und damit um etwa 15 Prozent unter dem Vergleichswert für den geologisch deutlich jüngeren Energieträger Braunkohle. Im Vergleich der deutschen Braunkohlereviere liegt der CO₂-Emissionsfaktor für Rohbraunkohle aus den beiden großen Förderrevieren Rheinland und Lausitz im Mittel auf etwa vergleichbarem Niveau, für Rohbraunkohle aus dem kleineren Mitteldeutschen Revier liegt er um durchschnittlich etwa sieben Prozent unter dem deutschen Mittelwert.

Während die mitteldeutsche Braunkohle einen hohen Heizwert und einen geringeren CO₂-Emissionsfaktor aufweist, zeigt sie als zentralen Nachteil einen hohen

Lagerstätten des Braunkohlenbergbaus in Deutschland

Abbildung 2-1



eigene Darstellung nach DEBRIV (2003)

Schwefelgehalt von 1,7 Prozent.¹ Ein hoher Schwefelgehalt führt zu höherem Verschleiß im Kraftwerk

¹ Diese Zahl wird sowohl für den Tagebau Profen (RPV L-WS 2000, S.11) als auch für den Tagebau Vereinigtes Schleenhain (RPV L-WS 2011, S. 19) angegeben.

sowie zu höherem Aufwand und höheren Kosten für die Rauchgasreinigung. Im Rheinland beträgt der Schwefelgehalt unter 0,5 Prozent, in der Lausitz 0,3 bis 1,5 Prozent (DEBRIV 2015, S. 19).

In allen drei Revieren, in denen in Deutschland noch gefördert wird, wird Braunkohle nur noch im Tagebau

Emissionsfaktoren und Heizwerte Rohbraunkohle

Tabelle 2-1

	Emissionsfaktor		Heizwert	
	kg CO ₂ /GJ	kg CO ₂ /MWh _{th}	GJ/t	MWh _{th} /t
Rheinland	114	410	9,1	2,5
Lausitz	113	407	8,5	2,4
Mitteldeutschland	104	374	10,7	3,0
Gesamt	112	404	9,0	2,5

Zusammenstellung Öko-Institut nach DEHSt (2008), DEBRIV (2015), Berechnungen des Öko-Instituts

gewonnen. Dabei muss zunächst das lockere Deckgebirge aus Sand, Kies und Ton – der Abraum – entfernt werden. Auch hier bestehen Unterschiede zwischen den Revieren: Im Rheinland beträgt die Tiefe der Tagebaue 100 bis 456 Meter, in der Lausitz und in Mitteldeutschland dagegen nur 80 bis 120 Meter. Die Mächtigkeit der Braunkohlenflöze im Rheinland ist mit bis zu 50 Metern dafür deutlich größer als in der Lausitz und in Mitteldeutschland, sodass der Nachteil der größeren Tiefe durch die Mächtigkeit der Kohleflöze wieder ausgeglichen wird.

Im Lauf der Jahre wurde die Menge Abraum, die bewegt werden muss, stetig größer. Im Jahr 1885 lag die Wirtschaftlichkeitsgrenze für den Braunkohlenabbau bei einem Abraum-zu-Kohle-Verhältnis von 1 : 1, das heißt, für die Gewinnung eines Kubikmeters Braunkohle durfte maximal ein Kubikmeter Abraum bewegt werden (DEBRIV 1960, S. 4). Um die Wende vom 19. zum 20. Jahrhundert hatte sich die Wirtschaftlichkeitsgrenze durch die zunehmende Mechanisierung bereits auf ein Abraum-zu-Kohle-Verhältnis von etwa 2 : 1 verschoben, in den 1930er-Jahren wurde ein wirtschaftlicher Betrieb der Förderung bei einem Abraum-zu-Kohle-Verhältnis von etwa 3,5 : 1 erwartet (DEBRIV 1935, S. 60). Noch um 1950 mussten im Durchschnitt der deutschen Braunkohlenförderung zur Gewinnung einer Tonne Rohbraunkohle nur zwei Kubikmeter Abraum bewegt werden. Seitdem hat sich das Abraum-zu-Kohle-Verhältnis kontinuierlich verschlechtert. Um 1980 mussten bereits

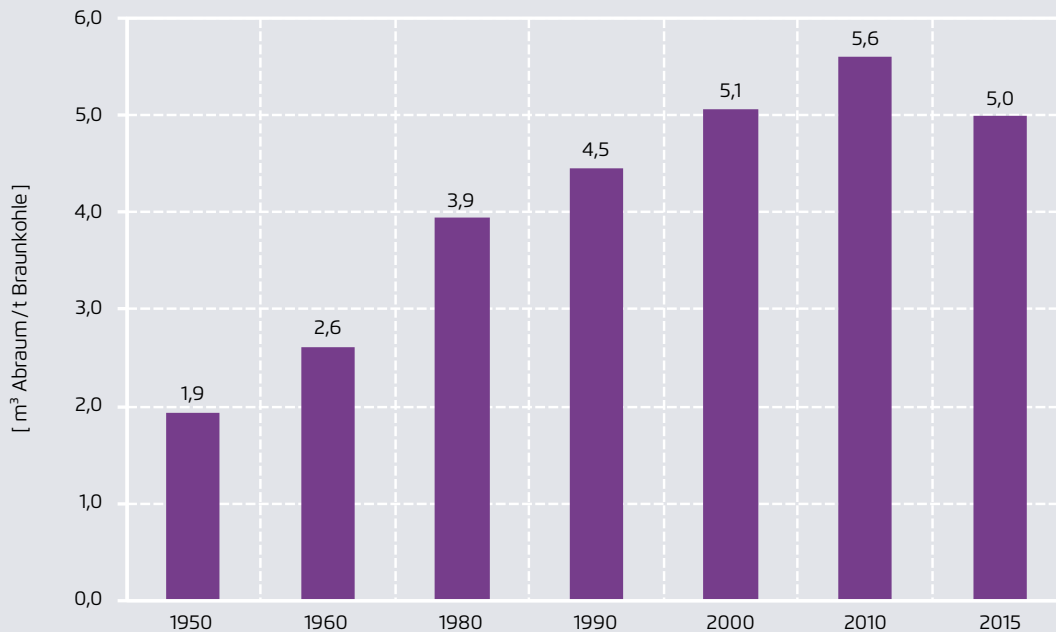
vier Kubikmeter Abraum gefördert werden, um eine Tonne Kohle zu fördern; 2015 waren es fünf Kubikmeter (Abbildung 2-2). Nach DEBRIV (2003) war es aber möglich, das schlechtere Verhältnis zwischen Abraum und Kohle „durch eine Konzentration auf große Abbaufelder, neue Konzepte des Tagebau-schnitts und die Weiterentwicklung der Gerätetechnik weitgehend auszugleichen“.

Die Braunkohlengewinnung im Tiefbau spielte in Deutschland bereits ab Anfang des 20. Jahrhunderts keine wesentliche Rolle mehr. Während 1885 noch etwa 75 Prozent der Braunkohlenförderung im Tiefbau erfolgte, betrug dieser Anteil 1913 nur noch 30 Prozent, sank im Jahr 1934 auf 12,5 Prozent (DEBRIV 1935, S. 59) und lief im weiteren Verlauf des vergangenen Jahrhunderts dann vollständig aus.

Für die Förderung des Abraums im Tagebau werden zwei unterschiedliche Techniken verwendet. Im Rheinland und in Mitteldeutschland wird der Abraum mit Bandanlagen auf die bereits ausgekohlte Seite des Tagebaus transportiert und dort verfüllt. In der Lausitz werden Förderbrücken verwendet, um den Abraum direkt über den Tagebau zu transportieren. Die Kohle wird in allen Revieren mit Baggern gefördert und auf Förderbändern oder Zügen zu den Abnehmern transportiert.

Abraum-zu-Kohle-Verhältnis in den Braunkohletagebauen in Deutschland, 1950 bis 2015

Abbildung 2-2



eigene Darstellung Öko-Institut nach Statistik der Kohlenwirtschaft, Tabelle 2, Tabelle 14, Berechnungen des Öko-Instituts

2.1.2. Braunkohlenförderung in Vergangenheit und Gegenwart

Tabelle 2-2 und Abbildung 2-3 zeigen die Entwicklung der Braunkohlenförderung in Deutschland. Um 1870 betrug die Braunkohlenförderung noch weniger als eine Millionen Tonnen pro Jahr. Es folgte eine kontinuierliche Zunahme der Förderung. Während des Zweiten Weltkrieges wurde erstmals das heutige Produktionsniveau erreicht (etwa 180 Millionen Tonnen). Die Förderung der heimischen Braunkohle bildete gemeinsam mit der Steinkohlenförderung eine wichtige Grundlage für die Industrialisierung in Deutschland. Die im Inland geförderte Braunkohle trug im Verlauf des 20. Jahrhunderts maßgeblich zur Wärmeversorgung und zur Elektrifizierung sowie teilweise auch zur Treibstoffversorgung bei und war somit ein wichtiger Motor für die Entwicklung des gesellschaftlichen und wirtschaftlichen Lebens. Im Jahr 1985 wurde jedoch der Zenit der Braunkohlenförderung erreicht. Seitdem hat sich die Braunkohlenförderung mehr als halbiert.

Die einzelnen Reviere haben unterschiedliche Phasen durchlaufen (Abbildung 2-3 sowie Tabelle 2-2). Vom Beginn der industriellen Braunkohlenförderung bis zum Ende der 1960er-Jahre war Mitteldeutschland das wichtigste Revier und trug bis zum Ende der 1950er-Jahre mit Anteilen von 40 bis 50 Prozent zur (gesamt)deutschen Förderung bei. Bedingt durch die beginnende Erschöpfung der Lagerstätten zum Beispiel im Geiseltal ging die Förderung in Mitteldeutschland dann ab 1960 deutlich zurück. Als Reaktion darauf wurden in der Lausitz neue Tagebaue aufgeschlossen, sodass die Lausitz ab 1970 das Revier mit der höchsten Förderung in Deutschland war. Im Jahr 1990 trug dann die Lausitz fast zur Hälfte der gesamten Förderung in Deutschland bei. Bedingt durch die Umstrukturierung und Modernisierung der Energiewirtschaft in den neuen Bundesländern ging die Förderung im Mitteldeutschen und Lausitzer Revier von 1990 bis 2000 deutlich zurück, ist aber seit der Jahrtausendwende etwa konstant geblieben.

Im Rheinland war die Förderung durch eine lange Phase nahezu stetigen Wachstums seit Beginn des 20. Jahrhunderts charakterisiert, das nur durch die Weltwirtschaftskrisen und das Ende des Zweiten Weltkriegs unterbrochen wurde. Ab etwa 1980 stellte sich zunächst eine leicht rückläufige Förderentwicklung ein, seit Anfang der 1990er-Jahre bewegt sich die Braunkohlenförderung im Rheinischen Revier jedoch relativ konstant in einer Bandbreite von 90 bis 100 Millionen Tonnen jährlich. Aktuell wird im Rheinland etwas mehr als 50 Prozent der gesamten deutschen Braunkohle gefördert. Seit dem Jahr 2000 blieb die Braunkohlenförderung in Deutschland bei kleineren Schwankungen auf einem relativ konstanten Niveau.

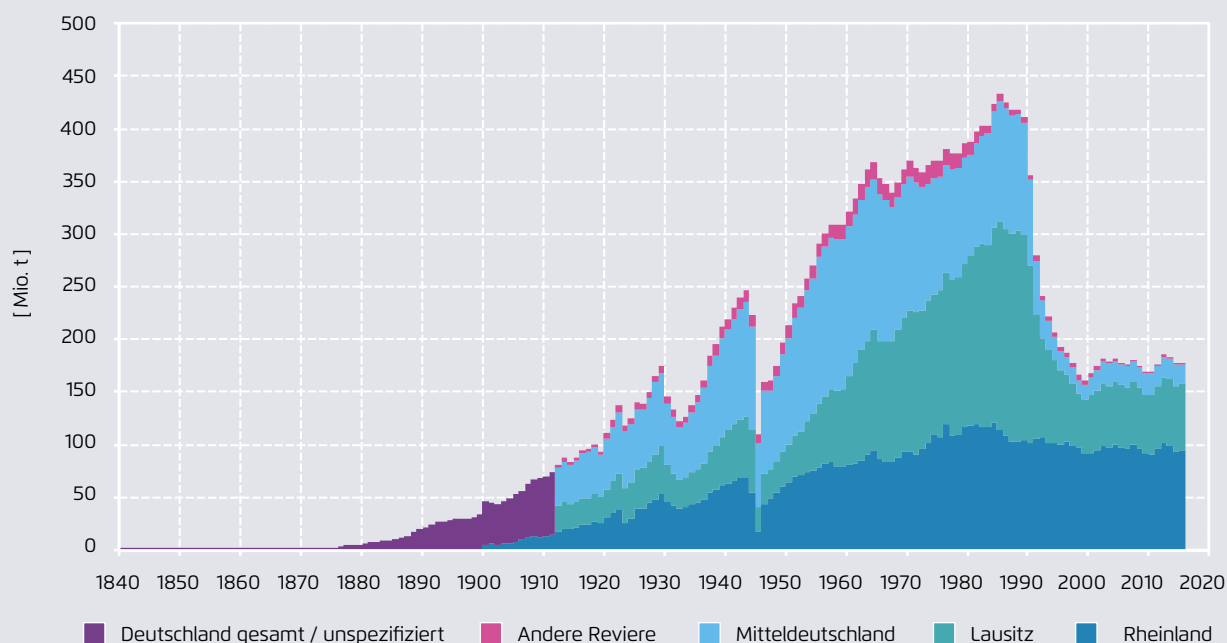
Die Förderung in den anderen, deutlich kleineren deutschen Braunkohlerevieren (vergleiche Abschnitt 2.1.1) spielte im Gesamtkontext immer nur eine

untergeordnete Rolle (stets weniger als vier Prozent der Gesamtförderung). Die Förderung im hessischen Braunkohlenbergbau wurde 2003, die in Bayern 2006 und die im Helmstedter Revier im Jahr 2016 eingestellt, sodass sich die deutsche Braunkohlenförderung seit 2016 ausschließlich auf die drei großen Reviere im Rheinland, in der Lausitz sowie im Raum um Halle/Leipzig/Bitterfeld (Mitteldeutschland) konzentriert.

Bisher wurden in Deutschland von 1840 bis zum Ende des Jahres 2015 kumuliert fast 26 Milliarden Tonnen Braunkohle gefördert. Die noch verbleibenden geologischen Vorräte betragen etwa 77 Milliarden Tonnen. Davon sind nach heutigem Stand der Technik und der Energiepreise 36 Milliarden Tonnen theoretisch gewinnbar (DEBRIV 2015, S. 19). Die Braunkohlenvorräte in Tagebauen mit genehmigten Braunkohlenplänen betragen 4,2 Milliarden Tonnen

Entwicklung der Braunkohlenförderung in Deutschland, 1840 bis 2015

Abbildung 2-3



Zusammenstellung Öko-Institut nach Statistik der Kohlenwirtschaft, DEBRIV, Statistische Jahrbücher für das Deutsche Reich und für den Preußischen Staat, Berechnungen des Öko-Instituts

Entwicklung der Braunkohlenförderung in Deutschland, 1870 bis 2015

Tabelle 2-2

	Braunkohlen- förderung	Rhein- land	Lausitz	Mittel- deutschland	Andere Reviere	Rhein- land	Lausitz	Mittel- deutschland	Andere Reviere	
	Mio. t					Anteile				
1870	0,4	–	–	–	–	–	–	–	–	
1880	6	–	–	–	–	–	–	–	–	
1890	22	–	–	–	–	–	–	–	–	
1900	40	5	–	–	–	13 %	–	–	–	
1910	70	13	–	–	–	19 %	–	–	–	
1920	112	31	27	48	6	28 %	24 %	43 %	5 %	
1930	146	46	34	59	7	32 %	23 %	40 %	5 %	
1940	220	63	51	95	11	28 %	23 %	43 %	5 %	
1950	213	64	36	101	12	30 %	17 %	47 %	6 %	
1960	322	81	84	142	15	25 %	26 %	44 %	5 %	
1970	369	93	134	127	15	25 %	36 %	34 %	4 %	
1980	388	118	162	96	12	30 %	42 %	25 %	3 %	
1990	357	102	168	81	5	29 %	47 %	23 %	2 %	
2000	168	92	55	16	4	55 %	33 %	10 %	3 %	
2010	169	91	57	20	2	54 %	33 %	12 %	1 %	
2015	178	95	62	19	1	53 %	35 %	11 %	1 %	

Zusammenstellung Öko-Institut nach Statistik der Kohlenwirtschaft, DEBRIV, Statistische Jahrbücher für das Deutsche Reich und für den Preußischen Staat, Berechnungen des Öko-Instituts

Kumulierte Braunkohlenförderung und verbleibende Braunkohlevorräte

Tabelle 2-3

	Braunkohle in Mrd. t
Bisherige Förderung	25,8
davon bis 1900	0,5
davon 1901–1939	4,3
davon 1940–1965	6,8
davon 1966–1990	9,6
davon 1991–2015	4,7
Geologische Vorräte (Ressourcen und Reserven)	76,6
davon wirtschaftlich gewinnbar (Reserven)	36,3
davon mit Braunkohleplan	4,3
davon mit Rahmenbetriebsplan	2,9

eigene Darstellung Öko-Institut nach Kohlenstatistik, Tabelle 2; DEBRIV 2015

Braunkohle, die Vorräte in Tagebauen mit zugelassenen Rahmenbetriebsplan betragen 3 Milliarden Tonnen Braunkohle (vergleiche Abschnitt 2.3.4).

Die Verfügbarkeit von geologischen Vorräten stellt also keine Begrenzung für den zukünftigen Abbau von Braunkohle dar.

2.1.3. Die Braunkohle im Primärenergieaufkommen Deutschlands

Die Rolle von Braunkohle im Kontext des gesamten Primärenergieverbrauchs in Deutschland hat sich einerseits im Verlauf der Jahre deutlich verändert, weist aber andererseits vor allem zwischen Ost- und Westdeutschland erhebliche Unterschiede auf (Abbildung 2-4).²

Bezogen auf Deutschland insgesamt repräsentierte Braunkohle im Zeitraum von 1970 bis 2015 einen Primärenergieanteil von maximal 25 Prozent (1970), der sich bis 1990 auf etwa 15 Prozent reduzierte. Nach einem leichten Rückgang im Verlauf der 1990er-Jahre schwankt der Anteil von Braunkohle am gesamten inländischen Primärenergieverbrauch seit der Jahrtausendwende in der Bandbreite von 11 bis 12 Prozent.

Für die Bundesrepublik zum Gebietsstand von vor dem 3. Oktober 1990 beziehungsweise für die alten Bundesländer ist die Rolle der Braunkohle im Zeitraum von 1970 bis 1994 (nur für diesen Zeitraum liegen differenzierte Primärenergiedaten auf konsistenter Basis vor) weitgehend konstant geblieben. Der Anteil am gesamten Primärenergieverbrauch bewegte sich durchgängig in einer Bandbreite von acht bis elf Prozent, wobei die Anteile seit Anfang der 1990er-Jahre in Richtung des unteren Bandbrei-

tenwertes tendieren. Abgesehen von den Energieträgern Öl und Gas, die die Bereitstellung von Energie für den Wärme- und den Verkehrssektor in den alten Bundesländern zumindest seit den 1960er- und 1970er-Jahren dominierten, repräsentierte die Braunkohle aber auch im Stromsektor im Vergleich zu Steinkohle sowie ab Mitte der 1980er-Jahre auch im Vergleich zur Kernenergie den kleineren Teil der Bedarfsdeckung.

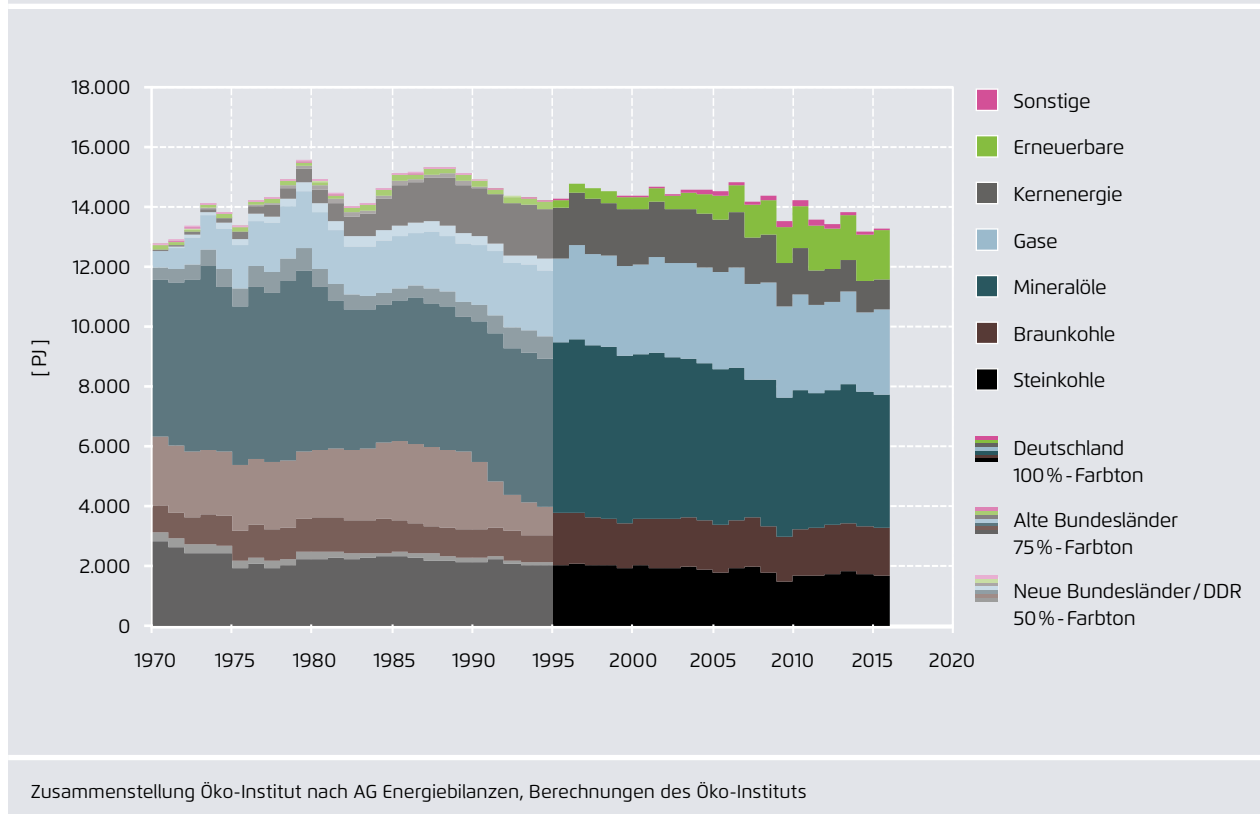
Eine weitaus größere Rolle spielte die Braunkohle als Primärenergieträger in der DDR. Anfang der 1970er-Jahre repräsentierte Braunkohle einen Anteil von etwa drei Vierteln des gesamten Primärenergieverbrauchs, ein Ergebnis der Bemühungen des Landes, energieautark zu werden und die gesamte Energiewirtschaft auf den einzigen fossilen Energieträger auszurichten, der einheimisch verfügbar war. Auch wenn sich die Anteile der Braunkohle am Primärenergieverbrauch in der ersten Hälfte der 1970er-Jahre leicht reduzierten, wurden von 1975 bis 1990 etwa zwei Drittel (62 bis 71 Prozent) des Primärenergiebedarfs in der DDR durch Braunkohle gedeckt. Abgesehen vom Verkehrssektor (der vor der deutschen Vereinigung vor allem für den maximal 20-prozentigen Primärenergieanteil von Mineralöl steht) dominierte die Braunkohle neben der Stromerzeugung auch sehr große Anteile des Energieaufkommens für den verbleibenden Energiebedarf der DDR.

Nach der deutschen Vereinigung und der Restrukturierung von Energiewirtschaft und Industrie in den neuen Bundesländern sank der Primärenergieanteil der Braunkohle in den neuen Bundesländern relativ schnell ab, blieb aber selbst im Jahr 1994 noch auf einem Niveau, das mit 44 Prozent bei mehr als dem Fünffachen des Vergleichswertes für die alten Bundesländer lag.

2 Alle Daten beruhen auf den Energiebilanzen der AG Energiebilanzen. Für den Zeitraum vor 1990 wurden die methodisch anders erstellten Energiebilanzen für die alten Bundesländer beziehungsweise die DDR (auf Basis der sogenannten Substitutionsmethode) auf die aktuell verwendete Bilanzierungsmethode (die sogenannte Wirkungsgradmethode) umgerechnet.

Entwicklung des Primärenergieverbrauchs in Deutschland, 1970 bis 2015

Abbildung 2-4



2.1.4. Braunkohlenverwendung im Wandel: Rolle der Veredelung

Die Nutzungsstrukturen der in Deutschland geförderten Braunkohle haben sich in den vergangenen Jahrzehnten deutlich verändert (Abbildung 2-5).

In der Zeit nach dem Zweiten Weltkrieg wurde sowohl in West- als auch in Ostdeutschland der größte Teil der geförderten Braunkohlenmengen zunächst zu Briketts verarbeitet. Für die Folgejahre zeigen sich jedoch in der DDR und der Bundesrepublik sehr unterschiedliche Entwicklungsmuster:

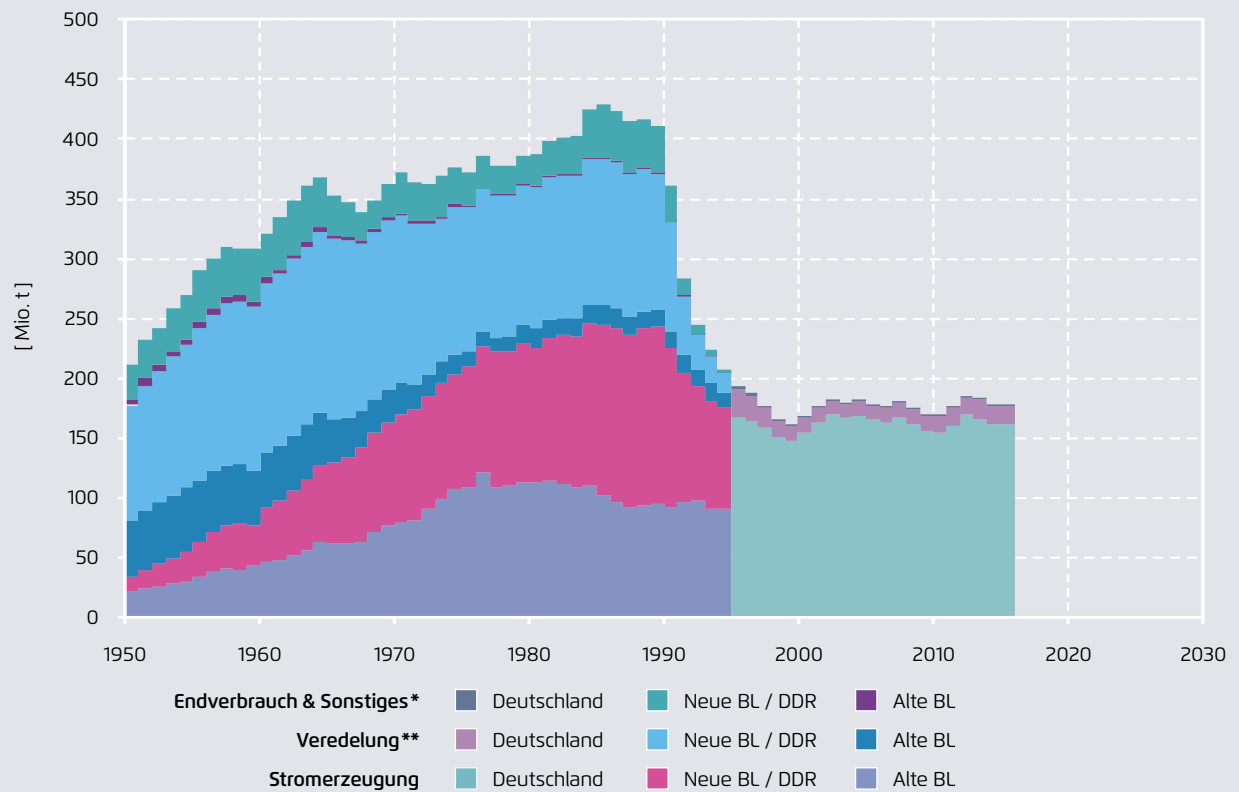
→ In der Bundesrepublik (Gebietsstand vor dem 3. Oktober 1990) überstieg die für die Verstromung eingesetzte Fördermenge im Jahr 1960 erstmals den Einsatz in der Brikettherstellung, wobei die Produktion der Brikettfabriken bis 1954 anstieg und dann bis Mitte der 1960er-Jahre nur leicht absank, in den Folgejahren dann aber massiv

zurückging. Vor diesem Hintergrund, aber auch wegen der massiven Ausweitung des Braunkohlenabsatzes für die Verstromung war Mitte der 1970er-Jahre eine Situation erreicht, in der der Anteil der für die Veredelung eingesetzten Braunkohlenfördermengen nahezu vernachlässigbar war. Ab Mitte der 1970er-Jahre blieben dann auch die für die Verstromung eingesetzten Fördermengen zunächst auf einem Niveau von um die 110 Millionen Tonnen jährlich etwa konstant und gingen dann bis 1990 auf etwas über 90 Millionen Tonnen Rohbraunkohle zurück.

→ In der DDR repräsentierte der Einsatz von Rohbraunkohle für die Veredelung im gesamten Zeitraum von 1950 bis 1985 das größte Einsatzsegment. Erst ab 1986 überstieg die in der Verstromung eingesetzte Menge an Rohbraunkohle den Verbrauch der Veredelungs- und vor allem der Brikettierungsanlagen. Gleichzeitig verblieb der Einsatz von Rohbraunkohle seit 1975 auf etwa

Entwicklung der Braunkohlenverwendung, 1950 bis 2015

Abbildung 2-5



*Daten für die DDR von 1950 bis 1970 geschätzt

* Endverbrauch bezeichnet den direkten Einsatz von Rohbraunkohle in den Endverbrauchssektoren, ohne dass hier eine weitere Umwandlung in Sekundärenergieträger (Fernwärme, Strom, Braunkohlenbriketts etc.) erfolgt, zum Beispiel die direkte Nutzung von Rohbraunkohle in Wärmeerzeugungsanlagen in Haushalten oder der Industrie.

** Veredelung bezeichnet die Umwandlung in Sekundärenergieträger wie zum Beispiel Braunkohlenbriketts.

Zusammenstellung Öko-Institut nach AG Energiebilanzen, DEBRIV, Statistisches Jahrbuch der Deutschen Demokratischen Republik, Berechnungen des Öko-Instituts

konstantem Niveau, dagegen blieb der Zuwachs des Rohbraunkohleneinsatzes für die Stromerzeugung bis 1989 ungebrochen.

→ Nach der deutschen Vereinigung im Jahr 1990 setzten sich die Einsatzstrukturen und -niveaus für die geförderte Rohbraunkohle in den alten Bundesländern relativ unverändert fort, während in den neuen Bundesländern innerhalb weniger Jahre der Absatz für die Braunkohlenveredelung fast vollständig zurückging. Seit 1995 geht fast die gesamte Braunkohlenfördermenge sowohl in den alten als auch in den neuen Bundesländern in die Verstromung.

Die Veredelung umfasst historisch hauptsächlich die Brikettproduktion für die Wärmeerzeugung zum Beispiel in privaten Haushalten. Teilweise wurden Briketts aber auch in der Industrie genutzt. In den letzten Jahren hat die Produktion von Staubkohle für Industriefeuerungen aber stark an Bedeutung gewonnen. Der Großteil der Veredelung (70 Prozent) entfällt auf das Rheinland. Die Lausitz stellt 27 Prozent der Veredelungsprodukte her. Mitteldeutschland spielt für die Herstellung von Veredelungsprodukten nur eine untergeordnete Rolle (3 Prozent der Gesamtproduktion). Hintergrund ist der hohe

Schwefelanteil der mitteldeutschen Braunkohle, der diese für den Veredelungseinsatz ungeeignet macht. Für die Brikettproduktion wird deshalb Rohbraunkohle aus dem Rheinland per Eisenbahn nach Mitteldeutschland transportiert (0,1 Millionen Tonnen im Jahr 2015).

Während die Brikettproduktion bis 2015 im Vergleich zu 1990 um 96 Prozent zurückgegangen ist, wurde die Produktion von anderen Veredelungsprodukten wie Braunkohlenkoks, Staubkohle, Trockenkohle und Wirbelschichtkohle im Jahr 2015 im Vergleich zu 1990 um 14 Prozent gesteigert (Tabelle 2-4).

In den einzelnen Revieren ist eine unterschiedliche Struktur der Veredelung zu beobachten:

→ Für das Rheinland wird ein Rohbraunkohleneinsatz von 10,5 Millionen Tonnen im Jahr 2015 für die Veredelung berichtet. Im Rheinland werden

Veredelungsprodukte von verschiedenen kleineren Produktionsbetrieben hergestellt (zum Beispiel Frechen, Fortuna-Nord, Ville/Berrenrath). In der Regel werden kleinere Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK-Anlagen) betrieben, teilweise wird Strom ins Netz eingespeist.

- Für die Lausitz wird für das Jahr 2015 ein Rohbraunkohleneinsatz für die Veredelung von 3,5 Millionen Tonnen berichtet. Der Strom und der Prozessdampf für die Veredelung werden im (Groß-)Kraftwerk Schwarze Pumpe hergestellt und dann in den benachbarten Veredelungsanlagen genutzt.
- In Mitteldeutschland werden am Standort Deuben kleinere Mengen an Veredelungsprodukten hergestellt. Das Kraftwerk Deuben dient aber hauptsächlich der Stromproduktion.

Die Nutzungsstrukturen der Veredelungsprodukte lassen sich auf Basis der Energiebilanzen identifizieren.

Braunkohlenveredelung nach Revieren, 1990 bis 2015

Tabelle 2-4

	Summe Veredelungsprodukte				Brikett				Braunkohlenkoks, Staub-, Trocken- und Wirbelschichtkohle			
	Summe	Rheinland	Lausitz	Mittel-D	Summe	Rheinland	Lausitz	Mittel-D	Summe	Rheinland	Lausitz	Mittel-D
	Mio. t											
1990	44,5	5,5	22,9	16,1	40,0	2,4	22,2	15,5	4,4	3,1	0,7	0,6
2000	5,2	3,6	1,3	0,3	1,8	1,1	0,7	0,1	3,4	2,6	0,7	0,2
2010	6,2	4,2	1,8	0,2	2,0	1,2	0,9	0,0	4,2	3,1	0,9	0,2
2015	6,7	4,7	1,8	0,2	1,6	1,0	0,6	0,1	5,0	3,7	1,2	0,2
Anteil 2015	100 %	70 %	27 %	3 %	100 %	60 %	36 %	3 %	100 %	73 %	24 %	3 %
Trend 2015 vs. 1990	-85 %	-15 %	-92 %	-99 %	-96 %	-59 %	-97 %	-100 %	14 %	19 %	60 %	-73 %

eigene Darstellung Öko-Institut nach Statistik der Kohlenwirtschaft, Tabelle 5, Tabelle 6, Berechnungen des Öko-Instituts

zieren.³ Auf Grundlage der letztverfügbaren Energiebilanz für das Jahr 2015 ergeben sich die folgenden Einsatzmuster:

- Im Jahr 2015 wurden nach Energiebilanz 6,6 Millionen Tonnen Veredelungsprodukte produziert. Davon entfielen 1,6 Millionen Tonnen auf Briketts und 5 Millionen Tonnen auf andere Braunkohlenprodukte (insbesondere Braunkohlenstaub).
- Im Jahr 2015 wurden 0,4 Millionen Tonnen der Brikettproduktion exportiert, 0,7 Millionen Tonnen wurden in Haushalten eingesetzt und 0,5 Millionen Tonnen in Kesselanlagen zur Strom- und Wärmeherstellung (hauptsächlich in der Industrie).
- Von den übrigen Veredelungsprodukten wurden im Jahr 2015 netto 1 Millionen Tonnen exportiert, 1,9 Millionen Tonnen in Zementwerken eingesetzt, 0,6 Millionen Tonnen in öffentlichen Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen eingesetzt und der Rest in anderen Industrieanlagen verwendet (circa 0,9 Millionen Tonnen).

Insgesamt werden damit 20 Prozent der Braunkohlen-Veredelungsprodukte exportiert (1,4 Millionen Tonnen). Zusätzlich wurden im Jahr 2015 etwa 0,9 Millionen Tonnen (2014: 1,2 Millionen Tonnen) Rohbraunkohle exportiert (MIBRAG). Außerdem existieren weitere Spezialfälle der Veredelung wie die Montanwachsherstellung bei der Romonta (vergleiche Abschnitt 2.4.3).

Im Rahmen der Begründung für neue Tagebaue spielt die Veredelung von Braunkohle oft eine zentrale Rolle (vergleiche Abschnitt 2.3.3). Die potenziellen Perspektiven einer stofflichen Nutzung von Braunkohle sind jedoch von einer Vielzahl sehr spezifischer Rah-

menbedingungen abhängig. Aus rein technischer Sicht möglich und nachgewiesen ist es, Braunkohle zum Beispiel in Basischemikalien oder Treibstoffe umzuwandeln. Entscheidend ist jedoch, ob ein solcher Einsatzpfad aus ökonomischer und ökologischer Perspektive auch sinnvoll ist. Historisch betrachtet war die stoffliche Nutzung von Braunkohle beziehungsweise die Braunkohlenverflüssigung und -vergasung nur im Rahmen der massiven Autarkiebestrebungen des Dritten Reichs sowie teilweise in der DDR darstellbar, da in beiden Fällen starke Engpässe beim Zugriff auf Mineralöl beziehungsweise Erdgas existierten und die Zahlungsbereitschaft für die Gewinnung von chemischen Produkten beziehungsweise Treibstoffen entsprechend hoch war. Die stoffliche Nutzung der Braunkohle ist sehr aufwendig und führt zu hohen Kosten, die Umwandlungsprozesse sind aber auch mit hohen CO₂-Emissionen verbunden. Perspektivisch kann die stoffliche Nutzung von Braunkohle nur dann attraktiv werden, wenn sich einerseits sehr hohe Preisniveaus bei den international gehandelten Energierohstoffen ergeben und andererseits die Begrenzung der CO₂-Emissionen keine klimapolitische Restriktion darstellt.

2.2. Die Unternehmen der deutschen Braunkohlenindustrie und ihre Geschichte

2.2.1. Einführung

Die Braunkohlenförderung mit industriellen Methoden blickt in Deutschland auf eine über 130-jährige und die großtechnische Braunkohlenverstromung auf eine gut 100-jährige Geschichte zurück:

- Der Beginn der Braunkohlenförderung im industriellen Maßstab wird für Deutschland durch die Einführung der ersten maschinengetriebenen (Abraum-)Bagger im Zeitraum 1885 bis 1890 markiert. Zwar hatte – ermöglicht durch die Erfindung der im Jahr 1855 patentierten Exter-Pressen – die industrielle Herstellung von hochwertigen, für die Wärmeerzeugung und den Einsatz in Dampfmotoren geeigneten Braunkohlenbriketts ab 1858

³ In der Energiebilanz wird für die Herstellung von 6,7 Millionen Tonnen (40 Terawattstunden) Veredelungsprodukten ein Energieverbrauch (Prozessdampf) von 2,5 Terawattstunden (8.849 Terajoule) berichtet. Die Umwandlungsverluste betragen also etwa sechs Prozent. Dafür werden 14 Millionen Tonnen Rohbraunkohle eingesetzt. Es werden etwa 2 Tonnen Rohbraunkohle benötigt, um 1 Tonne Veredelungsprodukte herzustellen.

(Inbetriebnahme der ersten deutschen Brikettfabrik in Ammendorf) die Nachfrage nach Braunkohle bereits vorher deutlich steigen lassen, bis 1885/90 erfolgte der Braunkohlenabbau jedoch noch vollständig im Handbetrieb (DEBRIV 1935; Rheinbraun 1985; Steinhuber 2005; LMBV 2010; Wagenbreth & Berkner 2011).

→ Die erste Stromerzeugungsanlage auf Braunkohlenbasis wurde im Jahr 1900 von der Elektrizitätswerk Berggeist AG in Brühl (EWB) in den kommerziellen Betrieb genommen. Diese wurde aus dem Tagebau der Braunkohlen- und Brikettwerk Berggeist AG im Rheinischen Revier versorgt, blieb mit einer Stromerzeugungskapazität von anfangs 980 Kilowatt jedoch noch relativ klein. Sie bildete aber auch das erste Braunkohlekraftwerk der Rheinisch-Westfälischen Elektrizitätswerk AG (RWE), nachdem diese 1906 die Aktienmehrheit der EWB übernommen hatte (Kleinebeckel 1986, S. 142 ff.). Nach dem Bau einer Reihe kleinerer Braunkohlekraftwerke mit Kapazitäten im niedrigen Megawattbereich wurde mit der im Dezember 1915 erfolgten Inbetriebnahme des Großkraftwerks Zschornowitz im Mitteldeutschen Revier eine neue Qualität der Braunkohlenverstromung erreicht (Strauß 2016, S. 62 ff.). Das von der Braunkohlenwerk Golpa-Jeßnitz AG (1915 in Reichselektrowerke AG umbenannt) im Auftrag des Deutschen Reiches errichtete Kraftwerk wurde aus dem Tagebau Golpa versorgt und hatte eine elektrische Leistung von zunächst 128 Megawatt (Boll 1969, S. 27 f.). Die Planungen des AEG-Vorstands Georg Klingenberg für dieses grubennahe Großkraftwerk, ein von Klingenberg propagiertes Konzept (Boll 1969, S. 56), bildeten auch den Anstoß zum Bau des ersten Großkraftwerks im Rheinischen Revier. 1913 nahm dort RWE das Elektrizitätswerk Vorgebirgszentrale mit einer Leistung von zunächst 30 Megawatt (brutto) in Betrieb, das über einen langfristigen Liefervertrag mit der Braunkohlen- und Brikettwerke Roddergrube AG aus dem Tagebau Vereinigte Ville versorgt wurde. Das Kraftwerk wurde schnell erweitert, war 1918 mit einer Leistung von 190 Megawatt das welt-

größte Dampfkraftwerk und wurde im Jahr 1920 in Goldenbergwerk (nach dem Technikvorstand des RWE, Bernhard Goldenberg) umbenannt (Kleinebeckel 1986, S. 145 f.).

Wie die Technologien von Braunkohlenförderung und -nutzung sowie die wirtschaftlichen und politischen Rahmenbedingungen war die Landschaft der in der Braunkohlenindustrie tätigen Unternehmen durch tiefgreifende Veränderungsprozesse gekennzeichnet. Gemeinsam ist den Entwicklungen im Braunkohlenbergbau und in der Braunkohlenverstromung jedoch ein im Zeitverlauf zunehmender Konzentrationsprozess, der sich einerseits im Zuge unternehmerischer Entscheidungen (oder Auseinandersetzungen) ergab, andererseits aber bereits seit der Frühphase der Braunkohlenindustrie auch durch politische Interventionen vorangetrieben wurde. Bereits in der Frühphase der industriellen Braunkohlenförderung sowie der großtechnischen Braunkohlenverstromung liegen jedoch auch die Aktivitäten von Unternehmen, die die Braunkohlenindustrie bis heute prägen. Auch ist schon seit dieser Phase der Entwicklung die Strategie zu erkennen, die Braunkohlenversorgung und die Stromerzeugung aus Braunkohle auf der Unternehmensseite eng miteinander zu verflechten.

2.2.2. Die Braunkohlenunternehmen im Rheinischen Revier

Während im Jahr 1901 für das Deutsche Reich insgesamt 412 Unternehmen gezählt wurden, die im Braunkohlenbergbau tätig waren, betrug deren Zahl im Rheinischen Revier nur 35 (Hamers 1910, S. 58). Angesichts der Konkurrenz der Steinkohle und der schwierigen wirtschaftlichen Situation der Braunkohlenwirtschaft, die zum damaligen Zeitpunkt ihre Umsätze vor allem durch die Vermarktung von industriell gefertigten Briketts erzielte, bildeten die Unternehmen relativ schnell ein Kartell. Dieses wurde um das Jahr 1910 von zwei Unternehmen dominiert, die knapp zwei Drittel der Produktion repräsentierten. Das erste Unternehmen mit einem Anteil von knapp 39 Prozent war die 1908

aus dem Zusammenschluss mehrerer Grubenwerke entstandene Rheinische Aktiengesellschaft für Braunkohlenbergbau und Briketfabrikation (RAG) (Hamers 1910, S. 122; Kleinebeckel 1986, S. 134). Das zweite Großunternehmen des rheinischen Braunkohlenbergbaus, die Braunkohlen- und Brikettwerke Roddergrube AG, wurde 1922 mehrheitlich vom RWE übernommen. Im Jahr 1933 gelang es dann dem RWE im Zusammenspiel mit dem Thyssen-Konzern und gegen den Willen des RAG-Managements, die absolute Mehrheit am Grundkapital der RAG zu erlangen. Zwar wurde im März 1933 zwischen der RAG und der Roddergrube AG ein vom RWE verbürgter Dividendengarantievertrag über 50 Jahre geschlossen, der der RAG rechtliche Selbstständigkeit und die Beibehaltung des organisatorischen Aufbaus garantierte, die Kompetenz wichtiger unternehmerischer Entscheidungen lag jedoch ab jetzt beim Hauptanteilseigner RWE (Kleinebeckel 1986, S. 168 ff.).

Nach dem Ende des zweiten Weltkriegs wurde die gesamte Braunkohlenindustrie im Rheinischen Revier unter die zunächst militärische, dann zivile Verwaltung der Alliierten gebracht, die Kapitaleigner der Unternehmen waren rechtlich ausgeschaltet (Kleinebeckel 1986, S. 184). Das Management der Braunkohlenindustrie ging 1947 an die Deutsche Kohlenbergbau-Leitung (DKBL) über, die auch das Ziel einer Entflechtung des Kohlenbergbaus verfolgen sollte. Es gelang den Vertretern der Braunkohlenunternehmen jedoch, diese vor allem auf den umfangreichen Besitz des RWE abzielenden Bestrebungen abzuwehren und die früheren Besitzverhältnisse weitgehend unverändert zu bewahren (DEBRIV 1960, S. 9).

Nach Aufhebung der Beschlagnahme im Jahr 1953 wurde die DKBL aufgelöst. Gleichzeitig setzten sich die Bemühungen zur weiteren Konzentration der Braunkohlenindustrie fort. Nach einem komplexen Prozess wurden im Jahr 1959 die RAG, die Braunkohlen- und Brikettwerke Roddergrube AG sowie die verbliebenen kleineren Braunkohlenunternehmen

Braunkohlen-Industrie-AG (BIAG) „Zukunft“ und die Braunkohlenbergwerk Neurath AG unter Führung der im RWE-Besitz befindlichen RAG fusioniert und fungierten nunmehr unter dem Namen Rheinische Braunkohlenwerke AG (Rheinbraun) (Kleinebeckel 1986, S. 254 ff.).

Die 100-Prozent-Tochter des RWE wurde im Jahr 1989 in Rheinbraun AG umbenannt. Im Jahr 2000 wurden die Braunkohlekraftwerke des RWE und die Anlagen der Rheinbraun AG in die RWE Rheinbraun AG überführt, die nunmehr sowohl die Braunkohlenförderung als auch die -verstromung übernahm. Bereits 2003 wurde die RWE Rheinbraun AG jedoch mit den sonstigen Kraftwerken der (alten) RWE Power AG zusammengeführt, auch die Braunkohletagebau firmierten nun unter der (neuen) RWE Power AG (RWE 2003).

Im Jahr 2013 wurden die drei verbliebenen Braunkohletagebaue Inden, Hambach und Garzweiler II sowie die Kraftwerke der RWE Power AG in der RWE Generation SE zusammengeführt, die damit die Braunkohलगewinnung und das gesamte konventionelle europäische Stromerzeugungsgeschäft von RWE erfasste (RWE 2013).

Die Rheinisch-Westfälisches Elektrizitätswerk AG (RWE) wurde 1898 von Wilhelm Lahmeyer gegründet. Dessen Elektrizitäts-Actien-Gesellschaft vorm. W. Lahmeyer & Co. (EAG) hatte am 23. Dezember 1897 und am 5. Januar 1898 mit der Stadt Essen einen Vertrag zum Aufbau einer Elektrizitätsversorgung geschlossen und gründete das RWE als Finanz- und Betriebsgesellschaft (Schweer & Thieme 1998, S. 27). Bereits 1902 musste die EAG das RWE aus finanziellen Gründen an die Ruhrindustriellen August Thyssen und Hugo Stinnes verkaufen, die die Expansion des Unternehmens vorantrieben. Die Ausweitung des Geschäftsfelds Stromversorgung der RWE ist in dieser Phase durch fünf Säulen gekennzeichnet (DMAV 1927, Boll 1969, Schweer & Thieme 1998, Löwen 2015):

- Verträge zur Versorgung der Ruhrindustrie;
- Abschluss von Konzessionsverträgen, um dies zu erleichtern, wurde den Kommunen Beteiligungen am Aktienkapital angeboten, 1920 hielten Kommunen erstmals die Mehrheit der Aktienanteile des RWE (ab 1924 wird diese durch Mehrfachstimmrechte der Kommunen gesichert);
- deutschlandweiter Erwerb von oder Beteiligung an anderen Stromversorgern, so wurden 1923 die Gründungsgesellschaft des RWE, die EAG, und deren Beteiligungen übernommen;
- Ausbau des Hochspannungsnetzes und der konsequente Aufbau einer Großraum-Verbundwirtschaft, mit der zum Beispiel die westdeutsche Kohlenverstromung mit der süddeutschen Wasserkrafterzeugung verbunden werden konnte;
- Erwerb von Beteiligungen im Bereich der Braunkohlenförderung (siehe oben), aber auch der Steinkohlegewinnung, mit denen die Kohleverversorgung für den steigenden Stromerzeugungsbedarf gesichert werden konnte.

Mit dem RWE entstand damit bis zum Ende des ersten Weltkriegs das größte deutsche Energieversorgungsunternehmen, das größere Teile ganzer Länder versorgte und zugleich in hohem Maße vertikal integriert war, also alle Wertschöpfungsstufen von der Brennstoffgewinnung bis zur Letztversorgung abdeckte.

Nach der Beilegung von Konflikten mit dem preußischen Staat im sogenannten „Elektrofrieden“ von 1927 wurden Beteiligungen im Bereich der Braunkohlenförderung arrondiert und Demarkationsgebiete abgegrenzt. Der preußische Staat erhielt weitere Anteile am Aktienkapital des RWE, das RWE entwickelte sich damit zu einem gemischtwirtschaftlichen Unternehmen, an dem nicht mehr nur Kommunen, sondern auch der preußische Staat als größter Einzelaktionär beteiligt war (Schweer & Thieme 1998, S. 79 ff.).

Die Stellung des RWE als marktbeherrschendes Unternehmen verstärkte sich auch in den Jahren von

1933 bis 1945, auch vor dem Hintergrund der Tatsache, dass die frühe Orientierung auf große Kraftwerkseinheiten und die Verbundwirtschaft der Befriedigung des schnell steigenden Strombedarfs durch Elektrifizierung und Autarkiepolitik diente und strukturell auch dem wirtschaftspolitischen Konzept der nationalsozialistischen Führung entsprach (Schweer & Thieme 1998, S. 117 ff.).

Diese Entwicklung setzte sich auch in der Zeit nach dem Zweiten Weltkrieg fort, insbesondere nachdem sich das RWE den ursprünglichen Entflechtungsbemühungen der alliierten Verwaltung entziehen konnte (siehe oben). Ab den 1950er-Jahren orientierte sich RWE zunächst wieder voll auf die Braunkohlenverstromung, bevor nach anfänglichem Zögern (auch vor dem Hintergrund von Befürchtungen hinsichtlich der Verdrängung der Braunkohle) im Jahr 1968 der Einstieg in die massive Nuklearstromerzeugung vollzogen wurde (Schweer & Thieme 1998, S. 117 ff.). Gleichwohl wurden auch in den 1970er-Jahren weiterhin umfangreiche Neuinvestitionen in Braunkohlekraftwerke vorgenommen (vergleiche Kapitel 3).

Die Zeit ab Ende der 1980er-Jahre war für das RWE vor allem durch diverse Bemühungen zur Erweiterung der Geschäftsfelder (zum Beispiel der Erwerb der Deutschen Texaco im Jahr 1988 oder der Einstieg in das Telekommunikationsgeschäft im Jahr 1994) geprägt, nach der deutschen Vereinigung aber auch durch das Vordringen in die neuen Bundesländer.

Nach harten Konflikten gelang 1990 der Abschluss von Vorverträgen („Stromverträge“ und „Braunkohlenvertrag“) für die Privatisierung der Braunkohlenförderung und -verstromung in Ost-Deutschland, die 1994 vollzogen wurde und mit der das RWE Anteile an den Tagebauen, der Stromerzeugung, dem Verbundnetz und drei Regionalversorgern in den neuen Bundesländern erlangen konnte (Matthes 2000). Auf der Basis von Kartellaufgaben im Zuge der Fusion von RWE und VEW im Jahr 2000 musste RWE die Beteiligungen an den ostdeutschen Braunkohletagebauen

und -kraftwerken im Jahr 2001 jedoch wieder abgeben (Abschnitt 2.2.3).

Ab 2000 war RWE mit dem ab 2002 gesetzlich kodifizierten Auslaufen der deutschen Nuklearstromerzeugung konfrontiert, das nach den Turbulenzen der Laufzeitverlängerungen im Jahr 2010 mit der Atomgesetznovelle des Jahres 2011 bestätigt wurde und bis spätestens Ende 2022 die Abschaltung der Kernkraftwerke erzwingt, an denen RWE beteiligt ist.

Die Folgejahre waren für RWE durch die zunehmende Re-Fokussierung auf das Energiegeschäft sowie die Ausweitung der internationalen Aktivitäten geprägt, auch wurden zunächst als Kerngeschäft definierte Geschäftsbereiche wie die Wasserversorgung oder die Entsorgungswirtschaft schrittweise wieder aufgegeben.

Mit der Abgabe von 74,9 Prozent der Anteile des 2003 in die RWE Transportnetz Strom GmbH überführten und ab 2009 als Amprion GmbH firmierenden Übertragungsnetzes an Finanzinvestoren im Jahr 2011 entsprach RWE nicht nur den gesellschaftsrechtlichen Entflechtungsvorschriften im Rahmen des europäischen Binnenmarktes für Strom, sondern gab auch erstmals einen der Kernbereiche auf, der das Geschäft von RWE seit den frühen Jahren seiner Gründung geprägt hatte.

Dieser Trend setzte sich mit der Abspaltung der Innogy SE im April 2016 fort, in die RWE seine deutschen und internationalen Geschäftstätigkeiten aus den Bereichen Netze, Vertrieb und Erneuerbare Energien ausgliederte, sodass von den traditionellen Geschäftsfeldern nur noch die konventionelle Stromerzeugung, der Braunkohlenbergbau und das Großhandelsgeschäft in der Muttergesellschaft RWE AG verblieben.

2.2.3. Die Braunkohlenunternehmen im Lausitzer und im Mitteldeutschen Revier

Wie im Rheinischen Revier vollzogen sich in den ersten Jahren des 20. Jahrhunderts auch im Lausitzer

Revier massive Konzentrationsprozesse, in deren Ergebnis sich vier dominierende Bergbaugesellschaften herausbildeten, von denen sich vor Beginn ihrer „Arisierung“ im Jahr 1939 drei im Besitz der nordböhmisches Kohlenhändlerfamilie Petschek befanden (DEBRIV 1935; Steinhuber 2005; Bähr et al. 2008, S. 322 ff.; Löw 2012, S. 220 ff.):

- Die bedeutendste Bergbaugesellschaft war zunächst die 1888 gegründete Ilse-Bergbau AG in Senftenberg (IBAG 1938), die zahlreiche Gruben und Brikettfabriken betrieb und 1927 mehrheitlich vom Ignaz-Petschek-Zweig der Familie Petschek übernommen wurde. Diese wurde 1939 im Zuge der „Arisierung“ zum Verkauf gezwungen; die Ilse-Bergbau AG blieb zwar formal eigenständig, ging aber in den Mehrheitsbesitz der reichseigenen Vereinigte Industrie-Unternehmungen Aktiengesellschaft (VIAG) über, die ihren Anteil von 27 auf 64 Prozent erhöhte.
- Die Eintracht Braunkohlenwerke und Brikettfabriken AG (Welzow), kurz Eintracht, wurde 1887 gegründet und kam 1902 unter den Einfluss der Petschek-Familie. 1939 erfolgte ein Zwangsverkauf an die Auffanggesellschaft Deutsche Kohlenbergbau GmbH und die Eintracht wurde liquidiert. Der Besitz ging von dort an die Reichswerke AG Hermann Göring und im weiteren Verlauf an den Flick-Konzern.
- Die 1882 gegründete Niederlausitzer Kohlenwerke AG (NKW) betrieb Braunkohlengruben und Brikettfabriken im Lausitzer und Mitteldeutschen Revier und wurde ebenfalls ab 1902 zunehmend vom Ignaz-Petschek-Zweig der Petschek-Familie kontrolliert. Sie wurde nach dem Zwangsverkauf im Zuge der „Arisierung“ 1939 ebenfalls von der Auffanggesellschaft Deutsche Kohlenbergbau GmbH übernommen und liquidiert. Von der Deutschen Kohlenbergbau GmbH ging der Besitz über die Reichswerke AG Hermann Göring an den Flick-Konzern sowie die VIAG.
- Die Braunkohlen- und Brikett-Industrie AG (BUBIAG) wurde 1890 von der Kohlenhändlerfamilie Friedländer gegründet, war unter anderem im

Lausitzer und im Mitteldeutschen Revier tätig und blieb bis 1945 im Privatbesitz.

In den verschiedenen Förderregionen des ältesten deutschen Braunkohlereviers in Mitteldeutschland entwickelte sich eine Unternehmensstruktur, die auch eine Besonderheit der dortigen Braunkohlen-nutzung, die chemische Veredelung von Braunkohle, reflektiert. Im mitteldeutschen Braunkohlerevier dominierten folgende Unternehmen (Eichhorn 1926; Hamburger 1930; DEBRIV 1935; BGMB & DEBRIV 1939; Löw 2012, S. 220 ff.; Strassmann 2011; Wagen-breth & Berkner 2011):

- Die 1925 von deutschen Chemieunternehmen gegründete I.G. Farbenindustrie AG (I.G. Farben) besaß im Bitterfelder Teilrevier und nach Über-nahme der Mehrheit an der größten Montan-unternehmung im mitteldeutschen Revier, der Riebeck'schen Montanwerke AG, im Jahr 1925 in den Teilrevieren Halle-Röblingen, Geiseltal, Zeitz-Weißenfels erhebliche Förderkapazitäten, die neben der Briketterzeugung und Verstromung auch für die chemische Veredelung eingesetzt wurden.
- Die Anhaltische Kohlenwerke AG (AKW) mit Produktionsanlagen vor allem in den Teilrevie- ren Halle-Röblingen, Borna-Leipzig und Zeitz- Altenburg gehörte zum Julius-Petschek-Zweig der Familie Petschek, die 1938 im Zuge der „Arisierung“ zum Verkauf an die Deutschen Kohlenbergbau GmbH gezwungen wurde. Danach wurde die AKW liquidiert, der Besitz ging an die Reichswerke AG Hermann Göring und von dort an den Flickkonzern, die I. G. Farben AG sowie den Winterhall-Konzern.
- Auch die Wersche-Weißenfelder Braunkohlen AG (WW) gehörte zum Julius-Petschek-Zweig der Familie Petschek, produzierte vor allem in den Teilrevieren Geiseltal, Halle-Röblingen und Zeitz-Weißenfels, musste wie die AKW 1938 im Zuge der „Arisierung“ an die Deutsche Kohlen- bergbau GmbH verkauft werden und wurde dann liquidiert.
- Die 1911 aus einer Fusion der deutschen Mineral- ölundustrie hervorgegangene Deutsche Erdöl AG (DEA) besaß vor allem in den Teilverieren Geiseltal, Meuselwitz-Altenburg, Halle-Röblingen und Borna-Leipzig erhebliche Förder- und Brikettie- rungskapazitäten, war aber auch stark im Bereich der chemischen Braunkohlenveredelung engagiert.
- Die im Besitz des Ignaz-Petschek-Zweigs der Familie Petschek befindliche Niederlausitzer Kohlenwerke AG (siehe oben) verfügten auch im Zeitz-Altenburger und Borna-Leipziger Teilrevier über erhebliche Produktionskapazitäten.
- In die Aktiengesellschaft Sächsische Werke (ASW) hatte der sächsische Staat 1923 den staatlichen Bergbau- und Kraftwerksbesitz eingebracht, sie verfügte vor allem im Teilrevier Borna-Leipzig über Tagebaue, Brikettfabriken und Kraftwerksanlagen.
- Die reichseigene Elektrowerke AG (zu 100 Prozent im Besitz der VIAG) betrieb für ihre Großkraft- werke im Bitterfelder Revier eigene Tagebaue mit erheblichen Förderkapazitäten.
- Die Förderung im Helmstedter Revier sowie im Teilrevier Oschersleben-Egeln-Nachterstedt der mitteldeutschen Bergbauregion konzentrierte sich nach vielfältigen Fusions- und Übernahmeprozessen in der Braunschweigischen Kohlenbergwerke AG (BKB).

Hinzuweisen ist schließlich noch auf die 1934 als Pflichtgemeinschaft der deutschen Braunkohlen- wirtschaft gegründete Braunkohle-Benzin AG (Brabag), die neben den Leunawerken der I. G. Farben im Mitteldeutschen Revier (an den Standorten Böhlen, Magdeburg-Rothensee und Tröglitz) sowie in der Lausitz (am Standort Schwarzhöhe) im Zuge des nationalsozialistischen Autarkieprogramms synthe- tisches Benzin aus Braunkohle herstellte.

Bis zum Ende des Zweiten Weltkriegs hatten sich durch Unternehmensfusionen und -akquisitionen, vor allem aber durch die Eigentumsaneignung im Zuge der „Arisierung“ einige dominierende Unter- nehmen der Braunkohlenwirtschaft herausgebildet:

- die I.G. Farben mit starken Produktionsanteilen vor allem im Mitteldeutschen Braunkohlerevier,
- der Flick-Konzern (der sein Braunkohlengeschäft über die Mitteldeutsche Stahlwerke GmbH hielt) sowohl im Lausitzer als auch im Mitteldeutschen Revier,
- die Deutsche Erdöl AG (DEA) mit einem erheblichen Anteil an der Produktion im Mitteldeutschen Revier,
- die dem Land Sachsen zu 100 Prozent gehörige ASW mit erheblichen Produktionsanteilen im südlich von Leipzig gelegenen Teil des Mitteldeutschen Braunkohlereviere,
- die reichseigene VIAG mit einem Schwerpunkt im Lausitzer Revier, über die Elektrowerke auch im Mitteldeutschen Revier.

Nach dem Zweiten Weltkrieg wurden die Energieunternehmen in der sowjetischen Besatzungszone 1946 enteignet und in ein System der zentralen Planwirtschaft überführt. Sie wurden zunächst von der Sowjetischen Militäradministration in Deutschland (SMAD) in das Eigentum der UdSSR übernommen und größtenteils als Sowjetische Aktiengesellschaften (SAG) weitergeführt. Die Braunkohlenunternehmen wurden in der SAG Brennstoffindustrie in Deutschland und die Kraftwerke in der SAG für Kraftwerke in Deutschland zusammengefasst (Sperling & Schossig 2015). Sowohl bei den Braunkohletagebauen und Brikkettfabriken als auch bei den Kraftwerken kam es im Zuge der Reparation zu umfangreichen Demontage der (moderneren) Produktionsanlagen.

Die Unternehmen der Braunkohlenindustrie unterstanden der 1945 gegründeten Verwaltung Brennstoffindustrie und Kraftwerke der Sowjetischen Militäradministration, die bis 1949 mehrfach umorganisiert, umbenannt und hinsichtlich ihrer Zuständigkeiten neu zugeschnitten wurde. Die operative Leitung der Braunkohlenindustrie oblag der 1945 gegründeten Deutschen Zentralverwaltung für Brennstoffindustrie (DZVB), die 1947 an die Deutsche Wirtschaftskommission übergang. Diese verfolgte das explizite Ziel einer Zentralisierung der Energiewirt-

schaft in der sowjetischen Besatzungszone (Sperling & Schossig 2015; Matthes 2000; DBI 1966).

Die folgenden Jahrzehnte waren durch vielfältige Umorganisationsprozesse geprägt, die den jeweils vorherrschenden Paradigmen der zentralen Planwirtschaft in der DDR folgten (Sperling & Schossig 2015):

- 1948 unterstanden die in acht Vereinigungen Volkseigener Betriebe (VVB) zusammengefassten 64 Braunkohlenwerke der Hauptverwaltung Kohle der Deutschen Wirtschaftskommission;
- 1952 wurden die 57 verbliebenen Braunkohlenwerke in fünf Verwaltungen Volkseigener Betriebe (VwVB) zusammengefasst und unterstanden der Hauptverwaltung Kohle des Staatssekretariats für Kohle und Energie der DDR;
- 1960 wurden 35 Braunkohlenwerke und zwei neu gegründete Kombinate in drei VVBs zusammengefasst, die der Abteilung Grundstoffindustrie der Staatlichen Plankommission (SPK) unterstellt waren;
- 1970 wurden neun Braunkohlenkombinate gegründet, die zusammen mit zwei verbliebenen Braunkohlenwerken in der VVB Braunkohle zusammengefasst wurden und zusammen mit dem Gaskombinat Schwarze Pumpe der Abteilung Feste Brennstoffe des Ministeriums für Grundstoffindustrie unterstellt waren;
- 1979/80 wurden die Zwischenebene der VVB aufgelöst und zwei Braunkohlenkombinate gegründet, denen elf Braunkohlenwerke unterstanden und die zusammen mit dem Gaskombinat Schwarze Pumpe der Abteilung feste Brennstoffe des Ministeriums für Kohle und Energie unterstanden.

Ende der 1980er-Jahre war die Braunkohlenwirtschaft der DDR in drei Kombinat organisiert, denen formaljuristisch und wirtschaftlich eigenständige Braunkohlenwerke unterstanden:

- das Volkseigene Braunkohlenkombinat Senftenberg (BKS) erfasste mit den Braunkohlenwerken

Cottbus, Welzow Spreetal, Glückauf Knappenrode und Oberlausitz Hagenwerder sowie dem Stammbetrieb Senftenberg und einem Projektierungs- und Anlagenbaubetrieb die Tagebaue, Brikettfabriken und Industriekraftwerke im Lausitzer Revier;

- das Volkseigene Braunkohlenkombinat Bitterfeld erfasste mit den Braunkohlenwerken Gustav Sobottka Röblingen, Geiseltal Großkayna, Erich Weinert Deuben, Regis, Borna sowie dem Stammbetrieb Bitterfeld die Tagebaue, Brikettfabriken und Industriekraftwerke im Mitteldeutschen Revier;
- Das Volkseigene Gaskombinat Schwarze Pumpe erfasste vor allem die Braunkohlenschwelereien und -kokereien sowie die angegliederten Brikettfabriken und Industriekraftwerke und darüber hinaus die Aktivitäten im Bereich der Fernleitungsgasnetze.

Im Frühsommer 1990 wurden die Braunkohlenkombinate in Aktiengesellschaften überführt, es entstanden die Lausitzer Braunkohle AG (LAUBAG) sowie die Vereinigten Mitteldeutschen Braunkohlenwerke AG (MIBRAG).⁴ Im Zuge der Verhandlungen zu den „Stromverträgen“ (siehe unten) wurde im Juni 1990 auch ein Braunkohlenvertrag unterzeichnet, mit dem exklusive Vorarbeiten zur Privatisierung der ostdeutschen Braunkohlenindustrie zwischen der Rheinbraun AG und der DDR-Regierung vereinbart wurden (Matthes 2000).

Nach heftigen Konflikten um die Komplettübernahme der ostdeutschen Energiewirtschaft durch die den westdeutschen Energiesektor dominierenden Energieunternehmen und einer entsprechenden Verfassungsbeschwerde sowie nach schwierigen Privatisierungsverhandlungen mit der Treuhandanstalt wurden im Jahr 1994 diejenigen Teile der Braunkohlenunterneh-

4 In die LAUBAG wurden im gleichen Jahr auch die Braunkohlenveredelungsbetriebe der Braunkohlenveredelung GmbH Lauchhammer (BVL GmbH) integriert, die aus dem Rechtsnachfolger des Gaskombinats Schwarze Pumpe, der Energiewerke Schwarze Pumpe AG (ESPAG), ausgegliedert worden waren.

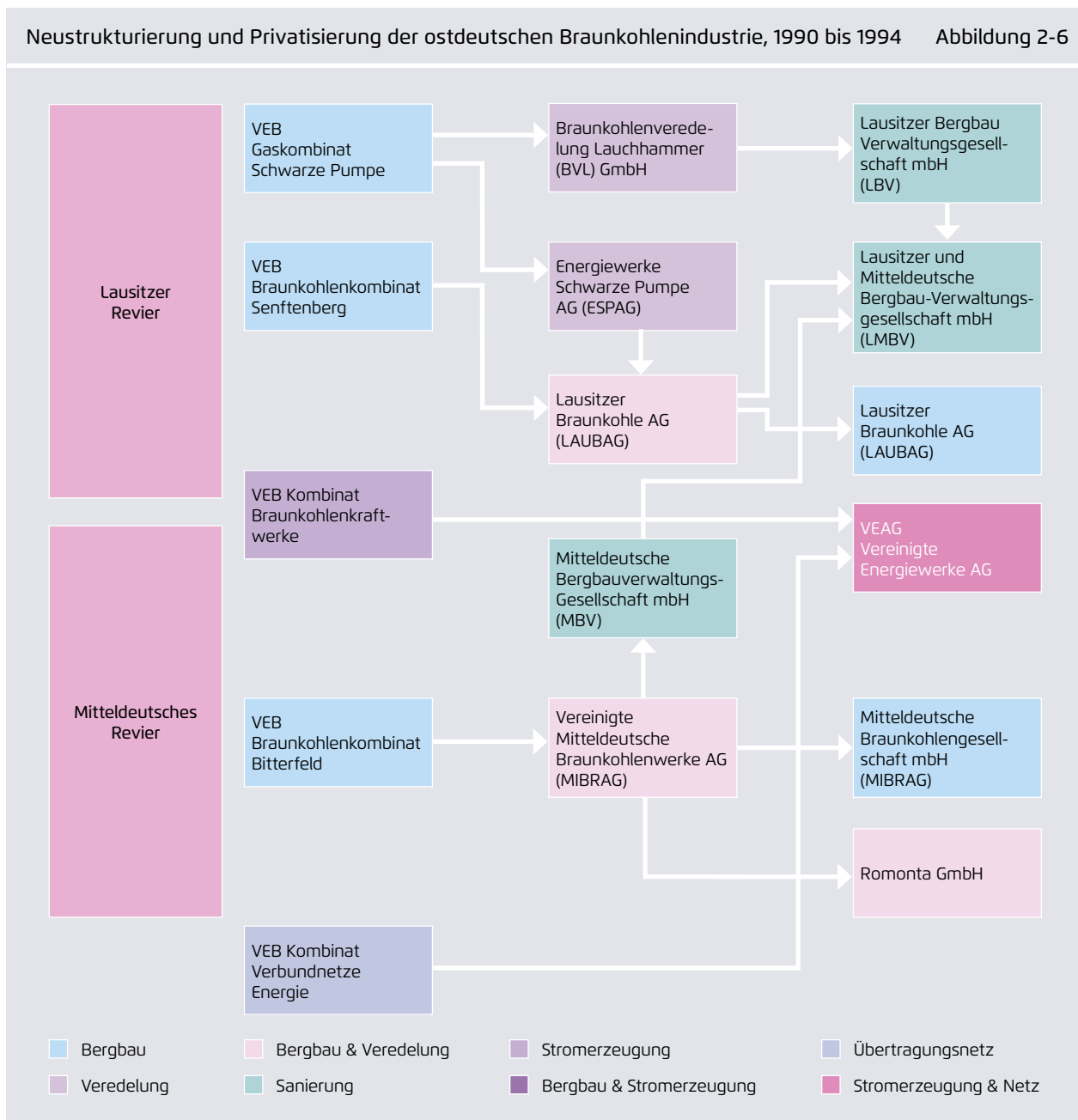
men privatisiert, die langfristig weitergeführt werden sollten (THA 1994a, S. 475 ff.; THA 1994b, S. 29 ff.; VEAG 1998; Matthes 2000; Roesler & Semmelmann 2002; DEBRIV 2010; Sperling & Schossig 2015):

- Die weiterzuführenden Anlagen der LAUBAG wurden zu 39,5 Prozent von der Rheinbraun AG, zu 30 Prozent von der PreussenElektra AG, zu 15 Prozent von der Bayernwerk AG, zu 5,5 Prozent von der RWE Energie AG und zu jeweils 2,5 Prozent von der VEW AG, der Energieversorgung Baden-Württemberg AG, der Hamburgischen Electricitätswerke AG sowie der BEWAG übernommen.
- Nachdem die Kohlenförderung im Mitteldeutschen Revier aufgrund der niedrigen Kohlenqualität zunächst komplett geschlossen werden sollte, bot die Landesregierung von Sachsen-Anhalt der VEBA Kraftwerke Ruhr AG (VKR) als Investor für ein am Standort Schkopau geplantes Steinkohlenkraftwerk an, die Differenzkosten zur Errichtung eines großen Braunkohlenblocks zu übernehmen, um den Absatz für den Tagebau Profen zu sichern. Mit der Sicherung einer finanziellen Förderung von 690 Millionen D-Mark wurde die Weiterführung der Braunkohlenförderung im Mitteldeutschen Revier möglich und es erfolgte die Privatisierung an ein Konsortium aus Morrison-Knudsen Corp., NRG Energy Inc. und PowerGen plc. (jeweils 33,33 Prozent).
- Der in der Romonta GmbH zusammengefasste Montanwachsbetrieb, der Tagebau sowie das Industriekraftwerk Amsdorf wurden an die Inhaber der Flowtex GmbH aus Baden-Württemberg privatisiert.

Die nicht privatisierungsfähigen Anlagen der ostdeutschen Braunkohlenwirtschaft wurden über verschiedene Zwischenschritte auf die bundeseigene Lausitzer und Mitteldeutsche Bergbau-Verwaltungsgesellschaft mbH (LMBV) übertragen.

Parallel zur Umorganisation, Neustrukturierung und Privatisierung der Braunkohlenindustrie wurde auch

Neustrukturierung und Privatisierung der ostdeutschen Braunkohlenindustrie, 1990 bis 1994 Abbildung 2-6



eigene Darstellung Öko-Institut

der Bereich der Braunkohlekraftwerke neu geordnet. Die bis dahin im Volkseigenen Kombinat Braunkohlekraftwerke zusammengefassten Braunkohlekraftwerke und die Übertragungsnetze des Volkseigenen Kombinats Verbundnetze Energie wurden 1990 zunächst als Vereinigte Kraftwerks AG sowie Verbundnetz Elektroenergie AG in Aktiengesellschaft-

ten umgewandelt. Auch hier wurde im August 1990 ein Vorvertrag zur Privatisierung (der sogenannte „Stromvertrag“) abgeschlossen, nach heftigen politischen und rechtlichen Auseinandersetzungen sowie schwierigen Verhandlungen erfolgte im Jahr 1994 die Privatisierung der Vereinigte Kraftwerks AG (VEAG), in der die Vereinigte Kraftwerks AG und

die Verbundnetz Elektroenergie AG aufgingen (THA 1994a, S. 475ff.; VEAG 1998; Matthes 2000; Roesler & Semmelmann 2002). Die Aktien der VEAG gingen an die (damals) sieben Verbundunternehmen der alten Bundesländer:

- jeweils 25 Prozent an die PreussenElektra AG, die RWE Energie AG sowie die Bayernwerk AG;
- jeweils 6,25 Prozent an die VEW AG, die Energieversorgung Baden-Württemberg, die Hamburgische Electricitätswerke AG und die BEWAG.

Damit war im Lausitzer Braunkohlerevier eine Konstellation entstanden, die sehr weitgehend dem integrierten Modell von RWE/Rheinbraun entsprach. In Mitteldeutschland wurde jedoch mit der MIBRAG ein Modell etabliert, bei dem die Eigentümer der Braunkohlengruben nur in geringem Umfang auch auf der Verstromungsseite engagiert sind. Die Verstromung der Braunkohle im Mitteldeutschen Revier wurde jenseits der Industriekraftwerke des Braunkohlenbergbaus durch neu errichtete Braunkohlekraftwerke gesichert, die – in unterschiedlichen Konstellationen – durch westdeutsche Unternehmen errichtet wurden.

Nach der Privatisierung im Jahr 1994 entwickelten sich die Eigentümerstrukturen der beiden ostdeutschen Braunkohlenunternehmen zunächst sehr unterschiedlich.

Die Haupteigentümer von LAUBAG und VEAG mussten aufgrund von kartellrechtlichen Auflagen im Zuge der RWE/VEW- sowie der VEBA/VIAG-Fusion ihre Anteile an der LAUBAG aufgeben. Diese gingen 2001 auf die HEW über, die im gleichen Jahr mehrheitlich von der Vattenfall AB (Stockholm) übernommen wurde. Ab 2003 firmierte die LAUBAG unter dem Namen Vattenfall Europe Mining & Generation AG. Das 2002 in die Vattenfall Europe Transmission GmbH ausgegliederte Übertragungsnetz wurde 2010 im Zuge des Ownership-Unbundling der Netze als 50Hertz Transmission GmbH an den belgischen Netzbetreiber Elia System Operator SA-NV und den Infrastrukturfonds Industry Funds Management (IFM) abgegeben.

Für das Lausitzer Braunkohlerevier ergab sich so die Struktur eines weitgehend integrierten und auf Bergbau sowie Verstromung fokussierten Konzerns ohne eigenes Transportnetz.

Mit dem Rückzug der Vattenfall AB aus dem Lausitzer Braunkohlenbergbau und der ostdeutschen Braunkohlenverstromung erwarb ein Konsortium aus den beiden tschechischen Unternehmen Energetický a Průmyslový Holding a.s. (EPH) mit Sitz in Brno sowie PPF Investments Ltd. mit Sitz in St. Helier (Jersey) über diverse Zwischengesellschaften jeweils hälftig die in Lausitz Energie Bergbau AG (Cottbus) umbenannte Fördergesellschaft für das Lausitzer Revier.

Die MIBRAG wurde 2009 an ein Konsortium aus zwei tschechischen Unternehmen weiterverkauft, die ČEZ, a.s. und die J&T Investment Advisors, s.r.o. (J&T), beide mit Sitz in Prag und an der MIBRAG zu jeweils 50 Prozent beteiligt. J&T brachte den Anteil an der MIBRAG 2011 wiederum in die EPH ein, die 2012 den Anteil der ČEZ an der MIBRAG erwarb und damit zu 100 Prozent in den Besitz der MIBRAG kam.

Am Ende dieser Umstrukturierungs- und Eigentumsübertragungsprozesse befindet sich die Braunkohlenförderung im Lausitzer und im mitteldeutschen Revier mehrheitlich im Besitz der EPH. Für das Mitteldeutsche Revier erfolgt jedoch im Gegensatz zum Lausitzer Revier ein signifikanter Teil des Braunkohlenabsatzes an nicht zum Konzern gehörige Kraftwerke. Über die gemeinsamen Eigentümer von LEAG und MIBRAG sowie die Beteiligungen an den verschiedenen Kraftwerken ergibt sich jedoch auch hier eine relativ weitgehende Integration von Braunkohlenbergbau und Stromerzeugung.

Die Eigentümerschaft der auf die Montanwachsherstellung spezialisierten Romonta GmbH wurde nach der FlowTex-Betrugsaffäre im Jahr 2001 durch ein *Management-Buy-out* neu strukturiert.

Eine spezifische Situation ergibt sich für die Nachkriegszeit für das Helmstedter Revier. Die Betriebe der Braunschweigischen Kohlen-Bergwerke (BKB) lagen teilweise in der britischen und teilweise in der sowjetischen Besatzungszone. Die in der sowjetischen Besatzungszone gelegenen Tagebauanlagen, Brikettfabriken und Kraftwerke wurden 1947 enteignet und als Braunkohlenwerk (BKW) Harbke weitergeführt. Die in der britischen Besatzungszone gelegenen Anlagen wurden von der BKB weitergeführt, die ausfallenden Kohlenlieferungen an das in der DDR gelegene Kraftwerk Harbke wurden durch das 1954 neu errichtete Kraftwerk Offleben übernommen. Der Braunkohlenabbau in den Tagebauen Helmstedt (BKB) und Wulfersdorf/Viktoria (BKW Harbke) wurde 1976 im sogenannten Grenzkohlenpfeiler-Abkommen zwischen der DDR und der Bundesrepublik geregelt (LMBV 2014).

Die seit 1986 vollständig im Besitz der PreussenElektra AG befindliche BKB ging im Zuge der Fusion der PreussenElektra-Eigentümerin VEBA mit der VIAG zur E.ON AG im Jahr 2000 als Helmstedter Revier (HSR) an die E.ON Kraftwerke GmbH über.

Die HSR mit dem verbliebenen Tagebau Schöningen und dem von dort belieferten Kraftwerk Buschhaus wurde von E.ON im Jahr 2013 an die MIBRAG verkauft und firmiert seitdem unter dem Namen Helmstedter Revier GmbH (HSR). Die Braunkohlenförderung im letzten aktiven Tagebau Schöningen endete 2016 nach Erschöpfung der Vorräte. Das Geschäftsmodell der MIBRAG einer weiträumigen Belieferung des Kraftwerks Buschhaus aus dem Tagebau Profen erwies sich nicht als tragfähig. Das Kraftwerk stellte 2016 seine Produktion ein, wurde in die neugeschaffene Sicherheitsbereitschaft für Braunkohlekraftwerke überführt und wird 2020 endgültig stillgelegt.

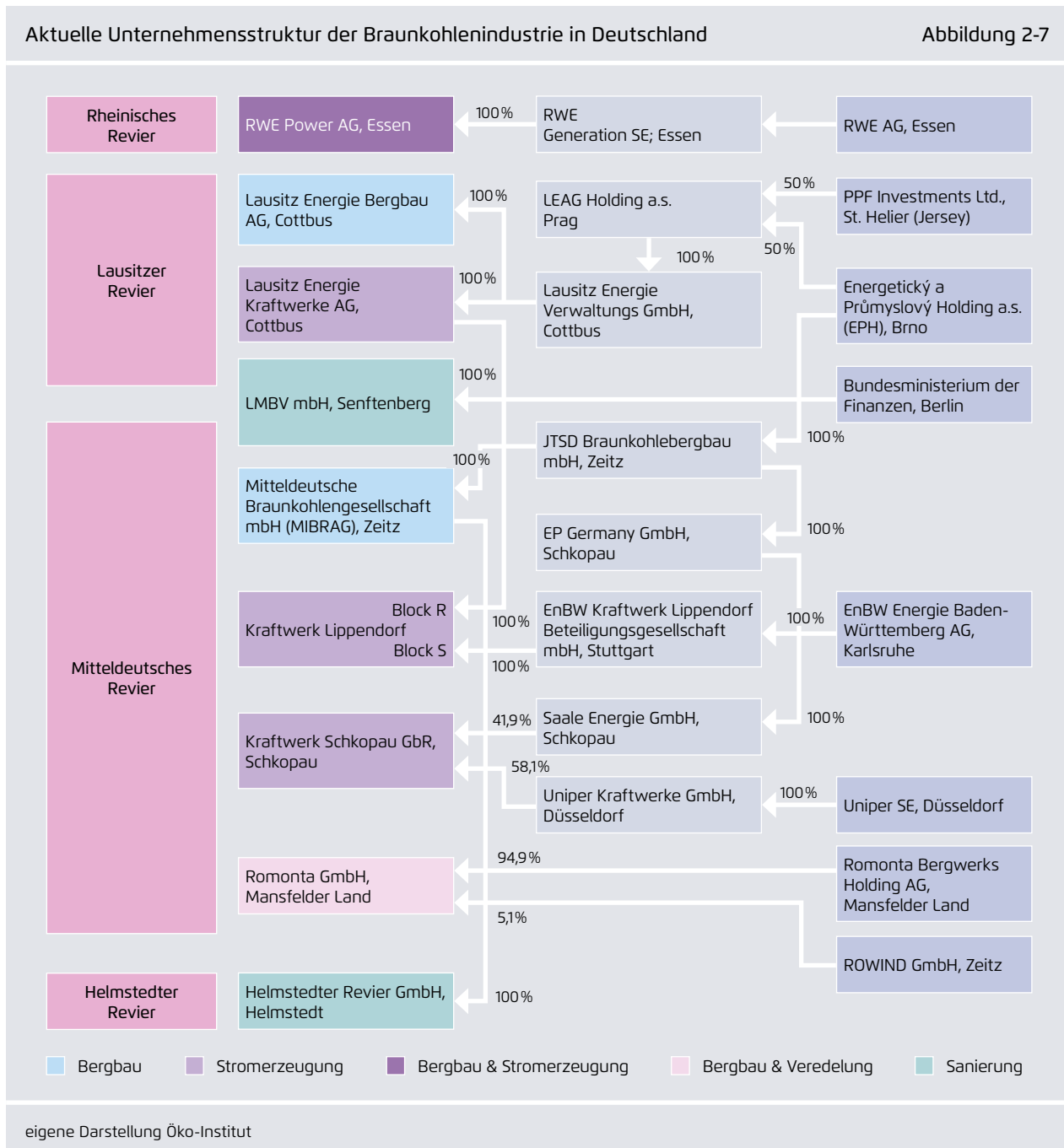
2.2.4. Die aktuelle Unternehmensstruktur der Braunkohlenindustrie in Deutschland

Abbildung 2-7 vermittelt einen Überblick zur aktuellen Unternehmensstruktur im Bereich der deutschen Braunkohlenindustrie.

- Die Braunkohlenförderung ist mit der RWE Power AG, der LEAG und der MIBRAG auf jeweils ein Förderunternehmen im Rheinischen, Lausitzer und Mitteldeutschen Revier konzentriert. Eine einzige, kleinere Ausnahme bildet die Braunkohlenförderung für die Montanwachsherstellung der Romonta GmbH. Die LEAG und die MIBRAG sind darüber hinaus durch die EPH als gemeinsame (Mehrheits-)Eignerin verbunden, wobei das Eigentum von EPH und PPF Investments über eine Reihe von Zwischengesellschaften gehalten wird.
- Für das Rheinische Revier (RWE Power) und das Lausitzer Revier (Lausitz Energie Bergbau und Lausitz Energie Kraftwerke) sind Braunkohlenbergbau und -verstromung voll integriert.
- Für das mitteldeutsche Revier sind Bergbau und Stromerzeugung teilweise getrennt, aber über langjährige Lieferverträge miteinander verbunden. Durch die Beteiligungen der EPH am Kraftwerk Schkopau (41,9 Prozent über die EP Energy) sowie am Kraftwerk Lippendorf (50 Prozent über die LEAG) befinden sich jedoch auch im Mitteldeutschen Revier knapp 50 Prozent der Stromerzeugungskapazitäten unter der Kontrolle der EPH, die mit der MIBRAG die Gesamtheit der Braunkohlenlieferungen realisiert.
- Mit der Uniper SE und der Energieversorgung Baden-Württemberg AG sind im Mitteldeutschen Revier in der Braunkohlenverstromung mit knapp der Hälfte der Kraftwerkskapazität auch in nennenswertem Umfang Unternehmen aktiv, die nicht im Braunkohlenbergbau engagiert sind.
- Die Helmstedter Revier GmbH ist nach der Beendigung des aktiven Betriebs im Tagebau Schöningen nur noch im Bereich der Tagebausanierung und -rekultivierung tätig.
- Eine Sonderrolle ergibt sich schließlich für die LMBV, die für die Abwicklung, Sanierung beziehungsweise Rekultivierung der nicht privatisierten Teile der Braunkohlenwirtschaft in den neuen Bundesländern zuständig ist, sich im Bundesbesitz befindet und vom Bundesministerium für Finanzen gesteuert wird (LMBV 2010).

Die Strukturen der Braunkohlenwirtschaft in den drei Revieren sind nach den letzten Eigentumsübergängen etwa vergleichbar und durch eine sehr weitgehende vertikale Integration von Bergbau und Stromerzeugung charakterisiert. Ein Spezifikum der Braunkohlenwirtschaft im Lausitzer und Mitteldeutschen Revier besteht jedoch darin, dass das Eigen-

tum an den Bergbau- und Kraftwerksanlagen über mehrere und teilweise miteinander verschachtelte Zwischen- beziehungsweise Holdinggesellschaften gehalten wird.



2.3. Plan- und Genehmigungsverfahren für Braunkohletagebaue

2.3.1. Überblick

Für die Gewinnung von Braunkohle im Tagebau ist eine Reihe von Planungs- und Genehmigungsschritten erforderlich.

Die ersten Planungs- und Genehmigungsschritte werden von den einzelnen Bundesländern im Rahmen des sogenannten **Landesentwicklungsplans/Landesentwicklungsprogramms** vorgenommen. Zweck dieses raumplanerischen Instruments ist es, einen Ausgleich zwischen bestehenden Nutzungsansprüchen herzustellen. In NRW wird im Landesentwicklungsplan konkret festgestellt, dass über die bestehenden Braunkohlenpläne hinaus kein Bedarf für neue Abbaubereiche besteht. In Brandenburg, Sachsen-Anhalt und Sachsen enthalten die Landesentwicklungspläne sehr offene Formulierungen. Abschnitt 2.3.3 stellt die Umsetzung in den einzelnen Bundesländern im Detail dar.

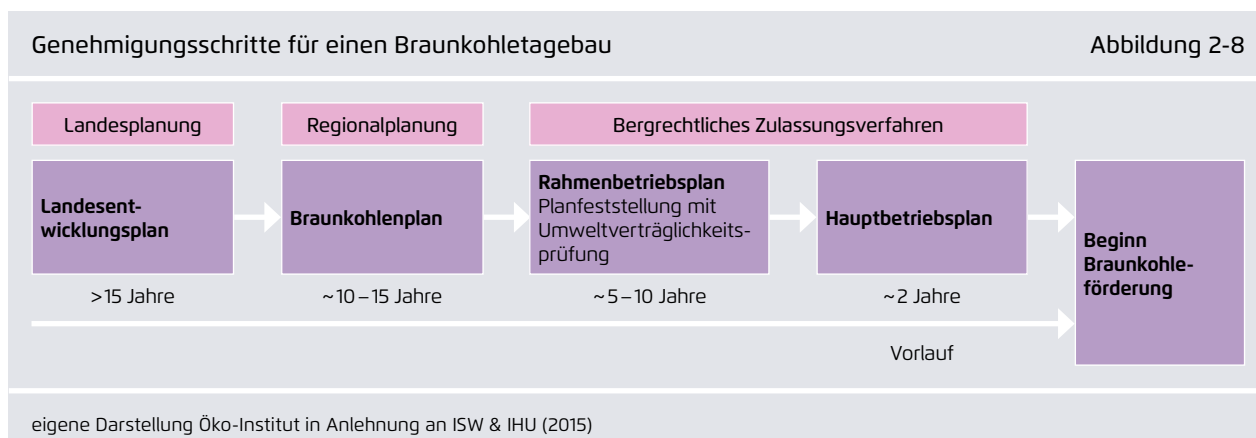
Den Landesentwicklungsplänen/Landesentwicklungsprogrammen untergeordnet sind die **Braunkohlenpläne**. Ein Braunkohlenplan legt die Grundsätze und Ziele der Raumordnung für ein konkretes Gebiet fest, in dem ein Tagebau geplant wird. Der Braunkohlenplan beschreibt somit etwa die notwendigen Umsiedlungen, die Abbaugrenzen des Tagebaus und die Bergbaufolgelandschaft. Ein Braunkohlen-

plan wird in der Regel mit einem Vorlauf von 10 bis 15 Jahren vor Förderbeginn einer Tagebaufläche beschlossen.⁵

Die eigentliche bergrechtliche Zulassung erfolgt anschließend in zwei Stufen: Einerseits für den **Rahmenbetriebsplan** und andererseits für die Aufnahme konkreter Abbautätigkeiten für den auf ein Teilgebiet bezogenen **Hauptbetriebsplan**. Die Zulassung von Rahmenbetriebsplänen und Hauptbetriebsplänen regelt das Bundesberggesetz in den §§ 52 Abs. (2a) und 57a. Genehmigungsbehörden sind hier die zuständigen Bergämter in den Bundesländern. Der Rahmenbetriebsplan wird mit einem Vorlauf von fünf bis zehn Jahren vor Förderbeginn beschlossen⁶, der Hauptbetriebsplan mit einem Vorlauf von etwa zwei Jahren.

Die Abbildung 2-8 zeigt einen exemplarischen Zeitstrahl für die Schaffung der rechtlichen Voraussetzungen für den Betrieb eines Braunkohletagebaus.

- 5 Der Braunkohlenplan für die Erweiterungsfläche des Tagebaus Welzow-Süd, räumlicher Teilabschnitt II wurde am 2. September 2014 im Gesetz und Verordnungsblatt für das Land Brandenburg veröffentlicht. Die Kohleförderung aus dem Teilabschnitt II, soll im Jahr 2026 beginnen (S. 20 des Braunkohlenplans). Damit wurde der Braunkohlenplan zwölf Jahre vor Förderbeginn beschlossen.
- 6 Für den Tagebau Hambach wurde der 3. Rahmenbetriebsplan für den Zeitraum 2020 bis 2030 zum Beispiel im Jahr 2014 beschlossen. Hier betrug der Vorlauf also sechs Jahre.



2.3.2. Braunkohlenpläne und Rahmenbetriebspläne im Detail

Rechtsgrundlage für Braunkohlenpläne sind die Landesplanungsgesetze der Bundesländer.⁷ Ein wichtiges Gremium bei der Erarbeitung von Braunkohlenplänen ist der Braunkohlenausschuss. Mitglieder des Braunkohlenausschuss sind Vertreter der vom Abbau betroffenen Landkreise und Städte sowie Vertreter von Kammern und Verbänden. Final werden Braunkohlenpläne von den Landesregierungen beschlossen. Mit Blick auf die Verabschiedung eines Braunkohlenplans, der nur ein Instrument der Raumordnung ist, sind noch keinerlei Genehmigungen von Tagebauen verbunden und es kann auch nicht davon ausgegangen werden, dass die vom Braunkohlenplan erfassten Fördermengen auch ohne Einschränkungen gefördert werden können.

Um die Braunkohlevorräte zu erschließen und einen Braunkohletagebau zu betreiben, bedarf es nach Schaffung der raumplanerischen Voraussetzungen (Landesentwicklungsplan, Braunkohlenplan) auch der bergrechtlichen Zulassung (Rahmenbetriebsplan, Hauptbetriebsplan). Diese wird von den zuständigen Bergämtern in den Bundesländern erteilt:

- In NRW ist dies zum Beispiel die Bezirksregierung Arnsberg;
- in Sachsen das Sächsische Oberbergamt in Freiberg;
- in Brandenburg das Landesamt für Bergbau, Geologie und Rohstoffe (LBGR) mit Sitz in Cottbus;

⁷ Beispielsweise in Brandenburg das Gesetz zur Regionalplanung und zur Braunkohlen- und Sanierungsplanung (RegBkPIG). Nach § 19 des RegBkPIG werden Braunkohlenpläne von der Landesregierung durch Rechtsverordnung beschlossen. In NRW regelt das Landesplanungsgesetz (LPIG) Nordrhein-Westfalen die Erstellung eines Braunkohlenplans. Nach § 29 LPIG werden Braunkohlenpläne von der Landesplanungsbehörde genehmigt, die ihrerseits die Staatskanzlei des Landes NRW als fachlich zuständiges Landesministerium und den für die Landesplanung zuständigen Ausschuss des Landtages beteiligt. Der Braunkohlenausschuss wirkt bei der Erstellung der Braunkohlenpläne mit.

→ in Sachsen-Anhalt das Landesamt für Geologie und Bergwesen (LAGB) mit Sitz in Halle (Saale).

Anders als bei den vorgelagerten Planungsentscheidungen kommt den Behörden bei den erforderlichen bergrechtlichen Entscheidungen kein planerisches Ermessen zu. Vielmehr handelt es sich hierbei um gebundene Entscheidungen, das heißt, dass die Genehmigungsbehörden den jeweiligen Betriebsplan zulassen müssen, wenn die gesetzlichen Voraussetzungen nach dem Bundesberggesetz (BBergG) erfüllt werden. Zu den gesetzlichen Voraussetzungen gehört, dass dem Vorhaben keine öffentlichen Interessen entgegenstehen. Solche könnten sich etwa aus überwiegenden Interessen der betroffenen Grundeigentümer oder Umweltschutzinteressen ergeben. Das Rahmenbetriebsplanverfahren beinhaltet seit 1988/90 eine Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) und schließt mit einem Planfeststellungsbeschluss ab. Allerdings wurde in der Vergangenheit auch nach 1988/90 oft keine UVP durchgeführt. Dies wurde insbesondere mit einem Bestandsschutz von bereits vor Inkrafttreten der UVP-Richtlinie aufgeschlossenen Tagebauvorhaben begründet, den die Überleitungsvorschriften zur Einführung der UVP-Pflicht in das BBergG beziehungsweise der Einigungsvertrag für solche „begonnenen Vorhaben“ vermitteln sollen. Wegen der deshalb fehlenden Konzentrationswirkung liegen für diese Tagebaue zahlreiche Einzelgenehmigungen nach anderen Gesetzen (zum Beispiel Wasserrecht, Naturschutzrecht) vor.

Erst mit der Zulassung des Hauptbetriebsplans kann das Bergbauunternehmen endgültig davon ausgehen, dass die Kohle auch abgebaut werden kann, denn nach der Rechtsprechung des Bundesverwaltungsgerichts (BVerwG) entfaltet erst diese Zulassung eine Gestattungswirkung. Allerdings kann die Genehmigungsbehörde die Zulassung des Hauptbetriebsplans nicht aus Gründen versagen, die sie schon im Verfahren zum Rahmenbetriebsplan berücksichtigt hat (grundlegend BVerwG 7 C 11.05, Urteil vom 29.02.2006).

Rechtsschutz gegen Entscheidungen in bergrechtlichen Zulassungsverfahren stehen nach Maßgabe der Verwaltungsgerichtsordnung (VwGO) grundsätzlich den betroffenen Grundeigentümern und den betroffenen Gemeinden zu (soweit sie eine Verletzung eigener Rechte geltend machen können), außerdem nach Maßgabe des Umweltrechtsbehelfsgesetzes (UmwRG) anerkannten Umweltschutzverbänden (soweit sie einen Widerspruch zu dem Umweltschutz dienenden Vorschriften geltend machen können).

Inwieweit gegen Braunkohlenpläne gerichtlich vorgegangen werden kann, richtet sich weitgehend nach Landesrecht. Auf direktem Wege ist dafür in den Ländern Brandenburg, Sachsen und Sachsen-Anhalt der Weg eines Normenkontrollverfahrens im Sinne von § 47 der Verwaltungsgerichtsordnung eröffnet, dies aber nur innerhalb eines Jahres nach Bekanntgabe des Plans. Antragsberechtigt sind die durch den Plan belasteten Gemeinden und Grundstückseigentümer (Umweltschutzverbände nur in besonders gelagerten Fällen). Die Möglichkeit eines Normenkontrollverfahrens besteht jedoch nicht in Nordrhein-Westfalen. Auf indirektem Wege ist im Übrigen eine gerichtliche Überprüfung von Braunkohlenplänen innerhalb von Gerichtsverfahren möglich, die sich gegen die bergrechtliche Zulassung von Rahmenbetriebsplänen richten.

2.3.3. Verfahrensstand Landesentwicklungspläne/Landesentwicklungsprogramme

Für die einzelnen Bundesländer ergibt sich aktuell der folgende Verfahrensstand:

→ Der Landesentwicklungsplan für das Land NRW setzt dem zukünftigen Braunkohlenabbau deutliche Grenzen: „Der Bedarf an Abbaubereichen für Braunkohle im Rheinischen Revier ist langfristig über die vorliegenden Braunkohlenpläne Inden, Hambach und Garzweiler gesichert. Die Inanspruchnahme weiterer Abbaubereiche ist nicht erforderlich. Am 9. April 2014 hat die Landesregierung die Entscheidung getroffen, eine neue Leitentscheidung zur Braunkohle zu erarbeiten.

Das politische Ziel dabei ist, auf die Umsiedlung des Ortsteils Holzweiler der Stadt Erkelenz verzichten zu können. Abhängig davon ist der Braunkohlenplan Garzweiler II entsprechend zu ändern.“ (SK NRW 2017) Neue Tagebaue im Rheinland sind also nicht geplant. Theoretisch kämen hier insbesondere Flächen östlich und südlich des Tagebaus Hambach in Betracht. Das Isweiler Feld (Tagebau Erp-Irresheim) liegt südlich des Tagebaus Hambach. Der theoretisch ebenfalls mögliche Tagebau Hambach II liegt östlich des bisherigen Tagebaus Hambach.

- Im Landesentwicklungsplan Berlin/Brandenburg (GL BE-BB 2009) sind in der Lausitz neuen Tagebaue nicht ausgeschlossen. Das Landesentwicklungsprogramm Berlin/Brandenburg enthält eine eher offene Formulierungen, die auch neue Tagebaue zulassen würde: „Die Verstromung der einheimischen Braunkohle mit emissionsarmen Technologien soll unter umwelt- und sozialverträglicher Gewinnung der Braunkohle langfristig gesichert werden.“ (GL BE-BB 2009, S. 55)
- Auch der Landesentwicklungsplan Sachsen schließt neue Tagebaue nicht aus: „Auf Grund neuer landesweiter Erfordernisse kann es notwendig werden, zusätzliche Braunkohlenlagerstätten, die sich für eine stoffliche Veredelung und/oder energetische Nutzung eignen, zu sichern. Die Notwendigkeit der zusätzlichen Sicherung von Braunkohlenlagerstätten, die für eine stoffliche Veredelung und/oder energetische Nutzung geeignet sind, ist zu prüfen.“ (StReg SN 2013, S. 144)
- In Mitteldeutschland ist der neue Tagebau Lützen noch im Landesentwicklungsplan enthalten (LReg SA 2010).⁸ Im aktuellen Koalitionsvertrag der Regierungsparteien werden neue Tagebaue für die energetische Nutzung jedoch ausgeschlossen (CDU, SPD, Bündnis 90/Die Grünen Sachsen-Anhalt 2016). Neue Tagebaue für die stoffliche Nutzung wären aber theoretisch möglich. Bis zum Ende der Legislaturperiode im Jahr 2021 wird die Landes-

8 Ein Braunkohlenvorrat konnte für diesen Tagebau nicht ermittelt werden.

regierung keine Planungen für neue Tagebaue unterstützen (CDU, SPD, Bündnis 90/Die Grünen Sachsen-Anhalt 2016, S. 117).

2.3.4. Verfahrensstand der Braunkohlen- und Rahmenbetriebspläne

In diesem Abschnitt sollen der Verfahrensstand der verschiedenen Braunkohlen- und Rahmenbetriebspläne und zusammenfassend die Vorräte in erschlossenen Tagebauen dargestellt werden. Aufgeführt

werden die Vorräte differenziert nach genehmigten Braunkohlenplänen und zugelassenen Rahmenbetriebsplänen. Die Tabelle 2-5 vermittelt einen Überblick über die Reserven in den Revieren Ende 2015.

Bezüglich der Datenerhebung für genehmigte Braunkohlenpläne in den einzelnen Revieren wurden dabei die folgenden Aspekte berücksichtigt:

Braunkohlevorräte aller Tagebaue mit Braunkohlenplänen und Rahmenbetriebsplänen

Tabelle 2-5

	Förderung	Vorrat Ende 2015			Statische Reichweite*		
	2015	Mit Braunkohleplan	Mit Rahmenbetriebsplan	Ohne Rahmenbetriebsplan	Mit Braunkohleplan	Mit Rahmenbetriebsplan	Ohne Rahmenbetriebsplan
	Mio. t	Mio. t	Mio. t	Mio. t	Jahre		
Summe	178,1	4.166	2.987	1.179	23	17	7
Rheinland	95,2	2.479	1.674	805	26	18	8
Garzweiler II**	35,1	740	740	–	21	21	0
Hambach	41,0	1.419	614	805	35	15	20
Inden	19,1	320	320	0	17	17	0
Helmstedt	1,5	1	1	–	1	1	0
Lausitz	62,5	1.291	937	354	21	15	6
Cottbus-Nord	2,4	0	0	–	0	0	0
Jänschwalde	11,9	78	78	–	7	7	0
Welzow-Süd***	18,2	482	278	204	26	15	11
Nochten****	17,8	411	261	150	23	15	8
Reichwalde	12,2	320	320	–	26	26	0
Mitteldeutschland	18,9	395	375	20	21	20	1
Profen gesamt	8,6	137	137	–	16	16	0
Schleenhain	10,0	251	231	20	25	23	2
Amsdorf	0,3	6	6	–	15	15	0

* Die statische Reichweite gibt an, wie viele Jahre die Vorräte bei konstanter Braunkohleförderung (wie im Jahr 2015) theoretisch reichen würden.

** Verkleinerung des Tagebaus Garzweiler II durch die Leitentscheidung bereits berücksichtigt

*** Die LEAG hat angekündigt, bis 2020 über die Tagebauerweiterung Welzow-Süd II zu entscheiden. Die Vorräte von Welzow-Süd II sind in den Spalten „mit Braunkohleplan“ und „ohne Rahmenbetriebsplan“ enthalten.

**** Die LEAG sieht im Revierkonzept für die Lausitz vor, die geplante Tagebauerweiterung Nochten II nur zur Hälfte umzusetzen (nur das Sonderfeld soll abgebaut werden). Dies wurde in den Braunkohlevorräten bereits berücksichtigt.

Zusammenstellung des Öko-Instituts nach Statistik der Kohlenwirtschaft Tabelle 2, Tabelle 2-6, Tabelle 2-9, Tabelle 2-10; Berechnungen des Öko-Instituts

- Im Rheinland wurde im Jahr 2016 im Rahmen der Leitentscheidung eine Verkleinerung des Tagebaus Garzweiler II beschlossen (LReg NRW 2016). Eine Änderung des Braunkohlenplans und des Rahmenbetriebsplans für Garzweiler II steht noch aus. Diese Verkleinerung um 400 Millionen Tonnen ist in der Tabelle 2-5 bereits berücksichtigt.
- Die neu genehmigten Braunkohlenpläne für die Tagebauerweiterungen Welzow-Süd II und Nochten II sind in Tabelle 2-5 bereits berücksichtigt. Im März 2017 hat die LEAG bekanntgegeben, dass nur ein Teil der Tagebauerweiterung in Nochten II realisiert werden soll. Es soll nur das Sonderfeld Mühlrose mit einem Kohlenvorrat von 150 Millionen Tonnen Rohbraunkohle abgebaut werden. Dies ist in der Tabelle 2-5 bereits berücksichtigt.⁹
- In Mitteldeutschland liegen für die Tagebaue genehmigte Braunkohlenpläne vor.

In einem nächsten Differenzierungsschritt wird unterschieden, ob in den Tagebauen bereits ein zugelassener Rahmenbetriebsplan vorliegt. Dazu konnten die einzelnen Details in den betroffenen Revieren ermittelt werden:

- Der Rahmenbetriebsplan für den gesamten Tagebau Garzweiler II wurde bereits im Jahr 1997 beschlossen. Im Jahr 2013 wurde der Rahmenbetriebsplan vom Bundesverfassungsgericht bestätigt (BVerfG 1 BvR 3139/08, Urteil vom 17.12.2013). Auch für den Tagebau Inden liegt ein gültiger Rahmenbetriebsplan für den gesamten Tagebau vor.
- Im Tagebau Hambach ist der dritte Rahmenbetriebsplan für den Zeitraum 2020 bis 2030 beschlossen (RWE Power 2012). Das Verfahren für den vierten Rahmenbetriebsplan für den Zeitraum ab 2030 folgt erst nach 2020. Die Kohlenreserven im Geltungsbereich des vierten Rahmenbetriebsplans konnten durch Angaben für den Lagerstät-

teninhalt im Geltungsbereich des dritten Rahmenbetriebsplans und Schätzungen für die Produktion bis 2020 ermittelt werden. Damit konnte für den Kohlenvorrat im Geltungsbereich des vierten Rahmenbetriebsplans ein Vorrat von 805 Millionen Tonnen abgeschätzt werden.

- Die Bestandstagebaue in der Lausitz (Jänschwalde, Welzow-Süd I, Nochten I und Reichwalde) verfügen über beschlossene Rahmenbetriebspläne. Für die Erweiterungsflächen (Welzow-Süd II und Nochten II) in der Lausitz wurden noch keine Rahmenbetriebspläne zugelassen.
- In Mitteldeutschland sind grundsätzlich Rahmenbetriebspläne für die Tagebaue Profen und Vereinigtes Schleenhain beschlossen. Für die Umsiedlung der Ortschaft Pödelwitz ist noch der Beschluss eines Rahmenbetriebsplans notwendig (20 Millionen Tonnen Braunkohle).

Neben den Braunkohlenvorräten ist in Tabelle 2-5 auch die statische Reichweite der Tagebaue angegeben. Diese gibt an, wie viele Jahre die Vorräte bei konstanter Braunkohlenförderung (wie im Jahr 2015) reichen. Ziel dieses Indikators ist es, insbesondere den Umfang der Vorräte in den einzelnen Tagebauen vergleichbar zu machen. Da die Braunkohlenförderung in den nächsten Jahren absehbar sinken wird, zum Beispiel durch die Einführung der Sicherheitsbereitschaft für Braunkohlekraftwerke (Strommarktgesetz 2016), können die meisten Braunkohlentagebaue in der Regel länger als die statische Reichweite betrieben werden, oder die Tagebaue werden gegebenenfalls nicht vollständig ausgekohlt.

Insgesamt betragen die Reserven in genehmigten Braunkohlenplänen Stand Ende 2015 4,2 Milliarden Tonnen Braunkohle. Bei konstanter Förderung reichen sie noch etwa 23 Jahre (bis 2038), bei einer linearen Rückführung der Förderung reichen die Reserven 46 Jahre, also bis 2061. Die Reserven im Rheinland sind mit einer statischen Reichweite von 26 Jahren etwas höher als in der Lausitz und Mitteldeutschland (statische Reichweite von 21 Jahren).

⁹ Da die LEAG im März 2017 bekanntgegeben hat, den Tagebau Jänschwalde-Nord nicht weiter zu verfolgen, wird dieser zusätzliche Vorrat hier auch nicht berücksichtigt.

Nach dieser Analyse entfallen 72 Prozent der Braunkohlenreserven auf Tagebaue mit einem beschlossenen Rahmenbetriebsplan und 28 Prozent der Braunkohlenreserven auf Flächen, in denen die Rahmenbetriebspläne noch nicht beschlossen sind (Tabelle 2-5).

Werden nur solche Tagebauflächen betrachtet, für die bereits ein Rahmenbetriebsplan zugelassen wurde, reduziert sich die statische Reichweite von 23 Jahren auf 17 Jahre. Bei einer linearen Rückführung der Förderung reichen die Vorräte in zugelassenen Rahmenbetriebsplänen 34 Jahre, also bis 2049.

2.4. Braunkohlereviere und -tagebaue

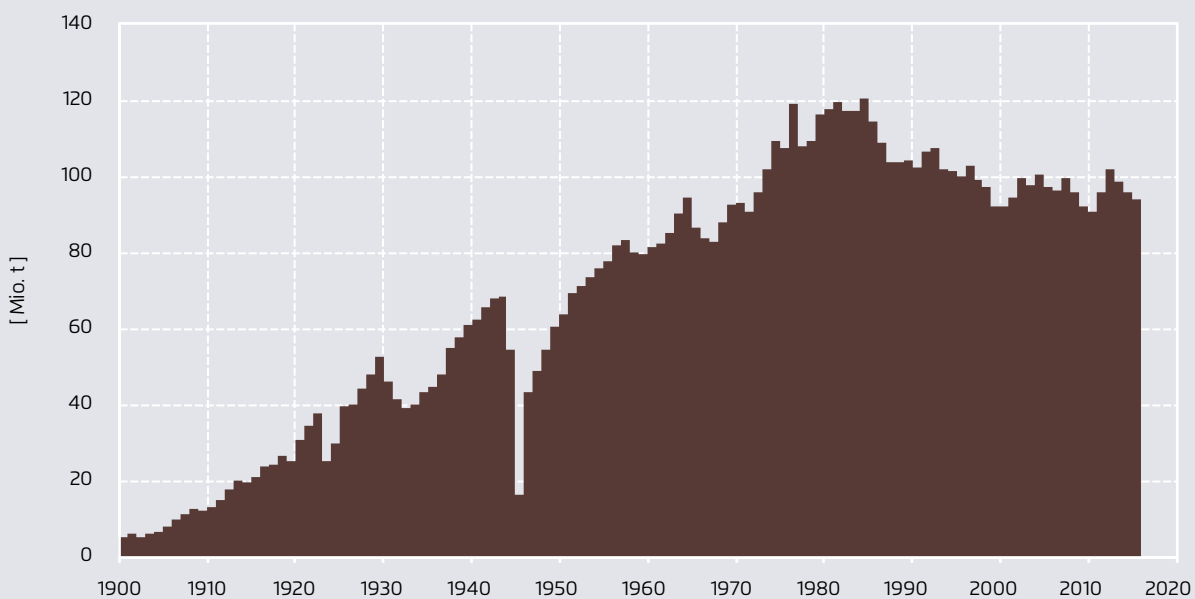
2.4.1. Rheinland

Die Braunkohlenförderung im Rheinland ist seit zwei Jahrzehnten etwa konstant und beträgt etwa 90 bis 100 Millionen Tonnen pro Jahr. Aktuell werden im Rheinland noch drei Tagebaue betrieben (Tabelle 2-6).

Der Tagebau Inden versorgt das Kraftwerk Weisweiler. Im Jahr 2015 betrug die Braunkohlenförderung im Tagebau Inden 19 Millionen Tonnen Braunkohle. Der Tagebau Inden ist der kleinste Tagebau im Rheinland und verfügt bei konstanter Förderung noch über Kohlenvorräte bis etwa 2030. Eine Verbindung zu den anderen Tagebauen/Kraftwerken existiert nicht, sodass das Kraftwerk Weisweiler spätestens stillgelegt wird, wenn der Tagebau ausgekohlt ist. Weitere Umsiedlungen sind im Tagebau Inden nicht notwendig. Die Ortschaft Pier mit fast 1.300 Einwohnern

Braunkohlenförderung im Rheinland, 1900 bis 2015

Abbildung 2-9



Zusammenstellung Öko-Institut nach Statistik der Kohlenwirtschaft, DEBRIV, Statistische Jahrbücher für das Deutsche Reich und für den Preußischen Staat, Berechnungen des Öko-Instituts

wurde ab 2005 umgesiedelt, deren Umsiedlung ist seit 2014 abgeschlossen.¹⁰ Der Rahmenbetriebsplan für den Tagebau Inden wurde im Jahr 2012 beschlossen (Bezirksregierung Arnsberg 2012).

Der Tagebau Garzweiler II erreichte im Jahr 2015 eine Förderung von 35 Millionen Tonnen Braunkohle. Im Tagebau Hambach wurden sogar 41 Millionen Tonnen Braunkohle gefördert (Tabelle 2-6). Die Tagebaue Garzweiler II und Hambach sind beide an die sogenannte Nord-Süd-Bahn (eine Werksbahn) angeschlossen und versorgen neben einigen kleineren Abnehmern (Industriekraftwerke und Veredelungsbetriebe) hauptsächlich die Kraftwerke Neurath und Niederaußem. Im Jahr 2015 wurden 10,6 Millionen Tonnen Braunkohle aus dem Tagebau Hambach für die Veredelung eingesetzt (Kohlenstatistik 2016, Tabelle 3, Verwendung). Dies entspricht einem Anteil von 11 Prozent bezogen auf die Förderung des Rheinischen Reviers oder 23 Prozent bezogen auf die Förderung des Tagebaus Hambach.

Im Jahr 2016 wurde im Rahmen der Leitentscheidung eine Verkleinerung des Tagebaus Garzweiler II beschlossen (LReg NRW 2016) und auf die Abbaggerung der Ortschaft Holzweiler verzichtet. Dadurch hat sich der Braunkohleninhalt des Tagebaus um 400 Millionen Tonnen auf noch 713 Millionen Tonnen Braunkohle verringert. Bei konstanter Förderung reichen die Braunkohlevorräte noch bis 2035, bei einer um 33 Prozent reduzierten Förderung noch bis 2045.

Im Tagebau Garzweiler II wurde am 29. Oktober 2015 der Braunkohlenplan für die Umsiedlung der Orte Keyenberg, Unterwestrich, Oberwestrich, Kuckum und Beverath von der Staatskanzlei des Landes NRW genehmigt. Insgesamt haben diese Orte eine Bevölkerung von 1.600 Einwohnern.¹¹ Als Zeitpunkt für die bergbauliche Inanspruchnahme wird für Keyenberg 2023 genannt (etwa 800 Einwohner). Die anderen Orte werden in den Jahren 2027 oder 2028 bergbaulich in Anspruch genommen (zusammen ebenfalls

10 Angaben der Gemeinde Inden: www.inden.de/allgemeines/ortschaften/Pier.php

11 www.erkelenz.de/de/bauen/garzweiler/Umsiedlung_Keyenberg.html

Tagebaue im Rheinland im Überblick

Tabelle 2-6

	Förderung 2015	A/K 2015	Vorrat Ende 2015			Statische Reichweite *		
			Summe	Mit Rahmenbetriebsplan	Ohne Rahmenbetriebsplan	Summe	Mit Rahmenbetriebsplan	Ohne Rahmenbetriebsplan
	Mio. t	m ³ /t	Mio. t			Jahre		
Rheinland	95,2	4,7	2.479	1.674	805	26	18	8
Garzweiler**	35,1	4,4	740	740	–	21	21	–
Hambach	41,0	5,3	1.419	614	805	35	15	20
Inden	19,1	3,9	320	320	–	17	17	–

* Die statische Reichweite gibt an, wie viele Jahre die Vorräte bei konstanter Braunkohleförderung (wie im Jahr 2015) theoretisch reichen würden.

** Verkleinerung des Tagebaus Garzweiler II durch die Leitentscheidung bereits berücksichtigt

Zusammenstellung Öko-Institut nach Statistik der Kohlenwirtschaft 2016, Tabelle 2; RWE Power (2016f); RWE Power (2016e); RWE Power (2016d); RWE (2012)

etwa 800 Einwohner).¹² Danach stehen im Tagebau Garzweiler II keine Umsiedlungen mehr an.

Der Tagebau Hambach ist der größte Tagebau in Deutschland. Dies bezieht sich sowohl auf die jährliche Förderung (23 Prozent der Förderung im Jahr 2015) als auch auf die Reserven (31 Prozent der gesamten Reserven). Im Tagebau Hambach werden aktuell die beiden Ortschaften Manheim (bergbauliche Inanspruchnahme 2022) und Morschenich (bergbauliche Inanspruchnahme 2024) umgesiedelt.¹³

12 Es ist eine gemeinsame Umsiedlung an den Umsiedlungsstandort Erkelenz-Nord geplant. Dort werden aktuell Bauplätze geschaffen, die ersten Umsiedlern zum Umsiedlungsbeginn (31.10.2016) zur Verfügung stehen sollen. Ab dem 31.10.2016 wird RWE beginnen, die ersten Immobilien von umzusiedelnden Einwohnern zu erwerben. Der Immobilienerwerb und die folgenden Umsiedlungen erfolgen nicht gleichzeitig für alle Einwohner, sondern zum Beispiel für Keyenberg in einer Zeitspanne von Ende 2016 bis 2023 (laut Braunkohlenplan schafft diese Zeitspanne Spielraum, um auf die unterschiedlichen Lebenssituationen der Bewohner Rücksicht zu nehmen). Sind die Investitionen in diesen Umsiedlungsabschnitt bereits versunken? Mitte 2016 waren nur die Planungsleistungen und die Erschließung der neuen Baugrundstücke versunken. Die Immobilienkäufe werden erst im Laufe der nächsten zehn Jahre durch RWE getätigt. Im Rahmen des Braunkohlenplans für die Umsiedlungsentscheidung hat sich RWE aber faktisch dazu verpflichtet, die betroffenen Immobilien zu erwerben und die Umsiedlung auch durchzuführen. Es wäre zum Beispiel nicht möglich, die eine Hälfte eines Ortes umzusiedeln und die übrigen Bewohner in einem halb leerstehenden Ort zurückzulassen. Deshalb müsste vergleichsweise schnell gehandelt werden, um zu verhindern, dass hier versunkene Kosten entstehen.

13 Die Umsiedlungsentscheidung für Manheim wurde im Rahmen eines Braunkohlenplanverfahrens am 8. Juni 2011 durch die Staatskanzlei des Landes NRW genehmigt. Die Umsiedlung in Manheim hat im Jahr 2012 begonnen und soll bis zur bergbaulichen Inanspruchnahme 2022 abgeschlossen sein (Bezirksregierung Köln 2011). Die Umsiedlungsentscheidung für Morschenich wurde im Rahmen eines Braunkohlenplanverfahrens im Jahr 2013 durch die Staatskanzlei des Landes NRW genehmigt. Die Umsiedlung in Morschenich hat Ende 2013 begonnen und soll bis zur bergbaulichen Inanspruchnahme 2024 abge-

Die Umsiedlungen geschehen im Rahmen des dritten Rahmenbetriebsplans des Tagebaus Hambach, der den Zeitraum 2020 bis 2030 abdeckt. Im Rahmen des vierten Rahmenbetriebsplans stehen keine Umsiedlungen mehr an.

Für einen Teil der Kohlenförderung des Hambacher Tagebaus wird berichtet, dass die Kohle im Kraftwerkskessel zu Verschlackungen führt.¹⁴ Bisher wird das Problem durch Kohlenmischung aus den beiden Tagebauen Garzweiler II und Hambach abgemildert (Muhammadiyah 2007).

Die Förderung im Rheinland erfolgt mit der Bagger-Band-Technologie. Der Abraum wird mit Schaufelradbaggern gefördert, mit Bandanlagen zuerst zum zentralen Massenverteiler und dann in bereits ausgekohlte Bereichen des Tagebaus transportiert und dort mit Absetzern verkippt. Tabelle 2-7 zeigt die im Rheinland verwendeten Schaufelradbagger differenziert nach Leistungsklassen. In den Tagebauen Inden und Garzweiler II dominieren kleinere Schaufelradbagger mit einer Förderkapazität von bis zu 110.000 Kubikmeter pro Tag. Diese wurden bereits um 1960 gebaut. Im Tagebau Hambach werden hingegen hauptsächlich größere Schaufelradbagger mit einer Förderkapazität von bis zu 240.000 Kubikmeter pro Tag verwendet, die größtenteils vor 1980 gebaut wurden. Die Investitionen in diesen Teil der Förder-technik im Rheinland wurden also größtenteils vor über 35 Jahren getätigt.

schlossen sein (Bezirksregierung Köln 2013). Insgesamt sind in beiden Ortschaften in Summe etwa 2.000 Einwohner von der Umsiedlung betroffen.

14 Dazu Muhammadiyah (2007): „Bei der Hambachkohle HKT wurde festgehalten, dass bei höherem Si- und Al-Gehalt ein großer Anteil an Anorthit, Merwinit oder Pyroxen bei höheren Temperaturen zu verzeichnen ist. Diese Phasen führen zur Bildung von silikatischen Schmelzphasen. Deshalb muss die Hambachkohle HKT als verschlackungskritisch im Hinblick auf die Feuerung im Kraftwerkskessel bewertet werden.“

Größenverteilung der Schaufelradbagger im Rheinland

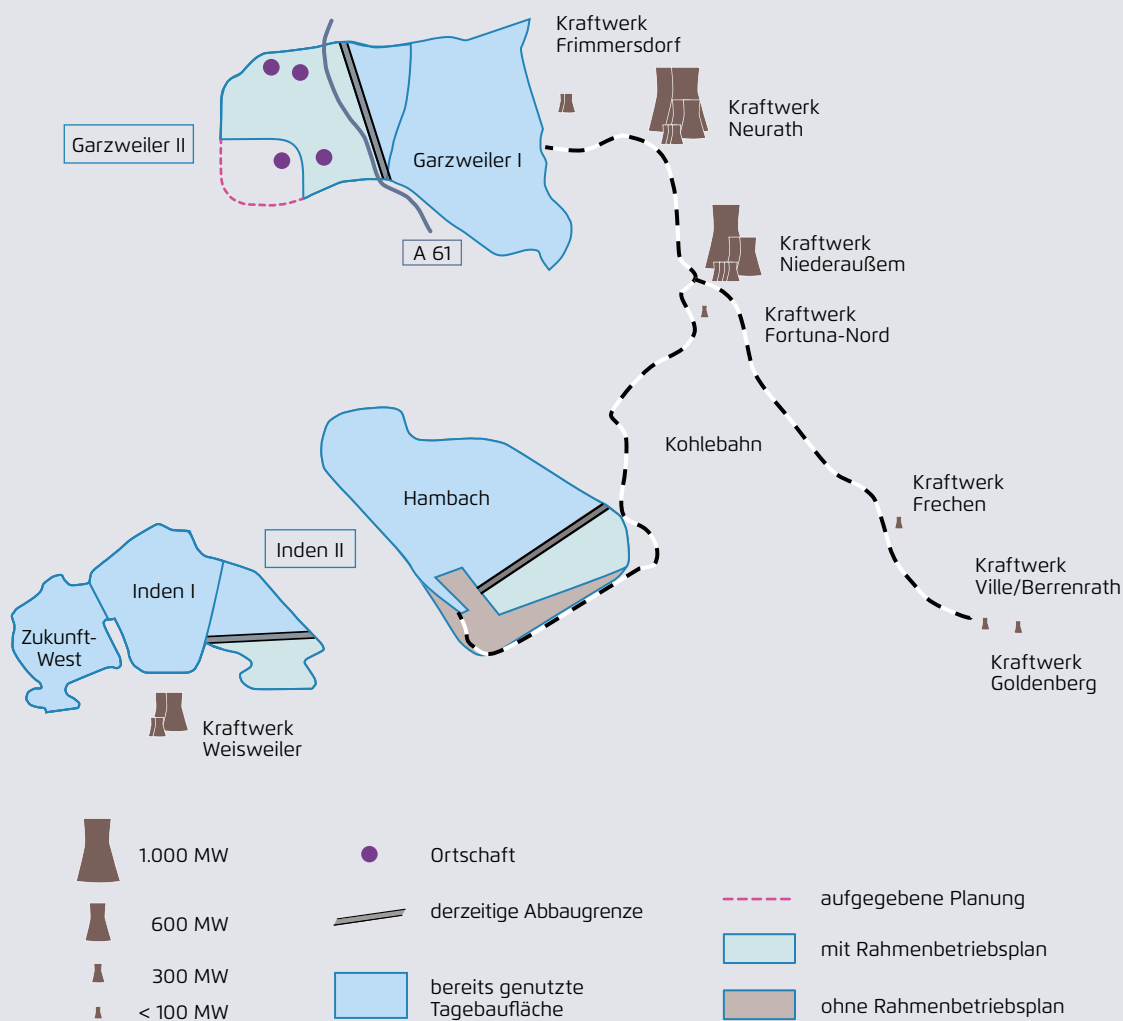
Tabelle 2-7

Baujahr Kapazität (m³/d)	Anzahl Schaufelradbagger			Summe
	bis 1955 60.000/80.000	um 1960 100.000/110.000	ab 1976 200.000/240.000	
Inden	2	3	–	5
Garzweiler	–	4	2	6
Hambach	–	2	6	8

Niemann-Delius et al. (2008, S. 63); RWE Power (2016f); RWE Power (2016e); RWE Power (2016d)

Revierkarte im Rheinland

Abbildung 2-10



eigene Darstellung nach DEBRIV mit Ergänzungen des Öko-Instituts

2.4.2. Lausitz

In der Lausitz wird aktuell noch aus vier Tagebauen Kohle gefördert. Die Tagebaue Jänschwalde und Welzow-Süd befinden sich im Land Brandenburg und die Tagebaue Nochten und Reichwalde in Sachsen. Der Tagebau Cottbus-Nord, der Ende 2015 stillgelegt wurde und aktuell rekultiviert wird, befindet sich ebenfalls im Land Brandenburg. Auf Brandenburg und Sachsen entfallen jeweils etwa 50 Prozent der Braunkohlenförderung im Lausitzer Revier.

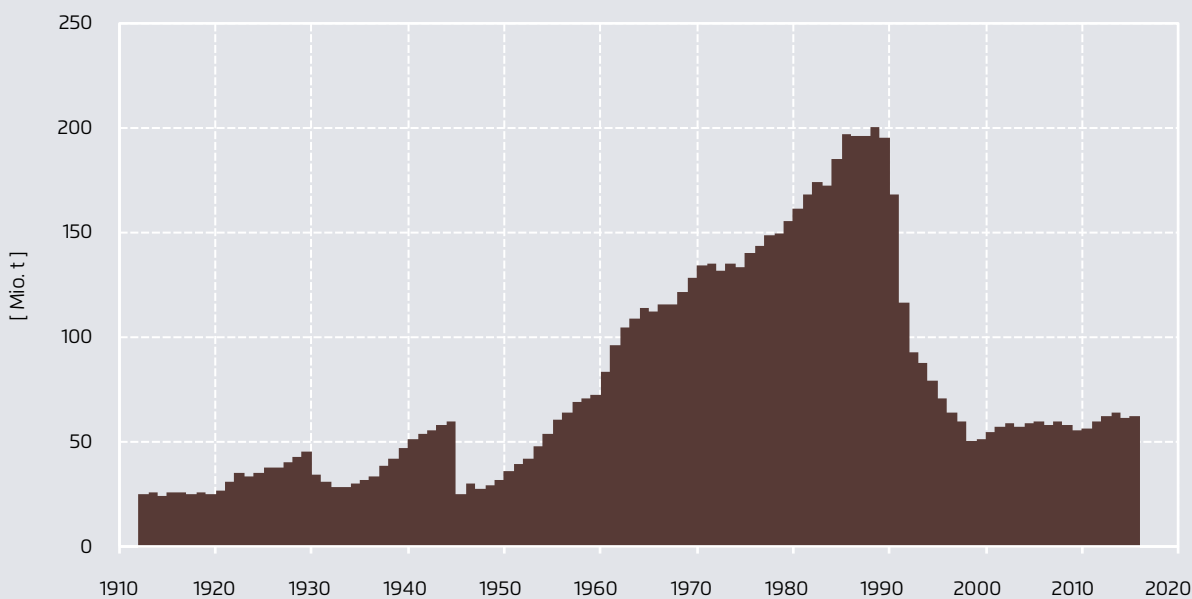
Die Tagebaue versorgen hauptsächlich die Kraftwerke Jänschwalde, Schwarze Pumpe und Boxberg und - bis Mai 2017 - das Kraftwerk Klingenberg in Berlin (94 Prozent der Förderung). Pro Jahr werden aus dem Tagebau Welzow-Süd und dem Tagebau Nochten etwa 3,5 Millionen Tonnen Rohbraunkohle zur Veredelung am Standort Schwarze Pumpe eingesetzt (Kohlenstatistik 2016, Tabelle 3, Verwendung).

Traditionell versorgten die Tagebaue Jänschwalde und Cottbus-Nord das Kraftwerk Jänschwalde, der Tagebau Welzow-Süd das Kraftwerk Schwarze Pumpe und der Tagebau Nochten das Kraftwerk Boxberg. In den letzten Jahren wurde die Kohlenverbindungs-
bahn, die die Tagebaue und die Kraftwerke miteinander verbindet, jedoch verstärkt genutzt. Hintergrund waren strukturelle Veränderungen im Revier. Dazu gehört die Auskohlung des Tagebaus Cottbus-Nord Ende 2015 und die Wiederaufnahme der Braunkohlenförderung im Tagebau Reichwalde im Jahr 2012.¹⁵ Der Tagebau Reichwalde übernahm zum Teil die Versorgung des neuen Kraftwerksblocks Boxberg R, musste aber auch die sinkende Förderung in anderen Tagebauen im nördlichen Bereich des Reviers kompensieren (Jänschwalde und Cottbus-Nord). In der

¹⁵ Die Förderung im Tagebau Reichwalde ruhte wegen gesunkener Nachfrage seit 1999.

Braunkohlenförderung in der Lausitz, 1910 bis 2015

Abbildung 2-11



Zusammenstellung Öko-Institut nach Statistik der Kohlenwirtschaft, DEBRIV, Statistische Jahrbücher für das Deutsche Reich und für den Preußischen Staat, Berechnungen des Öko-Instituts

Rohkohleverteilung im Lausitzer Revier im Jahr 2016

Tabelle 2-8

		Tagebaue				
		Welzow-Süd	Reichwalde	Nochten	Jänschwalde	Summe
		Mio. t Rohbraunkohle				
Kraftwerke	Jänschwalde	13,4	1,5	–	10,4	25,3
	Klingenberg	1,4	–	–	–	1,4
	Schwarze Pumpe	2,8	4	5,3	–	12,1
	Boxberg	1,2	7,8	10,3	–	19,3
	Veredelung	2,8	–	1	–	3,8
	Summe	21,6	13,3	16,6	10,4	61,9

eigene Darstellung Öko-Institut nach Grosser (2016)

Folge wird aktuell mit der Kohlenverbindungsbahn, die die Tagebaue mit den Kraftwerken des Reviers verbindet, Kohle „Richtung Norden“ transportiert. Im Jahr 2023 ist der Tagebaus Jänschwalde ausgekohlt und wird dann stillgelegt (LEAG 2017). Die Versorgung des Kraftwerks Jänschwalde ist dann noch für einen Zeitraum von acht bis zehn Jahren über die Kohlenverbindungsbahn aus den verbleibenden drei südlichen Tagebauen geplant (LEAG 2017).

Für die Braunkohle aus dem Tagebau Reichwalde wird berichtet, dass sie Verschlackung im Kraftwerkskessel verursacht. Um dies zu reduzieren, wird die Kohle aus dem Tagebau Reichwalde mit Kohlen aus anderen Tagebauen gemischt (Erdmann 2013, S. 23–25).

In der Lausitz werden Förderbrücken im Verbund mit Eimerkettenbaggern zur Abraumbewegung eingesetzt. In allen vier noch produzierenden Tagebauen wird die gleiche Förderbrücke F 60 eingesetzt. Die Bezeichnung F 60 bedeutet, dass mit der Förderbrücke eine Abraummächtigkeit von bis zu 60 Metern gefördert werden kann. Die Länge dieser Förderbrücken beträgt 500 Meter. Die in der Lausitz verwendeten Förderbrücken gingen zwischen den Jahren 1972 (Welzow-Süd) bis 1988 (Reichwalde) in Betrieb. Theoretisch verfügen damit alle vier Tagebaue in

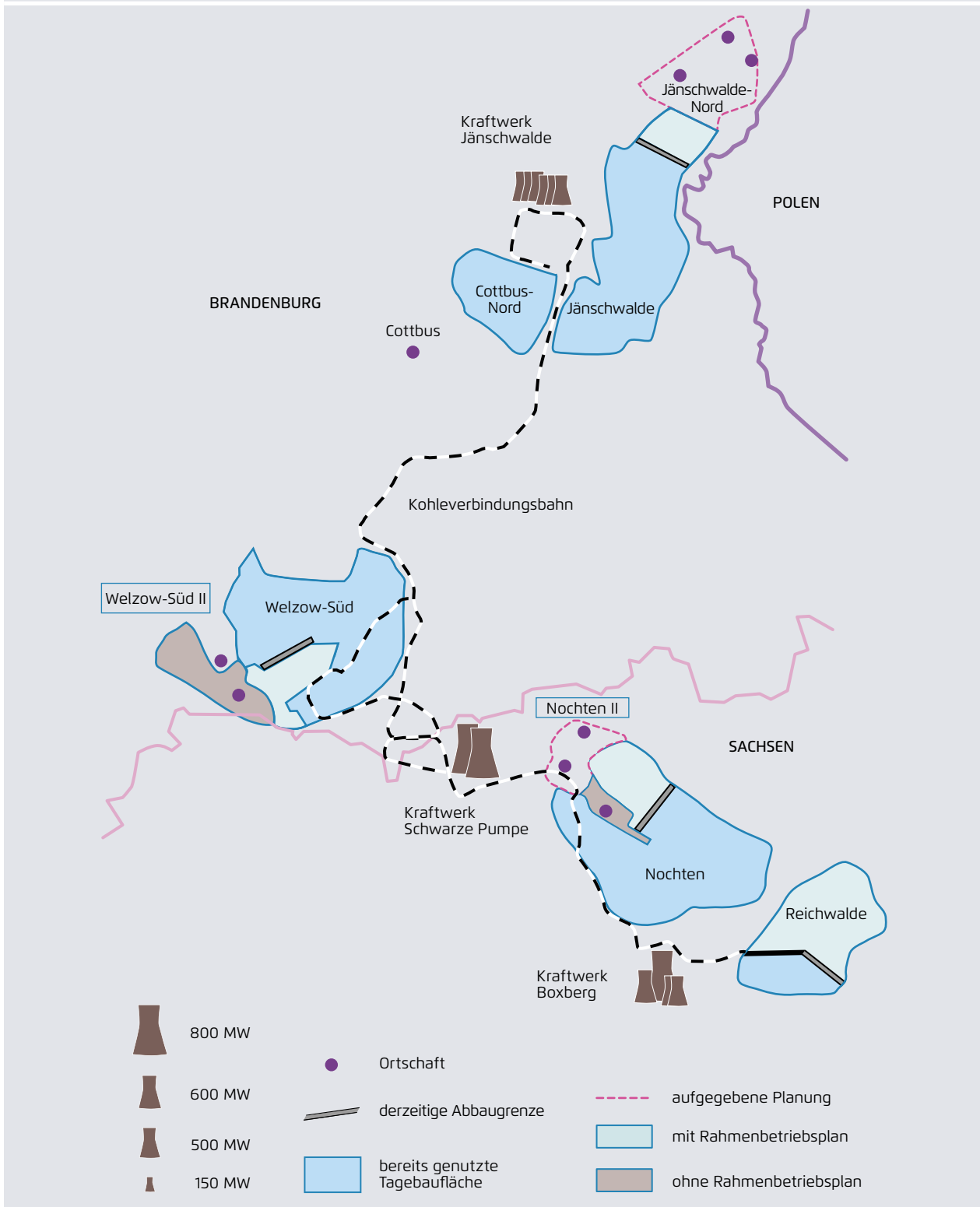
der Lausitz über die gleiche Förderkapazität. Die geringste Förderung im Jahr 2015 wurde im Tagebau Jänschwalde mit nur 11,9 Millionen Tonnen Braunkohle erreicht. Die höchste Förderung erreichte der Tagebau Welzow-Süd mit 18,2 Millionen Tonnen Braunkohle.

Die Kohlenförderkapazität wird zum einen durch das Verhältnis von Abraum zu Kohle bestimmt. Wenn unter dem Abraum nur ein Kohlenflöz mit einer geringen Mächtigkeit liegt, ist die Kohlenförderung entsprechend geringer als bei einem Kohlenflöz mit höherer Mächtigkeit. Die Förderbrücke trägt Abraum mit einer Mächtigkeit von bis zu 60 Metern ab. Um Abraum mit einer Mächtigkeit von über 60 Metern zu fördern, ist der Einsatz eines Vorschnittbaggers notwendig. Dabei handelt es sich in der Regel um Schaufelradbagger wie im Rheinland. Der Vorschnittbagger wird im Tagebau in Abbaurichtung vor der Förderbrücke eingesetzt, um die Abraummächtigkeit auf 60 Meter zu reduzieren. Wie in den anderen Revieren wird der im Vorschnitt geförderte Abraum dann mithilfe von Bandanlagen um den Tagebau herum transportiert und auf der Rückseite verkippt.

Zum anderen wird die Förderkapazität einer Förderbrücke durch die sogenannte Strossenlänge beeinflusst. Dies bedeutet vereinfacht gesagt, dass bei

Revierkarte Lausitz

Abbildung 2-12



eigene Darstellung nach DEBRIV mit Ergänzungen des Öko-Instituts

einer geringen Tagebaubreite die Förderleistung der Förderbrücke zurückgeht, weil mehr Zeit zur Verrückung der Brücke benötigt wird. Eine Verkürzung der Tagebaubreite von vier auf zwei Kilometer reduziert die Förderkapazität um 10 bis 40 Prozent (Geomontan & TU Freiberg 2010, Tabelle 7.1, Tabelle 7.2).

In der Lausitz werden aktuell noch zwei Tagebauerweiterungen vorbereitet, die sich in unterschiedlichen Umsetzungsphasen befinden:

→ Im Jahr 2014 wurde der Braunkohlenplan für die Tagebauerweiterung Welzow-Süd II beschlossen (VEM 2015). Ende März 2017 hat die LEAG bekanntgegeben, dass eine Investitionsentscheidung über die Tagebauerweiterung Welzow-Süd II erst 2020 gefällt werden soll (LEAG 2017). Ein Antrag für einen Rahmenbetriebsplan wurde noch nicht gestellt. Die verfügbaren Vorräte in diesem Erweiterungstagebau betragen etwa 200 Millionen Tonnen Braunkohle. Im Tagebau Welzow-Süd

II sind etwa 800 Personen von einer Umsiedlung betroffen (LReg BB 2014).

→ Ebenfalls im Jahr 2014 wurde der Braunkohlenplan für die Tagebauerweiterung Nochten II beschlossen (VEM 2015). Der Vorrat für diese Tagebauerweiterung beträgt 300 Millionen Tonnen Braunkohle. In der Erweiterungsfläche des Tagebaus Nochten II sind 1.600 Personen von einer Umsiedlung betroffen (RPV OL-NS 2014). Die Erweiterungsfläche besteht aus zwei Teilfeldern, die beide jeweils Braunkohlevorräte von 150 Millionen Tonnen umfassen (Sonderfeld Mühlrose und Brückenfeld). Der Antrag für den Rahmenbetriebsplan für Nochten II wurde am 20. Oktober 2014 beim Sächsischen Oberbergamt eingereicht (VEM 2015). Im Februar legten Umweltverbände umfangreiche Stellungnahmen und Einwendungen zum Rahmenbetriebsplan vor (Rechtsanwälte Günther 2015). Ende März 2017 hat die LEAG bekanntgegeben, dass auf den Abbau des Brückenfeldes verzichtet wird und nur das Sonderfeld Mühlrose abgebaut werden soll.

Braunkohlevorräte in der Lausitz

Tabelle 2-9

	Förderung 2015	A/K 2015	Vorrat Ende 2015			Statische Reichweite *		
			Braunkohleplan	mit Rahmenbetriebsplan	ohne Rahmenbetriebsplan	Braunkohleplan	mit Rahmenbetriebsplan	ohne Rahmenbetriebsplan
	Mio. t	m ³ /t	Mio. t			Jahre		
Lausitz	62,5	5,9	1.291	937	354	21	15	6
Jänschwalde	11,9	9,2	78	78	0	7	7	–
Welzow-Süd**	18,2	5,7	482	278	204	26	15	11
Nochten***	17,8	5,5	411	261	150	23	15	8
Reichwalde	12,2	4,2	320	320	0	26	26	–

* Die statische Reichweite gibt an, wie viele Jahre die Vorräte bei konstanter Braunkohleförderung (wie im Jahr 2015) theoretisch reichen würden.

** Die LEAG hat angekündigt, bis 2020 über die Tagebauerweiterung Welzow-Süd II zu entscheiden. Die Vorräte von Welzow-Süd II sind in den Spalten „mit Braunkohleplan“ und „ohne Rahmenbetriebsplan“ enthalten.

*** Die LEAG sieht im Revierkonzept für die Lausitz vor, die geplante Tagebauerweiterung Nochten II nur zur Hälfte umzusetzen (nur das Sonderfeld soll abgebaut werden). Dies wurde in den Braunkohlevorräten bereits berücksichtigt.

eigene Darstellung Öko-Institut nach Statistik der Kohlenwirtschaft, Tabelle 2; Grosser (2016)

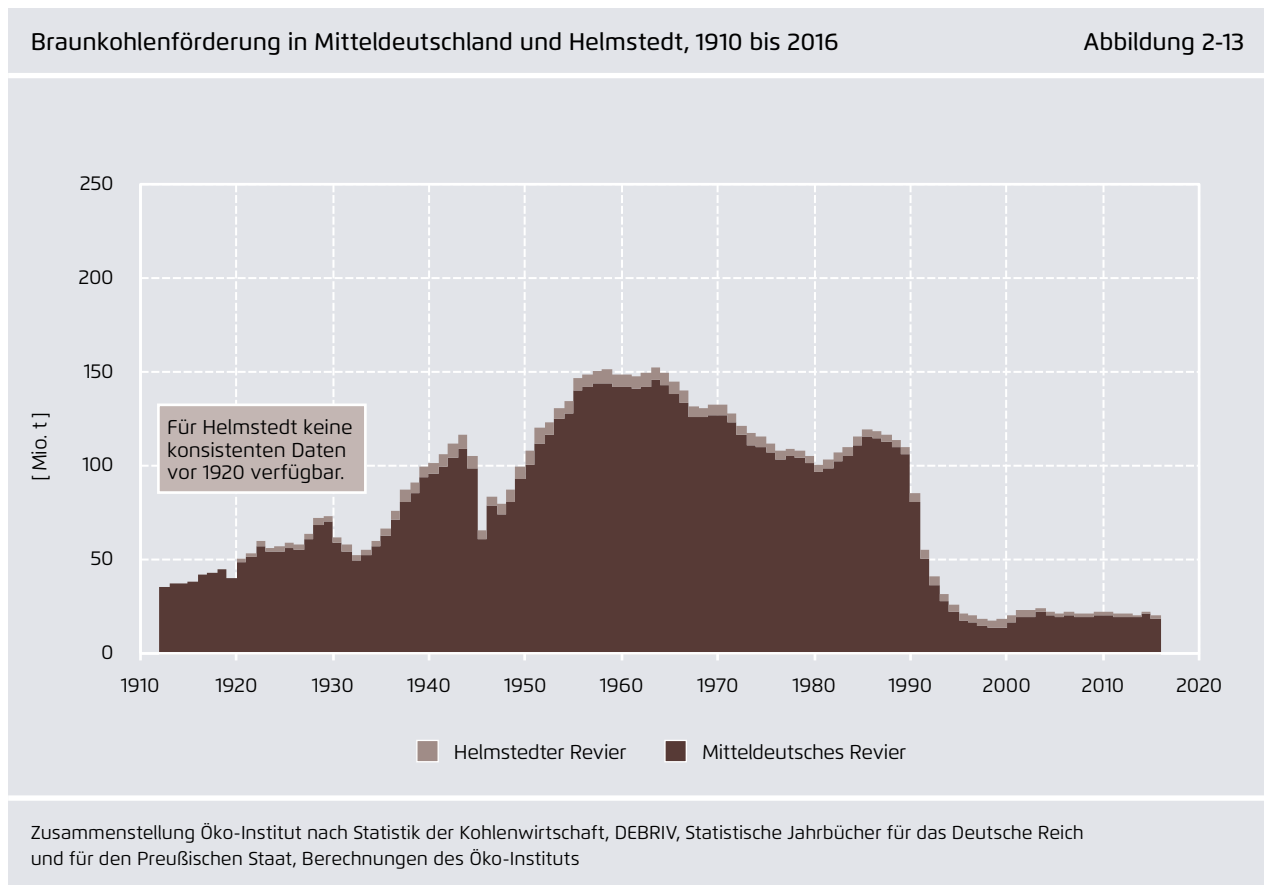
Die LEAG gab im März 2017 bekannt, dass weitergehende Tagebauplanungen nicht weiterverfolgt werden (LEAG 2017). Dies bedeutet insbesondere den Verzicht auf den Tagebau Jänschwalde-Nord, für den im Jahr 2009 ein Braunkohlenplanverfahren begonnen wurde, das aber noch nicht abgeschlossen war. Der Vorrat dieses Tagebaus beträgt 0,2 Milliarden Tonnen Braunkohle und hätte eine Umsiedlung von 900 Personen erfordert. Außerdem wird auf neue Tagebaue in Bagenz-Ost mit einem Vorrat von 0,23 Milliarden Tonnen Braunkohle und in Spremberg-Ost mit einem Vorrat von 0,17 Milliarden Tonnen verzichtet. Für beide neuen Tagebaue wären keine Umsiedlungen erforderlich gewesen (LBGR 2007). Die Tagebauplanungen gingen auf eine Studie der TU Clausthal zurück (LGBR 2007). Dabei wurden 34 mögliche Standorte für neue Tagebaue in der brandenburgischen Lausitz verglichen.

2.4.3. Mitteldeutschland und Helmstedter Revier

Im Mitteldeutschen Revier wird von der MIBRAG Braunkohle in den Tagebauen Profen und Vereinigtes Schleenhain gefördert. Die Braunkohle im Mitteldeutschen Revier zeichnet sich durch vergleichsweise hohe Heizwerte, aber auch hohe Schwefelgehalte aus. Der Tagebau Profen versorgt hauptsächlich das Kraftwerk Schkopau, während der Tagebau Vereinigtes Schleenhain das Kraftwerk Lippendorf versorgt. Außerdem werden noch einige kleinere Kraftwerke von der MIBRAG mit Braunkohle versorgt.

Außerdem hat die MIBRAG rückwirkend zum Ende des Jahres 2014 die Helmstedter Revier GmbH übernommen.¹⁶ Deshalb wird in diesem Abschnitt das

16 www.mibrag.de/de-de/presse/presseinformationen/2014/mibrag-schliesst-uebernahme-des-helmstedter-reviers-ab



Helmstedter Revier gemeinsam mit dem Mitteldeutschen Revier vorgestellt. Der Tagebau Schöningen im Helmstedter Revier versorgte das Kraftwerk Buschhaus, das zum 1. Oktober 2016 stillgelegt und in die Braunkohlen-Sicherheitsbereitschaft überführt wurde.¹⁷ Der Tagebau Schöningen ist ebenfalls stillgelegt worden.¹⁸

Der Tagebau Amsdorf, der von der Romonta betrieben wird, wird ebenfalls zum Mitteldeutschen Revier gezählt. Im Jahr 2013 betrug die Kohlenförderung des Tagebau Amsdorf 0,5 Millionen Tonnen (Kohlenstatistik 2013, Tabelle 2, Braunkohleförderung nach TagebauenQuelle Debriv DEBRIV 2013). Anfang Januar 2014 kam es zu einer Böschungsrutschung im Tagebau Amsdorf. In der Folge war für über ein Jahr keine Braunkohlenförderung möglich. Die Romonta wurde in der Zwischenzeit von der MIBRAG aus dem Tagebau Vereinigtes Schleenhain beliefert. Die Braunkohlevorräte im Tagebau Amsdorf reichen etwa bis 2025/30 (Romonta 2015).¹⁹

Die Romonta stellt hauptsächlich Montanwachs her. Die im Tagebau Amsdorf geförderte Braunkohle ist bitumenhaltig (enthält also Bestandteile, die auch im Rohöl enthalten sind). Das Bitumen wird aus der Braunkohle extrahiert. Die übrigen Bestandteile der Braunkohle werden im Kraftwerk der Romonta verbrannt. Das Kraftwerk produziert Prozessdampf und Strom für die Wachsextraktion. Es wird aber auch Strom ins öffentliche Netz eingespeist. Im Jahr 2014 erzielte die Romonta 60 Prozent ihres Umsatzes mit der Montanwachsextraktion, 22 Prozent mit dem

Verkauf von Strom und 14 Prozent mit Abfallverbrennung (Romonta 2015).²⁰

Die verfügbaren Reserven im Mitteldeutschen Revier konzentrieren sich auf die Tagebaue Profen und Vereinigtes Schleenhain. Ende 2015 betrug der Vorrat im Tagebau Profen etwa 137 Millionen Tonnen Braunkohle und im Tagebau Vereinigtes Schleenhain 251 Millionen Tonnen. Die jährliche Förderung beträgt etwa 8 bis 10 Millionen Tonnen Braunkohle pro Tagebau. Bei konstanter Förderung reichen die Vorräte etwa bis 2032/41. Der Tagebau Vereinigtes Schleenhain versorgt das Kraftwerk Lippendorf durch eine Bandanlage. Der Tagebau Profen verfügt über einen Anschluss an das öffentliche Eisenbahnnetz. Der Großteil der Förderung des Tagebaus Profen wird über das öffentliche Eisenbahnnetz nach Schkopau transportiert. Die Entfernung beträgt etwa 40 Kilometer. Damit ist das Kraftwerk Schkopau das einzige größere Kraftwerk, das nicht über Werksbahnen oder Bandanlagen versorgt wird, sondern über das öffentliche Eisenbahnnetz. Dies führt tendenziell zu leicht höheren variablen Kosten des Kraftwerks, weil die Transportkosten höher sind und insbesondere nicht als Fixkosten anfallen. Zwischen den beiden Tagebauen besteht die begrenzte Möglichkeit, Kohle über Lkws zu transportieren. Auf diese Weise könnte zum Beispiel Braunkohle auch aus dem Tagebau Vereinigtes Schleenhain an andere Abnehmer als das Kraftwerk Lippendorf geliefert werden (unter Nutzung des Bahnanschlusses im Tagebau Profen).

Der Tagebau Vereinigtes Schleenhain besteht aus drei Teilfeldern, die nacheinander abgebaut werden:

→ Das Abbaufeld Schleenhain ist bereits größtenteils ausgekohlt. Die Kohlenförderung soll bis zum Jahr 2018 abgeschlossen sein (RPV L-WS 2011). Im Abbaufeld Schleenhain lag auch die Ortschaft Heuersdorf, die im Jahr 2010 bergbaulich in Anspruch genommen wurde.

17 Ursprünglich plante die MIBRAG, das Kraftwerk Buschhaus aus dem Tagebau Profen mitzuversorgen, nachdem der Tagebau Schöningen ausgekohlt wurde.

18 Ende 2014 hatte die Helmstedter Revier GmbH Rückstellungen in Höhe von 70 Millionen Euro gebildet, um die Rekultivierung des Tagebaus Schöningen zu finanzieren (HSR 2015).

19 Die statische Reichweite in Tabelle 2-10 wurde mit dem Mittelwert der Produktion in den Jahren 2010 und 2013 berechnet.

20 Die „sonstigen Umsätze“ betragen im Jahr 2014 etwa vier Prozent.

- Im Abbaufeld Peres wurde mit der Abraumbagerung am 1. Mai 2014 begonnen (MIBRAG 2015). Im Abbaufeld Peres musste ein neuer Massenteiler errichtet werden, der Investitionen von 45 Millionen Euro erforderte. Die Kohlenförderung begann im November 2016 (MIBRAG 2016b). Es ist eine Braunkohlenförderung bis zum Jahr 2032 vorgesehen (der Braunkohlenvorrat dieses Abbaufeldes beträgt nach Braunkohlenplan 120 Millionen Tonnen Braunkohle). Im Vergleich zum Abbaufeld Schleenhain verschlechtert sich das Abraum-zu-Kohle-Verhältnis mit dem Übergang in das Abbaufeld Peres deutlich. Während es in Schleenhain noch 2 : 1 betrug, steigt es in Peres auf 4,2 : 1 (MIBRAG 1995, S. 19).
- Im Abbaufeld Groitzscher Dreieck ist ein Abbauprozess von 2028 bis 2040 vorgesehen (der Braunkohlenvorrat des Abbaufeldes beträgt 68 Millionen Tonnen Braunkohle).

Für den Tagebau Vereinigtes Schleenhain wurden ein Braunkohlenplan²¹ (RPV L-WS 2011) und ein Rah-

21 Im Braunkohlenplan werden die Flächen in Vorrangflächen und Vorbehaltsflächen differenziert. Die Vorbehaltsflächen umfassen Gebiete, in denen noch

menbetriebsplan beschlossen.²² Im Abbaufeld Peres liegt die Ortschaft Pödelwitz. Der Braunkohlenplan umfasst auch diese Ortschaft. Damit ermöglicht der Braunkohlenplan grundsätzlich die Umsiedlung, lässt aber offen, ob diese auch durchgeführt wird. Der Rahmenbetriebsplan umfasst nicht die Umsiedlung der Ortschaft Pödelwitz. Deshalb bereitet die MIBRAG zurzeit das Verfahren für die Änderung des Rahmenbetriebsplans vor.²³ Dadurch könnten 20 Millionen Tonnen Braunkohle zusätzlich abgebaut werden (Freie Presse 2013), für die bisher noch kein beschlossener Rahmenbetriebsplan vorliegt.

Umsiedlungen notwendig sind (Pödelwitz und Obertitz). Der Braunkohlenplan umfasst auch die Vorbehaltsflächen. Ob diese abgebaut werden, wird aber offen gelassen. Die Angaben zu den Braunkohlereserven im Braunkohlenplan umfassen nicht die Vorbehaltsfläche für die Ortschaft Pödelwitz mit einem Kohlevorrat von 20 Millionen Tonnen Braunkohle.

22 Der Rahmenbetriebsplan kann beim Sächsischen Oberbergamt in Freiberg eingesehen werden. Der Bereich des Groitzscher Dreieck ist Bestandteil des geltenden Rahmenbetriebsplans.

23 www.mibrag.de/de-de/presse/presseinformationen/2016/umweltvertraeglichkeitsuntersuchung

Braunkohlenvorräte der Tagebaue in Mitteldeutschland

Tabelle 2-10

	Förderung 2015	A/K 2015	Vorrat Ende 2015			Statische Reichweite *		
			Summe	mit Rahmenbetriebsplan	ohne Rahmenbetriebsplan	Summe	mit Rahmenbetriebsplan	ohne Rahmenbetriebsplan
	Mio. t	m ³ /t	Mio. t			Jahre		
Mitteldeutschland	18,9	3,7	395	375	20	21	20	1
Profen gesamt	8,6	3,9	137	137	–	16	16	–
Schleenhain	10,0	3,3	251	231	20	25	23	2
Amsdorf	0,3	12,6	6	6	–	15	15	–

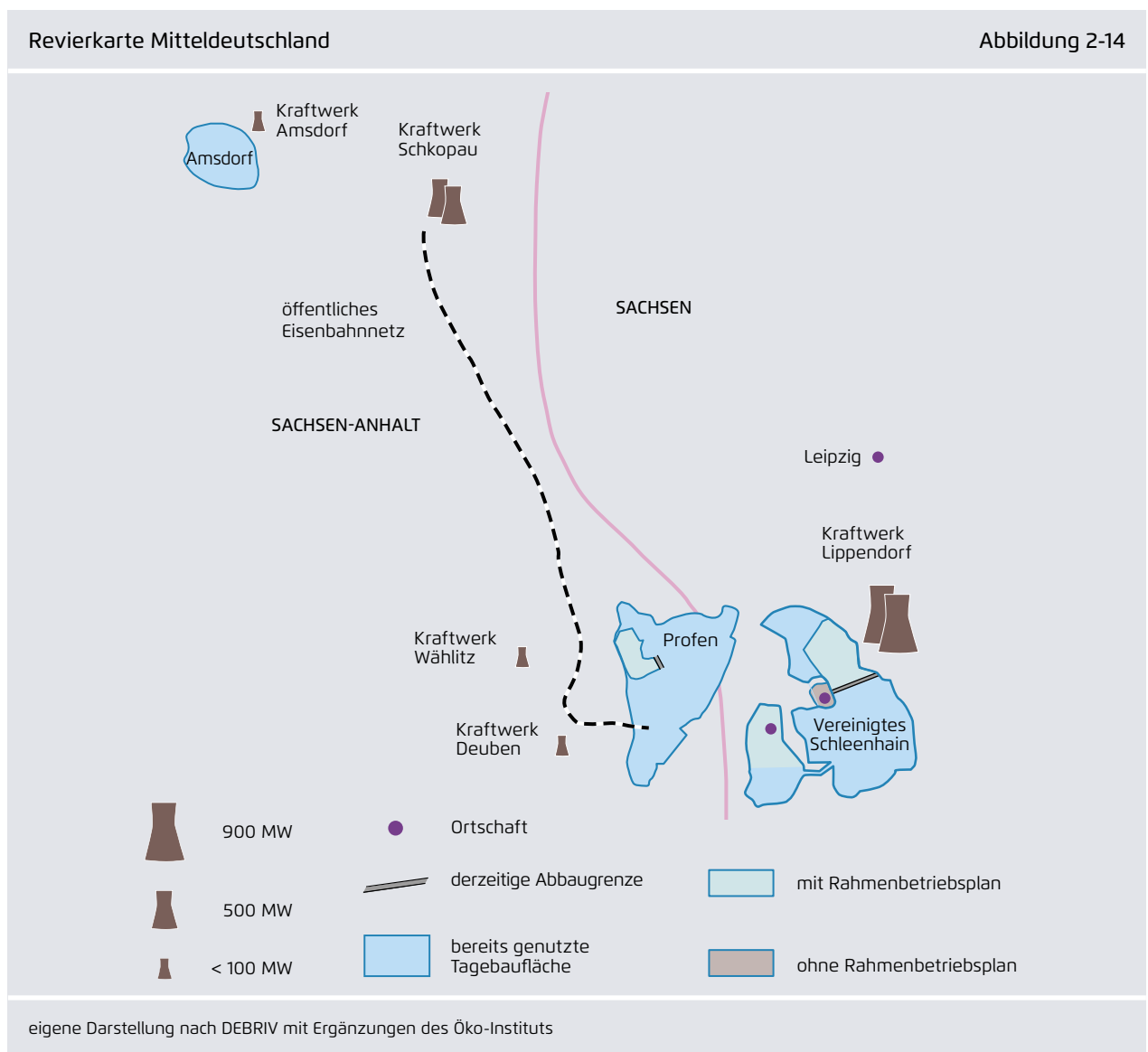
* Die statische Reichweite gibt an, wie viele Jahre die Vorräte bei konstanter Braunkohleförderung (wie im Jahr 2015) theoretisch reichen würden.

Zusammenstellung Öko-Institut nach Statistik der Kohlenwirtschaft, Tabelle 2; RPV L-WS (2011), LReg SA (2015); Berechnungen des Öko-Instituts

Für den Abbau des Tagebaufelds Groitzscher Dreieck ist die Umsiedlung der Ortschaft Obertitz (50 Einwohner) notwendig (RPV L-WS 2011). Für den Abbau der Kohle im Tagebaufeld Groitzscher Dreieck sind noch umfangreiche Investitionen notwendig, zum Beispiel müssen ein neuer Massenverteiler und Bandanlagen aufgebaut werden. Im Zusammenhang mit der Änderung des Rahmenbetriebsplans bezüglich der Umsiedlung von Pödelwitz soll auch die Umsiedlungsentscheidung für Obertitz endgültig abgewogen werden.

Der Tagebau Profen erstreckt sich über die Bundesländer Sachsen und Sachsen-Anhalt und besteht aus drei Abbaufeldern.²⁴ Zuerst wurde Braunkohle im Abbaufeld Profen-Süd/D1 gewonnen. Die Kohlen-

24 Das Land Sachsen hat einen Braunkohlenplan am 02.02.2000 beschlossen (RPV L-WS 2000). Im Internet ist nur eine Kurzfassung des Braunkohlenplans erhältlich. Die Langfassung kann aber kostenlos auf der Homepage des Regionalen Planungsverbands Leipzig-West Sachsen bestellt werden. Für das Land Sachsen übernimmt die Rolle eines Braunkohlenplan das regionale Teilgebietsentwicklungsprogramm für den Tagebau Profen im Regierungsbezirk Halle (LReg SA 1996).



förderung in diesem Abbaufeld ist praktisch abgeschlossen. Das Abbaufeld Schwerzau wurde ab 2004 aufgeschlossen. Der Beginn des Abbaus in Domsen ist für 2016 geplant (MIBRAG 2016d).

2.4.4. Braunkohletagebaue im Überblick

Die folgende Tabelle 2-11 zeigt für jeden Tagebau die Braunkohlenförderung und Abraumbewegung. Die Tagebaue weisen vergleichsweise niedrige Produktionsschwankungen auf. Außerdem ist die Entwicklung des Abraum-zu-Kohle-Verhältnisses (A/K-Verhältnis) angegeben. Je ungünstiger das Abraum-zu-Kohle-Verhältnis, desto höher sind der Aufwand und die Kosten, um die Braun-

kohle zu fördern. Im Jahr 2015 war das Abraum-zu-Kohle-Verhältnis in der Lausitz mit fast 6 : 1 am höchsten, gefolgt vom Rheinland mit 5 : 1. Das Mitteldeutsche Revier weist mit einem Abraum-zu-Kohle-Verhältnis von fast 4 : 1 die günstigsten Bedingungen auf. In den letzten Jahren hat sich das Abraum-zu-Kohle-Verhältnis im Mitteldeutschen Revier verschlechtert (vergleiche Abschnitt 2.4.3). Auch innerhalb der Reviere gibt es Unterschiede beim Abraum-zu-Kohle-Verhältnis. Im Rheinland verzeichnet der Tagebau Hambach das ungünstigste Abraum-zu-Kohle-Verhältnis. In der Lausitz ist das Abraum-zu-Kohle-Verhältnis im Tagebau Reichwalde am günstigsten.

Braunkohlenförderung nach Revieren und Tagebauen, 2010 bis 2015

Tabelle 2-11

	Förderung (Mio. t)				Abraumbewegung (Mio. m ³)				A/K-Verhältnis			
	2010	2013	2014	2015	2010	2013	2014	2015	2010	2013	2014	2015
Summe	169,4	182,7	178,2	178,1	948,8	904,6	879,0	887,8	5,6	5,0	4,9	5,0
Rheinland	90,7	98,3	93,6	95,2	469,1	462,9	452,9	446,1	5,2	4,7	4,8	4,7
Garzweiler II	35,7	35,8	35,0	35,1	136,8	143,7	140,7	154,3	3,8	4,0	4,0	4,4
Hambach	34,6	43,0	40,9	41,0	241,6	235,7	232,4	216,6	7,0	5,5	5,7	5,3
Inden	20,5	19,5	17,6	19,1	90,6	83,6	79,8	75,2	4,4	4,3	4,5	3,9
Helmstedt	2,0	1,2	1,8	1,5	6,8	6,0	4,5	1,1	3,4	5,0	2,5	0,8
Lausitz	56,7	63,6	61,8	62,5	406,3	376,0	362,4	370,5	7,2	5,9	5,9	5,9
Cottbus-Nord	5,8	5,5	5,7	2,4	24,6	24,6	22,6	7,1	4,2	4,4	4,0	3,0
Jänschwalde	11,5	11,0	9,4	11,9	121,4	90,2	88,6	109,2	10,6	8,2	9,4	9,2
Welzow-Süd	20,7	21,1	20,6	18,2	137,9	113,2	111,8	104,6	6,7	5,4	5,4	5,7
Nochten	18,7	16,9	16,9	17,8	118,6	114,5	106,0	98,3	6,3	6,8	6,3	5,5
Reichwalde	< 0,1	9,1	9,3	12,2	3,8	33,5	33,4	51,3	–	3,7	3,6	4,2
Mitteldt.	20,0	19,6	20,9	18,9	66,6	59,7	59,3	70,1	3,3	3,0	2,8	3,7
Profen gesamt	8,4	8,4	9,0	8,6	41,0	32,7	33,3	33,4	4,9	3,9	3,7	3,9
Schleenhain	11,2	10,7	11,9	10,0	21,1	23,7	24,2	32,7	1,9	2,2	2,0	3,3
Amsdorf	0,4	0,5	< 0,1	0,3	4,5	3,3	1,7	4,0	11,2	7,0	–	12,6

eigene Darstellung Öko-Institut nach Statistik der Kohlenwirtschaft (2011–2016), Tabelle 2, Tabelle 13
Hinweis: Daten für die Jahre 2011 und 2012 sind von der Statistik der Kohlenwirtschaft nicht mehr verfügbar.

3. Braunkohlekraftwerke in Deutschland

3.1. Technische Beschreibung

Die in Deutschland betriebenen Braunkohlekraftwerke sind ganz überwiegend klassische Dampfkraftwerke, die mit Rohbraunkohle betrieben werden. Sie wird direkt innerhalb des Reviers über Werksbahnen, Bandanlagen und in Ausnahmefällen über das öffentliche Bahnnetz vom Tagebau zu den Kraftwerken transportiert.²⁵ Am Kraftwerk oder in der Nähe des Kraftwerks ist in der Regel ein Kohlenbunker vorhanden, um einen Kohlenvorrat für einige Tage lagern zu können.

Die Braunkohle wird im Kraftwerk in Kohlenmühlen zerkleinert. Dann wird sie in einen Kraftwerkskessel eingeblasen und verbrannt. Die dabei entstehenden hohen Temperaturen von bis zu 1.100 Grad Celsius werden zur Dampfproduktion genutzt. Der Dampf wird über eine Dampfturbine geleitet. Hier erfolgt die Stromproduktion. Die bei der Verbrennung entstehenden Rauchgase werden der Rauchgasreinigung zugeführt. Diese besteht bei Braunkohlekraftwerken in der Regel aus einem Elektrofilter zur Staubabscheidung und einer Rauchgasentschwefelungsanlage (REA). Ein Katalysator zur Vermeidung von Stickoxidemissionen wird bei Braunkohlekraftwerken bisher nicht verwendet.

Der Heizwert von Braunkohle in Deutschland beträgt nur 2,5 Kilowattstunden Wärmeenergie pro Kilogramm, während er bei der Steinkohle etwa 5,8 Kilowattstunden pro Kilogramm beträgt. Die Leistungsdichte in einem Braunkohlekraftwerk ist also deutlich geringer als in einem Steinkohlenkraftwerk. Dies bedeutet, dass ein Braunkohlekraftwerk mehr

als doppelt so viel Brennstoff durchsetzen muss, um die gleiche Energiemenge freizusetzen wie ein Steinkohlenkraftwerk. Bauteile wie der Kraftwerkskessel, aber auch die Rauchgasreinigungsanlage müssen deshalb deutlich größer dimensioniert werden als bei einem Steinkohlenkraftwerk. Dies führt zu höheren Investitions- und Betriebskosten für diese Bauteile (Schreiner 2016). Andere Komponenten von Braunkohlekraftwerken, zum Beispiel die Dampfturbine oder die elektrischen Anlagen, sind mit denen eines Steinkohlenkraftwerks vergleichbar.

Nach der Stromproduktion in der Dampfturbine kann der Dampf noch zur Wärmeproduktion genutzt werden. Je niedriger das benötigte Temperaturniveau der Wärme ist, desto niedriger ist der Stromverlust. Für industrielle Anwendungen werden höhere Temperaturniveaus benötigt als für die Versorgung mit Fernwärme.

Ein Teil der Stromproduktion eines Braunkohlekraftwerks wird direkt im Kraftwerk verbraucht, um Pumpen, Kohlenmühlen und die Rauchgasreinigung zu betreiben (Eigenverbrauch). Die durchschnittliche Bruttostromerzeugung der Braunkohlekraftwerke betrug im Jahr 2014 155,8 Terawattstunden (AG Energiebilanzen), die Nettostromerzeugung betrug nur 144 Terawattstunden (UBA 2017). Im Durchschnitt über alle Braunkohlekraftwerke beträgt der Eigenverbrauch 7,6 Prozent. Der Eigenverbrauch neuerer Kraftwerke ist wegen der geringeren Volumenströme niedriger als der Eigenverbrauch älterer Kraftwerke. Für das Kraftwerk Lippendorf wird für das Jahr 2014 ein Eigenverbrauch in Höhe von 5,5 Prozent angegeben (EnBW 2015). EEFA (2013) gibt einen Eigenverbrauch von nur 5 Prozent für neu zu errichtende Braunkohlekraftwerke an.²⁶ Neben dem Eigenverbrauch der Kraftwerke verbrauchen auch

25 Rohbraunkohle wird teilweise auch außerhalb der klassischen Reviere eingesetzt. So werden zum Beispiel die KWK-Anlagen in Chemnitz und in Köln-Merkenich mit Rohbraunkohle betrieben. Vereinzelt wird auch veredelte Braunkohle in einigen kleineren Anlagen eingesetzt (Heizkraftwerk Cottbus, Heizkraftwerk Frankfurt (Oder)).

26 Wobei der Eigenverbrauch im Jahresdurchschnitt wahrscheinlich leicht höher ausfällt.

die Braunkohletagebaue Strom (fünf Terawattstunden im Jahr 2014, vergleiche Tabelle 8-4). Dieser Eigenverbrauch der Tagebaue fällt zusätzlich zum Eigenverbrauch der Kraftwerke an.

Stromgeführte Kraftwerke, die um das Jahr 1980 errichtet wurden, erreichen heute Nettonutzungsgrade um 35 Prozent. Neuanlagen, die in den letzten Jahren errichtet wurden, erreichen im Jahresdurchschnitt Nettonutzungsgrade von 42 Prozent. Diese Nutzungsgradsteigerung konnte durch eine Erhöhung der Dampf- und Temperaturparameter, durch Wärmeverschiebungssysteme (Wärmerückgewinnung aus den heißen Abgasen nach der Rauchgasreinigung) und eine Reduktion des Eigenverbrauchs erreicht werden.

3.2. Flexibilität im Betrieb

Aus ökonomischen Gründen wurden Braunkohlekraftwerke traditionell als Grundlastkraftwerke betrieben. Wegen der hohen Fixkosten und der geringen variablen Kosten war es sinnvoll, die Kraftwerke hoch auszulasten. Bedingt durch den Ausbau der Erneuerbaren Energien steigt der Bedarf, die Braunkohlekraftwerke flexibler zu betreiben. Bezüglich der Flexibilität sind verschiedene Dimensionen zu berücksichtigen:

- Braunkohlekraftwerke können flexibel ihre Leistung anpassen. Der Gradient der Laständerung zwischen der Mindestlast und der Volllast beträgt etwa drei Prozent der Nennleistung pro Minute (DEBRIV 2016). Ein Braunkohlekraftwerk mit einer Mindestlast von 40 Prozent der Nennleistung kann dann innerhalb von 20 Minuten Volllast erreichen. Für Steinkohlenkraftwerke und Erdgas-GuD-Kraftwerke werden vergleichbare Gradienten von drei bis vier Prozent der Nennleistung pro Minute angegeben (DEBRIV 2016).
- Im Teillastbetrieb sinken die elektrischen Wirkungsgrade der Braunkohlekraftwerke überproportional. Erdmann (2013) gibt an, dass bei einem 500-Megawatt-Block der Wirkungsgrad um einen

Prozentpunkt fällt, wenn der Block mit einer Teillast von 70 Prozent betrieben wird. Bei einer Teillast von 40 Prozent sinkt der Wirkungsgrad stärker, um insgesamt 3,4 Prozent. Das Absinken des elektrischen Wirkungsgrads in Teillast ist für neue und alte Kraftwerke vergleichbar.²⁷

- Die Mindestlast von neueren Braunkohlekraftwerken wird mit 40 bis 50 Prozent angegeben (DEBRIV 2016). Für ältere Kraftwerksblöcke im Rheinland ist teilweise eine Mindestlast von 60 Prozent zu beobachten.²⁸ Es ist technisch möglich, die Mindestlast auf bis zu 20 Prozent abzusenken, zum Beispiel durch den Einbau von Trockenbraunkohlenbrennern, dies ist aber mit zusätzlichen Investitionskosten verbunden (vergleiche Kapitel 3.3).
- Eine kompliziertere Situation ergibt sich für Braunkohlekraftwerke hinsichtlich der Abfahr- und Anfahrvorgänge. Dabei ist zwischen einem Heißstart (zum Beispiel ein morgendlicher Anfahrvorgang, nachdem das Kraftwerk in der Nacht abgeschaltet war), einem Warmstart (zum Beispiel ein Anfahrvorgang nach einem Wochenendstillstand) und einem Kaltstart (zum Beispiel nach einem Revisionsstillstand) zu unterscheiden. Für einen Kaltstart werden 9 bis 15 Stunden benötigt (Klemm 2008). Für einen Heißstart werden für Steinkohlenkraftwerke zwei Stunden, für einen Warmstart fünf Stunden angegeben. Für Braunkohlekraftwerke liegen die Zeiten für einen Heiß- und Warmstart etwas über diesen Werten. Die Kosten für diese Anfahrvorgänge ergeben sich vor allem durch den zusätzlichen Brennstoffverbrauch

27 Für den neuen Kraftwerksblock Boxberg R wird ein Absinken des Wirkungsgrades um 4,4 Prozentpunkte angegeben. Auch hier ist der Wirkungsgrad im Vergleich zum Wirkungsgrad bei Volllast dann etwa 10 Prozent niedriger.

28 RWE gibt an, dass im Rahmen einer Revision im Jahr 2011 bei einem 600-Megawatt-Block des Kraftwerks Neurath (Block E) die Mindestlast von 66 Prozent auf 50 Prozent abgesenkt wurde (RWE 2011). Es wird davon ausgegangen, dass einige ältere Blöcke im Rheinland noch eine Mindestlast von circa 60 Prozent aufweisen.

(für Stützfeuerungen sowie wegen der geringeren Teillastwirkungsgrade) und die Verschleißerscheinungen, die durch die Temperaturwechsel auftreten.

→ Wegen der Auslegung der Kraftwerke für den Grundlastbetrieb mit voller Leistung ist auch die Rauchgasreinigung dahingehend optimiert. Während der Anfahrvorgänge und im Teillastbetrieb können deshalb auch höhere Luftschadstoffemissionen als unter Vollast auftreten.

Braunkohlekraftwerke können also in Lastbereichen oberhalb der Mindestlast vergleichsweise flexibel betrieben werden. Unterhalb der jeweiligen, teilweise relativ hohen Mindestlastwerte bilden Braunkohlekraftwerke aber wegen der lang dauernden Anfahr- und Abfahrvorgänge eher unflexible Komponenten des Stromsystems.

3.3. Weiterentwicklung der Kraftwerkstechnik

RWE forscht seit Langem an Braunkohlentrocknung und hat dafür ein Wirbelschicht-Trocknungsverfahren mit interner Abwärmenutzung entwickelt (WTA). Zur Trocknung der Braunkohle wird Dampf auf einem Temperaturniveau von etwa 110 Grad Celsius verwendet. Bei der Trocknung entsteht Wasserdampf (Brüden). Ein Teil der im Wasserdampf enthaltenen Energie wird im Prozess zurückgewonnen (RWE Power 2016b).

Im Jahr 2015 wurde eine Braunkohlenvortrocknung am BoA-Block²⁹ des Standorts Niederaußem kommerziell in Betrieb genommen (Prototyp in kommerziellem Maßstab). Durch die Trockenbraunkohle werden 30 Prozent der sonst benötigten Rohbraunkohle ersetzt. RWE gibt die Kosten für Errichtung und Betrieb mit 50 Millionen Euro an.³⁰ Vattenfall

29 BoA = Braunkohlekraftwerk mit optimierter Anlagentechnik

30 www.rwe.com/web/cms/de/88182/rwe/innovation/kraftwerke/fossil-gefeuerte-kraftwerke/wirbelschicht-trocknung/

hat einen Teil der Brenner des Blocks Jänschwalde F auf Trockenbraunkohle umgerüstet. Dadurch konnte die Mindestlast des Kraftwerksblocks auf 20 Prozent abgesenkt werden.³¹

Vorteil der Trockenbraunkohle ist, dass sich dann – vergleichbar zu Steinkohlenkraftwerken – leicht höhere Wirkungsgrade erreichen lassen. Außerdem kann die Teillast des Kraftwerks weiter abgesenkt werden. Beides reduziert tendenziell die Brennstoffkosten. Gleichzeitig steigen aber die fixen Betriebskosten und die Investitionskosten an. Nach Prognos (2011, S. 143) steigen durch den Einsatz von Trockenbraunkohle in Neubaukraftwerken die Investitionskosten um 200 Euro je Kilowatt (elektrisch) und die fixen Betriebskosten steigen von zwei Prozent der Investitionskosten pro Jahr auf vier Prozent der Investitionskosten pro Jahr.

In Bestandsanlagen ist die komplette Umrüstung auf Trockenbraunkohle nur begrenzt sinnvoll, weil die Gesamtanlage nicht darauf ausgelegt ist. Die Umrüstung von einigen Brennern kann interessant sein, um bei niedrigerer Last eine stabile Feuerung aufrechtzuerhalten.

Um Wirkungsgradsteigerungen zu realisieren, ist es aber sinnvoll, auch den Kraftwerkskessel auf Trockenbraunkohle auszulegen. Dies ist insbesondere bei Neuanlagen möglich. Im Anlagenkonzept für die geplante BoA-Plus-Anlage wird dieser Ansatz zum Teil verfolgt (RWE Power 2016a). Die Braunkohlentrocknung wird auch oft in Kombination mit *Carbon Capture and Storage* (CCS) diskutiert. Denn insbeson-

31 Die Trockenbraunkohle wird mit Lkws aus dem Veredelungsbetrieb Schwarze Pumpe nach Jänschwalde gefahren. Acht Brenner mit einer Leistung von je 30 Megawatt (thermisch) wurden installiert. Die installierte Leistung beträgt also 240 Megawatt (thermisch). Dies entspricht etwa 20 Prozent der Feuerungswärmeleistung des Blocks F. Die Investitionen betragen 13,5 Millionen Euro. Die Brenner gingen im November 2014 in Betrieb. blog.vattenfall.de/trockenbraunkohle-als-zuenden-de-idee/

dere für die Oxyfuel- und IGCC-Technologien³² ist ein Einsatz von Trockenbraunkohle vorgesehen, um einen Teil der Wirkungsgradverluste auszugleichen.

Für die heute im Betrieb befindlichen Bestandsanlagen werden sich durch die Braunkohlentrocknung keine substanziellen Emissionsminderungsbeiträge erreichen lassen, wohl aber Flexibilisierungsbeiträge. Ob sich die Braunkohlentrocknung bei Bestandsanlagen durchsetzt, bleibt abzuwarten. Der teilweise auf Trockenbraunkohle umgerüstete Block Jänschwalde F wird als erster Kraftwerksblock in der Lausitz am 1. Oktober 2018 in die Sicherheitsbereitschaft überführt und dann stillgelegt.

3.4. Entwicklung der Kraftwerkskapazitäten und Stromerzeugung

3.4.1. Historische Entwicklung

Die Entwicklung der installierten Kraftwerksleistung im Bereich der Braunkohlenverstromung im Zeitraum 1960 bis 2015 lässt sich in sechs Phasen einteilen (Abbildung 3-1)³³:

1. Von 1960 bis zur Mitte der 1980er-Jahre wuchs die installierte Leistung der Braunkohlekraftwerke sowohl in der Bundesrepublik als auch in der DDR kräftig an. In der Bundesrepublik betrug der Kapazitätszuwachs von 1960 bis 1975 etwa acht Gigawatt (brutto), in der DDR wurde die Kapazität der Braunkohlekraftwerke im gleichen Zeitraum um etwa sieben Gigawatt (brutto) erweitert.
2. Im Verlauf der 1980er-Jahre war die Entwicklung in der Bundesrepublik durch eine Stagnation des Leistungszuwachses beziehungsweise einen leichten Rückgang gekennzeichnet. In der DDR nahm die installierte Kapazität relativ stetig, aber nur noch mit geringer Wachstumsdynamik

zu. Die höchste Stromerzeugungskapazität bei Braunkohlekraftwerken wurde in der Bundesrepublik im Jahr 1976 mit etwa 14 Gigawatt und in der DDR im Jahr 1989 mit knapp 18,4 Gigawatt erreicht.

3. Die 1990er-Jahre sind für die alten und neuen Bundesländer durch sehr unterschiedliche Entwicklungsdynamiken gekennzeichnet. In den alten Bundesländern setzte sich der Kapazitätsrückgang relativ stetig, aber mit geringer Dynamik fort, während sich die installierte Kapazität in den neuen Bundesländern im Zuge der Strukturwandels und der Modernisierung des ostdeutschen Stromsystems um fast sechs Gigawatt beziehungsweise um etwa ein Drittel verringerte. Ein wesentlicher Teil des Kapazitätsrückgangs bezog sich in den neuen Bundesländern jedoch auf die Braunkohlekraftwerke der industriellen Stromerzeugung, sodass sich im Verlauf der 1990er-Jahre die Braunkohlenstromerzeugung in zunehmendem Maße auf die öffentliche Stromversorgung konzentrierte. In den 1990er-Jahren wurden alle Großkraftwerke in den neuen Bundesländern stillgelegt, die bereits ein Alter von 20 Jahren überschritten hatten. Im Lausitzer Revier wurden die jüngeren 500-Megawatt-Blöcke mit Rauchgasreinigungsanlagen nachgerüstet und ertüchtigt.³⁴
4. Ab Ende der 1990er-Jahre wurden in den neuen Bundesländern 5,5 Gigawatt und im Rheinland 1 Gigawatt neuer Braunkohlekraftwerke in Betrieb genommen, sodass sich die insgesamt installierte Kapazität leicht erhöhte, dann aber bis 2011 etwa konstant blieb. Aus den in den neuen Bundesländern errichteten Neubauanlagen (Schkopau, Schwarze Pumpe, Lippendorf, Boxberg) wurde Fernwärme beziehungsweise Prozessdampf ausgekoppelt.

32 IGCC = Integrated Gasification Combined Cycle

33 Die Abbildung zeigt für die Bundesrepublik im Gebietsstand bis 1989 sowie Deutschland ab 1990 die installierte Bruttoengpassleistung und für die DDR von 1960 bis 1989 die höchstmögliche Bruttoerzeugungsleistung.

34 Die beiden 500-MW-Blöcke in Hagenwerder (Oberlausitzer Braunkohlerevier bei Görlitz), deren Inbetriebnahme bereits in den Jahren 1974–1977 erfolgte, wurden nicht nachgerüstet, sondern wurde Ende 1997 stillgelegt.

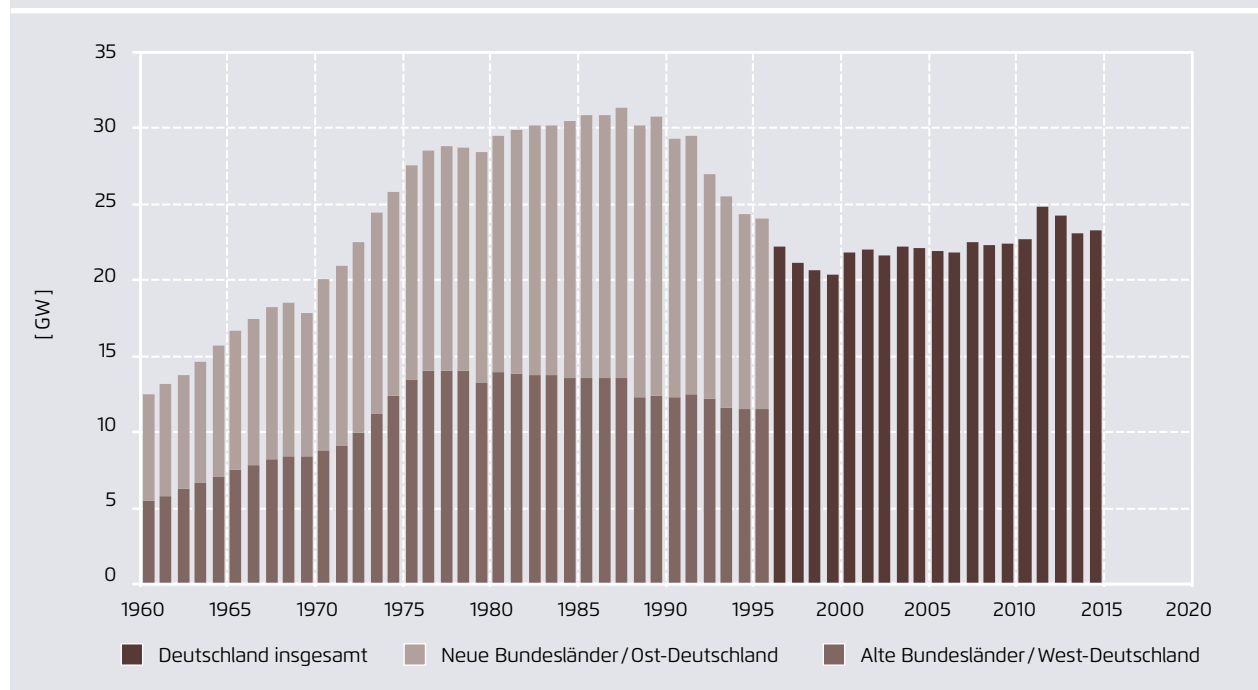
5. Mit der Inbetriebnahme zweier Neubaublöcke im rheinischen Revier und des neuen Kraftwerksblocks Boxberg in der Lausitz gingen die letzten Neuanlagen in Betrieb. Die installierte Braunkohlekraftwerksleistung nahm noch einmal auf fast 25 Gigawatt zu, ging aber nach Stilllegung alter Kraftwerksblöcke im Rheinischen Revier wieder auf etwa 23 Gigawatt zurück. Im Lausitzer Revier blieb die Kapazität der Altkraftwerke konstant.
6. Im Zuge der ab 2016 wirksam werdenden Überführung von Braunkohlekraftwerksblöcken in die sogenannte Sicherheitsbereitschaft (Strommarktgesetz 2016) ist für den Zeitraum bis 2019 ein leichter Rückgang der installierten Bruttoerzeugungskapazität um etwa 2,9 Megawatt (dies entspricht einer Nettoleistung von 2,8 Gigawatt) absehbar.

Insgesamt ist die bisherige Entwicklung der Braunkohlekraftwerksflotte durch eine Phase stetigen Wachstums (1960 bis 1980), eine Phase weitgehender Stagnation (1980 bis 1990 in der DDR sowie 1980 bis 2000 in den alten Bundesländern), eine Phase massiven Kapazitätsabbaus in den neuen Bundesländern (1990 bis 1995) sowie eine Phase mit leichter Kapazitätszunahme mit Tendenz zur Stagnation (2000 bis 2015) charakterisiert.

Mit einem strukturell ähnlichen Profil wie bei der Kapazitätsentwicklung vollzog sich die Bruttoerzeugung aus Braunkohle (Abbildung 3-2). Die Tatsache, dass die für die Entwicklung der installierten Kapazität unterscheidbaren Phasen sich hier mit etwas anderer Ausprägung darstellen, ist vor allem auf die unterschiedlichen Fahrweisen der Kraftwerke zurückzuführen, die sich vor allem aus der Stellung

Entwicklung der installierten Brutto-Erzeugungskapazität der Braunkohlekraftwerke in Deutschland, 1960 bis 2015

Abbildung 3-1



Zusammenstellung Öko-Institut nach Bundesministerium für Wirtschaft, OGREB-Institut für Kraftwerkstechnik, Berechnungen des Öko-Instituts

der Braunkohle in der gesamten Stromerzeugungsflotte ergeben:

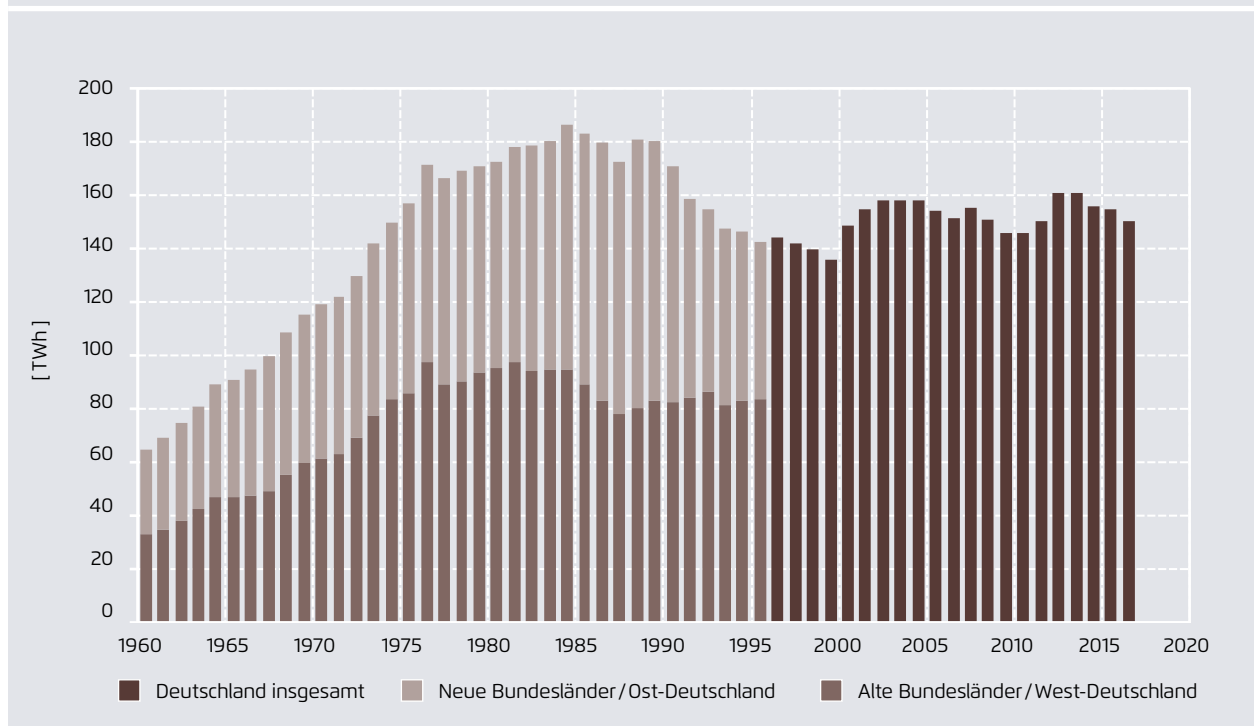
- In der Bundesrepublik (Gebietsstand vor dem 3. Oktober 1990) wurden Braunkohlekraftwerke durchgängig im Bereich der Grundlasterzeugung betrieben. Über den Zeitraum von 1960 bis 1995 lag die jährliche Auslastung durchgängig im Bereich von etwa 7.000 Vollbenutzungsstunden.
- In der DDR (von 1960 bis 1990) beziehungsweise in den neuen Bundesländern (von 1990 bis 1995) wurden die in der gesamten Stromerzeugung dominierenden Braunkohlekraftwerke auch im gesamten Mittellastbereich betrieben. Die Zahl der Vollbenutzungsstunden stieg von etwa 4.500 im Jahr 1960 auf Werte um die 5.000 während der 1970er- und 1980er-Jahre. Nach der Umstrukturierung der Stromwirtschaft in den neuen Bundesländern beschränkte sich der Betrieb der

Braunkohlekraftwerke in zunehmendem Maße wieder auf den Bereich des Grundlastangebots und bewegte sich im Mittelwert der gesamten Braunkohlekraftwerksflotte in einer Bandbreite von 6.500 bis 7.000 Vollbenutzungsstunden.

Die Bruttostromerzeugung aus Braunkohle erreichte in der Bundesrepublik 1983 mit knapp 95 Terawattstunden und in der DDR im Jahr 1988 mit 101 Terawattstunden ihren Höhepunkt. Bezogen auf Deutschland insgesamt markiert das Jahr 1984 mit einem Erzeugungsniveau von 186 Terawattstunden den historischen Höhepunkt der Bruttostromerzeugung aus Braunkohle. Nach dem Umbau und der Modernisierung des Stromsektors in den neuen Bundesländern bewegte sich die Stromerzeugung aus Braunkohle zunächst uneinheitlich in einer Bandbreite von 145 bis 160 Terawattstunden, wobei sich der 2014 begonnene Abbau der Stromerzeugung aus Braunkohle bis

Entwicklung der der Bruttostromerzeugung aus Braunkohle in Deutschland, 1960 bis 2015

Abbildung 3-2



Zusammenstellung Öko-Institut nach Bundesministerium für Wirtschaft, OGREB-Institut für Kraftwerkstechnik, Berechnungen des Öko-Instituts

mindestens 2020 fortsetzen dürfte (Überführung von Braunkohlekraftwerken in die Sicherheitsbereitschaft und nachfolgende Stilllegung).

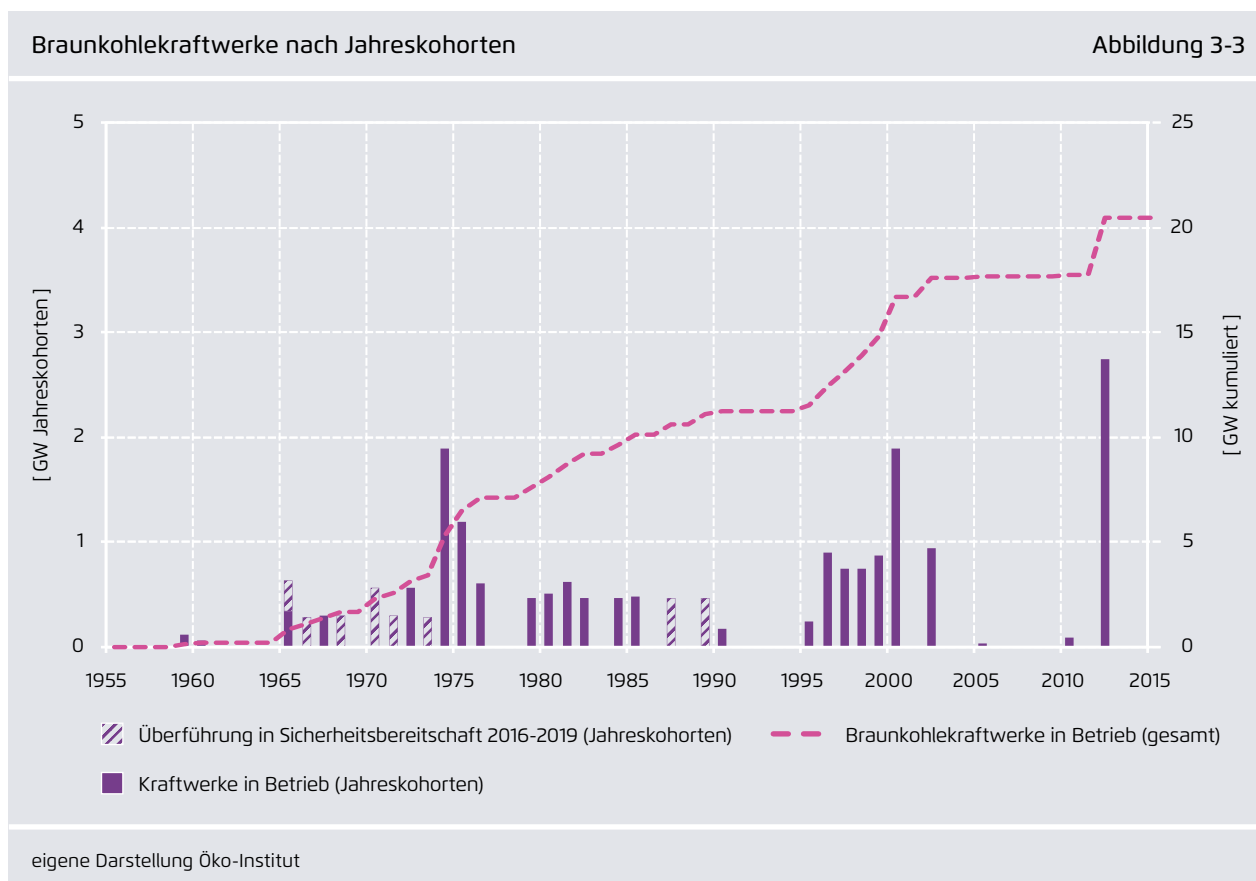
3.4.2. Aktueller Stand

Im Jahr 2016 betrug die installierte elektrische Kapazität der Braunkohlekraftwerke in Deutschland etwa 21 Gigawatt (netto, das heißt ohne den Leistungsanteil, der für den Eigenverbrauch benötigt wird). Der Großteil der Kraftwerkskapazität (95 Prozent) konzentriert sich auf stromgeführte Großkraftwerke mit einer installierten Leistung über 200 Megawatt (elektrisch) pro Anlage. Kleinere Anlagen werden überwiegend wärmegeführt als KWK-Anlagen betrieben. Ihre Gesamtkapazität beträgt etwa ein Gigawatt.

Die Flotte der stromgeführten Braunkohlekraftwerke in Deutschland lässt sich in zwei Gruppen einteilen:

1. Ältere Kraftwerksblöcke mit vergleichsweise geringer Leistung pro Block (unter 600 Megawatt) und schlechten Wirkungsgraden, die größtenteils deutlich vor 1990 errichtet wurden, vereinten Anfang 2016 noch eine installierte Leistung von etwa 11 Gigawatt auf sich. Von diesen werden bis 2020 2,7 Gigawatt im Rahmen der Braunkohlen-Sicherheitsbereitschaft stillgelegt.
2. Neuere Kraftwerksblöcke, die nach 1990 und teilweise erst vor wenigen Jahren in Betrieb gegangen sind, verfügen über höhere Wirkungsgrade und größere Leistung pro Block (bis zu 1.050 Megawatt). Ihre Kapazität beträgt insgesamt circa 9 Gigawatt. Sie sind von der Sicherheitsbereitschaft nicht betroffen.

Die Abbildung 3-3 zeigt die Altersstruktur der deutschen Braunkohlekraftwerke nach Inbetriebnahmejahren. Die derzeit betriebene Flotte an Braunkohle-

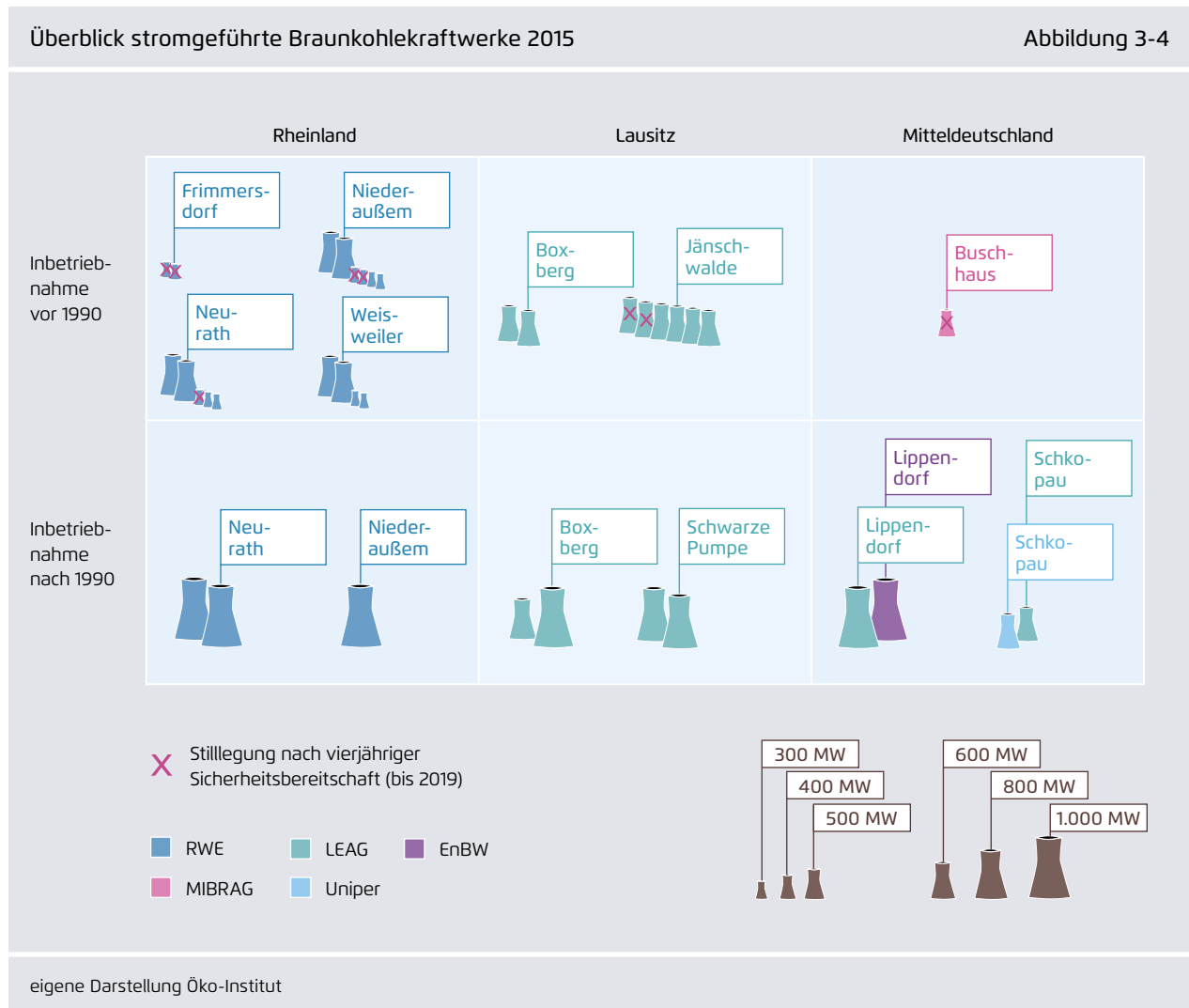


kraftwerken ist in vier Wellen in Betrieb genommen worden. In den 1970er-Jahren wurden vor allem Kraftwerksblöcke im Rheinischen Braunkohlerevier in Betrieb genommen, in den 1980er-Jahren nahmen vor allem die nach der deutschen Vereinigung in der Lausitz weiter betriebenen Kraftwerke ihren Betrieb auf. Die Dekade ab 1995 ist dann vor allem durch die Errichtung von modernen Anlagen in den beiden ostdeutschen Revieren und eine Neuanlage im Rheinischen Revier geprägt, im Jahr 2012 gingen schließlich noch drei Braunkohlekraftwerksblöcke in Betrieb. Davon zwei Kraftwerksblöcke mit optimierter Anlagentechnik (BoA) im Rheinischen Revier und ein Kraftwerksblock in der Lausitz (Boxberg). Damit

wurden knapp 48 Prozent der 2020 voraussichtlich noch installierten Leistung vor dem Jahr 1990 in Betrieb genommen.

In der Abbildung 3-4 wird deutlich, wie sich die verschiedenen Leistungs- und Altersklassen der Blöcke auf die verschiedenen Anlagen und Reviere verteilen.

Die Wirkungsgrade der Braunkohlekraftwerke konnten im Lauf der Jahre erheblich verbessert werden. In der Literatur werden in der Regel die elektrischen Wirkungsgrade angegeben, die am Bestpunkt – das heißt unter optimalen Betriebsbedingungen – erreicht werden. Die folgende Tabelle 3-1



Elektrische Wirkungsgrade der Braunkohlekraftwerke im Überblick

Tabelle 3-1

	Inbetriebnahme	Leistung (MW _{el} pro Block)	Eigentümerin	Wirkungsgrad	Quelle
Boxberg R	2013	640	LEAG	43,7%	VEG (2012)
Neurath F (BoA)	2012	1.050	RWE	> 43%	RWE Power (2006)
Neurath G (BoA)	2012	1.050	RWE	> 43%	RWE Power (2006)
Niederaußem K	2002	944	RWE	> 43%	RWE Power (2009)
Boxberg Q	2000	857	LEAG	41,7%	VEAG (1998), S. 110
Lippendorf R	2000	875	LEAG	42,0%	VEAG (1998), S. 118
Lippendorf S	1999	875	EnBW	42,0%	VEAG (1998), S. 118
Schwarze Pumpe B	1998	750	LEAG	40,6%	VEAG (1998), S. 95
Schwarze Pumpe A	1997	750	LEAG	40,6%	VEAG (1998), S. 95
Schkopau A	1996	450	Uniper/Saale-Energie	40,0%	VKR et al.(1998), S. 44
Schkopau B	1996	450	Uniper/Saale-Energie	40,0%	VKR et al.(1998), S. 44
600-MW-Blöcke	1974–1976	ca. 600	RWE	36%–38%	RWE Power (2009)
500-MW-Blöcke	1979–1989	465	LEAG	35,5%–36,1%	VEBA (1998), S. 38
300-MW-Blöcke	1965–1973	ca. 300	RWE	32%–34%	RWE Power (2009)

Zusammenstellung Öko-Institut nach RWE Power (2006, 2009), VEG (2012), VKR et al. (1998), VEAG (1998)

fasst die Literaturangaben zusammen: Grundsätzlich haben neuere Anlagen höhere Wirkungsgrade als ältere Anlagen. Die vor 1990 errichteten 500-Megawatt-Blöcke der LEAG und die 600-Megawatt-Blöcke von RWE sind bezüglich der angegebenen Wirkungsgrade vergleichbar (35,5 bis 38 Prozent). In den ab 1996 errichteten Kraftwerksblöcken liegt der elektrische Wirkungsgrad durchgehend über 40 Prozent.

Diese elektrischen Wirkungsgrade am Bestpunkt werden nur bei voller Auslastung und unter optimalen Bedingungen erreicht. Die tatsächliche Umwandlungseffizienz im Jahresdurchschnitt liegt darunter, weil der spezifische Brennstoffverbrauch im Teillastbetrieb höher liegt und für Startvorgänge zusätzlicher Brennstoff benötigt wird. Das reale Verhältnis von Nettostromproduktion zu Brennstoffeinsatz im Jah-

resdurchschnitt wird als elektrischer Nutzungsgrad bezeichnet und ist in der Regel um fünf Prozent (das heißt etwa 2 Prozentpunkte) geringer als der elektrische Wirkungsgrad.

Außerdem ist für die Bewertung der Effizienz von Kraftwerken zu berücksichtigen, dass fast alle Kraftwerke auch Wärme auskoppeln. Der Anhang A3 widmet sich ausführlich der Frage, welche elektrischen Nutzungsgrade die Braunkohlekraftwerke im realen Betrieb im Jahr 2015 erreicht haben, wie sich die unterschiedlichen Heizwerte und Qualitäten der Braunkohle in den Revieren auf den Betrieb der Kraftwerke auswirken und welchen Einfluss die Auskopplung von Fernwärme und Prozessdampf auf die Effizienz und die spezifischen Emissionen hat.

Tabelle 3-2 vermittelt einen Überblick zu den Schlüsseldaten der Braunkohlekraftwerke mit einer Leistung über 200 Megawatt in der Anlagenabgrenzung des europäischen Emissionshandelssystems. Gezeigt sind Leistung, Strom- und Wärmeproduktion sowie CO₂-Emissionen im Jahr 2015. Nicht alle dieser Daten sind auf Ebene einzelner Blöcke verfügbar, können aber anhand verschiedener Datenquellen näherungsweise bestimmt werden: Die Emissionsdaten aus dem EU-Emissionshandelssystem erlauben Rückschlüsse auf den Brennstoffeinsatz mithilfe der revierspezifischen Emissionsfaktoren (DEHSt 2008). Für viele Blöcke liegt die Stromproduktion aus den Transparenzdaten der ENTSO-E³⁵ vor, die Wärmeproduktion

kann aus der kostenlosen Zuteilung für die Wärmeerzeugung im Rahmen des europäischen Emissionshandelssystems abgeschätzt werden. Die verwendeten Methoden und Quellen werden im Anhang A3 detailliert erläutert.

Die größten Kraftwerke Neurath, Niederaußem und Jänschwalde sind gleichzeitig auch die größten Emittenten von CO₂. Sie repräsentieren etwa die Hälfte der gesamten Emissionen aus der Braunkohle. Die Tabelle illustriert auch, wie die verschiedenen Wirkungsgrade und Braunkohlenqualitäten das Verhältnis von Stromerzeugung und CO₂-Emissionen mitbestimmen: So erzeugt das Kraftwerk Lippendorf (mit zwei modernen Blöcken und der weniger emissionsintensiven Braunkohle im Mitteldeutschen Revier) fast die gleiche Menge Strom wie das Kraftwerk Schwarze

35 ENTSO-E = European Network of Transmission System Operators for Electricity, Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber

Emissionen und Produktionsdaten der Braunkohlekraftwerke (> 200 MW) in Deutschland (Anlagenkonzept) im Jahr 2015

Tabelle 3-2

Kraftwerk	Elektrische Leistung	Emissionen	Emissionsfaktor Kohle	Stromproduktion	Brennstoffeinsatz		Wärmeproduktion	Vollbenutzungsstunden
	BNetzA	EUTL	DEHSt	ENTSO-E	nach EUTL berechnet		berechnet (EUTL)	berechnet
	MW _{el}	Mio. t CO ₂	g CO ₂ /MJ	TWh _{el}	TWh _{th}	Mio. t	TWh _{th}	h
Neurath	4.168	32,1	113	29,3	79,0	31,4	0,0	7.030
Niederaußem	3.430	27,3	113	23,8	67,3	26,7	0,1	6.939
Jänschwalde	2.790	23,3	113	19,9	57,3	24,2	0,3	7.133
Weisweiler	1.800	18,1	121	14,4	41,8	16,6	0,4	8.000
Lippendorf	1.750	10,3	104	10,9	27,5	9,3	1,0	6.229
Schwarze Pumpe	1.500	12,2	113	11,0	30,1	12,7	1,8	7.333
Boxberg Werk IV	1.497	10,8	113	10,7	26,6	11,2	0,1	7.148
Boxberg Werk III	930	8,6	113	7,4	21,2	8,9	0,1	7.957
Schkopau	900	5,4	104	4,9	14,3	4,8	1,3	5.443
Frimmersdorf	562	4,8	113	3,6	11,7	4,9	0,1	6.406
Buschhaus	352	2,3	99	2,2	6,4	2,2	0,0	6.250
Summe	19.679	155,2	111	138,1	383,2	153,1	5,2	7.018

Zusammenstellung des Öko-Instituts nach ENTSO-E, BNetzA, EUTL; DEHSt (2008); Heizwerte nach DEBRIV (2015), S. 19; Rheinland 9,1 GJ/t, Lausitz 8,5 GJ/t, Mitteldeutschland 10,7 GJ/t; Helmstedt 10,6 GJ/t

Pumpe, verursacht dabei aber fast 20 Prozent weniger Emissionen. Die Auslastung der Anlagen liegt mit durchschnittlich 7.000 Vollbenutzungsstunden auf relativ hohem Niveau.³⁶

36 Besonders in Mitteldeutschland liegt die Auslastung etwas niedriger (6.200 und 5.400 Vollbenutzungsstunden in Lippendorf beziehungsweise Schkopau). Der Hintergrund ist wahrscheinlich, dass die Erzeugung der Kraftwerke in Mitteldeutschland bisher zu Braunkohlevollkosten an der Strombörse angeboten wurde, da diese Kraftwerke nicht gemeinsam mit den Tagebauen in integrierten Unternehmen betrieben werden. Zu der Kostenstruktur der Stromerzeugung siehe ausführlich Kapitel 7.

3.4.3. Rheinland

Mit den Großkraftwerken Neurath, Niederaußem, Weisweiler und Frimmersdorf befindet sich 2016 knapp die Hälfte (zehn Gigawatt) der Kapazität zur Braunkohlenverstromung im Revier Rheinland. Die beiden Kraftwerksblöcke am Standort Frimmersdorf werden am 1. Oktober 2017 außer Betrieb genommen und in die Braunkohlen-Sicherheitsbereitschaft überführt, hinzu kommen bis 2020 zwei ältere Blöcke des Kraftwerks Niederaußem und ein älterer Block im Kraftwerk Neurath (Tabelle 3-4 und vergleiche Strommarktgesetz 2016). Dann konzentrieren sich die stromgeführten Kraftwerke im Rheinland auf nur noch drei Standorte (Tabelle 3-3).

Stromgeführte Kraftwerke im Rheinland (2020 in Betrieb)

Tabelle 3-3

	Inbetriebnahme	Installierte Leistung	Prod. Strom	Prod. Wärme	CO ₂ -Emissionen *	Eigentümer	Wirkungsgrad el. **	Spez. Emissionen
		MW _{el}	TWh	TWh	Mio. t CO ₂		%	kg CO ₂ /kWh
Neurath	–	3.876	27,1	0,1	29,3	RWE	–	1,1
Block F	2012	1.050	7,6	–	7,4	RWE	> 43 %	1,0
Block G	2012	1.050	6,4	–	6,2	RWE	> 43 %	1,0
Block E	1976	604	4,5	–	5,3	RWE	36 %–38 %	1,2
Block D	1975	607	4,5	–	5,3	RWE	36 %–38 %	1,2
Block B	1972	288	1,9	–	2,4	RWE	32 %–34 %	1,2
Block A	1972	277	2,2	–	2,7	RWE	32 %–34 %	1,2
Niederaußem	–	2.836	19,7	0,1	22,3	RWE	–	1,1
Block K	2002	944	6,2	–	6,0	RWE	> 43 %	1,0
Block G	1974	653	4,8	–	5,7	RWE	36 %–38 %	1,2
Block H	1974	648	4,1	–	4,9	RWE	36 %–38 %	1,2
Block D	1968	297	2,4	–	2,9	RWE	32 %–34 %	1,2
Block C	1965	294	2,2	–	2,8	RWE	32 %–34 %	1,2
Weisweiler	–	1.800	14,4	0,4	18,1	RWE	–	1,3
Block H	1975	592	5,0	–	6,2	RWE	36 %–38 %	1,2
Block G	1974	592	4,0	–	4,9	RWE	36 %–38 %	1,2
Block F	1967	304	2,7	–	3,5	RWE	32 %–34 %	1,3
Block E	1965	312	2,7	–	3,5	RWE	32 %–34 %	1,3
Summe Rheinland		8.512	61,2	0,6	69,7			

* Emissionen auf Blockebene aufgeteilt basierend auf Wirkungsgraden und Daten zur Stromproduktion (ENTSO-E)

** Betreiberangabe (vgl. Tabelle 3-1)

Zusammenstellung Öko-Institut nach BNetzA, EUTL, ENTSO-E, Statistik der Kohlenwirtschaft, Berechnungen des Öko-Instituts

Für das Rheinland können drei Generationen von Kraftwerken unterschieden werden, deren Wirkungsgrade und damit Umweltbelastungen sich deutlich unterscheiden:

1. Elf Blöcke mit einer Leistung von je etwa 300 Megawatt wurden zwischen 1965 und 1973 errichtet. Sie sind die älteste Kohorte, von der ab 2020 nur je zwei Blöcke an den Standorten Weisweiler, Neurath und Niederaußem verbleiben. Sie erreichen Wirkungsgrade von nur 32 bis 34 Prozent;
2. Sechs Blöcke mit einer Leistung von je etwa 600 Megawatt wurden zwischen 1974 und 1976 errichtet. Sie erreichen Wirkungsgrade von 36 bis 38 Prozent, auch hier verfügen die Kraftwerke Weisweiler, Neurath und Niederaußem über je zwei Anlagen;
3. Drei Braunkohlekraftwerke mit optimierter Anlagentechnik (BoA) sind nach der Jahrtausendwende mit einer Leistung von etwa 1.000 Megawatt in Betrieb genommen worden. Sie erzielen Wirkungsgrade von 43 Prozent. Ein Block ging

2002 im Kraftwerk Niederaußem in Betrieb, zwei weitere 2012 im Kraftwerk Neurath.

Mit weniger als einer Terawattstunde ist die Wärmeauskopplung der großen Kraftwerke im Rheinland vernachlässigbar. Der Wärmebedarf in der Region besteht hauptsächlich in Veredelungsbetrieben, deren Nachfrage (anders als in Ostdeutschland) von den kleineren KWK-Anlagen gedeckt wird. Den größten Anteil an der Wärmeauskopplung hat das Kraftwerk Weisweiler mit 0,4 Terawattstunden zur Versorgung der Stadt Aachen, jedoch entspricht auch dies nur einem Prozent der eingesetzten Brennstoffenergie.

Die kleineren KWK-Anlagen, die ebenfalls von RWE betrieben werden, stellen hauptsächlich Prozessdampf für die Braunkohlenveredelung und für benachbarte Industriebetriebe zur Verfügung. Ihre Parameter sind in Tabelle 3-5 zusammengestellt. Im ursprünglich größten Kraftwerk Goldenberg (151 Megawatt) verbleiben nur 40 Megawatt Leistung hauptsächlich für Prozess- und Fernwärme, nachdem Mitte 2015 die ungekoppelte Stromer-

Von Sicherheitsbereitschaft erfasste Blöcke im Rheinland

Tabelle 3-4

	Inbetriebnahme	Installierte Leistung	Prod. Strom	Prod. Wärme	CO ₂ -Emissionen*	Eigentümer	Wirkungsgrad el.**	Spez. Emissionen
		MW _{el}	TWh	TWh	Mio. t CO ₂		%	kg CO ₂ /kWh
Frimmersdorf		562	3,6	–	4,8			
Block Q	1970	278	1,8	–	2,4	RWE	32%–34%	1,3
Block P	1966	284	1,8	–	2,4	RWE	32%–34%	1,3
Neurath		292	2,2	–	2,8			
Block C	1973	292	2,2	–	2,8	RWE	32%–34%	1,2
Niederaußem		594	4,1	–	5,1			
Block F	1971	299	1,9	–	2,4	RWE	32%–34%	1,2
Block E	1970	295	2,2	–	2,7	RWE	32%–34%	1,2
Summe Rheinland		1.448	10,0	–	12,7			

* Emissionen auf Blockebene aufgeteilt basierend auf Wirkungsgraden und Daten zur Stromproduktion (ENTSO-E)

** Betreiberangabe (vgl. Tabelle 3-1)

Zusammenstellung Öko-Institut nach BNetzA, EUTL, ENTSO-E, Statistik der Kohlenwirtschaft, Berechnungen des Öko-Instituts

KWK-Anlagen < 200 MW im Rheinland (Daten 2015)

Tabelle 3-5

Kraftwerk	Elektrische Leistung	Emissionen	Brennstoffeinsatz Braunkohle		Stromproduktion	Wärmeproduktion	Nutzungsgrad elektr.	Wärmeauskoppelung	Nutzungsgrad gesamt
	BNetzA	EUTL	nach EUTL berechnet		berechnet	berechnet (EUTL)	eigene Berechnung		
	MW _{el}	Mio. t CO ₂	TWh _{th}	Mio. t	TWh _{el}	TWh _{th}	in % des Brennstoffeinsatzes		
Frechen	118	1,5	3,6	1,4	0,6	1,5	15%	40%	55%
Goldenberg	151*	1,2	2,8	1,1	0,5	0,9	19%	32%	52%
Ville/Berrenrath	52	1,0	2,3	0,9	0,4	0,6	15%	24%	39%
Köln-Merkenich	75	0,5	1,2	0,5	0,3	0,6	25%	47%	72%
Fortuna-Nord	15	0,4	1,0	0,4	0,1	0,7	12%	68%	80%
Martinswerk	10	0,2	0,6	0,2	0,1	0,4	12%	68%	80%
HKW Duisburg	28	0,2	0,6	0,2	0,1	0,4	15%	68%	83%
Summe Rheinland	449	5,0	12,2	4,8	2,1	5,1	17%	41%	59%

* Installierte Leistung vor Ende der ungekoppelten Stromerzeugung (110 MW) in Goldenberg 2015

Zusammenstellung Öko-Institut nach BNetzA, EUTL, ENTSO-E, Statistik der Kohlenwirtschaft, RheinEnergie (2014), Berechnungen des Öko-Instituts

zeugung mit 110 Megawatt beendet worden ist. Die größte der verbleibenden Anlagen ist mit 118 Megawatt das Industriekraftwerk Frechen. Hinzu kommen 77 Megawatt Leistung in den Kraftwerken Fortuna-Nord, Ville/Berrenrath und dem Martinswerk. Zudem werden die öffentlichen KWK-Anlagen im Kölner Stadtteil Merkenich und in Duisburg mit Rohbraunkohle aus dem Rheinischen Revier beliefert.

3.4.4. Lausitz

In der Lausitz werden stromgeführte Kraftwerksblöcke an den Standorten Jänschwalde, Schwarze Pumpe und Boxberg betrieben. Zwei Kraftwerksblöcke am Standort Jänschwalde werden 2018 und 2019 außer Betrieb genommen und in die Braunkohlen-Sicherheitsbereitschaft überführt. Dann sind in der Lausitz noch sechs ältere 500-Megawatt-Blöcke und vier Neubaublöcke in Betrieb:

- In Jänschwalde sind ab 2020 noch vier ältere 500-Megawatt-Blöcke in Betrieb. Diese Blöcke wurden 1981 bis 1985 errichtet.
- Am Standort Schwarze Pumpe werden zwei Kraftwerksblöcke mit je 750 Megawatt Kraftwerksleistung betrieben. Sie wurden nach der Wende neu errichtet und gingen 1997 und 1998 in Betrieb. Es wird auch Prozessdampf für die benachbarte Veredelung und eine Papierfabrik ausgekoppelt.
- Am Standort Boxberg werden die beiden ältesten 500-Megawatt-Blöcke betrieben, die 1979 und 1980 in Betrieb gingen. Zwei neue Kraftwerksblöcke wurden nach der Wende errichtet: Block Q mit einer installierten Leistung von 857 Megawatt netto ging im Jahr 2000 in Betrieb, Block R mit 640 Megawatt netto im Jahr 2012.

Aus dem Lausitzer Revier werden auch zwei kleinere öffentliche KWK-Anlagen in Cottbus und Frankfurt (Oder) versorgt. Sie verwenden keine Rohbraunkohle, sondern Wirbelschichtbraunkohle aus dem

Stromgeführte Kraftwerke in der Lausitz (2020 in Betrieb)

Tabelle 3-6

	Inbetriebnahme	Installierte Leistung	Prod. Strom	Prod. Wärme	CO ₂ -Emissionen*	Eigentümer	Wirkungsgrad el. **	Spez. Emissionen
		MW _{el}	TWh	TWh	Mio. t CO ₂		%	kg CO ₂ /kWh
Boxberg		2.427	18,1	0,1	19,4	LEAG	–	1,1
Block R	2013	640	4,1	–	4,6	LEAG	43,7%	1,0
Block Q	2000	857	6,5	–	6,2	LEAG	41,7%	1,0
Block P	1980	465	3,7	–	4,3	LEAG	35,5%–36,1%	1,2
Block N	1979	465	3,7	–	4,3	LEAG	35,5%–36,1%	1,2
Jämschwalde		1.860	12,8	0,3	15,0	LEAG	35,5%–36,1%	1,2
Block D	1985	465	3,4	–	4,0	LEAG	–	1,2
Block C	1984	465	2,7	–	3,1	LEAG	–	1,2
Block B	1982	465	3,0	–	3,6	LEAG	–	1,2
Block A	1981	465	3,6	–	4,2	LEAG	–	1,2
Schwarze Pumpe		1.500	11,0	1,8	12,2	LEAG	40,6%	0,9
Block A	1997	750	5,4	–	5,9	LEAG	–	0,9
Block B	1998	750	5,7	–	6,3	LEAG	–	0,9
Summe Lausitz		5.787	41,9	2,2	46,6			1,1

* Emissionen auf Blockebene aufgeteilt basierend auf Wirkungsgraden und Daten zur Stromproduktion (ENTSO-E)

** Betreiberangabe (vgl. Tabelle 3-1)

Zusammenstellung Öko-Institut nach BNetzA, EUTL, ENTSO-E, Statistik der Kohlenwirtschaft, Berechnungen des Öko-Instituts

Von Sicherheitsbereitschaft erfasste Blöcke in der Lausitz

Tabelle 3-7

	Inbetriebnahme	Installierte Leistung	Prod. Strom	Prod. Wärme	CO ₂ -Emissionen*	Eigentümer	Wirkungsgrad el. **	Spez. Emissionen
		MW _{el}	TWh	TWh	Mio. t CO ₂		%	kg CO ₂ /kWh
Jämschwalde		930	7,1	–	8,4			
Block F	1989	465	3,5	–	4,1	LEAG	35,5%–36,1%	1,2
Block E	1987	465	3,7	–	4,3	LEAG	35,5%–36,1%	1,2
Summe Lausitz		930	7,1	–	8,4			

* Emissionen auf Blockebene aufgeteilt basierend auf Wirkungsgraden und Daten zur Stromproduktion (ENTSO-E)

** Betreiberangabe (vgl. Tabelle 3-1)

Zusammenstellung Öko-Institut nach BNetzA, EUTL, ENTSO-E, Statistik der Kohlenwirtschaft, Berechnungen des Öko-Instituts

KWK-Anlagen < 200 MW in der Lausitz (Daten 2015)

Tabelle 3-8

Kraftwerk	Elektrische Leistung	Emissionen	Brennstoffeinsatz Braunkohle		Stromproduktion	Wärmeproduktion	Nutzungsgrad elektr.	Wärmeauskopp- lung	Nutzungsgrad gesamt
	BNetzA	EUTL	nach EUTL berechnet		berechnet	berechnet (EUTL)	eigene Berechnung		
	MW _{el}	Mio. t CO ₂	TWh _{th}	Mio. t	TWh _{el}	TWh _{th}	in % des Brennstoffeinsatzes		
HKW Klingenberg	164	1,3	3,2	1,3	0,5	2,2	15%	68%	83%
HKW Cottbus	74	0,3	0,6	0,3	0,2	0,2	33%	38%	72%
Frankfurt (Oder)	45	0,2	0,4	0,2	0,1	0,3	15%	68%	83%
Summe Lausitz	283	1,7	4,2	1,8	0,8	2,7	19%	65%	84%

Zusammenstellung Öko-Institut nach BNetzA, EUTL, ENTSO-E, Statistik der Kohlenwirtschaft, Stadtwerke Cottbus (2017), Berechnungen des Öko-Instituts

Veredelungsbetrieb in Schwarze Pumpe. Das Kraftwerk Klingenberg in Berlin (160 Megawatt) wurde noch bis Mai 2017 mit Rohbraunkohle aus dem Lausitzer Revier beliefert.³⁷

3.4.5. Mitteldeutschland

Die stromgeführten Kraftwerke in Mitteldeutschland wurden nach der Wende komplett neu errichtet. Am Standort Schkopau wurden zwei 450-Megawatt-Blöcke errichtet, die 1995/96 in Betrieb gingen. Der Bau des Kraftwerks wurde vom Land Sachsen-Anhalt zur Sicherung des Braunkohlenabsatzes aus dem Tagebau Profen mit 306,8 Millionen Euro subventioniert (braunkohlenbedingte Mehrkosten im Vergleich zu einem Steinkohlenkraftwerk). Eigentümerin des Kraftwerks Schkopau ist die Kraftwerk Schkopau GbR (KSR 2016). Ein Anteil von 58,1 Prozent der Kraftwerks Schkopau GbR wird von Uniper gehalten, die Eigentümerin des restlichen Anteils in

Höhe von 41,9 Prozent ist die Saale Energie GmbH. Die Anteile der Saale Energie GmbH werden von der EPH gehalten.

Die Betreiberin des Kraftwerks Schkopau ist die gesonderte Kraftwerk Schkopau Betriebsgesellschaft mbH (Uniper 55,6 Prozent, Saale Energie GmbH 44,4 Prozent). Die Kraftwerk Schkopau Betriebsgesellschaft hat die Betriebsführung im Rahmen eines Betriebsführungsvertrages an Uniper übertragen (KSB 2016).

Uniper und die Saale Energie GmbH verfügen im Rahmen von Kohlenumwandlungsverträgen mit der Kraftwerk Schkopau Betriebsgesellschaft mbH über entsprechende Anteile an der elektrischen Leistung von 500 Megawatt (Uniper) und 400 Megawatt (Saale Energie GmbH). Diese Verträge laufen mindestens bis 2021 (25 Jahre nach Inbetriebnahme). Auch für den Kohlenliefervertrag mit der MIBRAG ist von einer Laufzeit von mindestens 25 Jahren ab Inbetriebnahme auszugehen. Über die Produktion aus dem 400-Megawatt-Anteil der Saale Energie GmbH wurde ein langfristiger Strombezugsvertrag mit der LEAG geschlossen (SEG 2016). Die Umsatzerlöse aus

³⁷ Die Braunkohlekessel in Klingenberg wurden im Mai 2017 stillgelegt, als Ersatz wurden die Erdgaskessel am Standort ertüchtigt. Mittelfristig (bis 2020) soll am Standort Blockdammweg in Berlin-Marzahn eine neue Erdgas-GuD-Anlage errichtet werden.

diesem Strombezugsvertrag zwischen LEAG und der Saale Energie GmbH beliefen sich im Jahr 2015 auf 111,5 Millionen Euro. Die Vollkosten des Kraftwerks belaufen sich somit auf circa 45 Euro je Megawattstunde (bezogen auf die Stromproduktion aus Tabelle 3-9).

Uniper verkauft einen Anteil seiner Stromerzeugung (110 Megawatt von 500 Megawatt) an die DB Energie GmbH weiter. Außerdem liefert Uniper Strom (bis zu 180 Megawatt) und Prozessdampf (bis zu 200 Tonnen Dampf pro Stunde) im Rahmen eines langfristigen Liefervertrages an den benachbarten Chemiepark (Dow Chemical). Daneben liefert auch Uniper über einen Stromliefervertrag 190 Megawatt Strom an die LEAG (VKR et al. 1998). Auch hier ist von einer Vertragsbeziehung bis mindestens 2021 auszugehen.

Interessant ist in diesem Zusammenhang, dass die Vattenfall Europe Generation AG bereits umfangreiche Rückstellungen bezüglich eines Strombezugsvertrags gebildet hat (488 Millionen Euro zum Ende des Jahres 2015). Es kann davon ausgegangen werden, dass es sich dabei um den Strombezugsvertrag mit

dem Kraftwerk Schkopau handelt (400 Megawatt mit der Saale Energie GmbH, 190 Megawatt mit Uniper). Durch den Strombezugsvertrag trägt die LEAG letztendlich den Großteil des unternehmerischen Risikos.

In Lippendorf wurden die Kraftwerksblöcke R und S errichtet, die über eine installierte Leistung von je 875 Megawatt verfügen und in den Jahren 1999/2000 in Betrieb gingen. Lippendorf befindet sich südlich von Leipzig und versorgt die Stadt mit einem Teil der benötigten Fernwärme. Inhaberin des Blocks S ist die EnBW, Inhaberin des Blocks R ist die LEAG. Die LEAG betreibt beide Blöcke des Kraftwerks Lippendorf (also auch den Block der EnBW). Über die Braunkohlenlieferung wurde ein Brennstoffliefervertrag mit der MIBRAG mit einer Laufzeit von 40 Jahren ab Inbetriebnahme abgeschlossen (also bis 2040). Ende 2014 wurden die Verpflichtungen der EnBW im Rahmen dieses Vertrags auf 2,2 Milliarden Euro bewertet. Außerdem bestehen für die EnBW Verpflichtungen gegenüber der MIBRAG aus einem Vertrag zur Rücknahme der Reststoffe (Asche und Gips aus der Rauchgasreinigung) in Höhe von 0,16 Milliarden Euro (EnBW 2015).

Stromgeführte Kraftwerke in Mitteldeutschland (2020 in Betrieb)

Tabelle 3-9

	Inbetriebnahme	Installierte Leistung	Prod. Strom	Prod. Wärme	CO ₂ -Emissionen *	Eigentümer	Wirkungsgrad el. **	Spez. Emissionen
		MW _{el}	TWh	TWh	Mt CO ₂		%	kg CO ₂ /kWh
Lippendorf		1.750	10,9	1,0	10,3		42 %	0,9
Block R	2000	875	5,1	–	4,8	LEAG		
Block S	1999	875	5,9	–	5,5	EnBW		
Schkopau		900	4,8	1,3	5,4		40 %	1,0
Block A	1996	450	2,6	–	2,8	58 % Uniper / 42 % Saale Energie GmbH		
Block B	1996	450	2,3	–	2,5			
Summe Mitteldt.		2.650	15,8	2,3	15,6			

* Emissionen auf Blockebene aufgeteilt basierend auf Wirkungsgraden und Daten zur Stromproduktion (ENTSO-E)

** Betreiberangabe (vgl. Tabelle 3-1)

Zusammenstellung Öko-Institut nach BNetzA, EUTL, ENTSO-E, Statistik der Kohlenwirtschaft, Berechnungen des Öko-Instituts

KWK-Anlagen unter 200 Megawatt in Mitteldeutschland (Daten 2015)

Tabelle 3-10

Kraftwerk	Elektrische Leistung	Emissionen	Brennstoffeinsatz Braunkohle		Stromproduktion	Wärmeproduktion	Nutzungsgrad elektr.	Wärmeauskoppelung	Nutzungsgrad gesamt
	BNetzA	EUTL	nach EUTL berechnet		berechnet	berechnet (EUTL)	eigene Berechnung		
	MW _{el}	Mio. t CO ₂	TWh _{th}	Mio. t	TWh _{el}	TWh _{th}	in % des Brennstoffeinsatzes		
Chemnitz Nord II	148	0,9	2,5	0,8	0,7	1,0	28%	40%	68%
Deuben	67	0,9	2,3	0,8	0,4	0,3	19%	11%	30%
Energiezentrale 3	18	0,4	1,0	0,3	0,1	0,7	12%	68%	80%
Amsdorf	49	0,5	1,2	0,4	0,2	0,5	15%	43%	58%
Wähilitz	31	0,3	0,9	0,3	0,2	0,1	19%	17%	36%
HKW Dessau	49	0,2	0,4	0,1	0,1	0,3	15%	68%	83%
Summe Mitteldt.	361	3,1	8,3	2,8	1,7	2,9	20%	35%	55%

Zusammenstellung Öko-Institut nach BNetzA, EUTL, Statistik der Kohlenwirtschaft, Eins Energie (2018), Berechnungen des Öko-Instituts

In Summe kontrolliert die LEAG fast 50 Prozent der Stromproduktion des Mitteldeutschen Reviers.

Die stromgeführten Kraftwerke in Mitteldeutschland wurden erst nach 1990 neu errichtet und erreichen elektrische Wirkungsgrade von 42 Prozent (Lippendorf³⁸) und 40 Prozent (Schkopau). Beide Kraftwerke zeichnen sich durch eine vergleichsweise hohe Wärmeauskoppelung aus.

Außerdem verfügt das Mitteldeutsche Revier noch über eine Reihe kleinerer Kraftwerke: Die Anlagen in Wähilitz (30 Megawatt) und Deuben (74 Megawatt) dienen hauptsächlich zur Eigenstromversorgung der beiden Tagebaue Profen und Vereinigtes Schleenhain. Die Kraftwerke Chemnitz (148 Megawatt) und Dessau (49 Megawatt) werden als öffentliche KWK-Anlagen zur Strom- und Wärmeversorgung mit Rohbraunkohle aus dem Mitteldeutschen Revier beliefert. Hinzu kommen industrielle KWK-Anlagen: Das

Kraftwerk der Romonta in Amsdorf (49 Megawatt) sowie zwei Anlagen in einer Zuckerfabrik/Bioethanolanlage (zusammen 18 Megawatt als „Energiezentrale 3“ bei der BNetzA registriert).

3.5. Wärmeerzeugung und Kraft-Wärme-Kopplung

Wie in den vorangegangenen Abschnitten bereits deutlich geworden ist, wird die KWK-Wärmeproduktion aus der Braunkohle hauptsächlich (etwa zu zwei Dritteln) durch kleinere wärmegeführte KWK-Anlagen abgedeckt.³⁹ Etwa die Hälfte der gesamten KWK-Wärmeproduktion aller Braunkohlekraftwerke ist dabei der öffentlichen Wärmeversorgung zuzuordnen. Die andere Hälfte der Wärmeproduktion wird in der Industrie genutzt, hier ist insbesondere die Braunkohlenveredelung relevant.

38 Das Kraftwerk Lippendorf erreicht im Jahresdurchschnitt einen elektrischen Nutzungsgrad von 41,7 Prozent (EnBW 2015)

39 Strom- und wärmegeführt bezeichnet die wirtschaftliche Betriebsweise des Kraftwerks. Ein stromgeführtes Kraftwerk richtet seine Produktion an der Stromnachfrage aus, ein wärmegeführtes Kraftwerk an der Wärmenachfrage.

In diesem Abschnitt sollen die KWK-Anlagen in ihrer Gesamtheit noch einmal im Detail dargestellt werden. Insbesondere interessiert hier, für welche Zwecke die erzeugte Wärme verwendet wird und welchen Anteil

die Wärmeproduktion an der Gesamtproduktion (Summe aus Strom- und Wärmeproduktion) ausmacht. Die folgende Tabelle 3-11 zeigt die KWK-Wärmeproduktion in allen Revieren im Überblick.

Überblick Wärmeproduktion der Braunkohle-KWK-Anlagen 2015

Tabelle 3-11

Name der Anlage (EUTL)	Leistung	KWK-Wärme (Schätzung)	Anteil Wärme	Verwendung (hauptsächlich)	Kohlebezug aus Revier	Stilllegung
	MW _{el}	TWh _{th} /a	%			
Schwarze Pumpe	1.500	1,8	14	Industrie	Lausitz	
Schkopau	900	1,3	21	Industrie	MD	
Lippendorf	1.750	1,0	8	Fernwärme	MD	
Weisweiler	1.800	0,4	3	Fernwärme	Rheinland	
Jänschwalde	1.860	0,3	2	Fernwärme	Lausitz	
Boxberg	2.427	0,1	1	Fernwärme	Lausitz	
Neurath	3.876	0,1	0	Fernwärme	Rheinland	
Niederaußem	2.836	0,1	1	Fernwärme	Rheinland	
Summe Großkraftwerke	16.949	5,2				
Frechen	118	1,5	71	Industrie	Rheinland	
Goldenberg	151	0,9	64	Industrie	Rheinland	2015/2020
Ville/Berrenrath	52	0,6	60	Industrie	Rheinland	
Köln-Merkenich	75	0,6	65	Fernwärme	Rheinland	
Fortuna Nord	15	0,7	88	Industrie	Rheinland	
Martinswerk	10	0,4	80	Industrie	Rheinland	
HKW Duisburg	28	0,4	80	Fernwärme	Rheinland	
HKW Klingenberg	164	2,2	81	Fernwärme	Lausitz	2017
HKW Cottbus	74	0,2	53	Fernwärme	Lausitz	2019
Frankfurt (Oder)	45	0,3	75	Fernwärme	Lausitz	
Chemnitz Nord II	148	1,0	59	Fernwärme	MD	2023/2029
Deuben	67	0,3	43	Eigenverbrauch	MD	
Energiezentrale 3	18	0,7	88	Industrie	MD	
Amsdorf	49	0,5	71	Industrie	MD	
Wahlitz	31	0,1	33	Eigenverbrauch	MD	
HKW Dessau	49	0,3	75	Fernwärme	MD	2018
Kassel	34	0,2	78	Fernwärme		
Mummsdorf	60	0,0		Eigenverbrauch	MD	2013
Summe kleine KWK	1.128	10,9				
Summe gesamt	18.077	16,1				
davon Rheinland		5,7				
davon Mitteldeutschland (MD)		5,2				
davon Lausitz		4,9				
davon Industrie		8,4				
davon Fernwärme		7,2				
geplante Stilllegung bis 2020		3,6				

Angaben können zu kleineren Anteilen Wärmeproduktion aus (Erdgas-)Spitzenlastkesseln enthalten, wenn diese zur ETS-Anlage gehören
 Zusammenstellung Öko-Institut nach BNetzA, EUTL, ENTSO-E, RheinEnergie (2014), Stadtwerke Cottbus (2017), Eins Energie (2018), Statistik der Kohlenwirtschaft, Berechnungen des Öko-Instituts

Unter den großen Kraftwerken weisen Schkopau, Lippendorf und Schwarze Pumpe die absolut höchste Wärmeauskopplung auf. Dabei handelt es sich um vergleichsweise neue Kraftwerke, die erst nach 1990 errichtet wurden. Diese Wärmeauskopplung kann noch über einen längeren Zeitraum aufrechterhalten werden, weil zuerst die ineffizienten, älteren Braunkohlekraftwerke zu Emissionsminderungen beitragen sollten. Unter diesen koppelten insbesondere die Kraftwerke Jänschwalde und Weisweiler relevante Wärmemengen aus. Eine alternative Wärmeversorgung wird an beiden Standorten bereits diskutiert:

- Das Kraftwerk Jänschwalde (betrieben von der LEAG) versorgt vor allem die Stadt Cottbus mit Fernwärme. Daneben verfügt Cottbus auch über ein eigenes Heizkraftwerk. Die Strategie der Stadtwerke Cottbus umfasst zusätzlich den Neubau von mindestens zehn Blockheizkraftwerken (BHKW) in den kommenden Jahren (Lausitzer Rundschau 2016b), um sich auf eine Stilllegung von Jänschwalde vorzubereiten.
- Das RWE-Kraftwerk Weisweiler versorgt in erster Linie die Stadt Aachen. In Zukunft wird ein Teil der Fernwärme nicht mehr durch das Kraftwerk, sondern durch eine Müllverbrennungsanlage in Weisweiler bereitgestellt. Dafür wird die bestehende Fernwärmetrasse von Weisweiler nach Aachen genutzt, die sich im Eigentum von RWE befindet. Das Kraftwerk Weisweiler wird voraussichtlich 2030 stillgelegt (gegebenenfalls auch bereits 2025), sodass in Aachen bereits über eine alternative Wärmeversorgung diskutiert wird (Aachener Nachrichten 2016). Eine Option wäre, die Fernwärmeauskopplung aus der Müllverbrennungsanlage weiter zu erhöhen.

Bei den kleinen Braunkohlen-KWK-Anlagen ist die Wärmeproduktion rückläufig. Im Vergleich zu 2015 werden bis 2020 fast 30 Prozent ihrer Wärmeproduktion durch umweltfreundlichere Alternativen ersetzt (Nutzung industrieller Abwärme und Neubau von dezentralen Erdgas-KWK-Anlagen). Hintergrund ist, dass mit dem Kraft-Wärme-Kopplungs-

gesetz (KWKG) ein effektives Instrument verfügbar ist, das entscheidend dazu beiträgt, dass die bisherige Wärmeversorgung aus Braunkohlekraftwerken durch umweltfreundlichere Alternativen substituiert werden kann. Beispiele für die Substitution von kleineren Braunkohlen-KWK-Anlagen sind:

- Die Braunkohlenkessel des Kraftwerks Klingenberg in Berlin wurden im Mai 2017 außer Betrieb genommen. Vattenfall hat die am gleichen Standort vorhandenen Erdgas-KWK-Anlagen modernisiert und errichtet zusätzlich ein Gas- und -Dampf-Kraftwerk (Vattenfall 2017).
- RWE hat Mitte 2015 den größten Teil des Kraftwerks Goldenberg, in dem keine Wärme ausgekoppelt wurde, stillgelegt. Es verbleibt eine elektrische Leistung von 40 Megawatt im KWK-Betrieb, die den Chemiepark Knapsack (InfraServ GmbH & Co. Knapsack KG) in Hürth, eine Papierfabrik (Rhein-Erft Rundschau 2014) sowie die Stadtwerke Hürth mit Prozessdampf beziehungsweise Fernwärme versorgt. Die Fernwärmeversorgung von Hürth soll 2017 auf Abwärmenutzung einer Industrierauflagenfabrik (Orion Engineered Carbons) umgestellt werden (Rhein-Erft Rundschau 2016), die Lieferverträge mit der Industrie laufen bis Ende 2020 (Kölner Stadtanzeiger 2015).
- Das Kraftwerk Mumsdorf im Mitteldeutschen Revier (60 Megawatt) versorgte unter anderem den Industriepark Zeitz mit Prozessdampf und wurde Ende Juni 2013 stillgelegt. Hier wurden dezentrale Alternativen gefunden (Mitteldeutsche Zeitung 2012). Die Getec AG errichtete zum Beispiel im Rahmen einer Contracting-Lösung eine Ersatzanlage zur Versorgung der Radici Chimica Deutschland GmbH. Es wurden zwei Kesselanlagen errichtet; ein Braunkohlenstaubkessel und ein Erdgaskessel. Zentraler Vorteil ist, dass diese Anlage auch genutzt werden kann, um klimaschädliches Lachgas, das im Rahmen des Produktionsprozesses anfällt, zu zerstören. Andere Fernwärmekunden werden über ein Biogasblockheizkraftwerk versorgt.

4. Bedeutung des Braunkohlenbergbaus in Deutschland für die Beschäftigung und die Regionalwirtschaft

4.1. Beschäftigung

Die Beschäftigung im Braunkohlenbergbau in Deutschland exklusive der Kraftwerke der allgemeinen Versorgung (Abbildung 4-1) betrug zwischen 1960 und 1989 circa 150.000 Beschäftigte. Die einzelnen Reviere durchlaufen dabei jeweils unterschiedliche Dynamiken.

- Bis 1990 war der prozentual stärkste Beschäftigungsrückgang in den Revieren Helmstedt, Bayern und Hessen zu beobachten (in der Grafik als andere Reviere bezeichnet). Im Jahr 1960 betrug die Anzahl der Beschäftigten noch über 10.000 und ging bis 1991 auf etwa 2.000 zurück. Die Braunkohlenförderung in Bayern wurde bereits 1982 und in Hessen 1991 eingestellt. Im Revier Helmstedt wurde bis zur Stilllegung des Tagebaus Schöningen im Jahr 2016 Braunkohle gefördert. Mittelfristig werden für die Rekultivierung des Tagebaus Schöningen 50 Mitarbeiter weiterbeschäftigt (MIBRAG 2016a).⁴⁰
- Seit 1989 geht die Anzahl der Beschäftigten bedingt durch die Anpassungsprozesse nach der Wende stark zurück. Im Jahr 1989 waren in der Lausitz noch 80.000 Menschen beschäftigt und in Mitteldeutschland noch 60.000. Bis zum Jahr 2000 reduzierte sich die Anzahl der Beschäftigten um

mehr als 90 Prozent auf 7.000 in der Lausitz und 3.000 in Mitteldeutschland.

- Im Rheinland geht die Anzahl der Beschäftigten seit 1983 kontinuierlich zurück und hat sich seitdem mehr als halbiert.

Im Jahr 2014 waren insgesamt etwa 15.000 Beschäftigte im Braunkohlenbergbau zu verzeichnen (Abbildung 4-1).

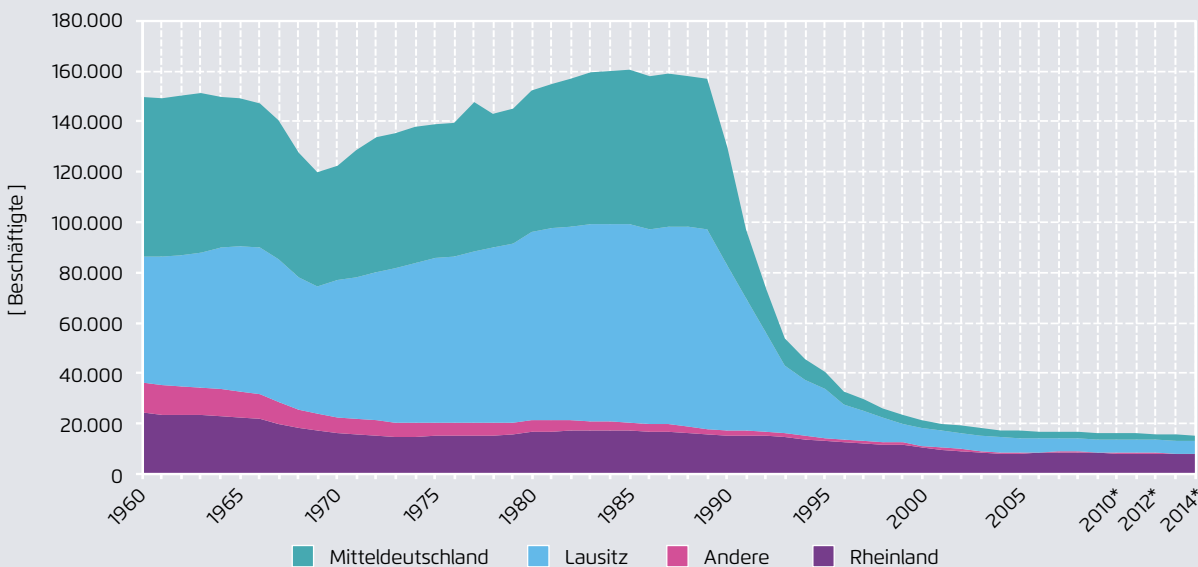
Aktuelle Beschäftigtenzahlen in der Braunkohlenindustrie in Deutschland werden monatlich vom DEBRIV veröffentlicht. Jährliche Daten auch für historische Jahre werden auf der Website der Statistik der Kohlenwirtschaft veröffentlicht. Seit 2002 werden auch Angaben für die Beschäftigten inklusive der Kraftwerke der allgemeinen Versorgung veröffentlicht. Seit 2008 gibt die Statistik der Kohlenwirtschaft nur noch die Summe der Beschäftigten aus dem Bergbau und den Braunkohlekraftwerken der allgemeinen Versorgung an. Die Entwicklung ist in Abbildung 4-2 dargestellt. Stand Ende Dezember 2016 werden vom DEBRIV 19.854 Beschäftigte in der Braunkohlenindustrie ausgewiesen. Dies stellt im Vergleich zum Ende Dezember 2015 einen Rückgang von 4,3 Prozent dar.

Dabei ist zu beachten, dass in den Beschäftigtenzahlen nicht nur der aktive Bergbau enthalten ist. Die Anzahl der Beschäftigten der LMBV (Lausitzer und Mitteldeutsche Bergbau-Verwaltungsgesellschaft mbH) betrug im Jahr 1995 noch über 10.000 und ging bis zum Jahr 2000 auf 1.900 Beschäftigte zurück. Ende des Jahres 2016 hatte die LMBV noch 620 Beschäftigte, die für die Rekultivierung der Alttagbaue in der Lausitz (410 Beschäftigte) und in Mitteldeutschland (210 Beschäftigte) zuständig sind.

40 Ende Oktober 2016 waren im Helmstedter Revier noch 226 Beschäftigte zu verzeichnen (bei der Helmstedter Revier GmbH). Mittelfristig sollen 130 Mitarbeiter weiterbeschäftigt werden. Davon stellen 80 Mitarbeiter den Reservebetrieb des Kraftwerks Buschhaus sicher. Im Jahr 2015 wurden noch 1,5 Millionen Tonnen Braunkohle im Tagebau Schöningen gefördert. Für die Rekultivierung werden also etwa 40 Personen pro Millionen Tonnen Förderkapazität weiterbeschäftigt.

Beschäftigte im Braunkohlenbergbau nach Revieren, 1960 bis 2014

Abbildung 4-1

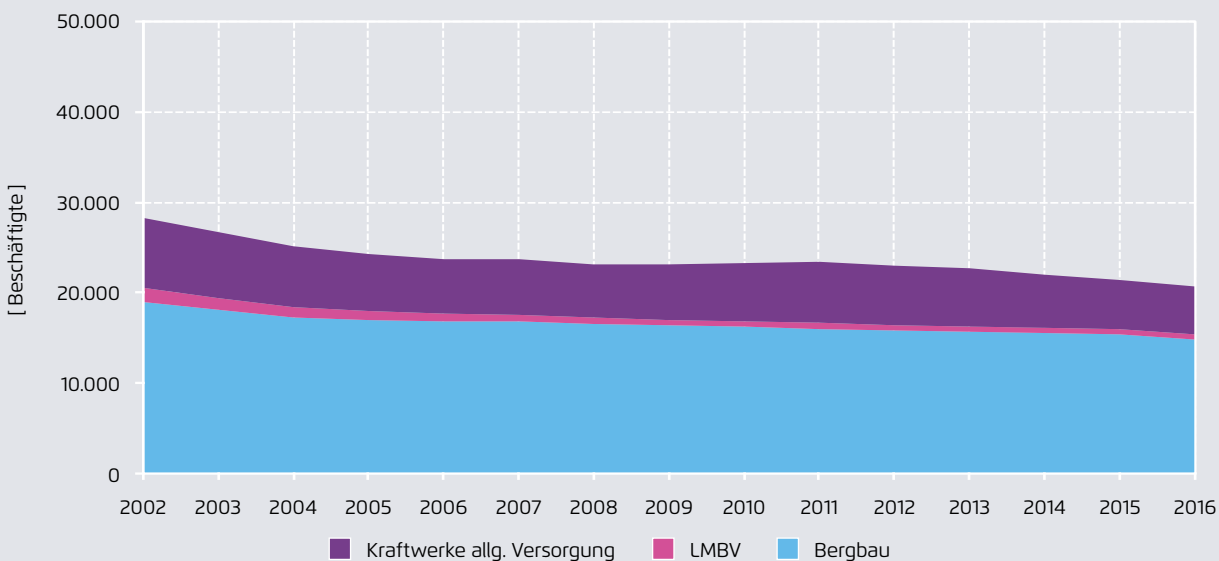


* Daten zu Beschäftigten exkl. allg. Versorgung zwischen 2008 und 2014 wurden interpoliert. Die Werte für 2014 basieren auf dem Monatsbericht des DEBRIV. Aufteilung auf die Reviere im Jahr 2014 basierend auf Angaben in den Jahresabschlüssen der Braunkohleunternehmen.

eigene Darstellung Öko-Institut nach Statistik der Kohlenwirtschaft, Monatsberichte des DEBRIV zu Beschäftigten der Braunkohleindustrie, Berechnungen des Öko-Instituts.

Beschäftigte in der Braunkohlenindustrie, Deutschland 2002 bis 2016

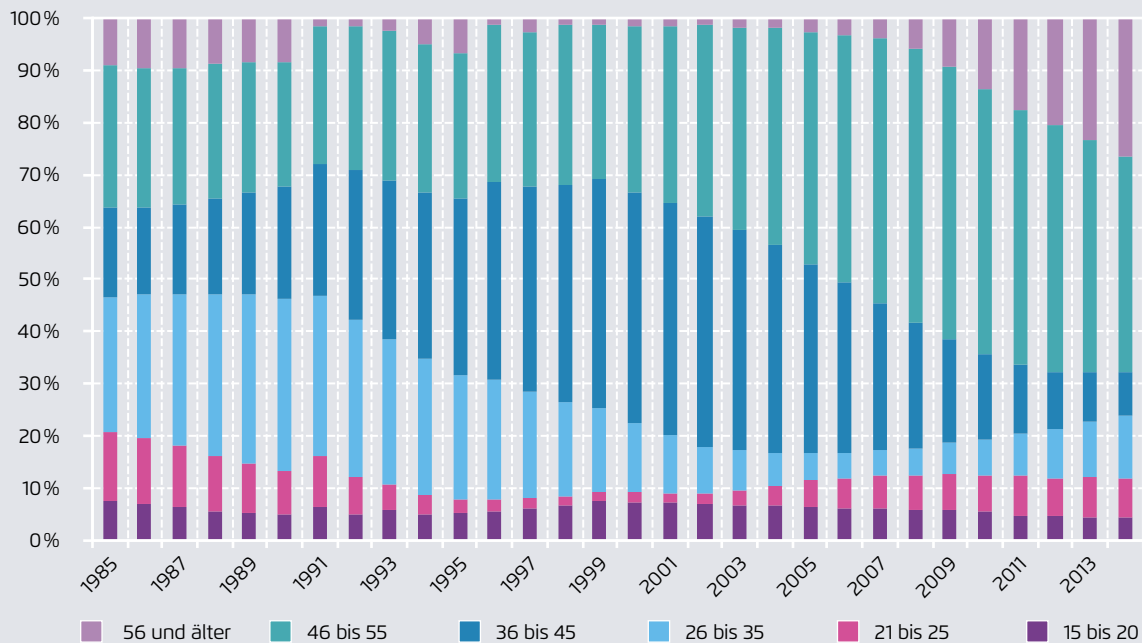
Abbildung 4-2



Hinweis: Daten zu Beschäftigten exklusive allgemeiner Versorgung zwischen 2008 und 2014 wurden interpoliert. Die Werte für 2014 und 2015 basieren auf dem Monatsbericht des DEBRIV. eigene Darstellung Öko-Institut nach Statistik der Kohlenwirtschaft, Monatsberichte des DEBRIV zu Beschäftigten der Braunkohlenindustrie, LMBV (2010), Berechnungen des Öko-Instituts

Altersstruktur der Beschäftigten im Braunkohlenbergbau (ohne Braunkohlekraftwerke der allgemeinen Versorgung) in Deutschland, 1990 bis 2014

Abbildung 4-3



eigene Darstellung Öko-Institut nach Statistik der Kohlenwirtschaft, Tabelle: Altersaufbau der Beschäftigten (Köln, 05.03.2015), aktuellere Daten werden nicht mehr veröffentlicht

Der Fortbestand dieser Arbeitsplätze ist nicht von einer Fortführung des aktiven Bergbaus abhängig, sondern von der in jedem Fall weiterzuführenden Sanierung durch die LMBV.

Von den knapp 20.000 Beschäftigten der Braunkohlenindustrie waren Ende 2016 etwa sechs Prozent (1.139) Auszubildende.⁴¹ Auszubildende verfügen noch nicht über unbefristete Arbeitsverträge, auch das Gehalt ist noch deutlich niedriger als bei anderen Mitarbeitern.

41 Aus den Geschäftsberichten der Braunkohleunternehmen von 2014 geht hervor, dass etwa die Hälfte (674 von damals 1369 Auszubildenden) bei Vattenfall beziehungsweise heute LEAG beschäftigt ist (VEG 2015; VEM 2015), ein gutes Drittel (562) bei RWE (RWE Power 2015) und nur ein kleiner Teil (133) bei der Mibrag (MIBRAG 2015). 2008 betrug die Zahl der Auszubildenden nach den Geschäftsberichten noch 1.686 und geht seither stetig zurück.

Mitarbeiter in der passiven Phase der Altersteilzeit werden ebenfalls in der Beschäftigungsstatistik mitgezählt, sind aber auch nicht von einer Weiterführung der Braunkohlenförderung abhängig. Die MIBRAG nennt im Geschäftsbericht 160 solche Mitarbeiter Ende des Jahres 2014 (MIBRAG 2015). In welchem Umfang dieses Phänomen auch bei RWE und LEAG auftritt, konnte nicht ermittelt werden.

Damit ist davon auszugehen, dass von den etwas weniger als 20.000 Beschäftigten nur etwa 18.000 reguläre Stellen und 1.000 Auszubildende von der Weiterführung der Braunkohlenförderung abhängig sind. Davon entfallen Stand Ende 2016 etwa (inklusive Auszubildende):

→ 5.000 Stellen auf die öffentlichen Kraftwerke,

- 1.600 Stellen auf die Veredelungsbetriebe⁴² und
- 12.400 Stellen auf die Braunkohlenförderung.

Vor dem Hintergrund einer sinkenden Belegschaft im Braunkohlenbergbau (siehe Abbildung 4-1), ergibt sich eine alternde Belegschaft, wie Abbildung 4-3 veranschaulicht.

Lag der Anteil der über 56-jährigen Beschäftigten im Jahr 1991 bei 1,8 Prozent, so stieg er bis 2014 auf 26,5 Prozent. Demgegenüber sank der Anteil der 15- bis 20-jährigen Belegschaft im gleichen Zeitraum von 6,5 Prozent auf 4,5 Prozent (vergleiche Abbildung 4-3). Dies bedeutet, dass in den nächsten zehn Jahren voraussichtlich über ein Viertel der Beschäftigten aus den Unternehmen ausscheiden wird. Bis 2035 werden sogar zwei Drittel der Beschäftigten im Braunkohlenbergbau in den Ruhestand gehen.

4.2. Regionalwirtschaftliche Bedeutung des Braunkohlenbergbaus

Die deutsche Braunkohlenindustrie repräsentiert mit Blick auf die Gesamtzahl der Erwerbstätigen in Deutschland (circa 0,045 Prozent) einen sehr kleinen Anteil und bleibt auch hinsichtlich der Beschäftigtenzahl im produzierenden Gewerbe (circa 0,2 Prozent) relativ klein. Gleichwohl spielt die Braunkohlenwirtschaft in den verschiedenen Revieren und Regionen eine größere Rolle, sowohl hinsichtlich der Wertschöpfung als auch der Beschäftigung.

Sowohl der Beitrag der Braunkohlenindustrie zur regionalen Beschäftigung als auch die Beschäftigungs- und Wertschöpfungseffekte im nationalen Kontext sind in einer Reihe von sektorenspezifischen Untersuchungen näher analysiert worden.

- Prognos (2005) untersuchte für das Analysejahr 2004 die Beschäftigungseffekte der ostdeutschen Braunkohlenindustrie für die fünf neuen Bundesländer, ermittelt wurden die direkten, die indirekten und die induzierten Beschäftigungseffekte.
- EEFA (2010) untersuchte für das Analysejahr 2009 die Beschäftigungseffekte der rheinischen Braunkohlenindustrie für das Revier, die Region, das Land Nordrhein-Westfalen sowie Deutschland, auch hier wurden die direkten, die indirekten und die induzierten Beschäftigungseffekte ermittelt.
- EEFA (2011) untersuchte für das Analysejahr 2009 die Beschäftigungseffekte aller drei Braunkohlereviere für Gesamtdeutschland, analysiert wurden wiederum die direkten, die indirekten und die induzierten Beschäftigungseffekte.
- Prognos (2011) aktualisierte die Untersuchung der direkten, indirekten und induzierten Beschäftigungseffekte für die neuen Bundesländer⁴³ für das Bezugsjahr 2010.
- Kluge et al. (2014) untersuchten die Beschäftigungseffekte der Lausitzer Bergbau und Energiewirtschaft (in unterschiedlichen Abgrenzungen) einerseits für die Lausitz und andererseits für Deutschland insgesamt, betrachtet wurden die direkten und indirekten Beschäftigungseffekte, die induzierten Beschäftigungseffekte wurden nur punktuell und nachrichtlich berichtet.

Die verschiedenen Kategorien der Beschäftigungseffekte werden wie folgt abgegrenzt beziehungsweise ermittelt:

- Die direkte Beschäftigung erfasst alle Beschäftigten in den jeweiligen Unternehmen, diese entfallen naturgemäß ganz überwiegend auf die jeweiligen Reviere beziehungsweise Regionen.

42 Nach EEFA (2010) entfielen im Jahr 2009 1.271 direkt Beschäftigte der RWE Power AG auf die Veredelung. Damit entfielen im Jahr 2009 neun Prozent der Beschäftigten der RWE Power AG auf die Veredelung. Es wurde unterstellt, dass diese Prozentzahl für das Jahr 2016 für Gesamtdeutschland übertragbar ist.

43 Die Beschäftigungseffekte außerhalb der neuen Bundesländer werden bei Prognos (2011) nur auf aggregierter Ebene ausgewiesen. Das Verhältnis des Ausgabe volumens für die neuen Bundesländer und die alten Bundesländer beziehungsweise das Ausland wird dabei mit 74 : 26 angegeben.

Studienübersicht zu den Beschäftigungseffekten der Braunkohlenwirtschaft

Tabelle 4-1

		Beschäftigungseffekte			
		direkt	indirekt	Summe	nachr.: induziert
Braunkohlenindustrie Deutschland (EEFA)					
Rheinland (für Deutschland)	2009	13.438	23.287	36.725	3.950
Mitteldeutschland (für Deutschland)	2009	3.873	4.062	7.935	698
Lausitz (für Deutschland)	2009	7.586	25.135	32.721	4.395
Deutschland	2009	24.897	52.484	77.381	9.043
Braunkohlenindustrie Rheinland (EEFA)					
Revier	2009	12.055	7.376	19.431	728
Region	2009	13.177	11.835	25.012	1.276
Land Nordrhein-Westfalen	2009	13.393	18.385	31.778	2.151
Deutschland	2009	13.438	24.267	37.705	411
Braunkohlenindustrie Ost-Deutschland (Prognos)					
Land Brandenburg	2004	4.190	5.389	9.579	1.071
Land Sachsen	2004	4.049	2.382	6.431	1.149
Land Sachsen-Anhalt	2004	1.414	1.545	2.959	376
Land Berlin	2004	149	944	1.093	53
Land Thüringen	2004	365	350	715	123
Land Mecklenburg-Vorpommern	2004	6	12	18	2
Neue Bundesländer	2004	10.172	10.622	20.794	2.774
Land Brandenburg	2010	4.830	8.686	13.516	2.559
Land Sachsen	2010	4.667	3.962	8.629	1.914
Land Sachsen-Anhalt	2010	1.227	2.135	3.362	624
Land Berlin	2010	46	1.717	1.763	236
Land Thüringen	2010	380	226	606	171
Land Mecklenburg-Vorpommern	2010	4	58	62	31
Neue Bundesländer	2010	11.164	16.785	27.938	5.535
Bergbau & Energiewirtschaft Lausitz (ifo D)					
Vattenfall (für die Lausitz)	2009	7.430	7.158	14.588	1.919
LMBV (für Lausitz)	2009	685	433	1.118	–
Bergbau und Energiewirtschaft (für die Lausitz)	2009	12.026	11.587	23.613	–
Sektor Bergbau, Gewinnung von Steinen und Erden (für Deutschland)	2009	6.820	7.249	14.069	–
Sektor Energieversorgung (für Deutschland)	2009	5.206	11.001	16.207	–

Prognos (2005), EEFA (2010, 2011), Prognos AG (2011), Kluge et al. (2014), Berechnungen des Öko-Instituts

- Die indirekte Beschäftigung ergibt sich aus der Nachfrage der Braunkohlenunternehmen nach Gütern und Dienstleistungen einerseits für die laufenden Ausgaben des Kraftwerks- und Tagebaubetriebs und andererseits für die Investitionen in Tagebaue und Kraftwerke, aus der über die volkswirtschaftliche Verflechtung Beschäftigung entsteht.
- Methodisch umstritten ist die Zurechnung induzierter Beschäftigungseffekte zu spezifischen Wirtschaftszweigen, da sich diese aus dem Einkommen und der entsprechenden Konsumnachfrage der direkt oder indirekt Beschäftigten ergibt und auch bei alternativen Einkommen (jeglicher Art) verbleiben würde (vergleiche Kluge et al. 2014, S. 72).

Auch wenn sich die methodischen Ansätze wie auch die Ergebnisse der in Tabelle 4-1 gezeigten Studien teilweise deutlich unterscheiden, einige strukturelle Ergebnisse diskussionswürdig erscheinen und insbesondere für die aktuelle Situation erheblicher Untersuchungsbedarf konstatiert werden muss, lassen sich aus den ausgewerteten Studien einige robuste Schlussfolgerungen ziehen:

- Das Verhältnis zwischen direkt und indirekt Beschäftigten in den jeweils engeren Regionen liegt bei etwa 1 : 1 wobei Unsicherheiten bezüglich des etwas höheren Verhältnisses für Brandenburg (beziehungsweise die Lausitz) verbleiben.
- In den großräumigeren Regionen (neue Bundesländer insgesamt, Nordrhein-Westfalen insgesamt) liegt das Verhältnis zwischen indirekter und direkter Beschäftigung bei etwa 1,3 bis 1,5.
- Bezogen auf die gesamte deutsche Volkswirtschaft liegt das Verhältnis zwischen direkter und indirekter Beschäftigung in der Größenordnung von 1 : 2.
- Auf Ebene der meisten für den Braunkohlenbergbau relevanten Bundesländer (Nordrhein-Westfalen, Sachsen, Sachsen-Anhalt) bleibt der Anteil der direkt und der indirekt Beschäftigten an der Gesamtzahl der Erwerbstätigen mit jeweils circa 0,2 Prozent relativ gering, allein für Brandenburg

ergeben sich mit 0,4 Prozent (direkt Beschäftigte) beziehungsweise 0,8 Prozent (indirekt Beschäftigte) größere Anteile, die gleichwohl im Gesamtniveau relativ klein bleiben.

- Das Verhältnis zwischen indirekten und direkten Beschäftigungseffekten unterscheidet sich für den überregionalen Bezugsraum erheblich zwischen den Bereichen Tagebaubetriebe und Kraftwerke. Die Nachfragen aus der Elektrizitätserzeugung induzieren im Regelfall doppelt so viel indirekte Beschäftigung wie der Tagebausektor.

Für kleinräumigere Effekte, bei denen hinsichtlich der direkten und indirekten Beschäftigungseffekte vor allem die Tagebaubetriebe im Vordergrund stehen dürften, liegen umfassende und belastbare Untersuchungen bisher noch nicht vor.

5. Ökologische Aspekte der Braunkohlenwirtschaft

5.1. Treibhausgasemissionen

5.1.1. Direkte CO₂-Emissionen

Direkte CO₂-Emissionen sind zunächst die Emissionen, die bei der Verbrennung der Braunkohle entstehen. Vom gesamten Ausstoß an Treibhausgasen in Deutschland (in der Abgrenzung der nationalen Treibhausgasinventare) entfielen im Jahr 1990 gut 339 Millionen Tonnen CO₂ beziehungsweise 27 Prozent auf die Verbrennung von Braunkohle (Abbildung 5-1).⁴⁴ Bis 1995 sank dieser Anteil der verbrennungsbedingten CO₂-Emissionen aus Braunkohle auf 17 Prozent, lag dann bis 2000 bei 16 bis 17 Prozent, stieg nach der Jahrtausendwende wieder leicht an und bewegte sich in einer Bandbreite von 17 bis 20 Prozent. Am aktuellen Rand (2016) lag das absolute Niveau der CO₂-Emissionen aus der Braunkohlenverbrennung bei knapp 167 Millionen Tonnen beziehungsweise 18 Prozent der gesamten deutschen Treibhausgasemissionen.

Insgesamt sind die CO₂-Emissionen aus der Verbrennung von Braunkohle von 1990 bis 2016 um knapp 51 Prozent und damit deutlich stärker als die gesamten Treibhausgasemissionen in Deutschland (minus 27,7 Prozent) reduziert worden.

Dieser Emissionsrückgang wurde stark durch den nach 1990 massiv zurückgehenden Einsatz von Braunkohle in den Anwendungsbereichen jenseits der Stromerzeugung geprägt. Für die CO₂-Emissionen der deutschen Kraftwerke ergibt sich ein etwas anderes Bild (Abbildung 5-2).⁴⁵ Hier betrug der Anteil der Braunkohlekraftwerke im Jahr 1990 etwa 244 Millionen Tonnen CO₂ beziehungsweise knapp 54 Prozent. Bis 1995 gingen diese Emissionen auf knapp 173 Millionen Tonnen CO₂ zurück und bewegen sich seitdem in der Bandbreite von 153 bis 173 Millionen Tonnen CO₂, von 2000 bis 2012 mit uneinheitlicher, seit 2013 mit leicht rückläufiger Tendenz. Nach der Jahrtausendwende blieb der Anteil der CO₂-Emissionen aus der Braunkohleverstromung an den gesamten CO₂-Emissionen des Stromsektors relativ konstant und schwankte um den Wert von 46 Prozent. Dieses Niveau markiert auch den aktuellen Anteil der Braunkohle an den Stromsektor-Emissionen. Insgesamt sind die CO₂-Emissionen aus Braunkohlekraftwerken von 1990 bis 2016 um 36 Prozent gesunken.

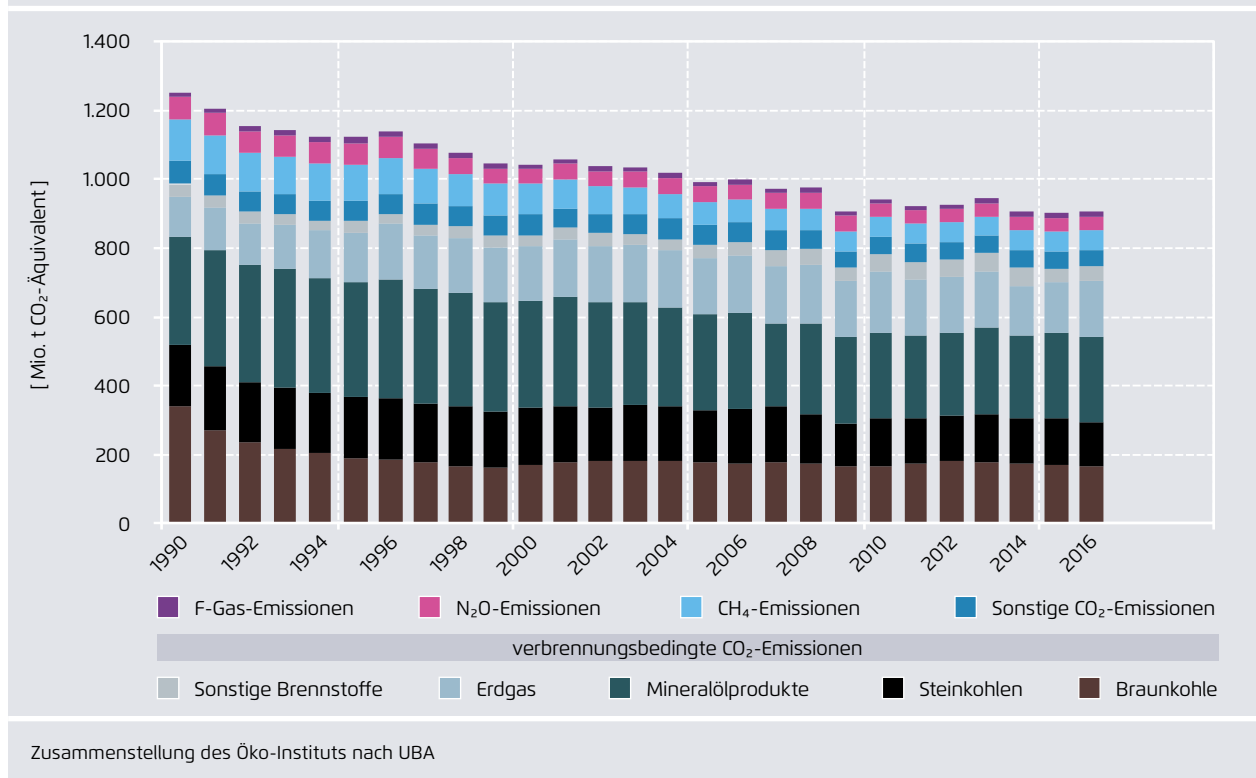
Hervorzuheben ist dabei jedoch, dass ein Großteil der Emissionsminderung bei den Braunkohlekraft-

44 Neben den CO₂-Emissionen aus der Verbrennung der Braunkohle entfallen auf den Braunkohlensektor (wenn auch in geringem Ausmaß) auch noch andere Treibhausgasemissionen. Dies betrifft einerseits die Methan- und Lachgasemissionen aus den Verbrennungsanlagen (1990 circa 2,4 und 2015 circa 1,6 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalent) sowie einen (erheblicher) Teil der CO₂-Emissionen aus Entschwefelungsanlagen (die in den nationalen Treibhausgasinventaren nur summarisch für Stein- und Braunkohlekraftwerke ausgewiesen werden, aber mit insgesamt 0,6 Millionen Tonnen CO₂ im Jahr 1990 beziehungsweise 1,0 Millionen Tonnen CO₂ im Jahr 2015 vergleichsweise gering sind) und andererseits die Methanemissionen, die bei der Förderung der Rohbraunkohle entstehen (1990 circa 0,1 und 2015 circa 0,05 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalent), vergleiche dazu auch Kapitel 5.1.2.

45 Die Berechnung der Emissionen des Stromsektors erfolgt hier nach dem sogenannten Anlagenprinzip, das auch der internationalen Emissionsberichterstattung zugrunde liegt. Danach werden alle Emissionen einer Stromerzeugungsanlage dem Stromsektor zugeordnet, auch wenn diese Anlage neben Strom noch das Koppelprodukt Wärme herstellt. Im alternativen Verfahren, nach dem sogenannten Erzeugungsprinzip, werden die insgesamt ermittelten Emissionen von Anlagen mit gekoppelter Strom- und Wärmeproduktion über synthetische Zerlegungsverfahren jeweils der Strom- und der Wärmeerzeugung zugerechnet. Bei der Bilanzierung nach dem Erzeugungsprinzip entstehen in der Summe für Deutschland um etwa 10 bis 15 Prozent niedrigere Emissionsniveaus für die Stromerzeugung als nach dem Anlagenprinzip für die Stromerzeugungsanlagen.

Gesamte deutsche Treibhausgasemissionen und CO₂-Emissionen aus der Verbrennung von Braunkohle, 1990 bis 2016

Abbildung 5-1



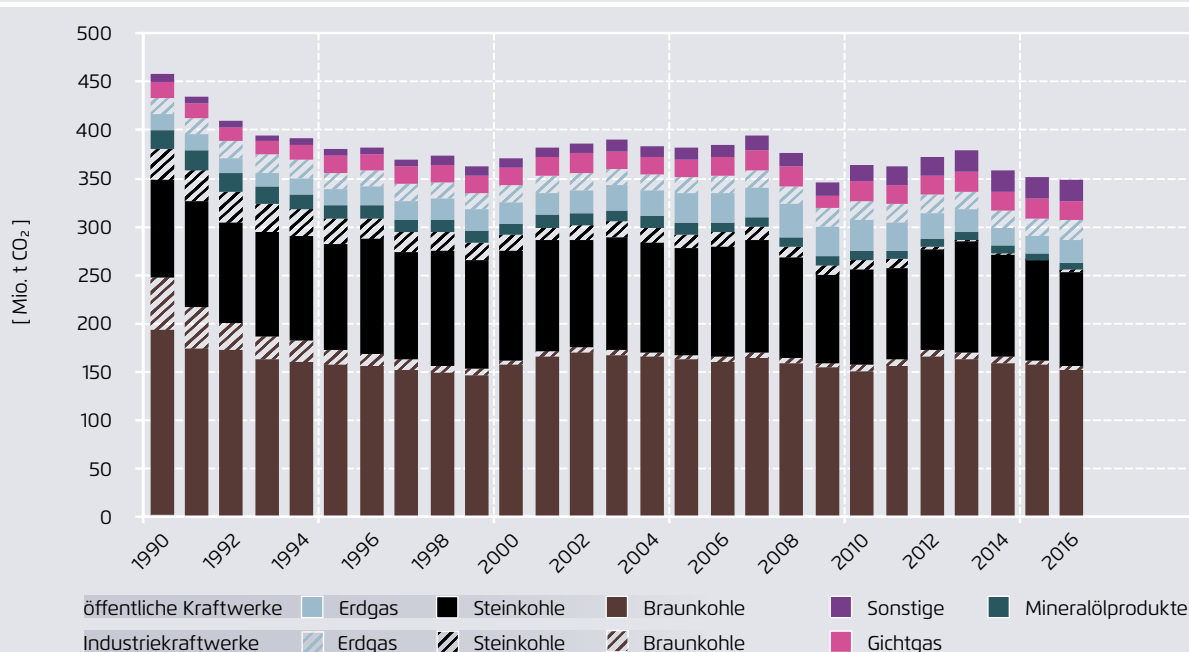
werken auf die Industriekraftwerke entfällt, die vor allem in den neuen Bundesländern mit sehr schlechten Nutzungsgraden und mit einem Schwerpunkt in der Braunkohlenveredelung (Grubenkraftwerke, Industriekraftwerke der Braunkohlenchemie) betrieben wurden und im Rahmen der Strukturveränderungen des Braunkohlenabsatzes und der ostdeutschen Industrie ihren Betrieb eingestellt haben. Die CO₂-Emissionen aus den Braunkohlekraftwerken der öffentlichen Versorgung konnten entsprechend von 1990 bis 2016 nur von gut 191 auf knapp 153 beziehungsweise um etwa 20 Prozent reduziert werden. Im Vergleich zur Entwicklung der gesamten Treibhausgasemissionen ist der Emissionsminderungsbeitrag der Braunkohlekraftwerke in der öffentlichen Versorgung unterproportional geblieben.

Seit 2005 werden die CO₂-Emissionen der Braunkohlekraftwerke im Rahmen des europäischen Emissionshandelssystems auch auf Anlagenebene

berichtet. Tabelle 5-1 stellt die Emissionsentwicklung der zehn größten Braunkohlekraftwerke dar, die für den weitaus größten Teil (über 90 Prozent) der Braunkohlenemissionen des Stromsektors verantwortlich sind. Rückgänge durch Stilllegungen einzelner Kraftwerksblöcke (gut sichtbar für das Kraftwerk Frimmersdorf) wurden durch Inbetriebnahmen neuer und größerer Blöcke wie Neurath und Boxberg kompensiert. Während im Jahr 2005 das Braunkohlekraftwerk Niederaußem sowie die Kraftwerke Jänschwalde und Weisweiler die größten Anteile der CO₂-Emissionen repräsentierten, ist das Kraftwerke Neurath inzwischen das mit den deutlich höchsten CO₂-Emissionen Deutschlands, gefolgt von den Kraftwerken Niederaußem und Jänschwalde.

CO₂-Emissionen der Stromerzeugungsanlagen, 1990 bis 2016

Abbildung 5-2



CO₂-Emissionen der Braunkohlekraftwerke > 200 MW, 2005 bis 2016

Tabelle 5-1

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
	Mio. t CO ₂											
Neurath	18,0	17,9	16,8	18,0	17,9	16,9	19,6	31,2	33,3	32,4	32,1	31,3
Niederaußem	29,7	27,4	31,3	24,9	26,3	28,1	28,6	27,9	29,5	27,2	27,3	24,8
Jänschwalde	25,2	23,7	24,2	23,5	23,3	23,5	24,0	24,4	25,4	24,2	23,3	23,8
Weisweiler	20,6	18,8	19,7	21,4	19,0	19,7	19,2	20,0	18,7	16,9	18,1	18,7
Boxberg	15,8	15,5	16,3	15,4	15,2	15,1	16,2	15,9	19,2	18,7	19,4	18,6
davon Werk IV	6,9	6,7	7,2	6,1	7,2	6,7	7,1	7,0	10,8	10,6	10,8	9,7
davon Werk III	8,9	8,8	9,2	9,3	8,1	8,4	9,0	8,9	8,4	8,1	8,6	8,9
Lippendorf	11,3	12,4	11,7	11,4	12,8	12,5	10,9	10,8	11,7	11,9	10,3	10,8
Schwarze Pumpe	12,5	12,2	12,4	12,5	10,7	11,1	11,9	12,5	11,3	11,6	12,2	12,2
Schkopau	6,1	6,3	5,6	6,3	6,1	5,1	5,5	5,6	5,7	5,5	5,4	5,1
Frimmersdorf	17,6	19,3	19,6	18,6	16,8	14,3	15,2	9,0	4,3	4,4	4,8	4,4
Buschhaus	2,6	2,2	2,6	2,3	2,1	2,2	1,8	2,2	1,5	2,8	2,3	1,8
Braunkohle-Großkraftwerke	159,5	155,8	160,2	154,2	150,0	148,6	152,9	159,6	160,4	155,7	155,2	151,5
Braunkohlekraftwerke gesamt	168,0	165,6	170,2	164,4	159,1	158,3	163,4	173,3	170,7	166,0	161,3	156,6
Stromsektor gesamt	381,6	385,0	393,9	376,5	346,2	364,1	363,1	372,1	378,5	357,9	351,1	348,2

Zusammenstellung des Öko-Instituts nach EUTL, THG-Inventar der Bundesrepublik Deutschland

5.1.2. Treibhausgasemissionen fossiler Kraftwerksbrennstoffe in der Vorketten

Die direkten Treibhausgasemissionen der Braunkohlekraftwerke entstehen durch die Verbrennung der Kohle im Kraftwerk und beschränken sich sehr weitgehend auf das wichtigste Treibhausgas Kohlendioxid. Zur umfassenden Einordnung der Braunkohle als Kraftwerksbrennstoff und dem dafür notwendigen Vergleich mit anderen fossilen Brennstoffen ist jedoch auch die Einbeziehungen derjenigen Treibhausgasemissionen notwendig, die im gesamten Prozess der Brennstoffbereitstellung (Brennstoffförderung und -aufbereitung, Transport, Materialbedarf etc.) anfallen.

Die entsprechenden Lebenszyklusanalysen haben eine lange Tradition, sind inzwischen sehr weit entwickelt und umfangreich verfügbar.⁴⁶ Vor allem im Kontext neuerer Entwicklungen im Bereich der (unkonventionellen) Erdgasförderung, neuer Transportmöglichkeiten (verflüssigtes Erdgas in Tankern) und neuer Importstrukturen wurden aktuell neue Datenanalysen und teilweise kontroverse Interpretationen zu den Vorkettenemissionen fossiler Brennstoffe initiiert (Howarth et al. 2011; Cathles et al. 2012; Howarth 2014; Heath et al. 2015; Balcombe et al. 2015; Cremonese & Gusev 2016; Hammond & O'Grady 2017; Thinkstep 2017).

Die verschiedenen Aspekte dieser Lebenszyklusanalysen sollen und können hier nicht im Detail diskutiert, sondern sollen nur in ihren Bandbreiten dargestellt werden. Aus einer vergleichenden Übersicht

der vorliegenden Daten (Tabelle 5-2) lassen sich die folgende Kernaspekte ableiten:

- Für die Bereitstellung der im Bereich der Verstromung eingesetzten fossilen Brennstoffe Erdgas, Steinkohle und Braunkohle ist in Bezug auf die Treibhausgasemissionen vor allem der Ausstoß von Kohlendioxid (CO₂) und Methan (CH₄) relevant. Andere Treibhausgase spielen in diesem Bereich eine nahezu vernachlässigbare Rolle.
- Für die Förderung und die Aufbereitung von Erdgas wird bezüglich der CH₄-Emissionen eine große Bandbreite berichtet. Vergleichsweise hohe Werte werden hier für die Erdgasimporte aus älteren Förderanlagen in Russland sowie für die Förderung unkonventionellen Erdgases in den USA ausgewiesen, wobei es sich jeweils um den pessimistischen Rand der Annahmen handelt. Für die europäische Erdgasproduktion (Niederlande, Norwegen oder moderne Anlage in Russland) liegen die Werte hier eher im unteren Bereich der Bandbreiten. Eine ähnliche Situation ergibt sich für die CO₂-Emissionen der Erdgasförderung und -aufbereitung, die vor allem aus dem Hilfsenergieeinsatz für die Förderung und Aufbereitung entstehen.
- Etwas geringer liegen die Bandbreiten der indirekten CH₄-Emissionen für die Förderung von Steinkohlen. Die Größenordnung der abbaubedingten CH₄-Emissionen ist hier vor allem abhängig von der Qualität der geförderten Kohlen sowie den Abbaumethoden (Tiefbau, Tagebau etc.). Auch hier wird die Bandbreite der CO₂-Emissionen vor allem über die Hilfsenergiebereitstellung bestimmt.
- Die bei der Förderung von Braunkohle in deutschen Tagebauen entstehenden Methanemissionen sind vergleichsweise gering, die Hilfsenergie für den Tagebaubetrieb ergibt sich vor allem aus dem Strombedarf und dessen Deckung sowie aus dem Treibstoffeinsatz im Tagebau. Für das Rheinische Revier ergeben sich wegen der großen Teufen höhere Strombedarfe und entsprechend höhere Emissionen als für die Tagebaue in den neuen Bundesländern.

⁴⁶ Hinzuweisen sei hier auf das Globale Emissionsmodell integrierter Systeme (GEMIS; www.iinas.org/gemis-de.html), auf die Prozessorientierten Basisdaten für Umweltmanagement-Instrumente (ProBas; www.probas.umweltbundesamt.de/php/index.php), auf die Datenbasis Ecoinvent (www.ecoinvent.org) oder das Life Cycle Harmonization Project des National Renewable Energy Laboratory (NREL; www.nrel.gov/analysis/sustain_lca_results.html).

- Die indirekten Emissionen aus dem Transport nach Deutschland sind vor allem für die Bereitstellung von Erdgas relevant. Hier werden sowohl CH₄-Emissionen (aus Leckagen) als auch CO₂-Emissionen (aus dem Betrieb von Verdichterstationen) in signifikantem Umfang bilanziert. Die Niveaus der entsprechenden indirekten Emissionen ergeben sich vor allem aus den Transportentfernungen und dem Standard der Anlagen beziehungsweise des Anlagenbetriebs. Für Steinkohle entstehen die indirekten CO₂-Emissionen aus dem Transport, vor allem aus dem Schienentransport über sehr weite Distanzen (vor allem in den exportierenden Ländern). Der Schiffstransport von Steinkohle führt nur zu äußerst geringen Emissionsbeiträgen. Für Braunkohle entstehen wegen der Stromerzeugung in großer Nähe der Tagebaue keine wesentlichen Transportemissionen.
- Neben den Treibhausgasemissionen aus der direkten Freisetzung von CH₄ und den CO₂-Emissionen aus den verschiedenen Prozessstufen werden in einigen Analysen auch die mit dem Materialeinsatz verbundenen indirekten Emissionen bilanziert. Die Bandbreite ist auch hier groß und hängt wesentlich von den Systemgrenzen der Lebenszyklusanalysen ab.

Eine zentrale Rolle für die Bewertung der Lebenszyklus-Emissionen spielt die Bewertung der Klimaeffekte des Treibhausgases Methan. In der Praxis wird hier das spezifische Treibhauspotenzial (*Global Warming Potential*, GWP) verwendet, mit dem Effekte von Treibhausgasen mit verschiedenen Lebensdauern auf einheitliche Betrachtungshorizonte umgerechnet werden. Ausgewiesen werden die GWPs üblicherweise für Zeithorizonte von 20 und 100 Jahren, zum aktuellsten Stand wird hier für den Zeithorizont von 100 Jahren der Ausstoß des Treibhausgases CH₄ mit dem 28-fachen des Treibhausgases CO₂ bewertet und für den Zeithorizont von 20 Jahren mit dem Faktor 84 (IPCC 2014, S. 87).

Die Wahl des jeweiligen Betrachtungshorizonts ist die nahezu alle anderen Annahmen überragende

Einflussgröße für Lebenszyklusbetrachtungen. Für die internationale Berichterstattung zu Treibhausgasemissionen und die meisten der Lebenszyklusanalysen ist eine Verständigung auf den Betrachtungshorizont von 100 Jahren erfolgt. Die vor allem den sehr unterschiedlichen Lebensdauern der verschiedenen Treibhausgase und den damit verbundenen Trägheiten Rechnung trägt. Einige wenige Analysen (Howarth 2014) beziehen sich dagegen auf den kurzen GWP-Horizont von nur 20 Jahren. Eine solche Betrachtung kann sich für bestimmte Fragestellungen mit kurzen Zeithorizonten und ohne Wechselwirkungen mit der längerfristigen Perspektive (Beitrag von Energieeinsparung oder der Wahl zwischen verschiedenen Erdgasquellen zu kurzfristigen Klimaentlastungen etc.) als durchaus sinnvoll erweisen. Vergleiche, bei denen kurzfristig geringere Klimaentlastungen mit längerfristig höherer Klimaerwärmung einhergehen, sind klimapolitisch nicht nachhaltig (Nutzung eines kurzen Betrachtungshorizonts von 20 Jahren für die Bewertung einer Substitution von Brennstoffen mit höheren CH₄-, aber niedrigeren CO₂-Emissionen, zum Beispiel Erdgas, durch Brennstoffe mit niedrigeren CH₄-, aber höheren CO₂-Emissionen, zum Beispiel Kohle) (Öko-Institut 1993).

Die Tabelle 5-2 zeigt das Ergebnis einer Analyse sehr unterschiedlicher Datenquellen in einer kompakten Übersicht. Dabei soll explizit darauf hingewiesen werden, dass die Extremwerte am pessimistischen Rand der Datenabschätzungen explizit mit aufgenommen wurden, die Median- oder Mittelwerte bewegen sich in der Regel deutlich stärker im unteren Bereich der Gesamtbandbreiten.

Die Zusammenstellung der Bandbreiten für die Treibhausgasemissionen aus der Prozesskette im Vergleich zu den CO₂-Emissionen aus der Verbrennung von Erdgas, Steinkohle und Braunkohle macht deutlich, dass:

- auch bei Einbeziehung aller Vorleistungen und unter den pessimistischsten (Extrem-)Annahmen

Direkte und indirekte Treibhausgasemissionen der Bereitstellung und Verbrennung von Braunkohle, Steinkohle und Erdgas im Bereich der Verstromung

Tabelle 5-2

	Mengen- einheit (ME)	Erdgas (Kraftwerk)	Steinkohle (Kesselkohle)	Rohbraunkohle
		ME / TJ		
Vorleistungen				
Förderung und Aufbereitung	kg CH ₄	5–90	60–310	1,2–1,4
	kg CO ₂	120–4.300	250–1.650	2.100–3.400
Transport	kg CH ₄	2–180	–	–
	kg CO ₂	530–7.500	2–8	–
Andere Vorleistungen (Material etc.)	kg CH ₄	1–17	1–17	–
	kg CO ₂	450–5.700	700–8.600	16–19
Gesamt	kg CH₄	8–287	61–327	–
	kg CO₂	1.100–17.500	952–10.258	2.116–3.419
	kg CO₂-Äqu.	1.324–25.536	2.660–19.414	2.150–3.458
CO₂-Emissionen Brennstoff	kg CO₂	55.000–56.000	92.000–98.000	104.000–114.000

Hinweis: CO₂-Äquivalente für CH₄ errechnet mit spezifischem Treibhauspotenzial von 28 t CO₂-Äquivalent je Tonnen CH₄.
Zusammenstellung des Öko-Instituts

zu den Prozesskettenemissionen der Einsatz von Erdgas in jedem Fall zu einer geringeren Klimabelastung führt als der Einsatz von Stein- oder Braunkohle;

- für Steinkohle durchaus Prozesskettenemissionen in ähnlichen Größenordnungen und ähnlichen Bandbreiten bilanziert werden wie für Erdgas, sodass sich die Differenz der Klimawirkungen von Erdgas und Steinkohle durch die Berücksichtigung von vorgelagerten Stufen der Brennstoffbereitstellung im Vergleich zu den direkten Verbrennungsemissionen im Mittel der Annahmen nicht verändert;
- die Bandbreite der Vorketten-Emissionen für die (deutsche) Braunkohle zwar im Bereich der unteren Bandbreitenannahmen für Erdgas und Steinkohle liegt, Braunkohle aber mit Ausnahme der extrem pessimistischen Annahmen für die vorgelagerten Prozesskettenemissionen bei Steinkohle (und hier auch nur für einzelne Herkunftsregionen) der fossile Energieträger mit den größten Auswirkungen für die Erwärmung der Erdatmosphäre bleibt.

Nicht berücksichtigt wurden in den vorstehenden Analysen die Nutzungsgrade der Stromerzeugung aus den unterschiedlichen Verstromungsoptionen für fossile Brennstoffe. Auch hier ergibt sich im Regelfall für die Verstromung von Erdgas eine geringere Klimabelastung als bei Steinkohle und für die Elektrizitätserzeugung aus Braunkohle ein höherer Klimaeffekt als für Steinkohle. Die Verschiebung des Erzeugungsmix von Braunkohle in Richtung der CO₂-ärmeren Brennstoffe Steinkohle und Erdgas bildet also auch vor dem Hintergrund von Lebenszyklus-Betrachtungen eine richtungssichere Strategieoption.

5.2. Klassische Luftschadstoffemissionen

Neben CO₂ emittieren Braunkohlekraftwerke erhebliche Mengen an Luftschadstoffen, von denen Quecksilber (Hg), Stickoxide (NO_x), Feinstaub (PM10) und Schwefeloxide (SO_x) die wichtigsten sind. Die deutschen Braunkohlekraftwerke sind durchgängig mit Anlagen zur Abgasreinigung bei Stäuben und Schwe-

feloxiden ausgerüstet. Die Einhaltung der aktuellen Grenzwerte für Stickoxide wird für Braunkohlekraftwerke derzeit durchgängig durch sogenannte primäre Maßnahmen, also ohne nachgeschaltete Rauchgasreinigungsanlagen gesichert. Ob, in welchem Umfang und für welchen Zeitraum sich die Strategie einer Vermeidung nachgeschalteter Entstickungsanlagen (durch zum Beispiel Anlagen mit selektiver katalytischer Reduktion, SCR) auch nach Verabschiedung des neuen Referenzdokuments für die bestverfügbaren Technologien bei Großfeuerungsanlagen (*Best Available Techniques (BAT) Reference Document for Large Combustion Plants*) im April 2017 als weiter tragfähig beziehungsweise rechtskonform erweisen kann, wird erst im Vollzug der aktualisierten Gesetzgebung näher spezifiziert werden können.

Über das europäische E-PRTR⁴⁷ werden die Emissionsdaten für die klassischen Luftschadstoffe auf jährlicher Basis erfasst. Die Emissionen der deutschen Braunkohlen-Großkraftwerke sind in der folgenden Tabelle 5-3 aufgeführt.

Damit tragen die zehn Braunkohlen-Großkraftwerke in erheblichem Maße zu den Luftschadstoffemissionen in Deutschland bei. Sie sind für über die Hälfte der Quecksilberemissionen und über ein Viertel der Schwefeloxid-(SO_x-)Emissionen in Deutschland verantwortlich (dargestellt in Abbildung 5-3). Die Anteile bei Stickstoffoxiden (NO_x) und Feinstaub sind geringer, weil diese Schadstoffe größtenteils außerhalb der Energiewirtschaft emittiert werden. Innerhalb der Energiewirtschaft sind die Großkraftwerke für ein Drittel der NO_x- und ein Viertel der Feinstaubemissionen (PM10) verantwortlich.

47 European Pollutant Release and Transfer Register. Die Daten sind unter prtr.ec.europa.eu frei verfügbar.

Luftschadstoffemissionen der Kraftwerke > 200 MW, 2014

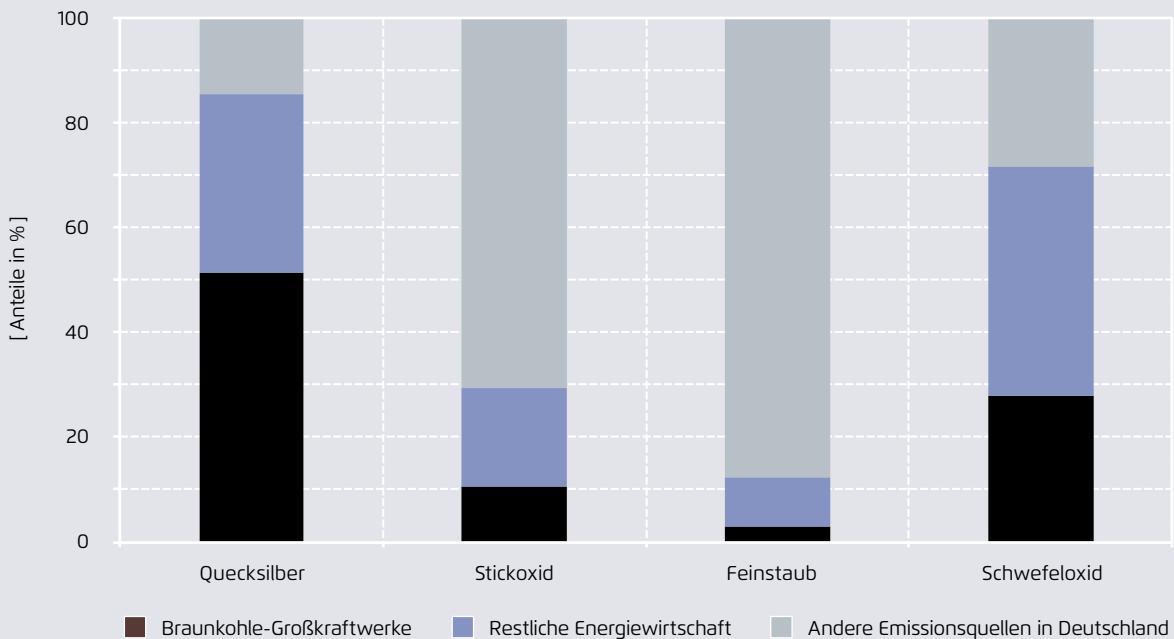
Tabelle 5-3

Alle Zahlen für 2014	Quecksilber	Stickoxid	Feinstaub	Schwefeloxid
	t			
Neurath	0,7	22.600	454	5.980
Niederaußem	0,5	18.000	412	10.200
Jänschwalde	0,5	19.500	607	20.900
Weisweiler	0,2	11.600	229	4.050
Lippendorf	0,5	8.740	173	12.300
Schwarze Pumpe	0,3	5.050	67	7.250
Boxberg	0,4	13.400	409	13.800
Schkopau	0,4	3.560	83	7.130
Frimmersdorf	0,1	3.030	71	1.490
Buschhaus	0,1	1.660	0	2.730
Summe Braunkohle-Großkraftwerke	3,6	107.140	2.505	85.830
Energiewirtschaft 2014 gesamt (1.A.1)	6,0	298.731	10.404	220.899
Deutschland 2014 gesamt	7,0	1.011.520	83.734	308.370

Zusammenstellung des Öko-Instituts nach UBA, Inventar der Luftschadstoff- und Schwermetallemissionen (2016); E-PRTR

Anteile der Großkraftwerke an den Luftschadstoffemissionen in Deutschland

Abbildung 5-3



Zusammenstellung des Öko-Instituts nach Luftschadstoffinventar des UBA (2016); E-PRTR

Spezifische Luftschadstoffemissionen der Kraftwerke > 200 MW, 2014

Tabelle 5-4

Alle Zahlen für 2014	Strom ca. *	Quecksilber	Stickoxid	Feinstaub	Schwefeloxid
	TWh _{el}	t/TWh _{el}			
Neurath	29,6	0,02	763	15	202
Niederaußem	23,7	0,02	759	17	430
Jänschwalde	20,6	0,02	945	29	1.012
Weisweiler	13,4	0,02	867	17	303
Lippendorf	12,6	0,04	693	14	975
Schwarze Pumpe	10,4	0,03	485	6	697
Boxberg	17,4	0,02	770	23	792
Schkopau	5,1	0,08	703	16	1.408
Frimmersdorf	3,4	0,02	900	21	443
Buschhaus	2,7	0,02	624	0	1.027
Mittelwert	-	0,03	771	18	618

* Die Stromproduktion 2014 wird ausgehend von den Zahlen für 2015 geschätzt über Veränderung der Emissionen im EUTL. Für 2014 liegen keine Produktionsdaten vor, für 2015 keine Emissionsdaten im E-PRTR.

Zusammenstellung des Öko-Instituts nach E-PRTR, EUTL, ENTSO-E, Berechnungen des Öko-Instituts

Ins Verhältnis gesetzt zu ihrer Stromproduktion zeigen sich Unterschiede zwischen den Standorten. Die Emissionen von Quecksilber sind im Mitteldeutschen Revier (Schkopau und Lippendorf) deutlich höher als in den anderen Revieren (40 bis 90 Kilogramm je Terawattstunde gegenüber weniger als 30 Kilogramm je Terawattstunde in anderen Revieren). Die NO_x - und Feinstaubemissionen sind über alle Kraftwerke hinweg vergleichbar, aber auffallend gering im Kraftwerk Schwarze Pumpe. Die Kraftwerke in der Lausitz (Jämschwalde und Boxberg) weisen deutlich höhere Feinstaubemissionen auf als die der anderen Reviere. Schließlich sind die SO_x -Emissionen pro Terawattstunde in der Lausitz und vor allem in Mitteldeutschland wegen des höheren Schwefelgehaltes der Kohle deutlich höher als im Rheinland.

5.3. Wasserwirtschaftliche Aspekte und Landschaftsinanspruchnahme

Bis Ende 2015 betrug die Landinanspruchnahme durch den Braunkohletagebau in Deutschland insgesamt 1.765 Quadratkilometer. Das entspricht etwa der doppelten Fläche des Landes Berlin (892 Quadratkilometer). Davon wurden bisher bereits 1.215 Quadratkilometer rekultiviert (Statistik der Kohlenwirtschaft, Tabelle 12, Landinanspruchnahme, Rekultivierung).⁴⁸ Ein Großteil der bisher rekultivierten Flächen entfällt auf die staatliche LMBV, die die Rekultivierung von etwa 1.000 Quadratkilometer übernommen hat.

Da sowohl beim Betrieb als auch bei der Rekultivierung von Braunkohletagebauen wasserwirtschaftliche Aspekte eine große Rolle spielen, werden diese im Folgenden näher dargestellt.

48 Bisher wurden nur Wasserflächen in einem Umfang von 222 Quadratkilometern rekultiviert (Statistik der Kohlenwirtschaft, Tabelle 12, Landinanspruchnahme, Rekultivierung). Die Betriebsflächen der Braunkohletagebaue umfassten etwa 550 Quadratkilometer. Sie ergeben sich aus der Differenz zwischen der Landinanspruchnahme und der bisherigen Rekultivierung.

Um einen Tagebau zu betreiben, ist es notwendig, das Grundwasser mit Pumpen großräumig abzusenken. Dieser Vorgang wird als Sumpfen bezeichnet. Der größte Teil des Wassers wird in Flüsse eingeleitet, ein relevanter Anteil aber auch als Kühlwasser in den Braunkohlekraftwerken verwendet. In NRW wird für die Nutzung des Grundwassers der Wasserpfennig erhoben. Die Aufwendungen dafür betragen etwa ein Prozent der gesamten Braunkohlenförderkosten.⁴⁹ Die Landesregierungen in Brandenburg⁵⁰, Sachsen und Sachsen-Anhalt verzichten bisher darauf, den Wasserpfennig zu erheben.

Die Absenkung des Grundwassers verursacht Probleme in folgenden Bereichen:

- Benachbarte Gemeinden und Naturlandschaften müssen künstlich mit Wasser versorgt werden (zum Beispiel Gebiete nördlich des Tagebaus Garzweiler II).
- Sauerstoff gelangt ins Erdreich, dadurch wird natürlich vorkommendes Pyrit oxidiert, das aus Eisen und Schwefel besteht (FeS). Es entstehen Eisenoxid und Schwefelsäure. Dies führt zu einer zur Versauerung der Tagebaurestlöcher, zum anderen entsteht eine Belastung mit Eisenoxid (Problem „Braune Spree“).

Ein weiterer wichtiger wasserwirtschaftlicher Aspekt ist die Flutung von Restlöchern. Sie wird in Zukunft bei der Rekultivierung stärker als bisher an

49 Die Höhe des Wasserpfennigs in NRW beträgt 4,5 Cent je Kubikmeter (OVG NRW 9 A 2531/13, Urteil vom 09.09.2016). Setzt man eine Wasserhebung von vier Kubikmetern je Tonne Rohbraunkohlenförderung an, ergeben sich durch den Wasserpfennig Kosten in einer Größenordnung von 18 Cent je Tonne Rohbraunkohle (7,5 Cent pro Megawattstunde Rohbraunkohle oder circa ein Prozent der Förderkosten).

50 In Brandenburg wird nach dem Brandenburgischen Wassergesetz (BbgWG) nach § 40 für Kühlzwecke ein Wassernutzungsentgelt von 0,5 Cent je Kubikmeter erhoben (um den Faktor zehn niedriger als in NRW). Wenn Sumpfungswasser wieder in ein Gewässer eingeleitet wird, wird kein Wassernutzungsentgelt erhoben.

Bedeutung gewinnen, da zum Beispiel im Rheinland der Abraum seit vielen Jahrzehnten teilweise zur Verfüllung älterer Tagebaue verwendet wird. Das Massendefizit der aktuellen Tagebaue entspricht somit nicht nur der entnommenen Kohle, sondern auch einem Teil des Abraums; entsprechend größer werden die verbleibenden Restlöcher sein. Insgesamt wird ein Drittel der noch betriebenen Tagebauflächen⁵¹ von etwa 560 Quadratkilometern nach der Flutung von Restseen eingenommen werden (Tabelle 5-5). Auch nach Ende der Braunkohlenförderung ist weiterhin eine Absenkung des Grundwassers über viele Jahrzehnte notwendig. Pumpen für die Grundwassersümpfung mit entsprechenden Betriebskosten müssen also weiterhin betrieben werden. Durch die Flutung der Restseen kann die Grundwasserabsenkung schrittweise reduziert werden.

Für die Flutung muss Infrastruktur errichtet und über viele Jahre betrieben werden. Für den Tagebau Garzweiler projiziert RWE zurzeit eine Transportleitung, um Wasser aus dem Rhein zu entnehmen. Die Flutungszeiträume betragen bis zu 40 Jahre nach Ende der Braunkohlenförderung.

Die bisher von den bergbautreibenden Unternehmen durchgeführten Rekultivierungen konzentrierten sich hauptsächlich auf landwirtschaftliche oder forstwirtschaftliche Rekultivierung von Kippenflächen. Wegen der erwähnten Verfüllung alter Tagebaue mit neuem Abraum mussten im Rheinland bisher keine Restseen gestaltet werden. Die Unternehmen LEAG und MIBRAG sind nur für die Rekultivierung der von ihnen nach der Wende weiterbetriebenen Tagebaue zuständig (und auch dort wurde die Rekultivierungsverpflichtung mit dem Tagebaustand Mitte 1990 zwischen der LMBV und der LEAG/MIBRAG aufgeteilt). Der Tagebau Cottbus-Nord ist der erste größere Tagebau, der von einem privatwirtschaftlichen Unternehmen (LEAG) geflutet wer-

den soll. In den bis 1990 aufgegebenen Tagebauen in Mitteldeutschland und der Lausitz hat die LMBV die Rekultivierung der bisher entstandenen Restseen in ausgekohlten Tagebauen übernommen.

Um die Größenordnung der noch ausstehenden wasserwirtschaftlichen Aufgaben und der damit einhergehenden Rekultivierungsaufgaben zu illustrieren, wurden in Tabelle 5-5 relevante Kennzahlen zusammengestellt. Alle Tagebaue in Deutschland werden seit 30 Jahren oder länger betrieben. Im Lauf der Jahre ist ein Massendefizit entstanden, das beispielsweise im Rheinland sieben Kubikkilometer beträgt und in der Lausitz zwei Kubikkilometer. Für alle Tagebaue, die aktuell noch in Betrieb sind, werden Flutungszeiträume von über 20 Jahren angesetzt. Die Rekultivierung nach dem Kohlenabbau ist also in der Regel nicht nach wenigen Jahren abgeschlossen: Vielmehr zieht sich die Flutung über einen deutlich längeren Zeitraum hin und macht eine dauerhafte Bewirtschaftung notwendig. Der vergleichsweise kleine Tagebau Cottbus-Nord ist ein Sonderfall, der wegen der kleinen Seevolumens und der Nähe zur Spree schneller geflutet werden kann als andere Restlöcher.

Für die Bergbauunternehmen ist es attraktiv, wenn der Restsee bei konstantem Seevolumen eine möglichst große Fläche einnimmt, denn dadurch reduziert sich der Aufwand für die land- oder forstwirtschaftliche Rekultivierung der nicht gefluteten Flächen, während die Kosten für die Erdarbeiten kaum steigen. Gesamtgesellschaftlich und ökologisch gesehen ist es aber wahrscheinlich besser, wenn ein möglichst kleiner Teil des Tagebaus geflutet wird. Dies reduziert die Länge der Böschungen, die gegen Rutschungen gesichert werden müssen, und reduziert die Verdunstungsverluste, die ersetzt werden müssen. Außerdem wären dann mehr nutzbare Acker- und Forstflächen verfügbar.

51 Ein Verzicht auf Erweiterungsflächen (überwiegend ohne Rahmenbetriebsplan) würde die Landinanspruchnahme um etwa 30 Quadratkilometer reduzieren.

Landinanspruchnahme und wasserwirtschaftlicher Einfluss der aktuell betriebenen Tagebaue

Tabelle 5-5

	Gesamtfläche	davon Erweiterung	Restsee Fläche	Restsee Volumen	Wasserhebung **	Förderbeginn	Bisher geplantes Förderende	Flutungsdauer
	km ²	km ²	km ²	km ³	Mio. m ³	Jahr	Jahr	Jahre
Rheinland	151	10	69	7	590			
Garzweiler II *	48	–	20	2,0	150	1983/2005	2040	40
Hambach	85	10	38	4,6	340	1984	2045	40
Inden	18	–	11	0,8	100	1982	2030	30–40
Lausitz	377	31	85	2	359			
Cottbus-Nord	27	–	19	0,15	65	1981	2015	6
Jänschwalde	80	–	5	0,15	86	1976	2025	20
Welzow-Süd	108	19	16	0,70	unbekannt	1966	2042	~ 25
Nochten	107	12	30	0,78	108	1973	2052	40
Reichwalde	55	–	15	0,31	100	1987	> 2050	20–40
Mitteldeutschland	36	4	38	1	69			
Profen gesamt	17	–	18	0,8	39	1941	2030–35	20
Schleenhain	17	4	16	0,4	30	1953	2040	22
Amsdorf	2	–	3	0,03	unbekannt	1959	2025	30
Summe	564	45	191	10	1.018			

* Gesamtfläche und Restsee für den Tagebau Garzweiler II bezogen auf die ursprüngliche Planung. Verkleinerung durch die Leitentscheidung noch nicht berücksichtigt.

** Angaben zur Wasserhebung waren nicht für alle Tagebaue für den gleichen Zeitraum verfügbar. Es sind jeweils Werte für die in den Planungsunterlagen angegebenen Zeiträume dargestellt.

Zusammenstellung des Öko-Instituts nach Braunkohlenplänen, Rahmenbetriebsplänen, Hüsner (2011), Berechnungen des Öko-Instituts

6. Einführung: Ökonomische Struktur der Braunkohlenwirtschaft

6.1. Besonderheiten der Braunkohlenwirtschaft

Braunkohle wird in Deutschland größtenteils in vertikal integrierten Unternehmen gefördert und verstromt. Vertikale Integration bedeutet, dass sich die Wertschöpfungskette vom Abbau des Brennstoffs bis zum Verkauf des Stroms in der Hand desselben Unternehmens befindet und der größte Teil der geförderten Kohle somit in betriebseigenen Kraftwerken verbrannt wird. Daraus ergeben sich drei Umstände, die eine Analyse deutlich komplexer machen als bei anderen Brennstoffen:

- **Geringe Verfügbarkeit öffentlicher Daten:** Da Braunkohle nicht über Marktplattformen gehandelt wird, liegen nur wenig öffentlich verfügbare Marktdaten vor, die Rückschlüsse auf die Kostenstruktur von Braunkohlekraftwerken und -tagebauen zulassen.⁵² Untersuchungen zur Wirtschaftlichkeit der Stromerzeugung und des Tagebaubetriebs sind mit entsprechenden Unsicherheiten verbunden und schwieriger nachzuvollziehen, als dies etwa bei Steinkohlen- oder Erdgaskraftwerken der Fall ist, wo Einstandspreise für die Brennstoffe aus öffentlichen Marktdaten bekannt sind.
- **Niedrige Angebotspreise für Strom aus Braunkohlekraftwerken:** Wenn Tagebau und Kraftwerk vom selben Betreiber geführt werden, kann die Kohle für die eigenen Kraftwerke aus den Tagebauen auf Basis kurzfristiger Verrech-

nungspreise (variable Betriebskosten) verfügbar gemacht werden.⁵³ Diese orientieren sich derzeit im Wesentlichen an den variablen Betriebskosten der Kohlenförderung im Tagebau. Dadurch erzielen Braunkohlekraftwerke sehr niedrige Grenzkosten für ihre Stromerzeugung und können zu entsprechend niedrigen Preisen am Strommarkt anbieten, die nur die variablen Kosten abdecken. Um kostendeckend zu wirtschaften, sind die Betreiber damit auf eine große Gewinnspanne zwischen dem eigenen Gebot und dem am Strommarkt erzielten Einheitspreis angewiesen – anders als Kraftwerke, die ihre Brennstoffe zu Mengenpreisen am Markt kaufen.

- **Sehr langfristige Investitionen:** Planungsverfahren im Tagebau sind langwierig und Tagebauprojekte langfristig auf über 50 Jahre angelegt. Vom Beginn der Planung bis zur ersten Kohlenförderung vergehen 15 Jahre und mehr. Diese Vorlauf- und Investitionskosten im Tagebau müssen später von den Kraftwerken während ihrer Betriebszeit refinanziert werden. Anders als bei am Markt gehandelten Brennstoffen spiegelt sich dieser Kostenblock in den variablen Betriebskosten (für den Brennstoffbezug) der Kraftwerke nicht wider.

52 Das Statistische Bundesamt erhebt einen Kostenindex, der sich jedoch nur auf Veredelungsprodukte bezieht und nicht die Kosten der Rohbraunkohlenförderung widerspiegelt (Daten zur Energiepreisentwicklung; www.destatis.de/DE/Publikationen/Thematisch/Preise/Energiepreise/Energiepreisentwicklung.html; letzter Abruf am 13.03.2017).

53 Dies trifft mit Ausnahmen auf die meisten Braunkohlekraftwerke in Deutschland zu. Da die Kraftwerke im Mitteldeutschen Revier (Lippendorf und Schkopau) nur vergleichsweise niedrige Vollbenutzungsstunden erreichen, kann davon ausgegangen werden, dass diese Kraftwerke wahrscheinlich mit höheren variablen Betriebskosten an der Strombörse anbieten als andere Braunkohlekraftwerke.

6.2. Energiewirtschaftliche Kostenkategorien

Für eine energiewirtschaftliche Kostenbetrachtung werden typischerweise folgende Kostenarten unterschieden (Tabelle 6-1):

- **Investitionskosten** vor Inbetriebnahme umfassen die Kosten, die zur Errichtung der energiewirtschaftlichen Anlagen selbst anfallen, etwa für den Bau eines Kraftwerks, den Aufschluss von Bergwerken oder Tagebauen sowie für die darin zum Brennstoffabbau notwendigen Großgeräte (Bagger, Förderbänder). Neben den reinen Material- und Baukosten umfasst dies auch die dafür anfallenden Finanzierungskosten (Kapitalkosten). Insbesondere im Tagebau fallen auch größere Investitionsvolumina während des laufenden Betriebs an. Dies ist zum Beispiel der Fall, wenn Erweiterungsinvestitionen anstehen und zum Beispiel Straßen oder Ortschaften verlegt werden müssen. Bei Kraftwerken zählen hierzu etwa umfangreiche Retrofitmaßnahmen (zum Beispiel Erhöhung der Flexibilität oder der Wirkungsgrade).
- **Fixe Betriebskosten** zeichnen sich insbesondere dadurch aus, dass diese Kosten kurzfristig unabhängig von der Auslastung der Anlage anfallen. Dazu zählen die Kosten für Personal oder Kosten für regelmäßig notwendige Revisionen der Anlagen. Mittel- und langfristig können diese jedoch reduziert oder – etwa bei Stilllegung der Anlage – vollständig vermieden werden.

- **Variable Betriebskosten** entsprechen den Betriebskosten, die unmittelbar an die Auslastung der Anlagen gebunden sind. Dazu zählen bei Kraftwerken in der Regel die Kosten für Brennstoffe und CO₂-Zertifikate sowie Startkosten und die Betriebskosten der Rauchgasreinigungsanlagen. Bei Bergwerken und Tagebauen sind zum Beispiel die Strombezugskosten für den Betrieb der Großgeräte relevant.
- Im Tagebau fallen die Kosten für die Rekultivierung teilweise erst mit einem Nachlauf von einigen Jahrzehnten an. Deshalb müssen für diese zukünftig anfallenden Kosten **Rückstellungen** gebildet werden. Entsprechende Rückstellungen müssen für Braunkohlekraftwerke nicht oder nur in geringem Maße gebildet werden, da die Kosten für deren Rückbau deutlich geringer ausfallen als die Rekultivierung der Tagebaue. Außerdem kann ein Teil der Rückbaukosten eines Kraftwerks durch Verschrottungserlöse abgedeckt werden.

In den folgenden Kapiteln soll zunächst die Kostenstruktur für die Braunkohlekraftwerke (Kapitel 7) sowie die -tagebaue (Kapitel 8) untersucht werden. Abschließend werden in Kapitel 9 die Anreizmechanismen im Verbund von Kraftwerken und Tagebauen einer vertieften Analyse unterzogen.

Überblick Kostenstruktur Braunkohle

Tabelle 6-1

	Kraftwerk	Tagebau
Investitionskosten	Kraftwerksbau	Aufschluss, Großgeräte
Fixe Betriebskosten	Personal, Revisionen	Personal, bezogene Leistungen
Variable Betriebskosten	Brennstoff, CO ₂	Strom, Hilfs- und Betriebsstoffe
Rückstellungen	–	Rekultivierung

eigene Darstellung Öko-Institut

7. Ökonomische Struktur der Braunkohlekraftwerke

7.1. Investitionskosten

Die spezifischen Investitionskosten für den Bau eines neuen Braunkohlekraftwerks betragen aktuell rund 1.700 Euro pro Kilowatt elektrischer Leistung (Schreiner 2016) und sie müssten spätestens über die gesamte Betriebsdauer eines Kraftwerks refinanziert werden. Die jährlichen Annuitäten ergeben sich aus der jährlichen Abschreibung der Investition und den zusätzlich anfallenden Kosten des Kapitaldienstes. Diese entstehen aus den Verzinsungsansprüchen des Investors und der Fremdkapitalgeber – umgangssprachlich als Rendite bezeichnet –, wobei die Höhe der Verzinsungsansprüche insbesondere durch das Risiko der Investition bestimmt wird.

In der folgenden Tabelle 7-1 werden beispielhaft Ergebnisse für verschiedene, typische Planungshorizonte und unterschiedliche Kapitalkostensätze (*Weighted Average Costs of Capital, WACC*) dargestellt. Grundsätzlich gilt: Je kürzer der Abschreibungszeitraum und je höher die Kapitalkosten, desto höher sind die jährlich zu erwirtschaftenden Annuitäten.

Traditionell wurden Braunkohlekraftwerke in der Vergangenheit über die gesamte Betriebsdauer mit hoher Auslastung als Grundlastkraftwerke betrieben, sodass die Beträge, die in jeder Betriebsstunde erwirtschaftet werden müssen, relativ gering waren. Wenn sich jedoch in Zukunft die Auslastung der Braunkohlekraftwerke wegen des Ausbaus der Erneuerbaren Energien verringert, muss die jährliche Annuität in einer geringeren Anzahl von Stunden erwirtschaftet werden. Deshalb ist es relevant, die jährliche Annuität zur Stromerzeugung ins Verhältnis zu setzen:

- Wird unterstellt, dass sich ein neues Braunkohlekraftwerk innerhalb der nächsten 25 Jahre refinanzieren soll, so sind bei einem Kapitalkostensatz von 7,5 Prozent und 7.000 Vollbenutzungsstunden Deckungsbeiträge in Höhe von 22 Euro pro Megawattstunde Strom zu erwirtschaften, um die Investitionskosten übers Jahr betrachtet zu decken.
- Geht man hingegen von nur 3.500 Vollbenutzungsstunden im Jahr für ein neues Kraftwerk aus, muss der Deckungsbeitrag pro Megawattstunde Strom bereits 44 Euro je Megawattstunde betragen.

Annuitätische Investitionskosten neuer Braunkohlekraftwerke

Tabelle 7-1

	bezogen auf Leistung		bezogen auf Stromerzeugung			
	€/kW _{el}		€/MWh _{el}			
Planungszeitraum	25 J.	40 J.	25 J.		40 J.	
Auslastung (VBh)	–	–	3.500	7.000	3.500	7.000
Kapitalkosten 5 %	121	99	34	17	28	14
Kapitalkosten 7,5 %	153	135	44	22	39	19
Kapitalkosten 10 %	187	174	54	27	50	25

Angesetzt sind Investitionsausgaben von 1.700 Euro je Kilowatt nach Schreiner (2016)
Berechnungen des Öko-Instituts

7.2. Fixe Betriebskosten

Sowohl die fixen als auch die variablen Betriebskosten eines Braunkohlekraftwerks sind maßgeblich abhängig von der Effizienz der Anlage, weil bei geringerer Effizienz mehr Brennstoff zur Erzeugung der gleichen Menge Strom erforderlich ist. Weil die theoretischen optimalen Wirkungsgrade im Jahresmittel in der Regel nicht erreicht werden⁵⁴, werden im Folgenden niedrigere Werte angesetzt, um die Kosten nicht zu unterschätzen. Es wird zwischen zwei Klassen von Kraftwerksblöcken unterschieden, die für Deutschland typisch sind (die Inputparameter werden in Tabelle 7-3 dokumentiert):

- **Alte Kraftwerksblöcke**, das heißt Blöcke, die vor 1990 errichtet wurden, erreichen größtenteils elektrische Nutzungsgrade von rund 35 Prozent. Diese Klasse wird repräsentiert durch die 500- und 600-Megawatt-Blöcke der deutschen Braunkohlenflotte. Für Kraftwerksblöcke der 300-Megawatt-Klasse ist tendenziell sogar von niedrigeren elektrischen Nutzungsgraden auszugehen.
- Für **neue Kraftwerksblöcke**, die nach 1990 errichtet wurden, wird ein Nutzungsgrad von bis zu 42 Prozent angesetzt. Dieser Anlagenkategorie sind insbesondere die beiden neueren Blöcke in Boxberg, das Kraftwerk Lippendorf und die BoA-Blöcke im Rheinland zuzuordnen.

7.2.1. Fixe Betriebskosten für den Kraftwerksbetrieb

Die fixen Betriebskosten eines Braunkohlekraftwerks werden in der Literatur mit zwei Prozent (Prognos 2011) bis drei Prozent (Prognos 2013) der Investitionskosten angegeben. Bei Investitionskosten von 1.700 Euro je Kilowatt (€/kW) betragen die fixen Betriebskosten somit zwischen 34 €/kW und 51 €/kW, wobei sich Neuanlagen eher am unteren Rand der Spanne und ältere Kraftwerke eher am oberen Rand der Spanne einordnen dürften.

⁵⁴ Zu den realen Nutzungsgraden der Großkraftwerke siehe ausführlich Anhang A 3.

IGBCE & Lazard (2015) geben – basierend auf Angaben der Kraftwerksbetreiber RWE, Vattenfall und MIBRAG – etwas höhere fixe Betriebskosten zwischen 40 und 62,5 €/kW an. Für die neueren Kraftwerksblöcke sind diese Angaben mit den bisherigen Literaturangaben von 31 bis 51 €/kW und Jahr gut vergleichbar. Für die älteren Kraftwerksblöcke liegen die Angaben der Unternehmen zu den fixen Betriebskosten in Höhe von 60 €/kW höher als die Angaben in der Literatur. Zwar besteht in der gegenwärtigen Situation, durch hohen Kostensenkungsdruck geprägten Situation, wahrscheinlich Kostensenkungspotenzial in Richtung der bisher in der Literatur genannten Kosten von 31 bis 51 €/kW. Angesichts der diesbezüglichen Unsicherheiten wird jedoch in den nachfolgenden Analysen weiter von dem auf Unternehmensangaben beruhenden Wert von 40 bis 62,5 €/kW ausgegangen.

Die fixen Betriebskosten eines Braunkohlekraftwerks lassen sich wie folgt differenzieren:

- **Personalkosten** machen als größter Posten rund ein knappes Drittel der fixen Betriebskosten aus. Bei älteren Kraftwerken liegt der Anteil tendenziell sogar noch höher.⁵⁵

⁵⁵ Personalkosten: Setzt man die derzeit etwa 5.000 Beschäftigten (Abschnitt 4.1) in den Braunkohlekraftwerken zur installierten Leistung von rund 20 Gigawatt ins Verhältnis, so ergibt sich über den gesamten Kraftwerkspark eine spezifische Beschäftigung von durchschnittlich 250 Mitarbeitern pro Gigawatt Kraftwerksleistung. Neuere Kraftwerke haben dabei weniger Beschäftigte pro Gigawatt Kraftwerksleistung als ältere Kraftwerke: Nach Angaben des Betreibers sind im Kraftwerk Lippendorf nur 175 Mitarbeiter pro Gigawatt beschäftigt. Nimmt man diesen Wert für die neuere Hälfte der installierten Leistung an, so ergeben sich für die ältere Hälfte rund 325 Beschäftigte je Gigawatt. Mit angenommenen Lohnkosten von 68.000 Euro pro Beschäftigten (Enervis 2016) ergeben sich Personalkosten von 12 bis 22 €/kW je nach Alter der Anlage. EEFA (2013) nennt deutlich niedrigere Zahlen und geht von nur 136 Beschäftigten pro Kilowatt aus (150 Beschäftigte bei 1.045 Megawatt Leistung, Arbeitnehmerentgelt von 45.720 Euro und Lohnnebenkosten von 23,3 Prozent).

Fixe Betriebskosten Braunkohlekraftwerke

Tabelle 7-2

	bezogen auf Leistung		bezogen auf Stromerzeugung			
	€/kW _{el}		€/MWh _{el}			
Alter und Wirkungsgrad	Alt (35%)	Neu (42%)	Alt (35%)		Neu (42%)	
Auslastung (VBh)	–	–	3.500	7.000	3.500	7.000
Personal	22,0	12,0	6,3	3,1	3,4	1,7
Große Revision (Annuität)	10,0	8,0	2,9	1,4	2,3	1,1
Kleine Revision	10,0	8,0	2,9	1,4	2,3	1,1
Wartung und Instandhaltung	15,5	10,0	4,4	2,2	2,9	1,4
Versicherung	2,5	2,5	0,7	0,4	0,7	0,4
Summe	60,0	40,5	17,1	8,6	11,6	5,8

Berechnungen des Öko-Instituts

→ **Große Revisionen** werden etwa alle vier bis acht Jahre durchgeführt. Dabei steht das Kraftwerk für zwei bis drei Monate still und wird umfassend überholt. Die Kosten für diese größere Investition werden über den Zeitraum bis zur nächsten großen Revision abgeschrieben und betragen 17 bis 20 Prozent der fixen Betriebskosten.⁵⁶ Die Annuität bewegt sich somit für neuere Kraftwerke etwa in der Größenordnung von acht €/kW im Jahr und für ältere Kraftwerke bei zehn €/kW im Jahr.⁵⁷

Diese Zahl bezieht sich jedoch auf eine spezifische Situation mit neu zu errichtenden Kraftwerksblöcken, die über Standortsynergien verfügen (BoA plus), und kann nicht als Grundlage für den gesamten Kraftwerkspark verwendet werden.

56 Man könnte die große Revision auch zu den Investitionskosten zählen, die nach der Inbetriebnahme anfallen. Da die große Revision aber eine regelmäßig anfallende Kostenposition ist, wird sie klassischerweise zu den fixen Betriebskosten gezählt. So wird auch in dieser Aufstellung verfahren.

57 Revisionskosten: Bezüglich der Kosten der Revisionen konnten die folgenden Angaben recherchiert werden: Große Revision Jänschwalde E (465 Megawatt) 2012, zusammen mit einer Kurzrevision von Block F: circa 20 Millionen Euro Investition (Niederlausitz Aktuell 2012), bei 7,5 Prozent Verzinsung und Revisionsperiode fünf Jahre: annuitätische Kosten zehn €/kW

→ **Kleine Revisionen** werden jährlich durchgeführt und umfassen kleinere Instandhaltungsarbeiten. Die jährlichen Kosten bewegen sich in etwa der gleichen Größenordnung wie große Revisionen in Höhe von acht bis zehn €/kW.

→ **Die Kosten für sonstige Wartungs- und Instandhaltungsmaßnahmen** betragen pro Jahr (abgeschätzt auf Basis des Abzugsverfahrens) etwa ein Viertel der gesamten fixen Betriebskosten, das heißt rund 10 bis 15 €/kW.

→ **Versicherungskosten** betragen etwa sechs Prozent der fixen Betriebskosten und somit rund 2,5 €/kW.⁵⁸

Je nach jährlicher Auslastung des Kraftwerks entspricht dies Kosten von 6 bis 17 Euro, die pro erzeugter Megawattstunde Strom gedeckt werden müssen. In der folgenden Tabelle 7-2 werden die Positionen

Große Revision Lippendorf (890 Megawatt) 2016: circa 30 Millionen Euro Investition (Leipziger Volkszeitung 2016), bei 7,5 Prozent Verzinsung und Revisionsperiode fünf Jahre: annuitätische Kosten acht €/kW

58 EEFA (2013) gibt Versicherungskosten in einem Umfang von 2,8 Millionen Euro pro Jahr für einen Braunkohlekraftwerksblock an. Bezogen auf eine installierte Nettoleistung von 1.100 Megawatt ergeben sich somit spezifische Versicherungskosten von 2,5 €/MW.

im Überblick dargestellt und nach zwei typischen Altersklassen von Braunkohlekraftwerken differenziert.

7.2.2. Fixe Betriebskosten des Kraftwerks für den Brennstoffbezug

Der Teil der Brennstoffkosten der Braunkohlekraftwerke, der nicht den variablen Kosten zuzurechnen ist, ist Bestandteil der fixen Betriebskosten der Braunkohlekraftwerke. Die fixen Betriebskosten für den Brennstoffbezug betragen 4,7 Euro je Megawattstunde (thermisch).⁵⁹ Diese Kosten der Braunkohlenförderung werden durch die fixen Betriebskosten der Tagebaue (siehe ausführlich Abschnitt 8) und die Abschreibungen der Investitionen in die Kraftwerke dominiert.

⁵⁹ Die Vollkosten der Braunkohleförderung betragen rund 6,2 €/MWh_{th} (vergleiche Abschnitt 8.1). Davon fallen aber nur etwa 1,5 €₂₀₁₅/MWh_{th} als kurzfristige variable Betriebskosten an. Die restlichen Kosten betragen dann 4,7 €/MWh_{th}.

7.3. Variable Betriebskosten

Tabelle 7-3 zeigt die variablen Betriebskosten der Braunkohlekraftwerke im Überblick. Diese setzen sich aus den Kosten für CO₂, den variablen Brennstoffkosten und den variablen Kosten für Hilfs- und Betriebsstoffe zusammen. Trotz der aktuell niedrigen CO₂-Preise sind die CO₂-Kosten die größte Einzelposition der variablen Betriebskosten der Braunkohlekraftwerke. Die CO₂-Kosten machen derzeit etwa 50 Prozent der variablen Betriebskosten aus. Für ältere Braunkohlekraftwerke betragen die variablen Betriebskosten etwa 12 Euro pro Megawattstunde (€/MWh) Strom, für neuere Braunkohlekraftwerke betragen die variablen Betriebskosten etwa 10,4 €/MWh. Diese niedrigen variablen Betriebskosten sind der wesentliche Grund dafür, dass die Braunkohlekraftwerke aktuell weiterhin mit einer hohen Auslastung betrieben werden.

Die variablen Betriebskosten von Braunkohlekraftwerken bestehen aus den folgenden Kostenpositionen:

→ **Variable Brennstoffkosten** bilden den ersten großen Kostenblock der variablen Betriebskosten

Variable Betriebskosten Braunkohlekraftwerke

Tabelle 7-3

	Einheit	Alt	Neu
Inputparameter			
Elektrische Nutzungsgrade	%	35	42
Spezifischer Brennstoffbedarf	MWh _{th} /MWh _{el}	2,9	2,4
Spezifische Emissionen	kg CO ₂ /MWh _{el}	1.155	963
Variable Brennstoffkosten	€/MWh _{th}	1,5	1,5
EUA-Preis	€/tCO ₂	5	5
Hilfs- und Betriebsstoffe	€/MWh _{el}	2	2
Variable Betriebskosten			
Variable Brennstoffkosten	€/MWh _{el}	12,1	10,4
CO ₂ -Kosten	€/MWh _{el}	4,3	3,6
Hilfs- und Betriebsstoffe	€/MWh _{el}	5,8	4,8
	€/MWh _{el}	2,0	2,0

Berechnungen des Öko-Instituts

ten eines Braunkohlekraftwerks. Für den Einsatz des Kraftwerks am Strommarkt sind dabei nur die Verrechnungspreise des Braunkohlenbezugs maßgeblich. Diese orientieren sich derzeit an den variablen Kosten der Förderung einer zusätzlichen Menge Braunkohle und liegen bei circa 1,5 €/MWh Energiegehalt (siehe dazu ausführlich Abschnitt 8.1). Die im Kraftwerk als variablen Betriebskosten anfallenden Brennstoffkosten liegen somit deutlich unter den tatsächlichen Vollkosten der Braunkohleförderung, die insgesamt rund 6,2 €/MWh betragen. Neuere Kraftwerke mit besserem elektrischem Wirkungsgrad genießen somit gegenüber älteren, ineffizienteren Anlagen einen leichten Kostenvorteil hinsichtlich der Brennstoffkosten, der sich aus dem geringeren Braunkohlenbedarf je erzeugter Megawattstunde Strom ergibt. Für ein älteres Kraftwerk mit einem Wirkungsgrad von 35 Prozent betragen die variablen Brennstoffkosten damit circa 4,3 €/MWh, für ein neueres Kraftwerk mit einem Wirkungsgrad von 42 Prozent liegen die variablen Brennstoffkosten bei etwa 3,6 €/MWh.

→ **CO₂-Kosten** stellen den zweiten großen Kostenblock der variablen Betriebskosten dar. Da Braunkohlekraftwerke Teil des europäischen Emissionshandelssystems (EU ETS) sind, müssen die jeweiligen Anlagenbetreiber Emissionsberechtigungen (*European Emission Allowance*, EUA) für ihre CO₂-Emissionen erwerben und abgeben. Eine Emissionsberechtigung berechtigt jeweils zur Emission einer Tonne CO₂. Da die CO₂-Zertifikate gehandelt werden können, bestimmen Angebot und Nachfrage innerhalb des Zertifikatmarktes den Preis. Aufgrund der bestehenden Überschüsse innerhalb der Handelssysteme liegt der gegenwärtige Preis bei lediglich fünf Euro pro EUA und damit im Vergleich zu Preisen, die für einen Wechsel in der Einsatzreihenfolge der Kraftwerke in der *Merit*-Order notwendig wären, relativ gering. Neben den Preisen für Emissionsberechtigungen werden die CO₂-Kosten durch die spezifischen Emissionen der Kohlenkraftwerke bestimmt. Beim gegenwärtigen Preis von fünf Euro je EUA ergeben sich für ältere Braunkohlekraftwerke mit niedrigem elektrischem Wirkungsgrad

(spezifische Emissionen von 1.155 Gramm CO₂ pro Kilowattstunde Strom) CO₂-Kosten von etwa 6 €/MWh. Neuere Braunkohlekraftwerke mit höherem elektrischem Nutzungsgrad (spezifische Emissionen von 963 Gramm CO₂ je Kilowattstunde Strom) haben niedrigere CO₂-Kosten von nur 4,8 €/MWh.⁶⁰ Veränderungen bei den CO₂-Preisen führen somit zu sich verändernden variablen Betriebskosten der Braunkohlekraftwerke. Auch hier sind ältere Kraftwerke stärker betroffen als neuere Kraftwerke mit besserem elektrischem Wirkungsgrad: Ein Anstieg des CO₂-Preises um 10 Euro je EUA führt zu einem Kostenanstieg von 11,5 €/MWh bei einem älteren Braunkohlekraftwerk. Dagegen steigen für diesen Fall die Kosten eines neueren Kraftwerks nur um etwa 9,6 €/MWh und damit wesentlich moderater. Der bereits auf Basis der niedrigeren Brennstoffkosten bestehende Kostenvorteil neuerer Kraftwerke hinsichtlich der variablen Betriebskosten wird bei steigenden CO₂-Zertifikatpreisen somit nochmals weiter ausgebaut.

→ **Hilfs- und Betriebsstoffe** bilden den dritten Kostenblock und werden in EEFA (2013) mit 2 €/MWh angegeben. Prognos (2013) gibt 2,5 €/MWh an (hier als variable Betriebskosten bezeichnet). Beispiele sind der Kalksteineinsatz für die Rauchgasreinigung und die Kosten für die Ascheentsorgung. Die Kostenkategorie Hilfs- und Betriebsstoffe enthält in der Regel auch die Startkosten. Der Startvorgang bei Braunkohlekraftwerken gestaltet sich wie folgt: In der Regel werden die Kessel von Braunkohlekraftwerken mit Ölbrennern gestartet. Die Ölbrenner verfügen über eine Leistung von etwa 20 Prozent der gesamten Feuerungswärmeleistung. Auf Grund des hohen Wasseranteils der Braunkohle (und des schlechten Heizwerts) ist ein Startvorgang mit Rohbraunkohle nicht möglich. Im Laufe des Startvorgangs werden dann die Kohlenbrenner nacheinander zugeschaltet. In dieser Phase entste-

⁶⁰ Die spezifischen Emissionen der Braunkohlenstromproduktion wurden wie folgt berechnet: Der Emissionsfaktor des Brennstoffs (Tabelle 2-1) geteilt durch den elektrischen Nutzungsgrad (Tabelle 7-3).

hen Kosten, weil sowohl Heizöl als auch Braunkohle verbrannt werden, aber insbesondere am Anfang noch kein Strom produziert wird und der Kraftwerksblock im Teillastbetrieb des Hochlaufs mit deutlich unter dem Nennwirkungsgrad liegenden Nutzungsgraden Strom produziert. Für die beim Start anfallenden Emissionen müssen darüber hinaus auch Emissionsberechtigungen für die in der Startphase höheren spezifischen CO₂-Emissionen erworben werden. Zusätzlich muss externer Strom bezogen werden, um Pumpen und Kohlenmühlen zu betreiben, was zusätzliche Kosten verursacht.

7.4. Aktuelle Kostenstruktur der Braunkohlekraftwerke

Tabelle 7-4 fasst die heutige Kostenstruktur von Braunkohlekraftwerken, die in den vorangegangenen Abschnitten dargestellt wurde, nochmals zusammen.

Bei heutigen CO₂-Preisen von 5 Euro pro EUA betragen die variablen Betriebskosten älterer Braunkohlekraftwerke 12 €/MWh Strom. Größere und neuere Kraftwerke mit höheren elektrischen Nutzungsgraden haben Vorteile beim Brennstoffbedarf und den CO₂-Emissionen (da Brennstoffbedarf und die CO₂-Emissionen wegen des höheren Wirkungsgrads niedriger sind). Die variablen Betriebskosten dieser Kraftwerke betragen 10 €/MWh (Tabelle 7-4). Dies

erklärt, warum Braunkohlekraftwerke aktuell weiterhin mit hoher Auslastung betrieben werden.

Zusätzlich zu den variablen Betriebskosten sind aber auch noch die fixen Betriebskosten zu decken. Diese betragen bei älteren Kraftwerken 22 €/MWh und bei neueren Kraftwerken 16 €/MWh. Gleichzeitig sind bei neueren Kraftwerken noch Kapitalkosten für die Investition in Höhe von 20 €/MWh zu berücksichtigen (vergleiche Abschnitt 7.1).

Um die Vollkosten zu decken, benötigen Braunkohlekraftwerke bei heutigen Rahmenbedingungen (CO₂-Preisen von 5 Euro pro EUA, hohe Auslastung von 7.000 Stunden) Strompreisniveaus von etwa 35 €/MWh für ältere (abgeschriebene) Kraftwerke und 47 €/MWh für neue (noch nicht abgeschriebene) Kraftwerke.⁶¹ Es wird deutlich, dass die Braunkohlekraftwerke bei heutigen Strompreisniveaus von etwa 30 €/MWh die Vollkosten nicht decken können. Dennoch werden diese Kraftwerke nicht stillgelegt. Dies ist auf versunkene Kosten zurückzuführen. Dieser Aspekt wird in den beiden folgenden Kapiteln 8 und 9 näher analysiert und diskutiert.

61 Für neuere Kraftwerke, die in der Regel noch nicht abgeschlossen sind, werden hier die annuitätischen Kapitalkosten berücksichtigt. Diese werden vereinfacht mit 20 €/MWh_{el} angesetzt.

Heutige Vollkosten der Stromproduktion von Braunkohlekraftwerken bei einer Auslastung von 7.000 Stunden

Tabelle 7-4

	Brennstoff-Kosten	Erzeugungskosten Kraftwerke			
		Alt (35 %)	Neu (42 %)	Alt (35 %)	Neu (42 %)
	€/MWh _{th}	€/MWh _{el}		€/kWh _{el}	
Variable Betriebskosten	1,5	12,1	10,4	–	–
Fixe Betriebskosten	–	22,0	16,9	154	118
Kraftwerk	–	8,6	5,7	60	40
Tagebau (Brennstoff)	4,7	13,4	11,2	94	78
Investitionskosten Kraftwerk	–	–	20	–	140
Vollkosten	6,2	34,1	47,3	–	–

Berechnungen des Öko-Instituts

8. Ökonomische Struktur der Braunkohletagebaue

8.1. Einleitung

Braunkohletagebaue sind langfristige Projekte. Die letzte Aufschlussbaggerung in Deutschland wurde 1985 im Tagebau Reichwalde begonnen und liegt damit mehr als 30 Jahre zurück. Das bedeutet, dass die Anfangsinvestitionen aller Tagebaue in die Aufschlussbaggerungen und die Erstausrüstung mit Tagebaugroßgeräten wie Bagger, Förderbrücken und Absetzer in der Regel weitestgehend erfolgt und die Anfangsinvestitionen somit bereits weitgehend abgeschrieben sind.

Der Abschnitt 8.1 widmet sich der Kostenstruktur im Tagebau. Im Abschnitt 8.2.1 werden die aktuellen Vollkosten der Braunkohlenförderung dokumentiert. Im Abschnitt 8.2.2 werden die Kosten differenziert dargestellt (Investitionskosten, fixe Betriebskosten, variable Betriebskosten).

Diese top-down ermittelte Kostenstruktur soll im folgenden Abschnitt 8.3 durch einige ausgewählte Bottom-up-Beobachtungen ergänzt werden. Trotz der eingeschränkten Datenverfügbarkeit konnten insbesondere Informationen zu den Stromkosten und den Kosten der Rekultivierung ermittelt werden.

8.2. Top-down-Analyse: Kostenstruktur der Braunkohleunternehmen

8.2.1. Vollkosten der Braunkohlenförderung

Da Braunkohle aufgrund ihrer Förderung in integrierten Unternehmen nur sehr eingeschränkt gehandelt wird, liegen nur wenig öffentlich verfügbare Marktdaten vor. Verhältnismäßig gut dokumentiert sind jedoch die heutigen Vollkosten der Braunkohlenförderung. Von IGBCE & Lazard (2015) werden Vollkosten in Höhe von 5,4 bis 6,2 Euro je Megawattstunde (€/MWh) Energiegehalt genannt, die auf Angaben der Braunkohlenbetreiber beruhen. Diese Werte werden durch die Geschäftszahlen einzelner Kraftwerks- und Tagebaubetreiber bestätigt: Im Mitteldeut-

schen Revier, das von der MIBRAG bewirtschaftet wird, liegen die Vollkosten der Braunkohlenförderung etwa bei 6,2 €/MWh. Diese lassen sich aus den Jahresabschlüssen des von der EnBW betriebenen Braunkohlekraftwerkblocks Lippendorf S errechnen, da die EnBW keinen eigenen Tagebau betreibt, sondern den Brennstoff über einen langfristigen Braunkohlenbezugsvertrag von der MIBRAG erhält.⁶² Auch für die Lausitz bestätigen sich diese Vollkosten auf Basis des Geschäftsberichts der Vattenfall Europe Mining.⁶³ Für das Rheinische Revier sind bisher keine öffentlichen Quellen zu den Brennstoffkosten der RWE bekannt. Aus diesem Grund werden für die weitere Analyse Vollkosten in Höhe von 6,2 €/MWh angenommen.

Hinsichtlich der Frage, wie sich die Vollkosten der Braunkohlenförderung in Zukunft entwickeln werden, liegen derzeit noch keine Untersuchungen vor. Im Rahmen dieser Studie wird deshalb auch für die Zukunft unterstellt, dass die Vollkosten der Braunkohlenförderung inflationsbereinigt konstant bleiben. Somit wird also angenommen, dass Kostensteigerungen, die die Inflationsrate übersteigen, durch Effizienzgewinne kompensiert werden. Nachfolgende Angaben zu zukünftigen Braunkohlenpreisen beziehen sich also jeweils auf konstante Preise von 2015 und die heute bereits betriebenen Braunkohletagebaue.

62 Somit kann davon ausgegangen werden, dass die im Jahresabschluss berichteten Braunkohlenpreise die Vollkosten der Braunkohlenförderung im Mitteldeutschen Revier darstellen. Im Jahresabschluss für das Geschäftsjahr 2014 heißt es dazu: „Der durchschnittliche Preis je Tonne (t) Braunkohle betrug in 2014: 17,62 €.“ (EnBW 2015, S. 10) Bezogen auf den Energiegehalt ergeben sich so Braunkohlenpreise von 6,2 €/MWh_{th}. Weiter heißt es dort: „Die vertragliche Preisentwicklung ist an verschiedene Preisindizes gekoppelt und unterliegt nicht den Schwankungen der Termin- oder Spotmärkte.“

63 Division der Erlöse durch die Rohkohlenproduktion korrigiert um den Absatz von Braunkohlenprodukten. Vergleiche zum Beispiel VEM (2015).

Preissteigerungen könnten insbesondere durch Veränderungen der regulatorischen Rahmenbedingungen entstehen. Hier sind zum Beispiel steigende CO₂-Preise oder eine Beendigung der Privilegierung der Braunkohlekraftwerke bei der EEG-Umlage zu nennen, die sich entsprechend auf die Strombezugs-kosten der Tagebaugeräte auswirken. Dies könnte die Braunkohlenkosten potenziell um etwa 10 bis 20 Prozent erhöhen (siehe Abschnitt 8.3).

8.2.2. Kostenpositionen im Detail

Wie beschrieben werden Vollkosten für die Braunkohlenförderung in Deutschland von rund 6,2 €/MWh_{th} unterstellt. Diese sollen im Folgenden auf Basis verschiedener Quellenangaben in die verschiedenen Kostenpositionen aufgliedert werden.

Tabelle 8-1 stellt die von EEFA (2010) veröffentlichte Kostenstruktur für die Bergbausparte von RWE im Jahr 2009 dar. Für die Personalkosten und für die Investitionen sind die Angaben mit den für Vattenfall Europe Mining im Jahr 2013 ermittelten Angaben vergleichbar (Tabelle 8-3).⁶⁴ In der Summe sind die Gesamtkosten aber mit nur 4 €/MWh niedriger als die Vergleichswerte für das Lausitzer und das mitteldeutsche Revier, was unter anderem auf die – aus methodischen Gründen, die aus dem konkreten

64 Braunkohlenpreise auf Grundlage der Geschäftsberichte konnten für RWE nicht ermittelt werden, da für die RWE Power AG im Konzernabschluss auch die Kosten der Braunkohlekraftwerke und teilweise auch Kosten der Kernkraftwerke enthalten sind.

Untersuchungsgegenstand von EEFA (2010) resultieren – ausgegliederten Stromkosten für den Tagebaubetrieb zurückzuführen ist.⁶⁵

Tabelle 8-2 stellt die Kostenstruktur von Vattenfall Europe Mining im Jahr 2013 und von der MIBRAG im Jahr 2014 dar.⁶⁶ Für Vattenfall Europe Mining werden die Daten für das Jahr 2013 dargestellt, da für dieses Jahr die Kosten für den Strombezug noch getrennt ausgewiesen werden.⁶⁷ Die Kosten der Vattenfall Europe Mining umfassen nicht nur den Braunkohlenbergbau, sondern auch die Veredelung. Es wird vereinfachend davon ausgegangen, dass die Kostenstruktur für die Veredlung und den Bergbau vergleichbar ist. Im

65 Die Differenz zu den Vollkosten ist wahrscheinlich zum Teil auf die gewählte Aufteilung der Kosten der zentralen Dienste auf Tagebaue und Kraftwerke zurückzuführen. Außerdem werden in EEFA (2010) zum Beispiel die Kosten für den Stromverbrauch der Tagebaue nicht bei den Kosten der Tagebaue berücksichtigt, weil es sonst zu Doppelzählungen bei den Beschäftigungseffekten käme.

66 Vattenfall hatte Ende des Jahres 2013 Rückstellungen gebildet, weil diskutiert wurde, dass die EEG-Umlagen-Befreiung für Tagebaue eingeschränkt wird. Diese Rückstellungen wurden im folgenden Jahr wieder aufgelöst. Die Stromversorgung der Tagebaue wurde auf Eigenverbrauch umgestellt. Deshalb wird diese Kostenposition bei der Ermittlung der Kostenstruktur nicht berücksichtigt.

67 Ab dem Jahr 2014 hat die Vattenfall Europe Mining Kraftwerksanteile zur Eigenstromerzeugung gepachtet, sodass die Stromkosten nicht mehr einzeln dargestellt werden können.

Kostenstruktur RWE im Jahr 2009

Tabelle 8-1

	Mio. €	€/MWh _{th}
Roh- Hilfs- und Betriebsstoffe; Vorleistungen	213,7	0,9
Personalaufwand	384,6	1,7
Umsiedlungen	69,0	0,3
Investitionen	209,7	0,9
Summe	877,0	3,9

EEFA (2010), Berechnungen des Öko-Instituts

Vergleich der Kostenstrukturen bei Vattenfall und MIBRAG

Tabelle 8-2

	Vattenfall (2013)		MIBRAG (2014)	
	Mio. €	Anteil	Mio. €	Anteil
Roh- Hilfs- und Betriebsstoffe	75,1	7 %	54,3	15 %
Bezogene Leistungen	321,3	29 %	60,3	17 %
Bezogene Leistungen ohne Strom	253,3	23 %	–	–
Strom	68	6 %	–	–
Personalaufwand	322,0	29 %	120,0	33 %
Sonstige betriebliche Aufwendungen	225,8	20 %	51,0	14 %
Zuführung bergbaub. Rückstellungen	94,8	8 %	–	–
Serviceleistungen, Sonstiges	131	12 %	–	–
Abschreibungen	176,1	16 %	74,1	21 %
Summe	1.120,3	100 %	359,7	100 %

eigene Darstellung Öko-Institut nach VEM (2014), MIBRAG (2015), Berechnungen des Öko-Instituts

Vergleich ist die Kostenstruktur der MIBRAG dargestellt. Die Kostenstruktur beider Unternehmen wird dominiert durch die Personalkosten. Die Personalkosten betragen etwa 30 Prozent der Gesamtkosten. Die Abschreibungen sind bei der MIBRAG etwas höher und machen 21 Prozent der Kosten aus, während sie bei Vattenfall 16 Prozent betragen. Deutliche Unterschiede sind bei den Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffen und den bezogenen Leistungen zu beobachten. Da die Stromversorgung der Tagebaue der MIBRAG über eigene Kraftwerke erfolgt, sind die Kosten für die Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe höher, da hier zum Beispiel die Kosten für CO₂-Zertifikate verbucht werden. Bei Vattenfall sind die Kosten für die Stromversorgung als Teil der bezogenen Leistungen ausgewiesen. Die Zuführungen zu den bergbaubedingten Rückstellungen werden nur von Vattenfall getrennt ausgewiesen.

Es wird davon ausgegangen, dass die Kostenstruktur von Vattenfall eher auf RWE übertragbar ist als die der MIBRAG. Außerdem werden nur bei Vattenfall Europe Mining die Stromkosten und die Zuführungen zu den bergbaubedingten Rückstellungen differenziert ausgewiesen. Wendet man die Kostenstruktur, die für Vattenfall Europe Mining für das Jahr 2013 beobachtet werden konnte, auf die Vollkosten in Höhe

von 6,2 €/MWh an, so können die in Tabelle 8-3 dargestellten Kostenkomponenten beobachtet werden.

Die jährlichen Abschreibungen auf die in der Vergangenheit erfolgten Investitionen betragen etwa 16 Prozent der Gesamtkosten oder 1 €/MWh. Davon entfallen etwa ein Viertel auf Grundstücke und zwei Drittel auf technische Anlagen.⁶⁸

Die fixen Betriebskosten dominieren die Kostenstruktur der Braunkohletagebaue mit einem Anteil von 51 Prozent an den Gesamtkosten (3,2 €/MWh).

⁶⁸ Das Anlagevermögen von Vattenfall Europe Mining wurde im Jahr 2013 durch technische Anlagen und Maschinen, andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung und Anlagen im Bau dominiert (rund 800 Millionen Euro). Das Anlagevermögen für Grundstücke betrug 290 Millionen Euro, das gesamte Anlagevermögen 1,2 Milliarden Euro. Die Tagebauausschlüsse wurden nur noch mit 30 Millionen Euro bewertet, machen also nur 2,5 Prozent des Anlagevermögens aus. Das Bergwerkseigentum macht mit 110 Millionen Euro etwa 10 Prozent des Anlagevermögens aus (VEM 2014). Es kann vereinfacht angenommen werden, dass die Struktur der Abschreibungen der Struktur des Anlagevermögens entspricht. Bei jährlichen Abschreibungen von 176 Millionen Euro ist das Anlagevermögen von 1,2 Milliarden Euro in nur sieben Jahren abgeschrieben.

- Größte Kostenposition sind hier die Personalkosten mit Kosten von 1,8 €/MWh oder 29 Prozent.
- Die bezogenen Leistungen umfassen zum Beispiel Fremdleistungen für Instandhaltungsmaßnahmen und Transportleistungen und verursachen Kosten von 1,4 €/MWh oder 24 Prozent.

Als variable Betriebskosten können Positionen mit einem Umfang von 21 Prozent der Gesamtkosten oder 1,5 €/MWh_{th} identifiziert werden. Dabei sind die folgenden Einzelaspekte zu berücksichtigen:

- Die Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe umfassen den Verbrauch von Kraftstoffen, Schmieröl, Sumpfungsröhren, Pumpen oder Ersatzteile für Maschinen, Fördergurte und Tagebaugroßgeräte (EEFA 2010, S. 29). Die Kosten betragen 0,4 €/MWh oder 6 Prozent.
- Die Stromkosten für den Betrieb von Bagger, Bandanlagen und Förderbrücken fallen überwiegend dann an, wenn Abraum oder Kohle gefördert wird. Deshalb werden diese Kosten als variablen Betriebskosten eingeordnet. Die Kosten betragen 0,4 €/MWh oder 7 Prozent.
- In der Kategorie „Serviceleistungen und Sonstiges“ werden sonstige betriebliche Aufwendungen

wie Versicherungen, übrige Aufwendungen und Serviceleistungen berichtet. Die Kosten betragen 0,7 €/MWh oder 12 Prozent.

In Frontier & HWWI (2015) sowie IGBCE & Lazard (2015) werden die variablen Kosten mit 1,5 bis 1,7 €/MWh angegeben und die Summe der fixen Betriebskosten und der Abschreibungen für die Investitionen mit 3,9 bis 4,5 €/MWh. Die variable Betriebskosten werden auch in anderen Quellen mit 1,5 €/MWh angegeben (EWI et al. 2014).

Die bergbaubedingten Rückstellungen betragen 0,5 €/MWh oder 8 Prozent der Gesamtkosten. Die folgende Bottom-up-Betrachtung (Abschnitt 8.3.2) ermittelt ebenfalls Werte in dieser Größenordnung (0,4 €/MWh bis 0,6 €/MWh).

Diese top-down ermittelte Kostenstruktur soll im folgenden Abschnitt durch einige ausgewählte Bottom-up-Beobachtungen ergänzt werden. Es konnten insbesondere Angaben zum Stromverbrauch und zu den Rekultivierungen recherchiert werden. Die bottom-up ermittelten Abschätzungen zu den Stromkosten und den Kosten der Rekultivierung bestätigen die top-down ermittelte Kostenstruktur im Grundsatz.

Aktuelle Kostenstruktur der Braunkohlenunternehmen

Tabelle 8-3

	Anteil	Kosten €/MWh _{th}
Investitionen (hier Abschreibungen)	16 %	1,0
Fixe Betriebskosten	51%	3,2
Bezogene Leistungen	23 %	1,4
Personalaufwand	29 %	1,8
Variable Betriebskosten	24 %	1,5
Serviceleistungen, Sonstiges	12 %	0,7
Strom	6 %	0,4
Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe	7 %	0,4
Bergbaubedingte Rückstellungen	8 %	0,5
Summe	100 %	6,2

Zusammenstellung des Öko-Instituts

Für die folgenden Analysen wird lediglich für den Posten der Rekultivierungen ein etwas geringerer Wert von 0,4 €/MWh angenommen (dazu Abschnitt 8.3.2). Für die fixen Betriebskosten ergibt sich dann ein Wert von 3,3 €/MWh.

8.3. Bottom-up-Analyse der Kostenstruktur

8.3.1. Strom

In den Braunkohletagebauen wird Strom zum Betrieb der Bagger, Absetzer, Bandanlagen und Schienenbahnen benötigt. Im Durchschnitt betrug der spezifische Stromverbrauch der Braunkohletagebaue im Jahr 2014 28 Kilowattstunden je Tonne Rohbraunkohle (Tabelle 8-4).⁶⁹ Er liegt bei RWE mit 34 Kilowattstunden je Tonne etwa 60 Prozent höher als in Mitteldeutschland und in der Lausitz. Dies ist vor allem durch die größere Tiefe der RWE-Tagebaue zu erklären.⁷⁰

Zur Berechnung der spezifischen Stromkosten wird ein mittlerer Strompreis von 40 €/MWh unterstellt.⁷¹ Im Durchschnitt für die Reviere betragen die Stromkosten für die Förderung von Braunkohle damit 0,46 €/MWh_{th} (bezogen auf den Energiegehalt der Braunkohle). Dies entspricht etwa sieben Prozent der Gesamtkosten der Braunkohlenförderung.

69 In Öko-Institut (1993) wird ein spezifischer Stromverbrauch von 14,5 Kilowattstunden je Tonne Rohbraunkohle angegeben, davon entfallen 2,9 Kilowattstunden (etwa 20 Prozent) auf die Entwässerung. Da die Wasserhebung unabhängig von der Braunkohlenförderung notwendig ist, könnte man diesen Anteil auch den fixen Betriebskosten zuordnen. Zur Komplexitätsreduktion wurde jedoch darauf verzichtet.

70 Für die Abraumtransporte ist bei großen Höhendifferenzen im Tagebau der Stromverbrauch höher. Außerdem dürfte sich bei der MIBRAG das günstige Abraum-zu-Kohle-Verhältnis in einem vergleichsweise niedrigen Stromverbrauch niederschlagen. In der Lausitz sind die Abraum-zu-Kohle-Verhältnisse schlechter als in Mitteldeutschland. Dies wird aber offenbar durch den Einsatz von Förderbrücken ausgeglichen, wodurch der Transportweg für den Abraum verkürzt wird.

Für den Stromverbrauch der Braunkohletagebaue in Deutschland liegen die folgenden Literaturangaben vor:

- In der Energiebilanz wird der Stromverbrauch der Braunkohlengruben, -brikettfabriken für das Jahr 2014 mit 4,9 Terawattstunden angegeben (Energiebilanzzeile 35).
- Energy Brainpool gibt den spezifischen Stromverbrauch für die MIBRAG, basierend auf deren Geschäftsberichten in den Jahren 2009 und 2010, mit 21 Kilowattstunden pro Tonne Braunkohle an (Energy Brainpool 2014).
- VEM (2015) nennt Stromkosten von 68 Millionen Euro bei einer Förderung von 63 Millionen Tonnen im Jahr 2013, also gut 1 Euro pro Tonne Rohbraunkohle.⁷² Wenn für Vattenfall der gleiche spezifische Stromverbrauch wie für die MIBRAG unterstellt wird, ergibt sich für das Jahr 2013 ein Strompreis frei Tagebau von etwa 50 €/MWh (Vollkosten).
- Die RWE Power (2015) gibt den Gesamtstromverbrauch ihrer Tagebaue mit „mehr als 3 TWh“ an.

71 RWE und die MIBRAG versorgten ihre Tagebaue traditionell über Direktleitungen mit eigenerzeugtem Strom. Vattenfall Europe Mining errichtete im Jahr 2014 eine Direktleitung, um eigenerzeugten Strom in den Tagebauen zu nutzen (VEM 2015). Die Strompreise enthalten also keine Netznutzungsentgelte. Die Kosten für die Direktleitungen zum Tagebau und für die Stromnetze im Tagebau sind also in den Investitionskosten für die Tagebauausrüstung enthalten.

72 Der Betreiber des Besucherbergwerks F60 gibt einen spezifischen Stromverbrauch für die Abraumförderung mit einer Förderbrücke von 1,2 Kilowattstunden je Kubikmeter Abraum an (www.f60.de/de/die-bruecke/im-detail.html). Ein A/K-Verhältnis von 6 : 1 führt dann zu einem Stromverbrauch von 7,2 Kilowattstunden pro Tonne Rohbraunkohle für die Abraumförderung. Bezogen auf einen spezifischen Stromverbrauch von 21 Kilowattstunden pro Tonne Rohbraunkohle ist das etwas mehr als ein Drittel. Zusätzlich ist noch der Stromverbrauch für gegebenenfalls vorhandene Vorschnittbagger, die Kohleförderung und den Kohletransport zum Kraftwerk und die Wasserhebung zu berücksichtigen. Im Ergebnis kann damit ein Stromverbrauch von 21 Kilowattstunden pro Tonne Rohbraunkohle (oder leicht darunter) auch für die Lausitz angenommen werden.

Höhere Kosten für die Stromerzeugung können die Kostenstruktur des Tagebaubetriebs und damit auch der Kraftwerke verändern. Traditionell wird zwar der Strombedarf der Braunkohletagebaue unabhängig vom Strommarkt durch die benachbarten Braunkohlekraftwerke gedeckt, ist aber vom Preis für CO₂-Emissionszertifikate (EUA) sowie von Abgaben wie der EEG-Umlage beeinflusst. Die Braunkohlekraftwerke verursachen Emissionen von etwa einer Tonne CO₂ pro Megawattstunde Strom, sodass der Strompreis für den Tagebau ebenfalls um 10 €/MWh steigt, wenn sich der CO₂-Preis um 10 Euro pro EUA erhöht. Dies führt (bei einem spezifischen Stromverbrauch der Braunkohlenförderung von 28 Kilowattstunden je Tonne) zu einem Kostenanstieg von 0,28 Euro pro Tonne Rohbraunkohle beziehungsweise knapp 0,12 €/MWh_{th} (bezogen auf den Energiegehalt der Braunkohle).⁷³

73 Ein Anstieg des CO₂-Preises von aktuell 5 Euro je EUA auf 35 Euro je EUA würde zu einem Anstieg der Stromkosten für Braunkohletagebaue um 30 €/MWh führen. Dann würden die Braunkohleförderungskosten um 0,35 €/MWh (bezogen auf den Energiegehalt der Braunkohle) ansteigen. Wenn der Strombezug der Braunkohletagebaue mit einer EEG-Umlage von sechs Cent je Kilowattstunde (60 €/MWh) belastet würde, wäre die Belastung doppelt so hoch wie bei einem Anstieg des CO₂-Preises auf 35 Euro pro EUA. Die Braunkohleförderungskosten würden um 0,70 €/MWh ansteigen.

8.3.2. Sanierung und Rekultivierung

8.3.2.1. Ablauf, Elemente und Kostenprofil der Rekultivierung

Nachdem Braunkohle im Tagebau abgebaut wurde, müssen die devastierten Flächen rekultiviert beziehungsweise wieder nutzbar gemacht und der Wasserhaushalt muss saniert werden.

Nach Bergs (2006, S. 56 ff.) sind die folgenden Betriebsphasen eines Tagebaus zu unterscheiden:

- Anlaufphase (zum Beispiel Tagebauaufschluss bis zur Aufnahme der Braunkohlenförderung);
- Regelbetrieb (Betriebsphase mit Abraumförderung und Braunkohlenförderung);
- Auslaufphase (Beginn der Phase mit Erreichen des Endstandes des ersten Abraumschnitts, Dauer der Phase bis zum Ende der Braunkohlenförderung);
- Nachproduktionsphase (zum Beispiel Wasserwirtschaftsmaßnahmen, Abschluss Entfernungsmaßnahmen, Entsorgung);
- Langzeitaufgaben (sogenannte Ewigkeitskosten) entstehen zum Beispiel durch Grundwassermonitoring und die Unterhaltung des Restsees.

Stromverbrauch der Braunkohletagebaue

Tabelle 8-4

	Förderung	Stromverbrauch		Stromkosten	
		gesamt	spezifisch	spezifisch	
	2014			€/t	€/MWh _{th}
	Mio. t	TWh _{el}	kWh _{el} /t		
Rheinland	93,6	3,15	34	1,35	0,56
Lausitz	62,5	1,31	21	0,84	0,35
Mitteldeutschland	18,9	0,40	21	0,84	0,35
Helmstedt	1,8	0,04	21	0,84	0,35
Summe	176,8	4,90	28	1,11	0,46

Zusammenstellung des Öko-Instituts basierend auf Statistik der Kohlenwirtschaft, AG Energiebilanzen, Energy Brainpool (2014), RWE Power (2015), Berechnungen des Öko-Instituts

In der Literatur werden die Arbeitsschritte der Sanierung und Rekultivierung wie folgt gegliedert (Bergs 2006, S. 43 f.):

1. Massenbewegung und Massenverdichtung (durch Tagebaugroßgeräte und Erdbautechnik);
2. Oberflächengestaltung und Renaturierung (zum Beispiel Feinplanierung, Düngung, Erstbepflanzung);
3. wasserwirtschaftliche Maßnahmen (zum Beispiel Flutung des Restlochs und Wasserhebung nach Ende des Regelbetriebs, Herstellung von Ein- und Auslaufbauwerken, Monitoring von Grundwasserständen);
4. Entfernungsmaßnahmen von Tagesanlagen (Gebäude und Straßen) und Betriebstechnik (Tagebaugroßgeräte, Bandanlagen, Bahnanlagen, Anlagen der Wasserhaltung);
5. Entsorgung (Entsorgung der anfallenden Stoffe durch Fachbetriebe).

Ein Teil der Rekultivierung (Massenbewegung und Oberflächengestaltung) wird bereits im laufenden Betrieb des Tagebaus durchgeführt. Für die in Deutschland betriebenen Tagebaue ist bisher nicht transparent dokumentiert, in welcher zeitlichen Struktur die Kosten der Rekultivierung genau anfallen.

Ansatzpunkte für die entsprechenden Kostenprofile liefert einerseits die Literatur. Durch die kontinuierliche Flächeninanspruchnahme während der Regelbetriebs steigen die Rückstellungen kontinuierlich an. Gleichzeitig wird begonnen, überbagerte Flächen wieder nutzbar zu machen. Etwa in der Mitte des Regelbetriebs werden die höchsten Rückstellungen erreicht (Bergs 2006, S. 60). Nach Bergs (2006, S. 60) fällt ein Großteil der Kosten für die Rekultivierung erst an, wenn die Abraumbaggerung den Endstand erreicht hat. Mit dem Beginn der Auslaufphase betragen die Rückstellungen noch etwa 80 Prozent. Nach Ende der Auslaufphase betragen die Rückstellungen noch etwa 30 bis 40 Prozent (Bergs 2006). Für das Rheinische Revier fällt nach bisheriger Planung von RWE ein Großteil der Kosten für die Rekultivierung

erst im Zeitraum von 2045 bis 2100 an (RWE 2016, S. 134).

Andererseits lässt sich eine Indikation für das zeitliche Profil der Sanierungsarbeiten aus dem überjährlich in den Sanierungsberichten gut dokumentierten Arbeitsfortschritt bei der Sanierung derjenigen Tagebaue im Lausitzer und im Mitteldeutschen Revier durch die LMBV ableiten, die nach der Privatisierung der ostdeutschen Braunkohlenindustrie nicht längerfristig weitergeführt wurden.⁷⁴

Die Abbildung 8-1 zeigt die zum jeweiligen Zeitraum erreichten Fertigstellungsstände, jeweils bezogen auf die für die vollständige Sanierung und Rekultivierung erforderliche Gesamtleistung des jeweiligen Hauptgewerks.

- In den ersten 10 bis 15 Jahren der Auslauf- und Nachproduktionsphase dominiert vor allem die (arbeitsintensive) Massenbewegung. Im Bereich der LMBV-Sanierung waren hier nach etwa 5 Jahren etwa 30 Prozent, nach ungefähr 10 Jahren 70 Prozent und nach etwa 15 Jahren etwa 90 Prozent der notwendigen Arbeiten durchgeführt.
- Mit einem Nachlauf von 5 bis 10 Jahren folgt die ebenfalls arbeitsintensive Massenverdichtung. Nach etwa 10 Jahren waren die notwendigen Leistungen hier etwa zu 50 Prozent und nach 20 Jahren zu etwa 80 Prozent erbracht.

Die Rekultivierung der ehemaligen Tagebauflächen zu land- oder forstwirtschaftlichen Nutzflächen erfolgt in einem relativ stetigen Prozess. Nach etwa 10 Jahren waren hier etwa 50 Prozent der Flächen rekulti-

⁷⁴ Berücksichtigt sind dabei diejenigen Hauptgewerke, die überwiegend der Tagebausanierung zuzurechnen sind und für die keine oder nur geringe Überlappungen mit dem Teil der Braunkohlensanierung existieren dürften, der ein Spezifikum der Braunkohlensanierung in den neuen Bundesländern bildet (zahlreiche Anlagen der Braunkohlenveredelung mit besonders großer Altlastenproblematik etc.).

viert, nach 20 Jahren waren etwa 80 Prozent der notwendigen Arbeiten vollzogen.

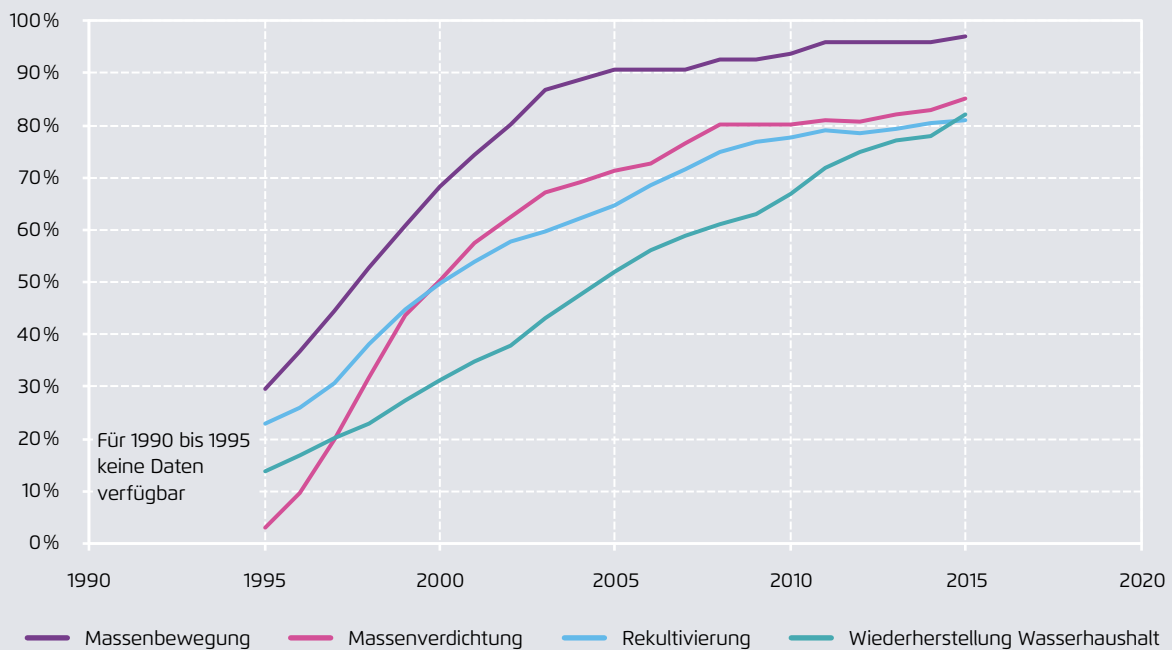
Auch wenn diese Struktur der Leistungserbringungen im Bereich der LMBV nicht zwangsläufig auf andere Tagebaue übertragen werden kann, ergibt sich dennoch ein prinzipielles Muster der im Zuge der Sanierung und Rekultivierung notwendigen Arbeiten.

In einzelnen Sanierungsberichten der LMBV sind die Leistungen in den verschiedenen Hauptgewerken auch kostenseitig bewertet. Aus diesen Angaben lässt sich aus dem Sanierungsfortschritt in den einzelnen Hauptgewerken sowohl die generelle Kostenstruktur von Tagebausanierungen und -rekultivierungen hochrechnen als auch ein zeitliches Profil des Kostenanfalls (zu konstanten Preisen) ermitteln (Abbildung 8-2):

- Die Massenbewegungen repräsentieren danach etwa 50 Prozent der gesamten Sanierungskosten und prägen die Gesamtkosten. Die in diesem Bereich anfallenden Kosten dominieren auch den gesamten Kostenanfall der ersten 10 bis 15 Jahre der Auslauf- beziehungsweise Nachproduktionsphase.
- Die Massenverdichtung dürfte knapp 20 Prozent der Gesamtkosten betragen und ist bei der LMBV ganz überwiegend zwischen dem fünften und dem 15. Jahr der Nachproduktionsphase angefallen.
- Die Kosten für die Bepflanzung und Bewirtschaftung der umgestalteten Flächen liegen bisher noch im Bereich von etwa zwei Prozent der gesamten Sanierungs- und Rekultivierungskosten. Diese Kosten fallen bei der LMBV überwiegend nach dem zehnten Jahr der Auslauf- und Nachproduktionsphase an, dürften jedoch in den kommenden Jahren deutlich ansteigen.

Leistungsfortschritte der Braunkohlensanierung durch die LMBV nach Hauptgewerken, 1995 bis 2015

Abbildung 8-1



Zusammenstellung Öko-Institut nach LMBV, Berechnungen des Öko-Instituts

Kostenprofil der Braunkohlensanierung durch die LMBV nach Hauptgewerken, 1995 bis 2015 Abbildung 8-2

→ Die Kosten für die Wiederherstellung des Wasserhaushalts (Wasserhebung, -reinigung und -ableitung sowie die Fremdwasserzuführung zur Flutung) dürften einen Anteil von 25 bis 30 Prozent der Gesamtkosten repräsentieren. Dieser Bereich der Sanierungs- und Rekultivierungskosten erhält vor allem nach der ersten Dekade der Auslauf- und Nachproduktionsphase eine größere Bedeutung.

Zumindest für die Braunkohlensanierung der LMBV lässt sich damit die Schlussfolgerung ziehen, dass vor allem in den ersten 10 bis 15 Jahren der Auslauf- und Nachproduktionsphase ein großer Teil der Sanierungskosten finanziert werden muss und dass dieser vor allem die vergleichsweise arbeitsintensiven Teile der Sanierungsleistungen betrifft. In den Folgejahren flacht dann einerseits das Profil der jährlichen Sanierungskosten erkennbar ab und andererseits verschiebt sich der

Schwerpunkt der Arbeiten in den weniger arbeits-, gleichwohl aber kostenintensiven Bereich der Arbeiten zur Wiederherstellung des Wasserhaushalts.

8.3.2.2. Rückstellungen in den Bilanzen der Unternehmen

Da sich vor allem die Rekultivierung des Restlochs sowie die Sanierung des Wasserhaushalts über einen Zeitraum von vielen Jahren nach Beendigung der Braunkohlenförderung hinziehen, bilden die Unternehmen Rückstellungen, um die Rekultivierung zu einem späteren Zeitpunkt finanzieren zu können.

In der Bilanzierungsmethode des deutschen Handelsgesetzbuches (HGB) werden die Rückstellungen im Verhältnis der Förderungen zum Gesamtvorrat des jeweiligen Feldes (ratierlich) gebildet (RWE 2014,

S. 134).⁷⁵ Das bedeutet, dass die bisherigen Rückstellungen der Bergbauunternehmen hauptsächlich für die bisherige Braunkohlenförderung gebildet wurden. In Zukunft werden die Unternehmen weitere Rückstellungen bilden müssen, wenn weitere Braunkohlenmengen gefördert werden (insoweit die Kosten wirtschaftlich durch die Braunkohlenförderung verursacht werden).⁷⁶ Nach der Bilanzierungsmethode des HGB sind die Rückstellungen für die Restlochrekultivierung jedoch erst dann vollständig gebildet, wenn das Feld wie geplant ausgefördert worden ist. Wird absehbar, dass die Förderung eines Tagebaufeldes früher beendet wird als ursprünglich geplant, müssten in den verbleibenden Produktionsjahren die Rückstellungen entsprechend aufgefüllt werden.

Insgesamt hatten die in Deutschland Braunkohle fördernden Unternehmen zum Ende des Jahres 2014 Rückstellungen in Höhe von 3,2 Milliarden Euro und 3,9 Milliarden am Ende des Jahres 2015 gebildet (Tabelle 8-5).

→ Die bergbaubedingten Rückstellungen der **Lausitz Energie Bergbau AG** (ehemals Vattenfall Europe Mining) betragen zum Ende des Jahres 2015 1,4 Milliarden Euro (LEAG 2016).⁷⁷

75 RWE (2014): „Die Rückstellungen werden grundsätzlich mit zunehmendem Verpflichtungsumfang, u. a. entsprechend der Braunkohleförderung, gebildet.“

76 Als Analogie ist hier der Verbrauch von Brennelementen für Kernkraftwerke zu nennen. Hier müssen immer dann Rückstellungen für die Endlagerung gebildet werden, wenn Brennstoff verbraucht wird.

77 Im Jahresabschluss 2014 hat Vattenfall Rückstellungen der Tagebausparte von 1,3 Milliarden Euro ausgewiesen (VEM 2015). Davon entfallen 1,1 Milliarden Euro auf bergbaubedingte Rückstellungen. Für die Kraftwerkssparte betragen die Rückstellungen zusätzlich 0,7 Milliarden Euro (VEG 2015). Wichtig ist, dass Unternehmen nicht nur bergbaubedingte Rückstellungen bilden, sondern auch aus anderen Gründen (zum Beispiel wegen Pensionsverpflichtungen oder für Strombezugsverträge). Im Rahmen des Vattenfall-Verkaufs wurden die Verbindlichkeiten und Rückstellungen unter anderem für Rekultivierungen auf circa 2 Milliarden Euro quantifiziert

→ Die **RWE Power AG** hat im Jahresabschluss für das Jahr 2015 bergbaubedingte Rückstellungen in Höhe von 2,3 Milliarden Euro ausgewiesen (RWE Power 2016c).

→ Die **MIBRAG** (MIBRAG 2016c) hat Ende 2015 Rückstellungen in einem Umfang von 0,14 Milliarden Euro gebildet (für ökologische Altlasten und bergbaubedingte Verpflichtungen).

→ Die **Helmstedter Revier GmbH** hat Ende 2015 bergbaubedingte Rückstellungen für Rekultivierungsmaßnahmen von 0,076 Milliarden Euro gebildet (HSR 2016).⁷⁸

→ Die Rückstellungen der **Romonta** zum 31. Dezember 2014 betragen 7,6 Millionen Euro (0,0076 Milliarden Euro). Die Romonta bildet keine internen Rückstellungen für die Rekultivierung, sondern zahlt in einen Rekultivierungsfonds ein. Bis zum Jahr 2025 ist ein Gesamtbetrag von 30,7 Millionen Euro anzusparen. Die Vereinbarung für die Romonta einen Tagebaufonds einzurichten, geht auf die Privatisierung nach der Wende zurück. Damals wurde eine entsprechende Vereinbarung mit der Bundesanstalt für vereinigungsbedingte Sonderaufgaben (BvS) geschlossen (Romonta 2015).

Die Rekultivierungsrückstellungen für die MIBRAG und Vattenfall beziehen sich auf die Braunkohlenförderung der Unternehmen seit der Wende.⁷⁹ Für

(18 Milliarden Schwedische Kronen). Dies entspricht also der Summe der Rückstellungen der Tagebausparte und der Kraftwerkssparte.

78 Die Helmstedter Revier GmbH betreibt das Kraftwerk Buschhaus und die Tagebaue im Helmstedter Revier. Sie wurde von E.ON an die MIBRAG verkauft. Das Kraftwerk Buschhaus wurde im Oktober 2016 in die Braunkohlensicherheitsbereitschaft überführt. Der Tagebau Schöningen ist bereits ausgekohlt und wird aktuell rekultiviert.

79 Die Tagebaue in der Lausitz wurden bezogen auf den Tagebaustand vom 1. Juli 1990 aufgeteilt. Ältere Flächen werden von der LMBV rekultiviert, neue Flächen von der LEAG. Für den Tagebau Jänschwalde werden beispielsweise 75 Prozent der Flächen von LEAG rekultiviert und 25 Prozent der Flächen von der LMBV (Braunkohlenplan Jänschwalde, S. 9).

RWE beziehen sich die Rückstellungen auf die für die kumulierte Förderung der betroffenen Tagebaue, wobei ein Teil der Rekultivierung jeweils schon erfolgt ist.⁸⁰ Um die Höhe der Rückstellungen in den einzelnen Revieren vergleichbar zu machen, wird der Umfang der Rückstellungen in Tabelle 8-5 mit der Braunkohlenförderung der letzten 20 Jahre (16 Jahre für die MIBRAG) in den Revieren ins Verhältnis gesetzt (spezifische Rückstellungen).

Es wird deutlich, dass die RWE Power AG und die Lausitz Energie Bergbau AG Ende 2015 bezogen auf die Braunkohlenförderung der letzten 20 Jahre etwa 0,5 €/MWh Braunkohlenförderung zurückgestellt hatten. Die MIBRAG hatte hingegen nur 0,15 €/MWh Braunkohlenförderung deutlich niedrigere Rückstellungen gebildet. Warum die Rückstellungen der MIBRAG im Vergleich zu den anderen Unternehmen deutlich niedriger liegen, kann auf Basis der zur Verfügung stehenden Daten nicht nachvollzogen werden.

80 Zwar werden Flächen in den Tagebauen kontinuierlich rekultiviert. Die Kosten für die Gestaltung des Restsees fallen aber immer erst nach Auskohlung des Tagebaus an. Im Rheinland werden Restseen mit einem Volumen von sieben Kubikkilometern entstehen, während das Volumen der Restseen in der Lausitz nur zwei Kubikkilometer beträgt (vergleiche Tabelle 5-5). Hintergrund ist, dass im Rheinland seit vielen Jahrzehnten der Abraum zur Verfüllung älterer Tagebaue verwendet wird. So wird beispielsweise Abraum aus dem Tagebau Garzweiler II verwendet, um das Restloch des Tagebaues Garzweiler I zu verkippen. Im Tagebau Hambach entsteht der größte Restsee mit einem Volumen von 3,8 Kubikkilometern. Das Massendefizit im Tagebau Hambach entstand durch die Braunkohlenförderung seit dem Jahr 1984, die Verbringung von Abraum in die benachbarten Tagebaue Fortuna-Garsdorf und Bergheim und die Ablagerung von Abraum auf der Sophienhöhe und einer sich anschließenden überhöhten Innenkippe.

Die ungewöhnlich niedrigen Rückstellungen der MIBRAG werden auch durch die Rückstellungen im EPH-Geschäftsbericht bestätigt (Tabelle 8-6). Für die MIBRAG (beziehungsweise die zwischengeschalteten Gesellschaften) werden dort Ende des Jahres auf Grundlage des International Financial Reporting Standards (IFRS) Rückstellungen von 230 Millionen Euro ausgewiesen.⁸¹ Mit Blick auf die Bilanzierungsvorschriften des IFRS müssten die bergbaubedingten Rückstellungen hier nicht ratierlich, sondern

81 Zur Berechnung der Höhe der Rückstellungen im EPH-Geschäftsbericht wurden in den Jahren 2014/15 eine Inflationsrate von 1,7 Prozent und eine Abzinsung von 3,64 Prozent verwendet.

Bergbaubedingte Rückstellungen für die Braunkohlenförderung, Stand Ende 2015

Tabelle 8-5

	Bergbaubedingte Rückstellungen		Förderung 1996–2015	Rückstellungen spezifisch	
	Ende 2014	Ende 2015		1996–2015	€ / t
	Mio. €		Mrd. t	€ / t	€ / MWh _{th}
RWE Power AG	1.882	2.299	1,9	1,2	0,48
Lausitz Energie Bergbau AG*	1.106	1.416	1,2	1,2	0,50
Mibrag	130	138	0,3	0,4	0,15
Helmstedter Revier GmbH	70	76	0,05	1,5	0,48
Summe	3.187	3.928	3,5	1,1	0,45

* ehemals Vattenfall Europe Mining

Hinweis: Für die MIBRAG wurde die Förderung des Mitteldeutschen Reviers seit 2000 dargestellt, da erst zu diesem Zeitpunkt die Belieferung des Kraftwerks Lippendorf aus dem Tagebau Vereinigtes Schleenhain aufgenommen wurde. Jahresabschlüsse der Unternehmen, Berechnungen des Öko-Instituts

von Anfang an mit den vollen Sanierungskosten in Ansatz gebracht worden sein. Der Umfang der von der MIBRAG nach HGB bilanzierten bergbaulichen Rückstellungen bezieht dagegen nur die bisher ratierlich angesammelten Rückstellungen ein.⁸²

Auf Grundlage dieser grundsätzlich unterschiedlichen Bilanzierungsansätze der bergbaulichen Rückstellungen bei der MIBRAG lässt sich zumindest die Schlussfolgerung ziehen, dass die MIBRAG bisher circa 60 Prozent der Mittel in die Bilanzen aufgenommen hat, die für die Sanierung der bisher aufgeschlossenen beziehungsweise produzierenden Tagebaufelder notwendig sein werden.

Tabelle 8-7 stellt die historische Entwicklung der bergbaubedingten Rückstellungen seit 2009 und ihre Einflussgrößen dar. Grundsätzlich sind die bergbaubedingten Rückstellungen kontinuierlich angestiegen, wobei sich die Summe der Rückstellungen wegen der seit 2009 vorgeschriebenen Abzinsung von 2009 auf 2010 um 20 Prozent reduziert hat von (3,5 Milliarden Euro auf 2,8 Milliarden Euro).⁸³ Hintergrund war die Verabschiedung des Bilanzmodernisierungsgesetzes, mit dem § 253 des Handelsge-

setzbuches (HGB) geändert wurde. Seitdem werden Rückstellungen mit dem ihrer Restlaufzeit entsprechenden durchschnittlichen Marktzins der vergangenen sieben Geschäftsjahre abgezinst (im Jahr 2015 circa vier Prozent).⁸⁴ Die Höhe der Zuführung zu den Rückstellungen, beziehungsweise ihrer Auflösung, ist damit ganz erheblich von den Veränderungen im Zinsumfeld abhängig. Dieser Zusammenhang wird in Abschnitt 8.3.2.3 ausführlicher diskutiert.

Grundsätzlich nehmen Rückstellungen zu, wenn Zuführungen erfolgen. Hier sind zwei Gründe zu unterscheiden. Einerseits werden Zuführungen bei fortschreitender Ausbeutung der Lagerstätte notwendig (ratierliche Ansammlung). Andererseits können Zuführungen bei fallenden Zinsen notwendig werden, da die Rückstellungen die abdiskontierten Kosten der Rekultivierung abbilden, die erst in der Zukunft anfallen werden. Bei fallenden Zinssätzen werden zusätzliche Zuführungen zu den Rückstellungen notwendig, damit bei Fälligkeit der Rückstellungen die vollen Kosten finanziert werden können.

Dagegen sinken die Rückstellungen, wenn ein Teil davon in Anspruch genommen wird, um Rekultivierungen durchzuführen, oder wenn Rückstellungen aufgelöst werden, weil das Unternehmen die zukünftigen Kosten der Rekultivierung neu bewertet

82 Im Geschäftsbericht der MIBRAG wurden Kostensteigerungen (Inflationsrate) von 1,54 Prozent pro Jahr berücksichtigt.

83 Bei der MIBRAG war der Rückgang mit 50 Prozent deutlich größer als im Durchschnitt, die Gründe dafür sind unbekannt.

84 Die anzusetzenden Abzinsungszinssätze werden, differenziert nach der Restlaufzeit der Verpflichtungen, monatlich von der Deutschen Bundesbank veröffentlicht.

Vergleich der bergbaubedingten Rückstellungen der MIBRAG und der EPH

Tabelle 8-6

	Rückstellungen (Ende des Jahres)		
	2013	2014	2015
	Mio. €		
MIBRAG	120	130	137,6
EPH für MIBRAG	225	231	230
MIBRAG im Verhältnis zu EPH	53 %	56 %	60 %

EPH (2015, 2016), MIBRAG (2015, 2016c), Berechnungen des Öko-Instituts

Bergbaubedingte Rückstellungen für die Braunkohlenförderung

Tabelle 8-7

	Bergbaubedingte Rückstellungen (Ende des Jahres)						
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
	Mio. €						
RWE Power AG	2.169	1.852	1.752	1.867	1.756	1.882	2.299
+ Zuführung	-	-	-	-	-	-	-
+ Zuführung Zinsanteil	-	-	-	-	-	90	448
- Auflösung	-	-	-	-	-	95	20
- Inanspruchnahme	-	-	-	-	-	-	-
Vattenfall Europe Mining	1.105	877	956	981	998	1.106	1.416
+ Zuführung	-	56	122	69	95	231	412
- Inanspruchnahme/Auflösung	-	50	44	44	77	123	143
MIBRAG	230	102	99	111	120	130	138
+ Zuführung	-	9,5	0,3	12,8	11,2	12,1	-
- Inanspruchnahme/Auflösung	-	3,5	3,7	1,3	1,7	2,7	-
Helmstedter Revier AG	-	-	-	-	-	70	76
Summe	3.504	2.832	2.807	2.958	2.874	3.187	3.928

Jahresabschlüsse der Unternehmen, SMWA (2015), Berechnungen des Öko-Instituts

und niedriger einschätzt. Wie bei den Zuführungen sind auch Auflösungen vom Zinsumfeld beeinflusst, sodass sich wegen steigender Zinssätze (und damit stärkerer Diskontierung) die Höhe der notwendigen Rückstellungen verringert. Wenn die zukünftigen Kosten stärker abdiskontiert werden, müssen heute geringere Rückstellungen gebildet werden.

Die Ermittlung der Sanierungs- und Rekultivierungskosten obliegt den Unternehmen im Rahmen der Bilanzierung. Über die Geschäftsberichte liegen jedoch nur partielle Informationen darüber vor, warum und in welchem Umfang Zuführungen und Inanspruchnahmen/Auflösungen von Rückstellungen durchgeführt wurden. Auch sind die entsprechenden Informationen zu Mengen- und Leistungsgerüsten wie auch zu Preisansätzen der zukünftigen Sanierungs- und Rekultivierungsarbeiten öffentlich nicht verfügbar, ebenso wie die näheren Hintergründe von Kosten-(Neu-)Bewertungen. Insbesondere mit Blick auf zukünftige Kostensteigerungen sowie die lang-

fristig anfallenden Kosten (zum Beispiel mit Blick auf die Wiederherstellung des Wasserhaushalts) sind die mit den Ermittlungsansätzen für die Rückstellungen verbundenen Risiken bisher nicht transparent nachvollzieh- oder überprüfbar.

Tabelle 8-8 zeigt die bergbaubedingten Rückstellungen, wie sie in den Geschäftsberichten der RWE AG dokumentiert sind. Die Veränderungen der bergbaubedingten Rückstellungen der RWE AG werden hier dargestellt, weil dies die einzige Quelle ist, in der die einzelnen Komponenten der Veränderungen im Bereich der bergbaubedingten Rückstellungen relativ transparent dokumentiert sind. Dabei ist zu berücksichtigen, dass diese Angaben nicht nur die Rückstellungen für die Braunkohletagebaue erfassen, sondern alle bergbaubedingten Rückstellungen der RWE AG, zum Beispiel bis zum Jahr 2014 auch die Rückstellungen für die RWE DEA (Erdölförderung). Gleichwohl bilden die Rückstellungen im Braunkohlenbereich den deutlich größten Teil der gesamten bergbaube-

dingten Rückstellungen der RWE AG, die Ende des Jahres 2015 um etwa 200 Millionen Euro (etwa neun Prozent) höher lagen als die bergbaubedingten Rückstellungen der RWE Power AG. Ausgehend vom Stand zum Anfang des Jahres 2015 sind die Rückstellungen bis Ende 2015 um 126 Millionen Euro angestiegen:

- Für den Braunkohlenabbau im Jahr 2015 wurden Zuführungen in einem Umfang von 116 Millionen Euro gebildet (circa 0,5 €/MWh_{th}).
- Der Aufwand für den Zinsanteil betrug 109 Millionen Euro („Verzinsung der Rückstellungen“).
- Rückstellungen werden aufgelöst, wenn die Kosten in der Zukunft geringer eingeschätzt werden (im Jahr 2015 mit zwei Millionen Euro praktisch nicht relevant).
- Die Inanspruchnahmen von Rückstellungen betragen im Jahr 2015 etwa 97 Millionen Euro (zum Beispiel um Flächen zu rekultivieren).

Außerdem wird deutlich, dass im Betrachtungszeitraum der anzulegende Zinssatz von 5,0 Prozent im Jahr 2012 auf 4,5 Prozent am Ende des Jahres 2015 gesunken ist.

8.3.2.3. Exkurs: Zinseffekte

Bis zum Ende des Jahres 2015 hatten die in Deutschland Braunkohle fördernden Unternehmen Rückstellungen von in Summe 3,9 Milliarden Euro (Tabelle 8-5) gebildet. Daraus lassen sich Rückschlüsse ziehen, welche zukünftigen Kosten für die Rekultivierung in den Bilanzen der Unternehmen veranschlagt werden (Erfüllungsbetrag). Diese Kosten können aus dem Zinssatz abgeleitet werden, mit dem die Rückstellungen in den Unternehmensbilanzen bis zu ihrer Verwendung verzinst werden. Verwendet wird hier als Beispiel der von der Deutschen Bundesbank regelmäßig veröffentlichte Abzinsungszinssatz für Verpflichtungen mit einer Restlaufzeit von 20 Jahren.

Der für das Ende des Jahres 2015 veröffentlichte Abzinsungszinssatz der Bundesbank betrug vier Prozent (bezogen auf den Durchschnitt der vergangenen sieben Jahre). Für die folgenden Berechnungen wird vereinfacht angenommen, dass die Kosten der Rekultivierung im Mittel in 20 Jahren anfallen. Werden die heutigen Rückstellungen in einem Umfang von 3,9 Milliarden Euro über 20 Jahre mit vier Prozent aufgezinst, ergibt sich ein Erfüllungsbetrag von 8,6 Milliarden Euro.

Bergbaubedingte Rückstellungen in den Bilanzen der RWE AG

Tabelle 8-8

	2012	2013	2014	2015
	Mio. €			
Anfangsstand	2.780	2.874	2.952	2.401
Zuführungen	99	109	68	116
Auflösungen	-73	-100	-132	-2
Zinsanteil	128	171	102	109
Änderungen Konsolidierungskreis	13	-25	-507	-
Inanspruchnahmen	-73	-77	-82	-97
Endstand	2.874	2.952	2.401	2.527
Abzinsungszinssatz	5,0 %	4,6 %	4,6 %	4,5 %

Hinweis: Änderung des Konsolidierungskreises im Jahr 2014 bedingt durch den Verkauf der RWE-DEA
Geschäftsberichte der RWE AG

Null-Kupon-Euro-Swapkurve und Abzinsungszinssätze der Deutschen Bundesbank
(mit einer Restlaufzeit von 20 Jahren)

Tabelle 8-9

		Null-Kupon-Euro-Swapkurve		Aufschlag	Abzinsungszinssätze	
		Jahresendstand	Mittelwert 7 Jahre		Mittelwert 7 Jahre Absolut	Veränderung
Historische Daten	2002	5,5%				
	2003	5,0%				
	2004	4,9%				
	2005	4,0%				
	2006	4,3%				
	2007	4,8%				
	2008	4,7%	4,7%	0,6%	5,4%	0,00%
	2009	4,1%	4,5%	0,8%	5,4%	0,00%
	2010	3,6%	4,3%	0,9%	5,3%	-0,12%
	2011	3,6%	4,1%	1,1%	5,2%	-0,04%
2012	2,4%	3,9%	1,2%	5,1%	-0,12%	
2013	2,6%	3,7%	1,3%	5,0%	-0,15%	
2014	2,1%	3,3%	1,3%	4,6%	-0,32%	
2015	1,3%	2,8%	1,2%	4,0%	-0,63%	
2016	1,0%	2,4%	1,0%	3,4%	-0,64%	
Eigene Berechnung	2017	1,0%	2,0%	1,0%	3,0%	-0,37%
	2018	1,0%	1,6%	1,0%	2,6%	-0,37%
	2019	1,0%	1,4%	1,0%	2,4%	-0,20%
	2020	1,0%	1,2%	1,0%	2,2%	-0,22%
	2021	1,0%	1,0%	1,0%	2,1%	-0,15%
	2022	1,0%	1,0%	1,0%	2,0%	-0,05%

Deutsche Bundesbank, Berechnungen des Öko-Instituts

Wenn die Zinssätze sinken, müssen die Unternehmen zusätzliche Rückstellungen bilden, da sich der Aufzinsungseffekt reduziert. Im Jahr 2009 betragen die von der Deutschen Bundesbank veröffentlichten Zinssätze noch 5,4 Prozent. Seitdem sind sie kontinuierlich gesunken, besonders stark ab dem Jahr 2014. Am Ende des Jahres 2015 und am Ende des Jahres 2016 war der Zinssatz um 0,6 Prozentpunkte niedriger als im Vorjahr (Tabelle 8-10). Die dem siebenjährigen Mittelwert zugrunde liegenden jährlichen Zinssätze werden

nachrichtlich ebenfalls von der Deutschen Bundesbank veröffentlicht (Null-Kupon-Euro-Swapkurve).⁸⁵

⁸⁵ Null-Kupon bedeutet, dass die Zinszahlung der Wertpapiere erst am Ende der Laufzeit erfolgt. Diese Zins-Swapkurve wird mit einem Aufschlag versehen, um den Abstand zwischen dem Risikoprofil von Unternehmensanleihen und der Zins-Swapkurve abzubilden. Der Aufschlag wurde aus der Differenz zwischen der Null-Kupon-Euro-Swapkurve und den von der Deutschen Bundesbank veröffentlichten Abzinsungszinssätzen veröffentlicht. Nach 2016 wurde der Aufschlag auf dem Niveau des Jahres 2016 fortgeschrieben.

Es ist zu erwarten, dass bei weiterhin niedrigem Zinsniveau die Abzinsungszinssätze weiter sinken werden, da am aktuellen Rand jedes Jahr ein Jahr mit niedrigem Zinsniveau in die Mittelwertbildung des Siebenjahreszeitraums aufgenommen wird. Tabelle 8-10 zeigt ein Gedankenexperiment, wie sich die Abzinsungszinssätze verändern, wenn sich das aktuell niedrige Zinsniveau fortsetzt und auch in den nächsten Jahren sehr niedrige Zinssätze in die Mittelwertbildung eingehen. Im gezeigten Beispiel hätte der Durchschnitt der Abzinsungszinssätze Ende des Jahres 2020 dann ein Niveau von 2,2 Prozent erreicht.⁸⁶ Im Rahmen der Diskussion um die Rückstellungen im Kernenergiebereich wurde erwartet,

86 Würden Kosten von 8,6 Milliarden Euro, die in 20 Jahren entstehen, gar nicht mehr abgezinst werden, weil der Zinssatz null Prozent beträgt, müssten die Rückstellungen von 3,9 Milliarden Euro um 4,7 Milliarden Euro auf 8,6 Milliarden Euro ansteigen.

dass der Abzinsungszinssatz für die Rückstellungen der im Bereich der Kernenergie auf 2,26 Prozent bis zum 31. Dezember 2020 absinken wird (W&KGT 2015, S. 13).

Es wird deutlich, dass die aktuell und absehbar niedrigen Zinsen am Kapitalmarkt dazu führen, dass die Braunkohlenunternehmen in signifikantem Umfang in den nächsten Jahren zusätzliche Rückstellungen bilden müssen – bei konstanten Erwartungen hinsichtlich der Kosten in der Zukunft. Pro Jahr werden Zuführungen zu den Rückstellungen von bis zu 0,5 Milliarden Euro notwendig, nur um die zurückgehende Abzinsung auszugleichen. Zusätzlich müssen die Unternehmen ratierlich für den jährlichen Braunkohlenabbau weitere Rückstellungen bilden. In den nächsten Jahren werden also die Zuführungen zu den bergbaubedingten Rückstellungen sehr deutlich ansteigen müssen.

Abzinsungszinssätze der Deutschen Bundesbank (mit einer Restlaufzeit von 20 Jahren) und mögliche Entwicklung der Rückstellungen bei weiter sinkenden Zinsen

Tabelle 8-10

		Mittelwert 7 Jahre		Abgezinster Erfüllungsbetrag	Erfüllungsbetrag	Notwendige Zuführungen
		Absolut	Veränderung			
		%	%-Punkte	Mrd. €	Mrd. €	Mrd. €
Historische Daten	2008	5,4%	0,00	–	–	–
	2009	5,4%	0,00	–	–	–
	2010	5,3%	-0,12	2,8	7,9	–
	2011	5,2%	-0,04	2,8	7,8	-0,0
	2012	5,1%	-0,12	3,0	8,0	0,2
	2013	5,0%	-0,15	2,9	7,6	-0,1
	2014	4,6%	-0,32	3,2	7,9	0,3
	2015	4,0%	-0,63	3,9	8,6	0,7
Eigene Berechnung	2016	3,4%	-0,64	4,4	8,6	0,5
	2017	3,0%	-0,37	4,8	8,6	0,3
	2018	2,6%	-0,37	5,1	8,6	0,4
	2019	2,4%	-0,20	5,3	8,6	0,2
	2020	2,2%	-0,22	5,6	8,6	0,2
	2022	2,0%	-0,05	5,8	8,6	0,1

Deutsche Bundesbank; Angaben jeweils für Ende Dezember, Berechnungen des Öko-Instituts

8.3.2.4. Gesamtkostenannahmen für die Rekultivierungen

Die Analyse der Rekultivierungsrückstellungen in Abschnitt 8.3.2.2 hat ergeben, dass sich die aktuellen Rückstellungen im Durchschnitt in einer Größenordnung von 0,4 €/MWh_{th} bis 0,5 €/MWh_{th} bewegen. In diesem Abschnitt wird diese Größenordnung mit der Literatur und einer Bottom-up-Kostenermittlung abgeglichen.

In der Literatur werden die Kosten der Rekultivierung mit 13.000 bis 25.000 Euro pro Hektar für die Wiederaufforstung angegeben (Steinhuber 2005, S. 321). Die Kosten für die Rekultivierung von Ackerflächen ist bis zu doppelt so teuer wie die forstwirtschaftliche Rekultivierung (Steinhuber 2005, S. 278). Vergleichsweise hohe Unsicherheit besteht bezüglich der langfristigen Kosten der wasserwirtschaftlichen Maßnahmen, die in Zukunft eine höhere Bedeutung erlangen werden und aktuell auch die weitere Finanzierung der LMBV dominieren. Nach Steinhuber (2005, S. 323) kann für den aktiven Bergbau davon ausgegangen werden, dass rund zehn Prozent des Umsatzes für den Umweltschutz, inklusive Rekultivierung, aufgewendet werden müssen. Dann würden die Kosten der Rekultivierung etwa 0,6 €/MWh_{th} betragen (bezogen auf Vollkosten von circa 6,2 €/MWh_{th}).

Diese Abschätzung wird durch aktuelle Beispiele für die Rekultivierung bestätigt. Aktuelle Zahlen liegen zum Beispiel für den Tagebau Cottbus-Nord vor. Für den Tagebau Cottbus-Nord mit einer kumulierten Förderung von etwa 140 Millionen Tonnen Rohbraunkohle im Verantwortungsbereich des privatisierten Bergbaus (LAUBAG/Vattenfall/LEAG)⁸⁷

87 Insgesamt wurde im Tagebau Cottbus-Nord von 1981 bis 2015 Kohle gefördert. Vor der Wiedervereinigung waren zwei Förderbrücken in Betrieb, danach nur noch eine Förderbrücke. Deshalb sank die Förderung ab 1991 auf etwa 5,5 Millionen Tonnen pro Jahr. Insgesamt wurden im Tagebau von 1981 bis 2015 rund 180 Millionen Tonnen Rohbraunkohle gefördert (LMBV 2015). Nach LMBV (2015) entfallen 78 Prozent der Landinanspruchnahme

wurden Kosten für die Rekultivierung in Höhe von etwa 200 Millionen Euro (Lausitzer Rundschau 2016a) angegeben. Diese entstehen insbesondere für den Rückbau der Infrastruktur, die Abraumbewegung zur Herstellung des Tagebaurestlochs und für die Flutung (Herstellung der Cottbuser Ostsee).⁸⁸

Bezogen auf die Summe der Braunkohlenförderung ergeben sich daraus Rekultivierungskosten von 0,6 €/MWh_{th}. Da die Rückstellungen jedoch schon beim Abbau der Braunkohle gebildet werden, können diese abgezinst werden und fallen geringer aus. Eine Abzinsung mit vier Prozent über zehn Jahre reduziert die genannten Kosten für die Rekultivierung auf 0,4 €/MWh_{th} zum Zeitpunkt der Kohlenförderung. In Kenntnis der großen Unsicherheiten (in Bezug auf die Höhe der Abzinsung, aber auch in Bezug auf die Kostenstruktur) werden die Kosten für die Rekultivierung mit 0,4 €/MWh_{th} abgeschätzt.

des Tagebaus Cottbus-Nord auf die LEAG. Darauf aufbauen wird abgeschätzt, dass von der gesamten Förderung 78 Prozent der Förderung (140 Millionen Tonnen) auf die LEAG entfallen.

88 Insgesamt nehmen damit die Kosten für die Restlochgestaltung im Falle des Tagebaus Cottbus-Nord einen großen Teil der gesamten Rekultivierung ein. Die Fläche des Restsees beträgt etwa 2.000 Hektar, das Seevolumen nur 0,15 Kubikkilometer (rechnerisch ergibt sich nur eine mittlere Tiefe von 7,5 Metern). Spezifisch ergeben sich Rekultivierungskosten von 0,75 Euro pro Kubikmeter Seevolumen. Die Kosten eines Restsees werden durch die notwendigen Erdarbeiten, die Flutungsbauwerke und die Kosten für den Wassertransport bestimmt.

9. Ökonomische Anreize in der Braunkohlenwirtschaft

9.1. Vorbemerkungen

Die Gewinnung und Verstromung von Braunkohle weisen wie in den vorangegangenen Kapiteln dargestellt eine Reihe von Besonderheiten auf, die auch für die Einordnung der Wirtschaftlichkeit und für Analysen zu ökonomischen Anreizmechanismen von herausgehobener Bedeutung sind:

- Die Tagebaue und Kraftwerke werden ganz überwiegend von vertikal integrierten Unternehmen betrieben, die sowohl in der Braunkohlenförderung als auch der Verstromung der geförderten Braunkohle aktiv sind und für die Brennstoffkosten nicht als (voll) variable Verrechnungspreise, sondern als unterschiedliche Kostenbestandteile wirksam werden.
- Braunkohle wird wegen ihrer hohen spezifischen Transportkosten (die sich wiederum aus dem hohen Wassergehalt der Rohbraunkohle ergeben) im Regelfall grubennah verstromt.
- Tagebaue werden überwiegend in Tagebausystemen betrieben, in denen die einzelnen Tagebaue über Transportinfrastrukturen fest miteinander verbunden sind.

Vor dem Hintergrund dieser Sachverhalte entstehen ökonomische Konstellationen und Anreizmechanismen, die sich (für Deutschland) wegen des Systemverbundes gegebenenfalls sehr unterschiedlicher Anlagen und wegen der besonderen Kostenstrukturen teilweise grundsätzlich von denen der anderen Stromerzeugungsoptionen unterscheiden können.

Damit ist es notwendig, die Einordnung von Wirtschaftlichkeitsfragen sowohl auf der Ebene der grundsätzlichen Zusammenhänge und Mechanismen als auch hinsichtlich der konkreten Parameter vorzunehmen. Zentrale Frage ist dabei, inwieweit die ein-

zelnen Kostenkomponenten noch beeinflussbar/vermeidbar sind und welche Anreizwirkungen für den Betrieb beziehungsweise die Stilllegung von Anlagen sich dadurch ergeben.

9.2. Einordnung der verschiedenen Kostenkategorien

9.2.1. Kostenkategorien der Kraftwerke

Für die Analyse der ökonomischen Situation von Braunkohlekraftwerken ist die folgende Differenzierung der Kostenpositionen relevant:

- Zu den **versunkenen (nicht vermeidbaren) Kosten** und damit nur für Investitions-, nicht aber Stilllegungsentscheidungen der Braunkohlekraftwerke relevant gehören die Investitionskosten für die Errichtung des Kraftwerks sowie die Kosten für den Anlagenrückbau.
- Zu den **vermeidbaren (abbaubaren) fixen Betriebskosten** und damit für Investitions- wie auch für Stilllegungsentscheidungen der Braunkohlekraftwerke relevant gehören⁸⁹ Personalkosten, Kosten

⁸⁹ In einigen Facetten der Debatte werden zu den abbaubaren/vermeidbaren Kosten auch die Opportunitätskosten für die entgangenen Erlöse anderer Kraftwerke des gleichen Unternehmens hinzugezählt (Portfolioeffekt, sehr prominent herausgestellt bei Frontier & HWWI 2015). Hinter dieser Überlegung steht die Hypothese, dass ältere Kraftwerke den Teil des Erlöses erwirtschaften müssen, den neuere Anlagen dadurch verlieren, dass die älteren Anlagen weiter betrieben werden und die Preise im Großhandelsmarkt für Strom auf einem niedrigerem Niveau verbleiben als für den Fall, dass ältere Anlagen ihre Produktion einstellen. Sinnvoll ist die Berücksichtigung dieser Opportunitätskosten von Portfolioeffekten jedoch nur für Unternehmen mit sehr großen Kapazitäten sowohl alter als auch neuer Kraftwerksanlagen und einem robusten Vertrauen, dass sich die prognostizierten Preiseffekte im hoch vernetzten europäischen (Regional-) Strommarkt auch wirklich einstellen. Darüber hinaus

für Wartung und Instandhaltung, Kosten für kleine und große Revisionen, Versicherungskosten sowie der fixe Anteil der Brennstoff-(Verrechnungs-) Kosten.

→ Zu den für **kurzfristige Betriebsentscheidungen bei Braunkohlekraftwerken relevanten Kosten** (variable Betriebskosten) gehören der variable Anteil der Brennstoff-(Verrechnungs-)Kosten, Kosten für CO₂-Zertifikate sowie Kosten für Hilfs- und Betriebsstoffe.

9.2.2. Kostenkategorien der Tagebaue

Für die Analyse der ökonomischen Situation von Braunkohletagebauen ist die folgende Differenzierung der Kostenpositionen sinnvoll:

→ Zu den **versunkenen (nicht vermeidbaren) Kosten** und damit nur für (Erweiterungs-) Investitions-,

stellt sich die Frage, ob eine solche Berücksichtigung von Opportunitätskosten des Portfolioeffekts den Tatbestand der physischen beziehungsweise der finanziellen Kapazitätsrückhaltung erfüllt und damit gerade bei großen Unternehmen signifikante wettbewerbsrechtliche Fragen entstehen. In der Summe ist es eher zweifelhaft, ob es in der Realität zur umfassenden Einpreisung solcher Opportunitätskosten kommt.

nicht aber Stilllegungsentscheidungen von (Bestands-)Braunkohletagebauen relevant, gehören Erkundungs- und Planungskosten, Kosten für Flächenerwerb, Infrastruktur-Verlegemaßnahmen, Umsiedlungskosten, Kosten für die Vorfeldberäumung, Kosten für die bergbauliche Ausrüstung (Brücken, Bänder, Bagger), Kosten für den Tagebaufschluss, die Herstellung des Regelprofils sowie ein Teil der Kosten für die Rekultivierung des Restlochs und den Anlagenrückbau.

→ Zu den **vermeidbaren fixen Betriebskosten** und damit für Investitions- wie auch für Stilllegungsentscheidungen der Braunkohletagebaue relevant, gehören Personalkosten, Kosten für Umsetzungen und Erweiterung der bergbaulichen Ausrüstungen, Kosten für Wartung und Instandhaltung, Kosten für Ersatzinvestitionen, Kosten für die Entwässerungsanlagen (zum Beispiel Verlegung von Brunnenriegeln) sowie der produktionsabhängige Anteil der Kosten für die Rekultivierung (Flutung, produktionsbegleitende Rekultivierung von Flächen).

→ Zu den für **kurzfristige Betriebsentscheidungen bei Braunkohlekraftwerken relevanten Kosten** (variable Betriebskosten) gehören Stromkosten für den Betrieb der Förderanlagen sowie die Kosten für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe.

Kostenpositionen der Kraftwerke

Tabelle 9-1

	Kraftwerk		
	Versunken	Vermeidbar	Variable Betriebskosten
Investitionskosten	Kraftwerksbau		
Fixe Betriebskosten		Personalkosten, Wartung und Instandhaltung, kleine und große Revisionen, Versicherung, fixer Anteil Brennstoff	
Variable Betriebskosten			variabler Anteil Brennstoffkosten, CO ₂ , Hilfs- und Betriebsstoffe
Rückstellungen	Anlagenrückbau		

eigene Darstellung Öko-Institut

Kostenpositionen der Tagebaue

Tabelle 9-2

	Tagebau		
	Versunken	Vermeidbar	Variable Betriebskosten
Investitionskosten	Flächenerwerb, Infrastruktur-Verlegemaßnahmen, bergbauliche Ausrüstung (Brücken, Bänder, Bagger). Tagebauaufschluss die Herstellung des Regelprofils	Investitionen zur Erschließung von Erweiterungsflächen	
Fixe Betriebskosten		Personalkosten, Kosten für Umsetzungen der bergbaulichen Ausrüstungen, Kosten für Erweiterungen der bergbaulichen Ausrüstungen der produktionsabhängige Anteil der Kosten für die Rekultivierung (Flutung, produktionsbegleitende Rekultivierung von Flächen)	
Variable Betriebskosten			Stromkosten, Hilfs- und Betriebsstoffe
Rückstellungen	ein Teil der Kosten für Rekultivierung des Restlochs und den Anlagenrückbau		

eigene Darstellung Öko-Institut

Während die Kostenstrukturen der Braunkohlekraftwerke für die jeweiligen Anlagenkohorten relativ homogen sind, ist die Verteilung der Fixkosten nach versunkenen und vermeidbaren Kosten für den Bereich der Braunkohletagebaue deutlich komplexer und sehr viel anlagenspezifischer, daher werden im folgenden Abschnitt 9.3 einige Aspekte näher betrachtet.

9.3. Vermeidbarkeit zukünftiger Kosten in Tagebauen

9.3.1. Aktuelle Ausgangslage

In diesem Abschnitt wird die im Abschnitt 8.2.2 ermittelte Kostenstruktur der Braunkohlenförderung mit der im vorangegangenen Abschnitt vorgestellten Differenzierung in versunkene und vermeidbare Kosten kombiniert. Die Zusammenfassung für die heutige Kostenstruktur ist in Tabelle 9-3 dargestellt. Die Kosten der Braunkohlenförderung werden durch Investitionskosten und fixe Betriebskosten dominiert.

Die fixen Betriebskosten des Tagebaubetriebs betreffen Personal sowie Wartung und Instandhaltung der Großgeräte und Ausrüstungen. Sie sind in der kurzen Frist nur teilweise und nur im Zuge der entsprechenden Wartungszyklen beziehungsweise mit dem für kleinere Personalanpassungen notwendigen Vorlauf vermeidbar (hier 1,3 €/MWh_{th}). Ebenfalls vermeidbar ist die Hälfte der Rekultivierungskosten im Umfang von etwa 0,2 €/MWh (vergleiche ausführlich Abschnitt 9.3.4). Die Summe der vermeidbaren Kosten beträgt in Anlehnung an EWI et al. (2014) in Summe 1,5 €/MWh.

In der kurzfristigen Perspektive gelten die restlichen Kosten des Tagebaubetriebs als versunken; sie fallen unabhängig vom Betrieb des Tagebaus an. Dies beinhaltet den überwiegenden Teil der Personalkosten, die Kosten für bereits erworbene Flächen, versunkene Investitionskosten wie Großgeräte und die Tagebauausrüstung. Im Abzugsverfahren ergeben sich versunkene Kosten in Höhe von 3,2 €/MWh (Vollkosten von 6,2 €/MWh abzüglich 1,5 €/MWh variable Betriebskosten und 1,5 €/MWh vermeidbare fixe Betriebskosten).

Mittelfristig lässt sich jedoch der Anteil der versunkenen Kosten in Braunkohletagebauen deutlich reduzieren. Dies betrifft sowohl die Investitions-

kosten (vermeidbare Kosten für Umsiedlungen und Tagebaugroßgeräte) als auch die vermeidbaren fixen Betriebskosten. Für Analysen, die sich auf die nähere Zukunft ab etwa 2025 beziehen, ist es daher sinnvoll, einen größeren Kostenblock als vermeidbar zu betrachten als in der kurzfristigen Sicht. Dafür wird in den folgenden Abschnitten genauer differenziert, welche Investitionen in den nächsten Jahren noch anstehen und welche Kostenpositionen mit längerem Vorlauf vermeidbar sind.

9.3.2. Investitionen in Erweiterungsflächen ab 2025

Für alle deutschen Braunkohletagebaue sind die Anfangsinvestitionen, das heißt vor allem die bergbauliche Erstausrüstung und die Aufschlussbaggerung als versunken einzuordnen. Die letzte Aufschlussbaggerung in Deutschland wurde 1985 (im Tagebau Reichwalde) begonnen und liegt damit mehr als 30 Jahre zurück. Die Anfangsinvestitionen der deutschen Braunkohlenindustrie dürften damit nicht nur versunken, sondern auch weitgehend abgeschrieben sein. Eine zweite wesentliche Kostenposition im Bereich der (versunkenen) Vergangenheitsinvestitionen beziehungsweise der (gegebenenfalls vermeidbaren) Zukunftsinvestitionen für Tagebaue bilden die Kosten für Umsiedlungen.

Differenzierung der Kostenstruktur der Braunkohlenförderung in versunkene und vermeidbare Kosten heute

Tabelle 9-3

	Kosten heute			
	Versunkene Kosten	Vermeidbare Fixkosten	Variable Betriebskosten	Summe
	€/MWh _{th}			
Investitionskosten	1	–	–	1
Fixe Betriebskosten	2	1,3	–	3,3
Variable Betriebskosten	–	–	1,5	1,5
Rekultivierung	0,2	0,2	–	0,4
Summe	3,2	1,5	1,5	6,2

Zusammenstellung Öko-Institut

Die Kosten für Großgeräte und Umsiedlungen können immer dann beeinflusst werden, wenn in Erweiterungsflächen investiert werden muss. Ab 2025 wird die Kostenstruktur in den Tagebausystemen zunehmend durch Erweiterungsflächen bestimmt.

- Im **Rheinland** sind die Umsiedlungen bereits weit fortgeschritten (vergleiche Abschnitt 2.4). Für den Tagebau Inden wurde die letzte Ortschaft Pier bereits im Jahr 2014 überbaggert. Im Tagebau Hambach läuft aktuell die Umsiedlung der Ortschaften Manheim und Morschenich, danach stehen im Tagebau Hambach keine Umsiedlungen mehr an. Auch im Tagebau Garzweiler II wurde die letzte Umsiedlungsentscheidung bereits getroffen. Die Kosten für diese Umsiedlungen sind im Rheinland also bereits größtenteils als versunkene Kosten einzuordnen. Die letzte bergbauliche Inanspruchnahme im Tagebau Garzweiler II (Unterwestrich, Oberwestrich, Kuckum und Beverath mit etwa 800 Einwohnern) ist für 2027/28 geplant. Hier wäre gegebenenfalls zu prüfen, ob Umsiedlungskosten vermeidbar wären, wenn auf diese Umsiedlungen verzichtet wird.
- Für die Umsiedlungen im **Lausitzer Revier** gibt VEM (2015) die Kosten im Bereich der Tagebau-Erweiterungsflächen Welzow-Süd II und Nochten II mit nahezu einer Milliarde Euro an. Bezogen auf die Braunkohlevorräte in beiden Erweiterungsflächen von 500 Millionen Tonnen Braunkohle ergeben sich etwa fünf Umsiedlungen für jede Million Tonnen förderbarer Braunkohle beziehungsweise spezifische Kosten von 0,8 €/MWh. In der Lausitz wären also Umsiedlungskosten in erheblichem Ausmaß vermeidbar, wenn auf die genannten Umsiedlungen verzichtet wird.
- Umsiedlungen spielen im **Mitteldeutschen Braunkohlerevier** im Vergleich zur Lausitz eine geringere Rolle. Im Tagebau Profen sind keine Umsiedlungen mehr erforderlich. Im Tagebau Vereinigtes Schleenhain sind Umsiedlungen nur für Randgebiete relevant. Die Gesamtvorräte des Tagebaus betragen Ende 2015 noch 250 Millionen Tonnen Rohbraunkohle. Davon können 35 Millionen Ton-

nen Rohbraunkohle nur abgebaut werden, wenn die Ortschaften Pödelwitz und Obertitz umgesiedelt werden. In beiden Ortschaften zusammen ist noch die Umsiedlung von etwa 100 Einwohnern notwendig, daraus ergeben sich etwa drei Umsiedlungen je Million Tonnen förderbarer Braunkohle. Die Kosten für die Umsiedlung der Ortschaft Pödelwitz sind zum Großteil bereits versunken. Für die Umsiedlung der Ortschaft Obertitz können die Kosten noch vollständig vermieden werden.

Neben den Kosten der Umsiedlungen sind im Bereich der fixen Betriebskosten vor allem die Umsetzungs- und Erweiterungsinvestitionen für die Tagebaugroßgeräte von besonderer Bedeutung. Hier ergeben sich für die verschiedenen Reviere beziehungsweise Tagebaue die folgenden Spezifika:

Rheinland

- Im **Tagebau Garzweiler II** wurde das letzte Mal im Jahr 2006 der Bandsammelpunkt verlegt. Damals betragen die Kosten für die Verlegung des Bandsammelpunktes 210 Millionen Euro (Bremer et al. 2006). Voraussichtlich um das Jahr 2025 wird der Bandsammelpunkt weiter nach Westen in die Nähe des Ortes Holzweiler verlegt (Bezirksregierung Köln 1995, S. 274). Die spezifischen Investitionskosten für einen solchen Sammelpunkt liegen damit zwischen 0,1 bis 0,15 €/MWh. Die Kosten für diese zukünftige Verlegung des Bandsammelpunktes sind noch nicht versunken, sind also den vermeidbaren Kosten zuzuordnen.
- Im **Tagebau Hambach** stehen aktuell keine Investitionen in die Tagebauausrüstung an. In welchem Umfang im Geltungsbereich des vierten Rahmenbetriebsplans (also nach 2030) noch Investitionen erforderlich sind (zum Beispiel Überbaggerung des Kohlenbunkers), ist derzeit nicht bekannt. In der Tendenz sind aber im Tagebau Hambach nur noch eher geringe Investitionen notwendig. Demgegenüber stehen aber wahrscheinlich höhere fixe Betriebskosten und höhere variable Betriebskos-

ten, die dies ausgleichen (schlechtes Abraumzu-Kohle-Verhältnis, große Tiefe im Tagebau Hambach).

- Der **Tagebau Inden** läuft bis zum Jahr 2030 aus, sodass wahrscheinlich keine größeren Investitionen in die Tagebauausrüstung mehr notwendig sind.

Lausitz

- Die Erweiterungsflächen in der **Lausitz** (Welzow-Süd II und Nochten II) erfordern in beiden Feldern Erweiterungsinvestitionen, weil zum Beispiel die Entwässerungsinfrastruktur und Bandanlagen neu aufgebaut werden müssen und die Großgeräte für die längere Produktionsdauer zu ertüchtigen sind.

Mitteldeutsches Revier

- Im **Tagebau Vereinigtes Schleenhain** wurde 2014 die Abraumbewegung im Tagebaufeld Peres aufgenommen. Ab 2028 soll das Tagebaufeld Grotzschers Dreieck erschlossen werden. Dafür ist ein Neuaufbau der Tagebauinfrastruktur notwendig (Entwässerung, Bandanlagen und Massenverteiler). Die Kosten für den Aufbau eines neuen Masseverteilers für den Übergang zum Ausbaufeld Peres (Vorrat 120 Millionen Tonnen)⁹⁰, der in fünf Ausbaustufen bis 2023 fertiggestellt werden soll, werden mit 45 Millionen Euro angegeben (MIBRAG 2016b). Dies entspricht nahezu einem Drittel der für den Aufschluss des Feldes Peres insgesamt vorgesehenen Investitionen von 150 Millionen Euro (MIBRAG 2016b). Die spezifischen Investitionen betragen 0,4 €/MWh (ohne Kapitalkosten, bezogen auf die Gesamtinvestitionen von 150 Millionen Euro).

- Im **Tagebau Profen** des Mitteldeutschen Reviers ist die Erschließung eines neuen Feldes nicht mehr notwendig, sodass wahrscheinlich keine größeren Investitionen in die Tagebauausrüstung mehr notwendig sind.

In Summe wurde für die Investitionen ein Kostenumfang von 1 €/MWh durch Umsiedlungen und Tagebaugroßgeräte ermittelt. Aktuell sind diese Kosten für die Bestandstagebaue versunken. Perspektivisch ist aber davon auszugehen, dass in fast allen Tagebausystemen ab 2025 neue Investitionen notwendig werden, um zum Beispiel Bandsammelpunkte zu verlegen oder neue Entwässerungsanlagen zu bauen. Zusammenfassend konnten die folgenden regionalen Unterschiede ermittelt werden:

- In der Lausitz fallen für die Erschließung der Erweiterungsflächen (Welzow II, Nochten II) noch die vollen Investitionskosten an. Diese Kosten sind somit vermeidbar.
- Für das Rheinische Revier wird die Hälfte dieses Wertes angesetzt, weil die Umsiedlungen bereits weiter fortgeschritten sind, damit betragen die versunkenen Kosten für Umsiedlungen und Tagebaugroßgeräte im Rheinischen Revier 0,5 €/MWh.
- Auch für das Abbaufeld Grotzschers Dreieck im Mitteldeutschen Braunkohlerevier können die vollen Investitionskosten als vermeidbar angesetzt werden.

Die vermeidbaren Investitionskosten betragen dann 0,5 bis 1 €/MWh. Für die weiteren Berechnungen wird ein Durchschnittswert von 0,75 €/MWh angesetzt.

9.3.3. Betriebskosten ab 2025

Auf längere Sicht sind auch die fixen Betriebskosten von der Kohlenförderung im Tagebau abhängig: Eine geringere Kohlenförderung erfordert weniger Personal, auch ist der Aufwand für Wartung und Instandhaltung der Tagebaugeräte geringer, wenn sie weniger ausgelastet sind, beziehungsweise wenn die Anzahl der Tagebaugeräte reduziert wird. Es wird

90 Vorrat angegeben ohne Abbaggerung der Ortschaft Pödelwitz

davon ausgegangen, dass die fixen Betriebskosten bis 2025 vollständig abgebaut werden könnten, also komplett beeinflussbar sind. Ohne die Kosten der Rekultivierung (0,4 €/MWh) verbleiben vermeidbare fixe Betriebskosten von 3,3 €/MWh (vergleiche Abschnitt 8).

9.3.4. Rekultivierungskosten ab 2025

Für die Rekultivierung stellt sich ebenso die Frage, ob ihre Kosten effektiv gesenkt werden können, wenn auf einen Teil der Braunkohlenförderung verzichtet wird. Die Zusammenhänge sind für die verschiedenen Kostenpositionen der Rekultivierung unterschiedlich. Einige sind durchaus proportional zur Kohlenförderung: Dazu gehören zum Beispiel die Oberflächengestaltung (forst- und landwirtschaftliche Rekultivierung), aber auch wasserwirtschaftliche Maßnahmen wie die Flutung des Restlochs. Die Kosten für die Gestaltung der Böschungen sinken dagegen wahrscheinlich nur unterproportional, wenn weniger Kohle gefördert wird.⁹¹ Die Kosten für den Rückbau der Betriebstechnik und der Tagesanlagen

91 Wenn sich die Fläche des Restlochs um 125 Prozent erhöht, steigt seine Böschungslänge nur um 50 Prozent, das heißt, der Aufwand zur Gestaltung und Sicherung der Böschung wächst nicht proportional mit dem Kohleabbau.

sind sogar weitgehend unabhängig von der Kohlenförderung.⁹²

Im Lichte der herrschenden Unsicherheiten werden die Rekultivierungskosten jeweils hälftig (0,2 €/MWh) den versunkenen und den vermeidbaren Kosten zugeordnet.

9.3.5. Überblick der Kostenstruktur ab 2025

Wie gezeigt lässt sich in der mittleren Frist auch ein erheblicher Anteil der Kosten, die heute als fix betrachtet werden müssen, in den Braunkohletagebauen deutlich reduzieren. Dies betrifft sowohl die Investitionskosten als auch die vermeidbaren fixen Betriebskosten der Braunkohletagebaue. Die Ergebnisse der vorangegangenen Analysen sind in Tabelle 9-4 zusammengefasst. Angesichts der Anpassungsprozesse in den Tagebauen (Abschnitt 9.3.2) ist es sinnvoll, die veränderte Kostenstruktur ab dem Jahr 2025 anzusetzen. Es wird davon ausgegangen, dass in den Braunkohletagebauen im Jahr 2025 und danach

92 Eine Ausnahme stellt die Erschließung von neuen Teilfeldern, zum Beispiel mit einem neuen Bandsammelpunkt, dar. Hier entstehen dann durchaus zusätzliche Kosten, um diese Infrastruktur nach Förderende wieder zu entfernen.

Differenzierung der Kostenstruktur der Braunkohlenförderung in versunkene und vermeidbare Kosten ab 2025

Tabelle 9-4

	Kosten 2025			
	Versunkene Kosten	Vermeidbare Fixkosten	Variable Betriebskosten	Summe
	€/MWh _{th}			
Investitionskosten	0–0,5	0,5–1	–	1
Fixe Betriebskosten	0	3,3	–	3,3
Variable Betriebskosten	–	–	1,5	1,5
Rekultivierung	0,2	0,2	–	0,4
Summe	0,2–0,7	4,0–4,5	1,5	6,2

Zusammenstellung Öko-Institut

die folgenden vermeidbaren Kostenpositionen anzusetzen sind:

- je nach Revier vermeidbare Investitionskosten zwischen 0,5 und 1 €/MWh (für die weiteren Berechnungen werden 0,75 €/MWh angesetzt);
- vermeidbare fixe Betriebskosten (Personal und Fremdleistungen zum Beispiel für Wartung) in Höhe von 3,3 €/MWh (ohne die Kosten der Rekultivierung);
- vermeidbare Kosten für die Rekultivierung in Höhe von 0,2 €/MWh.

Die mit ausreichendem Vorlauf vermeidbaren Fixkosten betragen damit in Summe 4,0 bis 4,5 €/MWh. Es verbleiben also versunkene Kosten von 0,2 bis 0,7 €/MWh, die im Wesentlichen auf nicht mehr vermeidbare Investitionskosten zurückzuführen sind.

Zusätzlich sind in der Kostenstruktur weiterhin variable kurzfristige Betriebskosten der Förderung in Höhe von 1,5 €/MWh zu berücksichtigen.

9.4. Vermeidbarkeit zukünftiger Kosten in Kraftwerken

Ebenso wie die Kosten im Tagebau lässt sich die Kostenstruktur der Braunkohlekraftwerke, die in Kapitel 7 ausführlich dargestellt wurde, in vermeidbare und versunkene Kosten differenzieren. Dabei muss beachtet werden, dass die Kraftwerke mit ihren Erlösen die Gesamtkosten des Tagebaus decken müssen, die entsprechend ihrer Vermeidbarkeit den verschiedenen Kostenpositionen des Kraftwerksbetriebs zugeordnet werden. Die in Kapitel 8 ermittelten Kostenstrukturen der Braunkohletagebaue dienen dazu als Grundlage.

Zunächst werden in diesem Abschnitt die Gesamtkosten der Braunkohlekraftwerke dargestellt:

- Die für kurzfristige Betriebsentscheidungen relevanten variablen Kosten der Braunkohlenversorgung liegen bei etwa 1,5 €/MWh (thermisch beziehungsweise Energieinhalt des Brennstoffs).

- Zusammen mit den Kosten für CO₂-Zertifikate (unterstellt wurde hier ein Preis von fünf Euro je Tonne CO₂) und den sonstigen Kosten (für Hilfs- und Betriebsstoffe etc.) ergeben sich variable Betriebskosten von 12,1 €/MWh elektrischer Erzeugung für ein älteres und 10,4 €/MWh für ein neueres Braunkohlekraftwerk (mit Nutzungsgraden von 35 beziehungsweise 42 Prozent).
- Die fixen Betriebskosten liegen bei älteren Braunkohlekraftwerken bei 8,6 und bei neueren Anlagen bei 5,7 €/MWh_{el}. Bezogen auf die installierte Nettoleistung entspricht dies Kosten von 60 beziehungsweise 40 Euro je Kilowatt (bei einer angenommenen Auslastung von 7.000 Stunden jährlich).
- Die für Stilllegungsentscheidungen relevanten vermeidbaren Fixkosten von Braunkohletagebauen liegen aktuell bei etwa 1,5 €/MWh_{th}, erhöhen sich aber für den Zeitraum ab etwa 2025 auf 4,0 bis 4,5 €/MWh_{th}. Aktuell muss ein älteres Braunkohlekraftwerk dafür einen zusätzlichen Deckungsbeitrag von 4,3 €/MWh_{el} und eine neuere Anlage 3,6 €/MWh_{el} erwirtschaften. Für den Zeitraum ab etwa 2025 erhöhen sich die für den Fortbetrieb der Tagebaue benötigten Deckungsbeiträge auf 9,5 bis 13 €/MWh_{el}.
- Die versunkenen Kosten für in den letzten Jahren errichtete Neukraftwerke liegen bei etwa 20 €/MWh_{el}, die versunkenen Kosten für den Tagebau liegen bei aktuell etwa 3,2 €/MWh_{th} und gehen für den Zeitraum ab 2025 auf 0,2 bis 0,7 €/MWh_{th} zurück.

Aktuell müssen ältere Braunkohlekraftwerke also im Energiemarkt etwa 25 €/MWh_{el} erwirtschaften, um die für den längerfristigen Weiterbetrieb von Kraftwerken und Tagebauen notwendigen Mittel zu erwirtschaften (Tabelle 9-5). Für neuere Braunkohlekraftwerke müssten entsprechend knapp 20 €/MWh_{el} Erlös werden, um im Verbund mit dem Tagebausystem weiterbetrieben zu werden. Für die Gewährleistung der Wirtschaftlichkeit eines Kraftwerks-Neubauprojektes wären aktuell Erlöse von circa 47 €/MWh_{el} notwendig.

Differenzierung der Kostenstruktur der Braunkohlekraftwerke in versunkene und vermeidbare Kosten heute

Tabelle 9-5

	Brennstoffkosten	Erzeugungskosten Kraftwerke			
		Alt (35%)	Neu (42%)	Alt (35%)	Neu (42%)
	€/MWh _{th}	€/MWh _{el}		€/kW _{el} (7.000 Vbh)	
Variable Kosten (vermeidbar)	–	12,1	10,4	–	–
davon Brennstoffkosten	1,5	4,3	3,6	–	–
davon CO ₂ -Kosten	–	5,8	4,8	–	–
davon Hilfs- und Betriebsstoffe	–	2,0	2,0	–	–
Fixe Betriebskosten (vermeidbar)	–	12,9	9,3	90	65
davon Kraftwerk	–	8,6	5,7	60	40
davon Tagebau (Brennstoff)	1,5	4,3	3,6	30	25
Versunkene Kosten	–	9,1	27,6	64	193
davon Kraftwerk	–	–	20	–	140
davon Tagebau (Brennstoff)	3,2	9,1	7,6	64	53
Vollkosten	6,2	34,1	47,3	–	–
davon vermeidbar	3,0	24,9	19,7	–	–
davon versunken	3,2	9,1	27,6	–	–

eigene Darstellung Öko-Institut

Differenzierung der Kostenstruktur der Braunkohlekraftwerke in versunkene und vermeidbare Kosten ab 2025, 7.000 Vollbenutzungsstunden

Tabelle 9-6

	Brennstoffkosten	Erzeugungskosten Kraftwerke			
		Alt (35%)	Neu (42%)	Alt (35%)	Neu (42%)
	€/MWh _{th}	€/MWh _{el}		€/kW _{el} (7.000 Vbh)	
Variable Kosten (vermeidbar)	–	12,1	10,4	–	–
davon Brennstoffkosten	1,5	4,3	3,6	–	–
davon CO ₂ -Kosten	–	5,8	4,8	–	–
davon Hilfs- und Betriebsstoffe	–	2,0	2,0	–	–
Fixe Betriebskosten (vermeidbar)	–	20,7	15,8	145	111
davon Kraftwerk	–	8,6	5,7	60	40
davon Tagebau (Brennstoff)	4,25	12,1	10,1	85	71
Versunkene Kosten	–	1,3	21,1	9	148
davon Kraftwerk	–	–	20	–	140
davon Tagebau (Brennstoff)	0,5	1,3	1,1	9	8
Vollkosten	6,2	34,1	47,3	–	–
davon vermeidbar	5,8	32,8	26,2	–	–
davon versunken	0,5	1,3	21,1	–	–

eigene Darstellung Öko-Institut

Nicht berücksichtigt sind bei diesen Kostenpositionen mögliche Nachrüstungskosten für Rauchgasreinigungsanlagen, die sich gegebenenfalls aus den neuen Vorschriften der Europäischen Union zur Rauchgasreinigung bei klassischen Luftschadstoffen vor allem bei Stickoxiden und Quecksilber (vergleiche Kapitel 5.2) zumindest für einzelne Kraftwerksblöcke ergeben können, die aber erst im Vollzug der neuen rechtlichen Vorgaben spezifiziert werden können.

Für den Zeitraum ab 2025 müssen höhere Erlöse erwirtschaftet werden, um den Weiterbetrieb des Kraftwerks-Tagebau-Verbundes zu gewährleisten. Bei unveränderten CO₂-Kosten liegen diese für ältere Braunkohlekraftwerke bei etwa 33 €/MWh_{el} und für (heute) neuere Anlagen bei 26 €/MWh (Tabelle 9-6).

9.5. Stilllegungsanreize für Braunkohlekraftwerke: Grundsätzliche Zusammenhänge und Mechanismen

9.5.1. Der Unterschied zwischen Wirtschaftlichkeit und Stilllegungsentscheidung

Im Kontext der Diskussionen um die Braunkohle sind für unterschiedliche Fragestellungen verschiedene ökonomische Perspektiven zu berücksichtigen:

- **Wirtschaftlichkeit:** Unter welchen Bedingungen ist ein Kraftwerk, Tagebau oder ein System aus Kraftwerken und/oder Tagebauen wirtschaftlich, kann also seine (über die Lebenszeit) entstehenden Vollkosten decken und gegebenenfalls einen Gewinn erwirtschaften?
- **Betrieb:** Unter welchen Bedingungen besteht ein ökonomisch fundierter Anreiz, Kraftwerke und/oder Braunkohletagebaue zu betreiben, gegebenenfalls auch für den Fall, dass die entsprechenden Anlagen nicht ihre Vollkosten erwirtschaften, also unwirtschaftlich sind?

Auf der abstrakten Ebene kann eine Reihe von ökonomischen Einordnungen und Strukturierungen von Anreizmechanismen vorgenommen werden, die sich

zunächst für Kraftwerke oder Tagebaue nicht unterscheiden.

- **Grundsätzliche Investitionsentscheidung:** Wenn ein Betreiber davon ausgeht, dass der Kapitalwert eines Kraftwerk- oder Tagebauprojekts, also die Differenz aus dem Barwert der erwarteten Erlöse und Kosten⁹³, positiv ist, wird die entsprechende Investition umgesetzt (soweit dies rechtlich und politisch möglich ist).
- **Kurzfristige Betriebsentscheidung:** Wenn eine existierende Anlage ihre variablen Betriebskosten (das heißt ihre kurzfristigen Grenzkosten) nicht erwirtschaften kann, wird sie nicht betrieben.
- **Stilllegungsentscheidung:** Wenn eine Anlage zwar ihre variablen Betriebskosten und die über mittelfristige Zeiträume vermeidbaren Betriebskosten, nicht aber ihre Vollkosten decken kann, wird sie so lange betrieben, wie aus dem Betrieb noch Erträge zur Deckung (Deckungsbeiträge) der nicht vermeidbaren (versunkenen) Kosten erwirtschaftet werden können. Eine Anlage wird erst dann stillgelegt, wenn eine Anlage zwar ihre variablen Betriebskosten, nicht aber die über mittelfristige Zeiträume vermeidbaren Betriebskosten⁹⁴ voll decken kann und die Erwartung besteht, dass zukünftige Erträge dies nicht werden ausgleichen können. Der Zeitpunkt der Stilllegung ist davon abhängig, wie schnell die mittelfristig vermeidbaren Betriebskosten abgebaut werden können. Typischerweise sind diese Zeiträume durch Zwischeninvestitionen (Revisionen, Umbauten etc.) oder durch die Laufzeit von Personalbindungen bestimmt.

Anreize zum (Weiter-)Betrieb von Tagebauen und Kraftwerken sind somit analytisch streng zu trennen von Fragen der Wirtschaftlichkeit des Betriebs von

93 Gemeint sind hier die im Planungszeitraum abdiskontierten Kosten und Erlöse.

94 Einige Analysen beziehen in diese Betrachtung auch die Opportunitätskosten für die Portfolioeffekte großer Kraftwerksbetreiber ein. Vergleiche dazu Fußnote 89.

Kraftwerks- und Tagebauanlagen. Das bedeutet: Es kann unter bestimmten Voraussetzungen die Situation eintreten, dass Kraftwerks- und Tagebauanlagen (weiter)betrieben werden, obwohl dies unter Vollkostenbetrachtung nicht wirtschaftlich ist. Eine Wirtschaftlichkeit der Kraftwerks- und/oder Tagebauanlagen ergibt sich dabei:

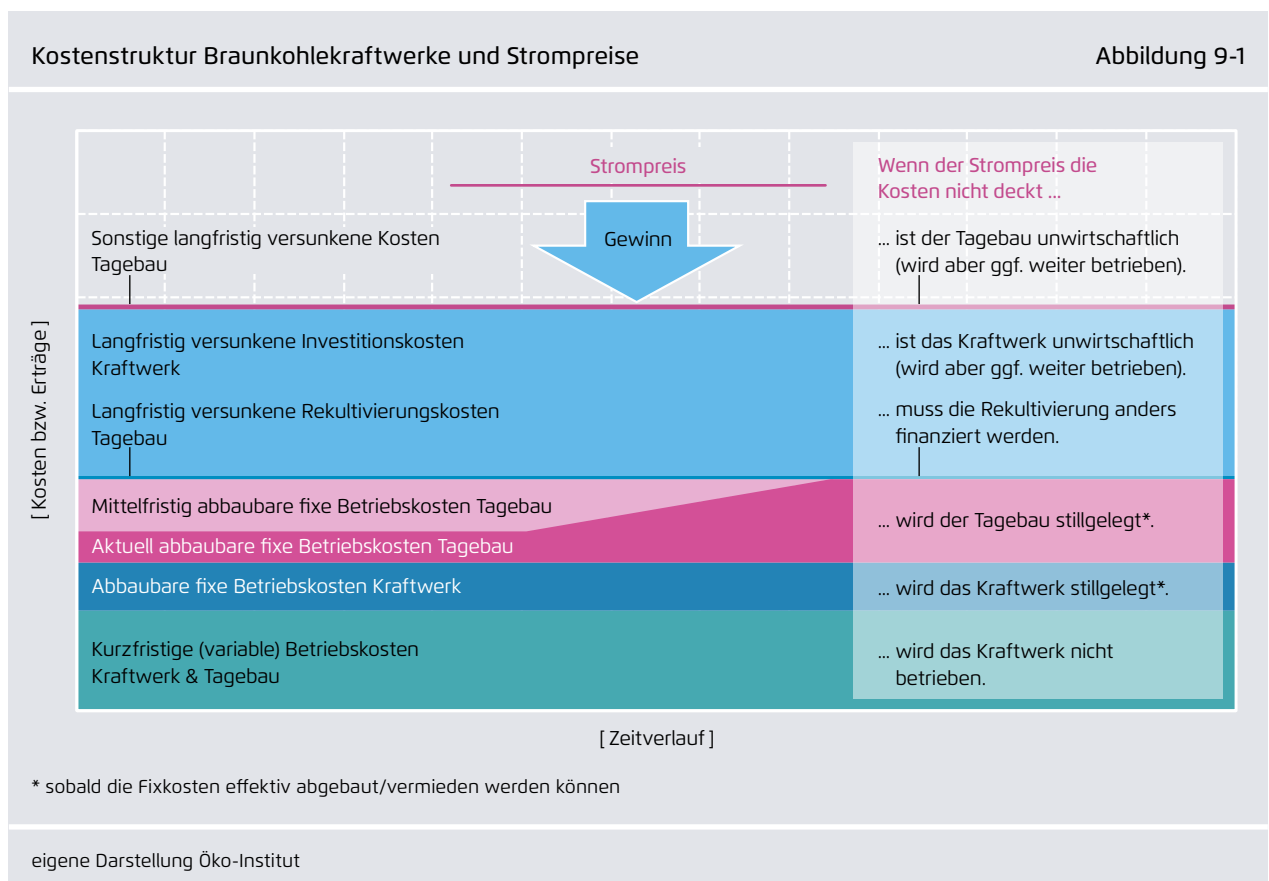
- wenn die **nicht vermeidbaren Fixkosten** (versunkene Kosten) der Anlage beziehungsweise des Anlagenverbundes, inklusive der Verzinsung des eingesetzten Kapitals, über ihre Lebenszeit erwirtschaftet werden können;
- wenn die **vermeidbaren fixen Betriebskosten** der Anlage beziehungsweise des Anlagenverbundes über die Lebenszeit der Anlage erwirtschaftet werden können;
- wenn die **variablen Betriebskosten** der Anlage oder des Anlagenverbunds während des Anlagenbetriebs erwirtschaftet werden können.

Selbst wenn eine Anlage oder ein Anlagenverbund in diesem Sinne nicht (mehr) wirtschaftlich ist, bedeutet dies noch nicht automatisch, dass aus der Perspektive ökonomischer Rationalität Anreize bestehen, die Anlage oder den Anlagenverbund stillzulegen.

Die folgende Abbildung 9-1 illustriert zum einen die verschiedenen Kostenpositionen der Braunkohlkraftwerke und zum anderen, wann Stilllegungsanreize existieren (anhängig vom Umfang der Kostendeckung).

9.5.2. Grundmodell für die Analyse von Stilllegungsanreizen

Abbildung 9-2 zeigt die Anreizmechanismen, die für Stilllegungsentscheidungen zu berücksichtigen sind.



1. Kurzfristige Betriebsentscheidung: Ein Braunkohlekraftwerk wird betrieben, wenn die anfallenden variablen Betriebskosten (kurzfristige Grenzkosten) durch die Erlöse im Strom- und gegebenenfalls im Wärmemarkt gedeckt werden können. Zu den variablen Betriebskosten gehören die Kosten für die Brennstoffversorgung, CO₂-Zertifikate und andere Verbrauchsmaterialien (zum Beispiel für den Betrieb von Rauchgasreinigungsanlagen). Für Unternehmen, die sowohl Tagebaue als auch daraus belieferte Braunkohlekraftwerke betreiben, besteht hier die Besonderheit, dass es sich bei den Brennstoffkosten nicht um Markt-, sondern um Verrechnungspreise handelt, die zumindest in gewissem Umfang gestaltbar sind. Der Verrechnungspreis muss dabei mindestens die variablen Betriebskosten des liefernden Tagebaus beziehungsweise des liefernden Tagebausystems decken, er kann aber auch auf höheren Niveaus festgelegt werden. Dies ist vor allem für den Fall rational, in dem Braunkohlekraftwerke im Strommarkt preissetzend werden, also das Niveau der Verrechnungspreise für den Braunkohlenbezug auch den Preis im Strommarkt und damit die Erlöse des Kraftwerk-Tagebau-Systems mitbestimmt. In einer solchen Situation ist es rational, den Verrechnungspreis so hoch zu setzen, dass die Gesamterlöse im Strommarkt (die sich aus der Betriebsdauer des Kraftwerks und den während der Betriebszeit realisierbaren Strommarkterlösen) und damit die Deckungsbeiträge für das Kraftwerk-Tagebau-System maximiert werden.

2. Stilllegungsentscheidung (ohne Tagebau): Ein Braunkohlekraftwerk wird unbeschränkt weiter betrieben, wenn die Erlöse im Strommarkt (und gegebenenfalls im Wärmemarkt) nicht nur die variablen Betriebskosten, sondern auch die fixen Betriebskosten des Kraftwerks abdecken. Zu den fixen Betriebskosten gehören vor allem die Personalkosten sowie die fixen Kosten für Wartung und Instandhaltung sowie kleine und große Revisionen der Kraftwerksanlage. Diese fixen Betriebskosten sind jedoch nicht nur weitgehend unabhängig vom kurzfristigen Betrieb des Kraftwerks, sondern auch

in gewissen Zeiträumen abbaubar. Wenn Personalkosten und/oder Wartungs- und Instandhaltungskosten durch die Erträge aus den Energiemärkten nicht (voll) gedeckt werden können, werden sie zu dem Zeitpunkt abgebaut, zu dem sie vermieden werden können. Im Fall der Personalkosten betrifft dies die Möglichkeit von Personalumsetzungen oder Sozialplänen, bei den Wartungs- und Instandhaltungskosten den Zeitpunkt größerer Reparatur- oder Revisionsarbeiten. Im Umkehrschluss bedeutet dies aber auch, dass das Kraftwerk bis zu dem Zeitpunkt betrieben wird, zu dem die entsprechenden fixen Betriebskosten abgebaut werden können, solange im Zwischenzeitraum über den Anlagenbetrieb zumindest ein Teil der anfallenden Kosten abgedeckt, also ein Deckungsbeitrag auf die fixen Betriebskosten erwirtschaftet werden kann.

3. Stilllegungsentscheidung (mit Tagebau): Neben den fixen Betriebskosten der Kraftwerke müssen jedoch auch die vermeidbaren Kosten des Tagebausystems gedeckt werden. Zentrale Frage ist hier, ob bestimmte Kostenblöcke des Tagebaus beziehungsweise des Tagebausystems in gewissen Zeiträumen vermeidbar sind. Dies betrifft einerseits Wartungskosten beziehungsweise die Intervalle, in denen Wartungsarbeiten vorgenommen werden müssen, wie auch Investitionen in Betriebsanlagen, die vermieden oder zumindest bei geringeren Fördermengen zeitlich verschoben werden können, sowie nicht zuletzt Personalkosten, die in bestimmten Abständen abgebaut werden können. Typischerweise werden Tagebaue beziehungsweise Tagebausysteme einen bestimmten Anteil solcher vermeidbaren Kosten haben. Die einzige Ausnahme dürften hier Tagebaue sein, die relativ kurz vor der Erschöpfung ihrer Lagervorräte stehen. Wenn keine Betriebskosten abgebaut werden können, werden der Tagebau beziehungsweise das Tagebausystem und die angeschlossenen Kraftwerke weiter betrieben, auch wenn die fixen Betriebskosten beziehungsweise die Vollkosten des Tagebausystems nicht vollständig durch Erlöse gedeckt werden. In diesen Fällen wären Tagebau beziehungsweise Tagebausystem zwar unwirt-

schaftlich, es wäre aber ökonomisch nicht rational, Tagebaue und Kraftwerke stillzulegen.

Dies bedeutet, dass Stilllegungsanreize nur existieren können, wenn mit diesen Stilllegungen von Kraftwerken und/oder Tagebauen beziehungsweise Tagebausystemen Fixkosten (fixe Betriebskosten oder noch zu erfolgende Investitionskosten) vermieden werden können.

Zusätzlich ist zu berücksichtigen, dass Stilllegungsentscheidungen bei Kraftwerken dazu führen, dass sich wegen der als Folge dieser Stilllegungen tendenziell steigenden Preise im Großhandelsmarkt für Strom auch die Ertragssituation für die verbleibenden Kraftwerke verbessern kann, sodass sich die genannten Stilllegungsanreize aus einer dynamischen Perspektive tendenziell verringern, wenn sich erste Anlagenstilllegungen materialisieren (Abbildung 9-2).

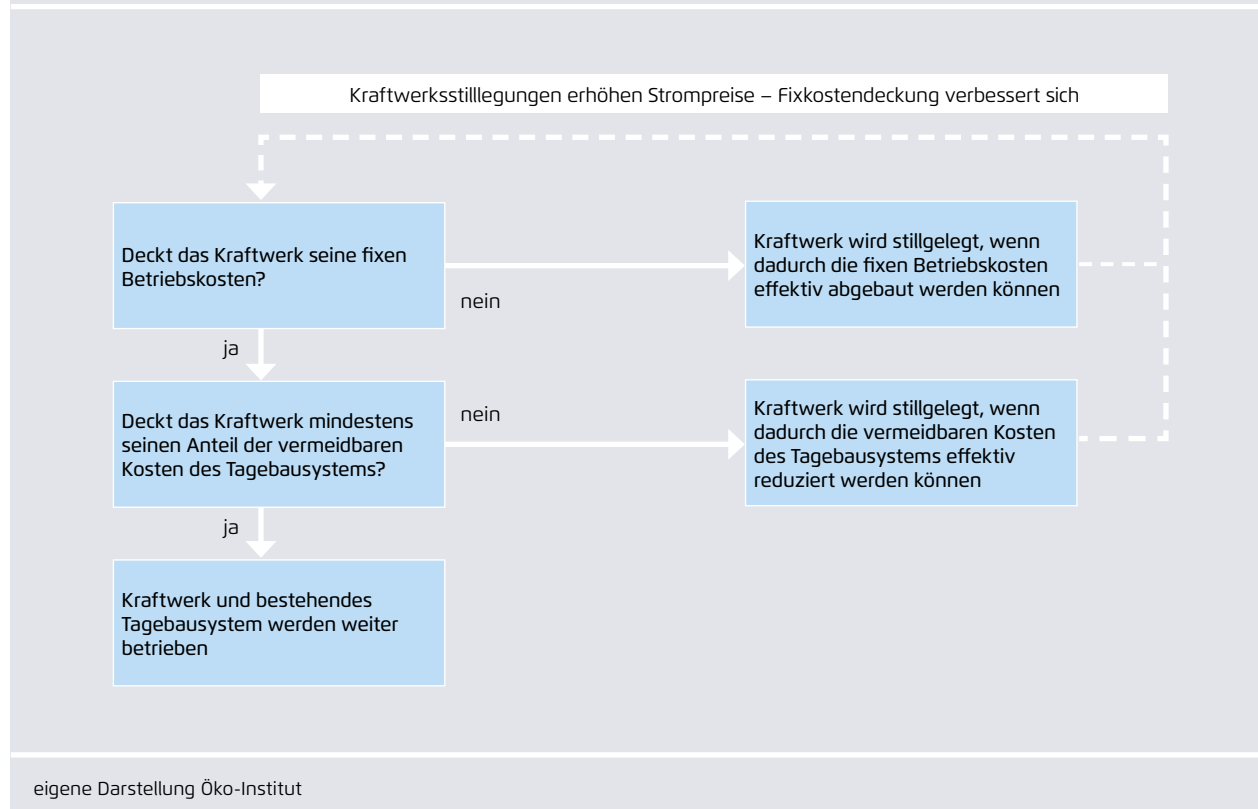
9.5.3. Erweitertes Modell der Stilllegungsanreize

Wegen des Systemverbundes von Kraftwerken und Tagebauen entstehen in der Wechselwirkung teilweise komplexe Zusammenhänge. Diese Zusammenhänge können sich im Kontext der spezifischen Bedingungen für einzelne Tagebaue und Tagebausysteme stark unterscheiden und werden im Folgenden detaillierter diskutiert werden. Zentral sind hier die verschiedenen Dimensionen der Vermeidbarkeit von Kosten des Tagebausystems:

1. Wenn ein Kraftwerk mit Blick auf seine **fixen Betriebskosten** unbeschränkt weiter betrieben werden kann, aber zusammen mit anderen Kraftwerken an ein Tagebausystem angeschlossen ist, stellt sich für den unbeschränkten Weiterbetrieb der Anlagen eine weitergehende Frage: Bedarf es für den geplanten Betrieb der Kraftwerke einer Erweiterungsinvestition für den Tagebau? Diese ist

Zusammenfassung Anreizmechanismen

Abbildung 9-2



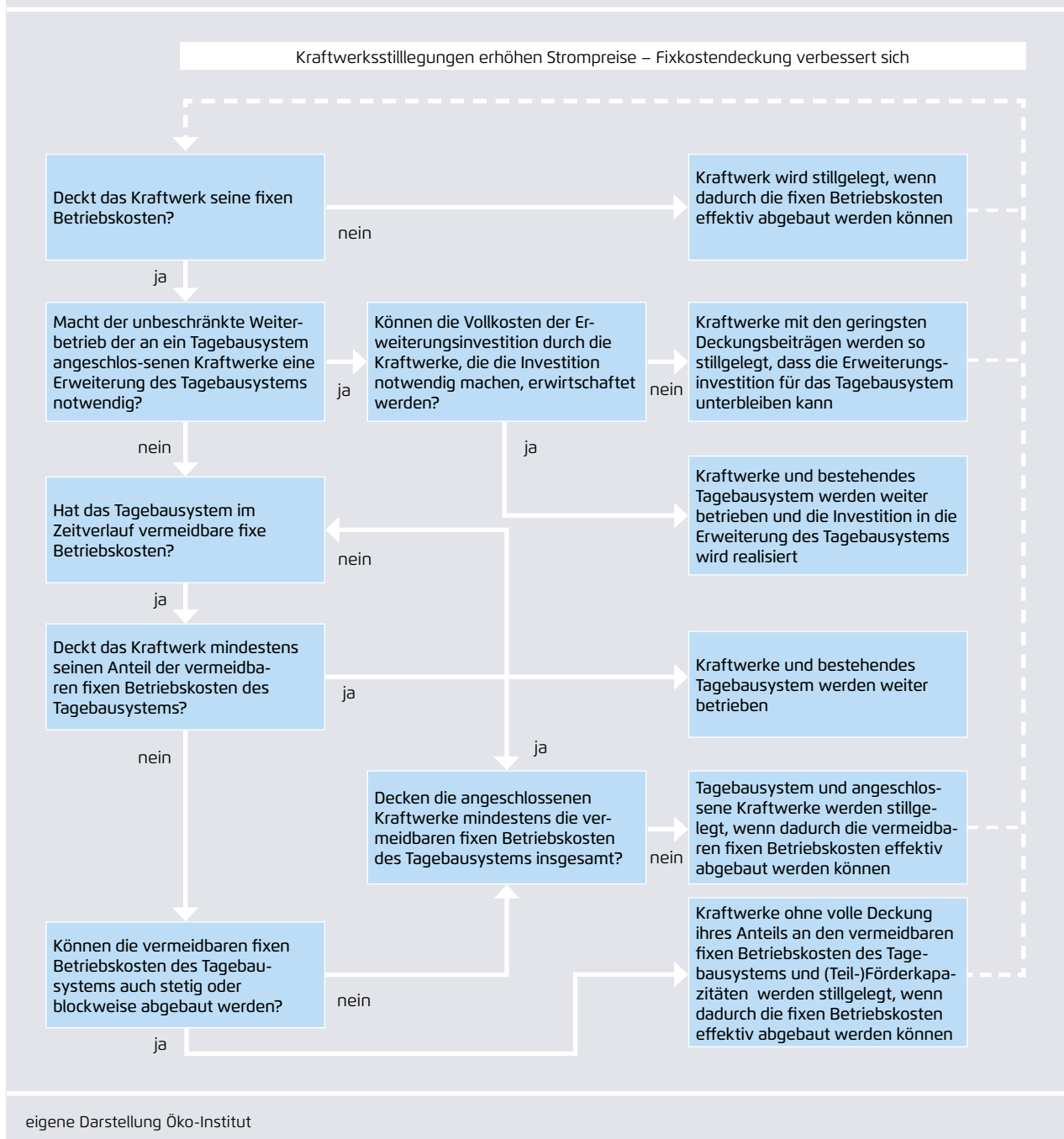
- nur rational, wenn das Kraftwerk oder die (älteren) Kraftwerke mit den geringsten Deckungsbeiträgen die Erweiterungsinvestition in voller Höhe refinanzieren können. Andernfalls ist es rational, das Kraftwerk oder die Kraftwerke mit den geringsten Deckungsbeiträgen so stillzulegen, dass die (neueren) Kraftwerke mit den höchsten Deckungsbeiträgen ohne Erweiterungsinvestition in das Tagebausystem weiter betrieben werden können.
2. Wenn der Betrieb eines oder verschiedener Kraftwerksblöcke an einem Tagebausystem aus der Perspektive der Kraftwerkskosten und der Fördermengenverfügbarkeit ökonomisch sinnvoll ist, ergibt sich mit Blick auf die Kostenstrukturen des Tagebaus beziehungsweise des Tagebausystems die weitergehende Frage, ob bestimmte **Betriebskostenblöcke** des Tagebaus beziehungsweise des Tagebausystems in gewissen Zeiträumen **vermeidbar** sind. Dies betrifft einerseits Wartungskosten beziehungsweise die Intervalle, in denen Wartungsarbeiten vorgenommen werden müssen, wie auch Investitionen in Betriebsanlagen, die vermieden oder zumindest bei geringeren Fördermengen zeitlich verschoben werden können, sowie nicht zuletzt Personalkosten, die in bestimmten Abständen abgebaut werden können. Typischerweise werden Tagebaue beziehungsweise Tagebausysteme einen bestimmten Anteil solcher vermeidbaren Kosten haben. Die einzige Ausnahme dürfte hier Tagebaue sein, die relativ kurz vor der Erschöpfung ihrer Lagervorräte stehen. Wenn keine Betriebskosten abgebaut werden können, werden der Tagebau beziehungsweise das Tagebausystem und die angeschlossenen Kraftwerke weiter betrieben, auch wenn die fixen Betriebskosten beziehungsweise die Vollkosten des Tagebausystems nicht vollständig durch Erlöse gedeckt werden. In diesen Fällen wären Tagebau beziehungsweise Tagebausystem zwar unwirtschaftlich, es wäre aber ökonomisch nicht rational, Tagebaue und Kraftwerke stillzulegen.
 3. Wenn – wie im Regelfall zu erwarten – zumindest Anteile der **fixen Betriebskosten** des Tagebaus beziehungsweise des Tagebausystems in bestimmten zeitlichen Abständen **abgebaut** werden können, stellt sich die Frage, ob aus den Erlösen jedes einzelnen Kraftwerks der jeweilige Anteil an den vermeidbaren fixen Betriebskosten des angeschlossenen Tagebaus beziehungsweise Tagebausystems gedeckt werden kann. Wenn mehrere Kraftwerke durch einen Tagebau beziehungsweise ein Tagebausystem versorgt werden, stellt sich die Frage nach dem Verteilungsschlüssel für die vermeidbaren fixen Betriebskosten des Tagebaus beziehungsweise des Tagebausystems. Diese Kostenallokation ist letztlich eine unternehmerische Entscheidung. Grundsätzlich kann diese Zuordnung entsprechend der Fördermengenabnahme oder der angeschlossenen Anlieferkapazität erfolgen, wobei traditionell die Zuordnung eher nach Kapazitäten erfolgt, sich aber bei stärker ausdifferenzierten Betriebsweisen der unterschiedlichen Kraftwerke ein Trend in Richtung stärker mengenabhängiger Kostenzuordnungen ergeben wird. Wenn jeder an einen Tagebau oder ein Tagebausystem angeschlossene Kraftwerksblock seinen Anteil an den vermeidbaren fixen Betriebskosten erwirtschaften kann, besteht kein ökonomisch rationaler Anreiz, Kraftwerksblöcke oder Tagebaue stillzulegen.
 4. Wenn einzelne oder alle Kraftwerksblöcke die ihnen zugerechneten vermeidbaren Fixkosten nicht erwirtschaften können, muss berücksichtigt werden, in welchen Blöcken diese fixen Betriebskosten abgebaut werden können. Wenn diese Kostenblöcke so abgebaut werden können, dass damit der Teil an fixen Betriebskosten vermieden werden kann, der von Kraftwerksblöcken verursacht wurde, die diese Kosten verursachen, dann ist es rational, die entsprechenden Kraftwerksblöcke und Förderkapazitäten des Tagebaus zu einem **Zeitpunkt** stillzulegen, an dem die jeweiligen **Fixkostenblöcke abgebaut** werden können.
 5. Wenn die fixen Betriebskosten eines Tagebausystems nicht stetig oder in Blöcken abgebaut werden können und die an den Tagebau oder das Tagebausystem angeschlossenen Kraftwerksblöcke die vermeidbaren fixen Betriebskosten des Tagebausystems in ihrer Gesamtheit abdecken, dann

ist es ökonomisch rational, die **Kraftwerke** in ihrer Gesamtheit sowie auch das **Tagebausystem weiter zu betreiben** – auch wenn einzelne Kraftwerksblöcke den ihnen zugerechneten Block der vermeidbaren Fixkosten nicht erwirtschaften können.

Andernfalls besteht ein klarer ökonomischer Anreiz, alle Kraftwerke und das angeschlossene Tagebausystem zu dem Zeitpunkt stillzulegen, zu dem die gesamten vermeidbaren Fixkosten als Block abgebaut werden können.

Anreizmechanismen in Verbundsystemen aus Braunkohlekraftwerken und -tagebauen

Abbildung 9-3



Die Abbildung 9-3 zeigt die beschriebenen Mechanismen und deren Wechselwirkungen im Detail. Sie verdeutlicht vor allem folgende Aspekte:

- Stilllegungsanreize können nur existieren, wenn mit diesen Stilllegungen von Kraftwerken und/oder Tagebauen beziehungsweise Tagebausystemen Fixkosten (fixe Betriebskosten oder noch zu erfolgende Investitionskosten) vermieden werden können.
- Die Zeitfenster, in denen solche Fixkosten vermieden werden können, bilden auch die Zeitfenster, in denen solche Stilllegungen erfolgen werden.
- Folgeeffekte von Stilllegungen einzelner Kraftwerke auf andere Kraftwerksblöcke („Dominoeffekte“, sehr prominent herausgestellt bei IGBCE & Lazard (2015) und Frontier & HWWI (2015)) sind so aus einer ökonomisch rationalen Perspektive im Regelfall nicht zu erwarten, da sich Stilllegungsanreize ganz überwiegend aus den vermeidbaren Kosten des Tagebaus ergeben und sich diese Kosten nach ihrem Abbau naturgemäß nicht auf andere Kraftwerksblöcke verlagern. Solche Verbundeffekte bei Kraftwerksstilllegungen können sich nur für den Fall ergeben, dass die Fixkosten des Tagebaus beziehungsweise des Tagebausystems nur in so großen Blöcken abgebaut werden können, dass Fördervolumina betroffen werden, die (deutlich) größer sind als die Nachfrage der Kraftwerksblöcke, die ihren Anteil an den vermeidbaren Fixkosten nicht decken können. Die Dimension der vermeidbaren Fixkostenblöcke bestimmt damit die Ausstrahlungs- („Domino“-)Effekte, die sich von Stilllegungen einzelner Elemente der Kraftwerk-Tagebau-Systeme ergeben können.
- Schließlich ist darauf hinzuweisen, dass insbesondere Stilllegungsentscheidungen bei Kraftwerken dazu führen, dass sich wegen der als Folge dieser Stilllegungen tendenziell steigenden Preise im Großhandelsmarkt für Strom auch die Ertragssituation für die verbleibenden Kraftwerke verbessern kann, sodass sich die genannten Stilllegungsanreize aus einer dynamischen Perspektive tenden-

ziell verringern, wenn sich erste Anlagenstilllegungen materialisieren.

9.6. LignIX – Ein Wirtschaftlichkeitsindikator für die Braunkohlenverstromung

Um die wirtschaftliche Situation von Braunkohletagebau-Verbänden und die entsprechenden Anreize zur Stilllegung von Anlagen einordnen zu können, wurde der Braunkohlenwirtschaftlichkeitsindikator LignIX (Lignite IndeX) entwickelt.

Dieser Indikator beschreibt die Deckungsbeiträge, die zur Deckung der vermeidbaren sowie der versunkenen Fixkosten von Braunkohlekraftwerken und Tagebauen im Strommarkt erwirtschaftet werden können. Er entspricht damit dem in der Stromwirtschaft eingeführten und umfassend genutzten Indikator *Clean Dark Spread*, der wie folgt ermittelt wird:

- Den Ausgangspunkt zur Ermittlung des Indikators bilden die im Strommarkt erwirtschaftbaren Erlöse, also die an der Strombörse ermittelten Strompreise;
- von diesen Erlösen werden die Kosten für Brennstoffe, CO₂-Zertifikate und sonstige Roh- und Hilfsstoffe subtrahiert, sodass als Ergebnis die zur Deckung der übrigen Kosten verbleibenden Erlöse ermittelt werden.

Mit diesem Trendindikator wird nicht das Ziel verfolgt, detaillierte Wirtschaftlichkeits- und Anreizanalysen für einzelne Kraftwerksblöcke und spezifische Kraftwerk-Tagebau-Konstellationen zu verfolgen. Vielmehr soll eine übergreifende und repräsentative Einordnung der Wirtschaftlichkeit sowie der Anreizmechanismen im Bereich der deutschen Braunkohlenverstromung vorgenommen werden, wobei vor allem die Entwicklungen im Zeitverlauf beziehungsweise im Kontext eines sich verändernden Marktumfelds im Vordergrund stehen.

Die zur Ermittlung des Indikators notwendigen Daten zum Marktumfeld werden von den verschiedenen

Energiebörsen umfangreich zur Verfügung gestellt. Ermittelt wird der LignIX auf Basis der folgenden Marktdaten der European Energy Exchange (EEX):

- der Börsenpreis für die Terminlieferung von Strom für alle Stunden des jeweils folgenden Kalenderjahres (Base-Lieferung), um den Sachverhalt zu reflektieren, dass die Stromerzeugung von Braunkohlekraftwerken ganz überwiegend über Terminlieferverträge vermarktet wird und damit die Einkommenssituation der Anlagen über einen entsprechenden Terminkontrakt relativ robust abgebildet werden kann⁹⁵;
- der Börsenpreis für die Terminlieferung einer Emissionsberechtigung des Emissionshandelsystems der Europäischen Union (European Union Allowance, EUA) für den Dezember des jeweils nächsten Kalenderjahrs (damit wird der Absicherungsbedarf für die entsprechenden Stromlieferverträge gespiegelt).

Neben der Ermittlung des LignIX für die historischen Werte erfolgt jeweils auch ein Ausblick für die kommenden Jahre, der wiederum auf Daten der Energiebörse EEX abstellt:

- der Börsenpreis für die Terminlieferung von Strom für alle Stunden der jeweils folgenden drei Kalenderjahre; damit wird der Zeithorizont abgedeckt, in dem die Liquidität des Marktes belastbare Aussagen zur Vorausschau zulässt;
- der Börsenpreis für die Terminlieferung eines CO₂-Zertifikats (EUA) für den Dezember der jeweils folgenden drei Kalenderjahre (wiederum zur Spiegelung des Absicherungsbedarfs).

Neben diesen Marktumfelddaten werden die in den Abschnitten 9.3 und 9.4 dokumentierten wirtschaft-

lichen Kenngrößen für die variablen Betriebskosten in Ansatz gebracht:

- kurzfristige Verrechnungspreise für den Braunkohleneinsatz in Höhe von 1,5 €/MWh (thermisch bezogen auf den Energiegehalt);
- weitere Betriebskosten für Betriebs- und Hilfsstoffe in Höhe von 2 €/MWh (elektrisch).

Um mit dem Wirtschaftlichkeitsindikator LignIX eine sinnvolle Bandbreite der Kraftwerksflotte abzudecken, wird der Indikator für zwei typische Klassen von Braunkohlekraftwerken berechnet:

- ein Braunkohlekraftwerksblock mit einem Nutzungsgrad von 35 Prozent, dies entspricht der 500- und 600-Megawatt-Klasse, die im Zeitraum 1974 bis 1989 in Betrieb genommen worden sind;
- ein Braunkohlekraftwerksblock mit einem Nutzungsgrad von 42 Prozent, dies entspricht den ab 1999 in Betrieb genommenen neueren Braunkohlekraftwerken (BoA 1-3, Lippendorf, Boxberg Q&R);
- durchschnittliche Jahresbetriebszeiten von 7.000 Vollbenutzungsstunden.

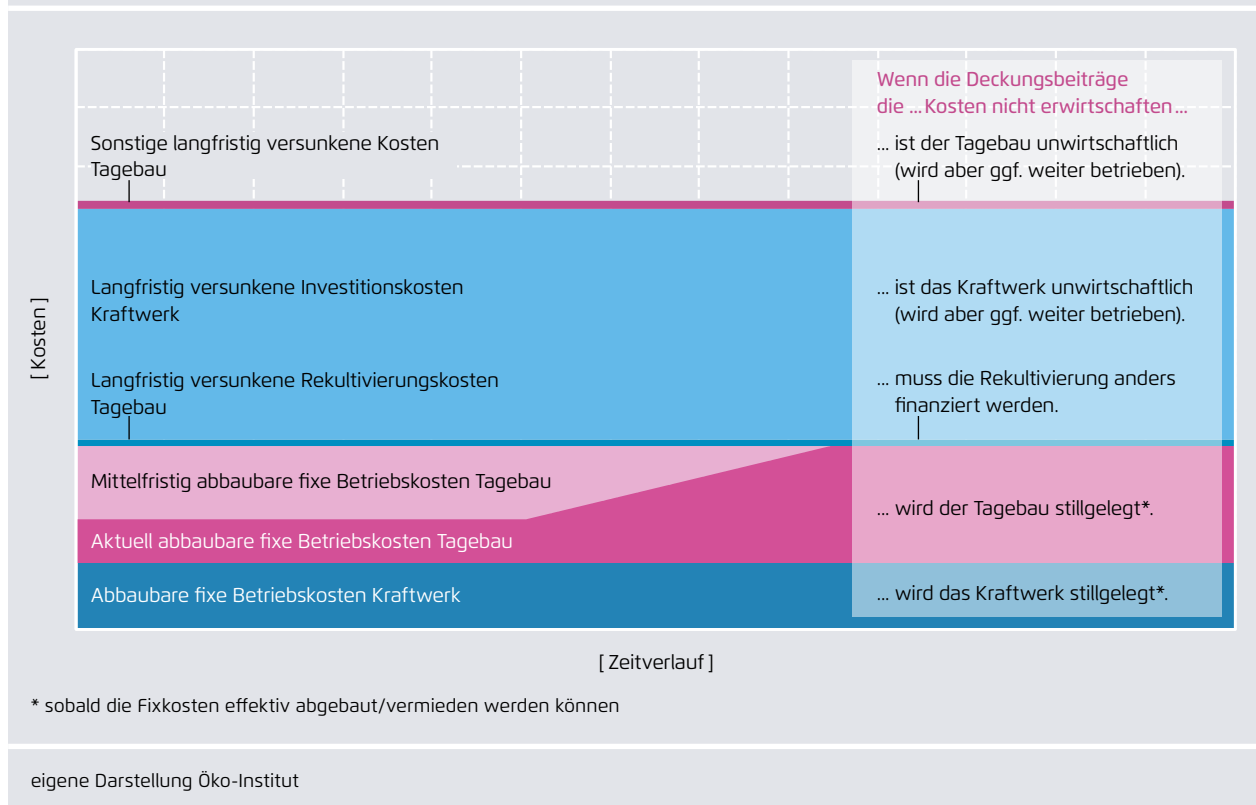
Aus diesen Daten können der Deckungsbeitrag für die fixen Kosten des Kraftwerke und des beliefernden Tagebaus (*Clean Dark Spread*) beziehungsweise der Wirtschaftlichkeitsindikator LignIX ermittelt werden (der Berechnungsgang ist im Detail im Anhang A4 dargestellt). Für die älteren Braunkohlekraftwerke wird der Indikator mit LignIX35 und für die neueren Blöcke mit LignIX42 bezeichnet.

Zur Einordnung der Indikatoren LignIX35 und LignIX42 werden diese mit den Kostenblöcken verglichen, die aus dem nach Abzug der kurzfristigen Betriebskosten erwirtschafteten Ertrag gedeckt werden müssen. Hier werden folgende Parameter in Ansatz gebracht (vergleiche Kapitel 7 und 8 und Abschnitt 9.3):

95 In der Realität erfolgt die Vermarktung der Stromerzeugung auf Termin über komplexer strukturierte Produkte (unter Einbeziehung von Monatslieferverträgen sowie auch über den Zeitraum von einem Jahr hinaus). Für die mit dem Indikator LignIX verfolgten Erkenntniszwecke ist aber der Bezug auf ein einfaches Terminlieferungsprodukt ausreichend und sinnvoll.

Einordnung des LignIX

Abbildung 9-4



- (vermeidbare) fixe Betriebskosten der Braunkohlekraftwerke von 40 Euro je Kilowatt (für neuere Anlagen) beziehungsweise 60 Euro je Kilowatt (für ältere Anlagen);
- vermeidbare fixe Betriebskosten des Tagesbaus von derzeit 1,5 €/MWh, für den Zeithorizont nach 2025 erhöhen sich diese um durchschnittlich 2,45 €/MWh auf 3,95 €/MWh⁹⁶;
- versunkene Fixkosten des Tagesbaus von derzeit 3,2 €/MWh, wobei für den Zeithorizont ab 2025 davon 2,45 €/MWh als vermeidbar eingeordnet werden, sodass sich für den Zeitraum nach 2025 die versunkenen Kosten des Tagesbaus auf durchschnittlich 0,75 €/MWh reduzieren;
- für die nicht vermeidbaren (und damit im ökonomischen Sinne versunkenen) Rekultivierungskosten

ten (des Restlochs) ein Kostenanteil von etwa 0,2 €/MWh.

Mit diesen Ansätzen ergeben sich die in Abbildung 9-5 und Abbildung 9-6 dargestellten Ergebnisse für den Verlauf der Indikatoren LignIX35 und LignIX42 seit Ende 2003.

2003 bis 2005

- Die durch den LignIX35 repräsentierten älteren Braunkohlekraftwerke konnten aus den Erträgen am Strommarkt durchgängig die vermeidbaren Fixkosten des Kraftwerks und ganz überwiegend auch die aktuell abbaubaren Fixkosten der Tagebaue decken. Allerdings ergeben sich im Frühjahr 2004 und im Sommer 2005 auch Phasen, in denen selbst die in überschaubaren Zeiträumen vermeidbaren Fixkosten der Tagebaue nicht mehr gedeckt werden konnten. Die versunkenen Kosten der

⁹⁶ Zur Ermittlung des Wirtschaftlichkeitsindikators LignIX werden die in Tabelle 9-3 gezeigten Bandbreiten jeweils als Mittelwert in Ansatz gebracht.

Tagebaue konnten in diesem Zeitraum zu keinem Zeitpunkt gedeckt werden. Eine wirtschaftlich kritische Situation ergab sich in dieser Phase nur aufgrund der Tatsache nicht, dass im Kontext des 2005 eingeführten Emissionshandelssystems der Europäischen Union (EU ETS) und der bis 2012 stattgefundenen kostenlosen Zuteilung von CO₂-Zertifikationen erhebliche Zusatzerträge entstanden, da auch die Opportunitätskosten der kostenlos zugewiesenen Zertifikate im Strommarkt eingepreist wurden (vergleiche Öko-Institut 2010).

→ Die durch den LignIX42 repräsentierten neueren Braunkohlekraftwerke konnten ihre vermeidbaren Fixkosten und zumindest einen kleineren Teil der Investitionskosten aus den Erträgen am Strommarkt decken. Die versunkenen Kosten der Tagebaue konnten zu keinem Zeitpunkt gedeckt werden und auch hier entstanden durch die kostenlosen

Zuteilungen im Rahmen des EU ETS erhebliche Zusatzerträge.

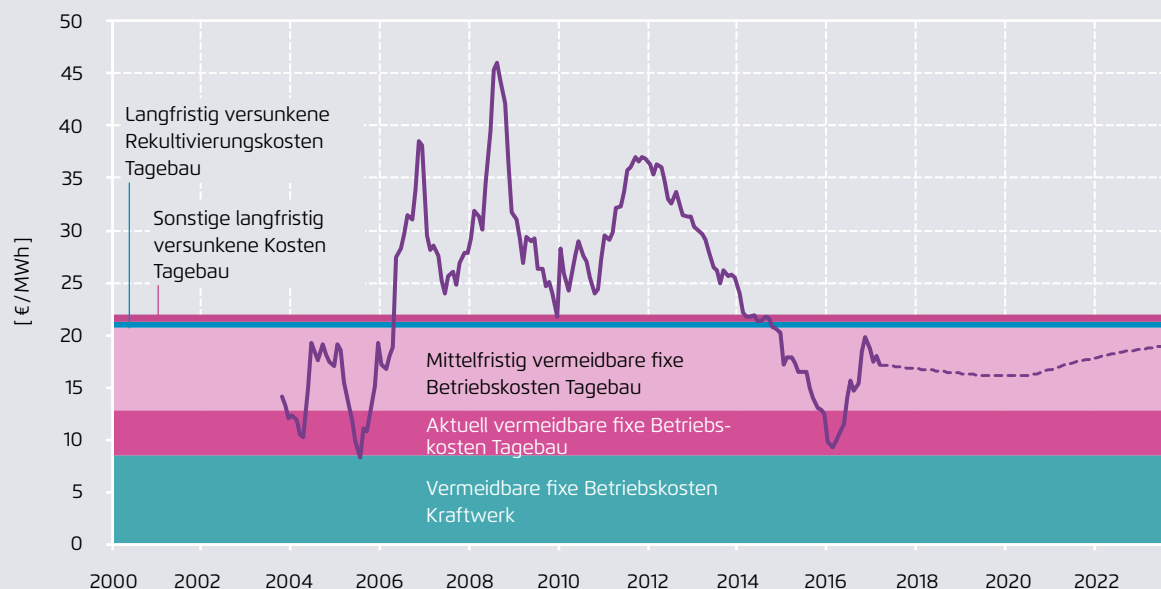
2006 bis 2012

→ Im Zuge der stark steigenden Preise und der anschließenden Turbulenzen in den Energiemärkten stiegen die durch den LignIX35 repräsentierten Erträge schnell an, waren zwar erheblichen Schwankungen unterworfen, blieben aber bis 2012 durchweg in einem Bereich, in dem sämtliche Fixkosten der älteren Braunkohlekraftwerke und der verbundenen Tagebaue gedeckt und erhebliche Gewinne realisiert werden konnten. Zusätzlich dazu entstanden erhebliche Zusatzerträge aus der kostenlosen Zuteilung von CO₂-Zertifikaten im Rahmen des EU ETS.

→ Die durch den LignIX42 repräsentierten neueren Kraftwerke waren in diesem Zeitraum zumindest im Mittel in der Lage, sämtliche Fixkosten etwa zu

Wirtschaftlichkeitsindikator für ein älteres Braunkohlekraftwerk mit einem elektrischen Nutzungsgrad von 35 Prozent – LignIX35, 2003 bis 2017 (April)

Abbildung 9-5



eigene Darstellung Öko-Institut

decken. Durch die Zusatzerlöse aus dem EU ETS konnten auch hier erhebliche Gewinne erzielt werden.

2012 bis 2015

→ Ab Anfang 2012 sanken die durch den LignIX35 repräsentierten Deckungsbeiträge für ältere Kraftwerke bis Ende 2015 stetig ab, befanden sich ab Mitte 2014 in einem Bereich, in dem die versunkenen Kosten nicht mehr gedeckt werden konnten, und bewegten sich gegen Ende 2015 in einer Zone, in dem zwar die relativ schnell vermeidbaren Fixkosten der Kraftwerke noch gedeckt werden konnten, aber nicht mehr diejenigen der entsprechenden Tagebaue. Durch die ab Anfang 2013 eingeführte Vollversteigerung der CO₂-Zertifikate im EU ETS entfielen auch die entsprechenden Zusatzerträge und es ergab sich sowohl hinsichtlich der

generellen Wirtschaftlichkeit als auch der Stilllegungsanreize für Kraftwerke und Tagebaue eine kritische Situation.

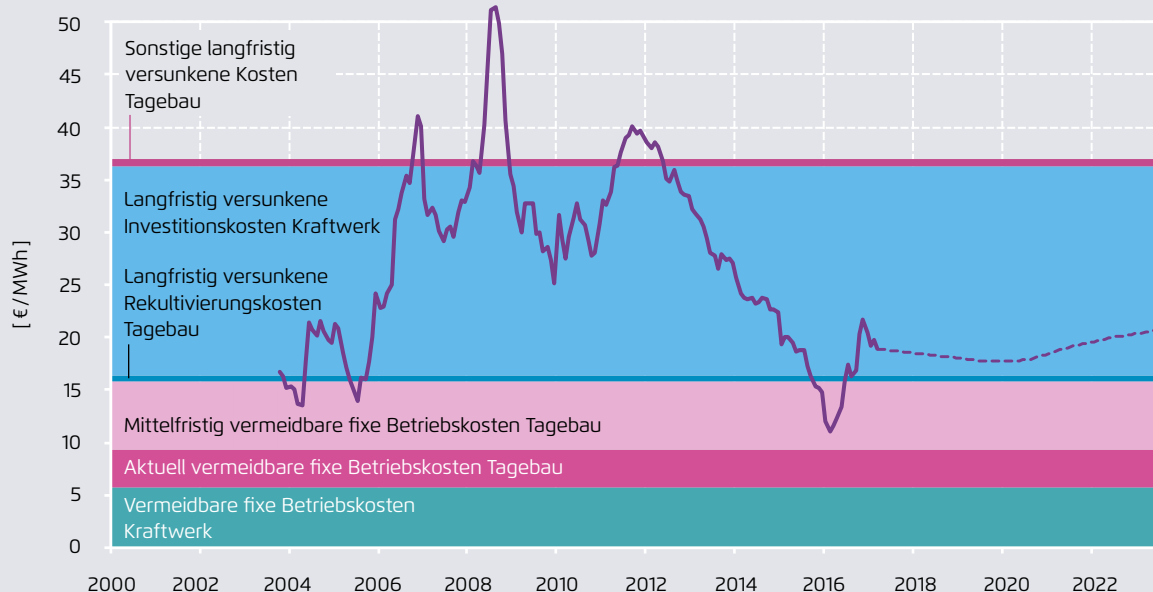
→ Ab Mitte 2012 kamen die stetig abnehmenden Deckungsbeiträge der durch den LignIX42 repräsentierten neueren Braunkohlekraftwerke in einen Bereich, in dem eine Deckung der versunkenen Kosten der Neubaukraftwerke und der Braunkohletagebaue nicht mehr oder nur noch in Teilen möglich war. Ende 2015 wurden sogar Werte erreicht, bei denen die für den Zeithorizont nach 2025 vermeidbaren Fixkosten nicht mehr gedeckt werden konnten.

2016 bis April 2017

→ Im Verlauf des Jahres 2016 stieg der LignIX35 wieder in einen Bereich an, in dem die vermeidbaren Kosten von älteren Kraftwerken und Tagebauen in

Wirtschaftlichkeitsindikator für ein neueres Braunkohlekraftwerk mit einem elektrischen Nutzungsgrad von 42 Prozent – LignIX42, 2003 bis 2017 (April)

Abbildung 9-6



eigene Darstellung Öko-Institut

zunehmendem Maße wieder gedeckt, die versunkenen und damit die Vollkosten jedoch nicht mehr erwirtschaftet werden konnten. Ab Anfang 2017 ergibt sich für den LignIX35 wieder ein rückläufiger Trend, die mittelfristig vermeidbaren Kosten können damit nicht mehr erwirtschaftet werden (wobei hier mögliche Nachrüstungskosten auf Grundlage der neuen rechtlichen Vorschriften zu den Grenzwerten für klassische Luftschadstoffe noch nicht berücksichtigt sind). Damit dürften starke Anreize entstehen, auf Ertüchtigungs- und Erweiterungsinvestitionen in älteren Kraftwerken und Tagebauen zu verzichten und Personalanpassungen vorzunehmen.

- Der dem gleichen Muster folgende LignIX42 erreichte ab Sommer 2016 wieder Werte, bei denen sämtliche aktuell und für den mittelfristigen Zeithorizont vermeidbaren Fixkosten der neueren Kraftwerke und Tagebaue erwirtschaftet werden können, jedoch die versunkenen Kosten der Kraftwerke und Tagebau bei Weitem nicht mehr abgedeckt werden.

Vorschau bis 2023

- Auf Grundlage der entsprechenden Futures ergibt sich für die durch den LignIX35 repräsentierten Kraftwerke und Tagebaue eine Situation, in der nur die vergleichsweise kurzfristig vermeidbaren Kosten von Kraftwerk und Tagebau erwirtschaftet werden können; die mittelfristig vermeidbaren Kosten für Erweiterungsinvestitionen der Tagebaue könnten in einem solchen Marktumfeld allenfalls teilweise refinanziert werden. Eine Erwirtschaftung der versunkenen Kosten ist damit nicht mehr möglich, wobei dies insbesondere für die im ökonomischen Sinne zwar versunkenen, aber noch zu finanzierenden Kosten der Restlochkultivierung eine kritische Situation bedeuten dürfte.
- Für die durch den LignIX42 repräsentierten Kraftwerke ergibt sich aus den Trends der Energie- und Emissionsmarktfutures zukünftig ein Marktumfeld, in dem die vermeidbaren Fixkosten und die versunkenen Kosten der Tagebaurekultivierung

voll erwirtschaftet, aber die versunkenen Kosten nur noch zu sehr kleinen Teilen refinanziert werden können.

Eine Analyse der Wirtschaftlichkeitsindikatoren LignIX35 und LignIX42 im Zeitverlauf zeigt deutlich, dass sich die Vollkostendeckung wie auch die Anreizstrukturen für den (Weiter-)Betrieb von Braunkohlekraftwerken sehr differenziert darstellen. Für ältere Anlagen zeichnet sich ein Marktumfeld ab, in dem zwar die fixen Betriebskosten der Kraftwerke gedeckt werden können, längerfristige (und vermeidbare) Erweiterungsinvestitionen in Tagebaue letztlich nicht wirtschaftlich darstellbar sein dürften. Neuere Braunkohlekraftwerke können die grundsätzlich vermeidbaren Fixkosten von Kraftwerken erwirtschaften und haben damit klare ökonomische Anreize für einen Weiterbetrieb. Die versunkenen Kosten der Neubaukraftwerke und Tagebaue sind aber auch hier absehbar nicht zu erwirtschaften. Bis zum Jahr 2012 konnte diese Situation durch die Zusatzerträge aus der kostenlosen Zuteilung des EU ETS noch (teil) kompensiert werden, seitdem und zukünftig existiert diese Möglichkeit nicht mehr.

Auch wenn sich die Situation einzelner Kraftwerke und Tagebaue wegen spezifischer Rahmenbedingungen beziehungsweise Ausgangssituationen unterschiedlich darstellen kann, dürften der deutschen Braunkohlenwirtschaft vor allem, aber nicht nur für das Segment der älteren Kraftwerke erhebliche ökonomische Herausforderungen bevorstehen. Hinzuweisen ist dabei auch auf die Kosten, die über die Verpflichtung zur Restloch-Rekultivierung entstehen und die im ökonomischen Sinne beziehungsweise mit Blick auf Anreizstrukturen zwar teilweise als versunken eingeordnet werden, deren Finanzierung jedoch noch bevorsteht und gesichert werden muss.

Anhänge

Anhang A1: Emissionsfaktoren und Heizwerte

Eine Tonne Rohbraunkohle enthält im Durchschnitt 2,5 Megawattstunden thermische Energie. Die Eigenschaften der in Deutschland geförderten Braunkohlen unterscheiden sich jedoch deutlich, sowohl hinsichtlich Heizwert beziehungsweise Energiegehalt als auch hinsichtlich der Emissionsfaktoren. Unterschiede bestehen zwischen den verschiedenen Revieren, zwischen den Tagebauen eines Reviers und auch innerhalb eines Tagebaus mit fortschreitendem Abbau. Die dazu gesammelten Erkenntnisse sollen hier kurz zusammengefasst werden (Tabelle A1-1).

Die Unterschiede zwischen den Heizwerten sind im Rheinland am größten. Die im Tagebau Inden geförderte Braunkohle verfügt nur über einen Heizwert von 2,2 Megawattstunden (thermisch) pro Tonne (Muhammadiyah 2007, S. 5). In Hambach ist der Heizwert mit 2,7 Megawattstunden (thermisch) pro Tonne deutlich höher. Hintergrund ist die größere Lagerungstiefe der

Flöze im Tagebau Hambach. Die höhere Deckgebirgsbelastung führt dazu, dass bei einer Zunahme der Tiefe um 100 Meter der Wassergehalt der Braunkohle um vier Prozent abnimmt und der Heizwert um 840 Kilojoule je Kilogramm zunimmt (Schlüter 2008, S. 10).

Grundsätzlich gilt, dass ein höherer Heizwert zu einem niedrigeren CO₂-Emissionsfaktor führt, wie zum Beispiel bei der mitteldeutschen Braunkohle mit ihrem hohen Heizwert gut sichtbar. Auch hier bestehen Unterschiede innerhalb der Reviere: Die DEHSt nennt als (mittleren) Emissionsfaktor im Rheinland 0,410 Tonnen CO₂ je Megawattstunde (thermisch). Diese Angaben liegen nur für Reviere, nicht für einzelne Tagebaue vor. Berechnungen mit den Betriebsdaten der rheinischen Kraftwerke legen jedoch nahe, dass der Emissionsfaktor der Braunkohlen aus dem Tagebau Inden höher sein muss als im Rest des Reviers und bis zu 0,43 Tonnen CO₂ je Megawattstunde (thermisch) betragen könnte (zur Methode siehe Fußnote 106, S. 155).

Emissionsfaktoren und Heizwerte Rohbraunkohle

Tabelle A1-1

	Emissionsfaktor		Heizwert	
	kg CO ₂ /GJ	kg CO ₂ /MWh _{th}	GJ/t	MWh _{th} /t
Rheinland	114	410	9,1	2,5
Inden			7,9	2,2
Garzweiler			8,3	2,3
Hambach			9,7	2,7
Lausitz	113	407	8,5	2,4
Jänschwalde			8,4	2,3
Welzow-Süd			9,0	2,5
Nochten			8,65	2,4
Reichwalde			8,2	2,3
Mitteldeutschland	104	374	10,7	3,0
Gesamt	112	404	9,0	2,5

Zusammenstellung Öko-Institut. Emissionsfaktoren nach DEHSt, Heizwerte für die Reviere nach DEBRIV (2015), Heizwerte für die einzelnen Tagebaue des Rheinlands nach Muhammadieh (2007), Heizwerte für die einzelnen Tagebaue der Lausitz nach Braunkohleplänen, für Jänschwalde basierend auf Betreiberangaben von VEG (2014).

Anhang A2: Abraumbewegung und Kohlenförderung 1950 bis 2015

Abraumbewegung und Kohlenförderung in Deutschland, 1950 bis 2015

Tabelle A2-1

Jahr	Kohlen- förderung	Abraum- bewegung	Abraum-zu- Kohle-Verhältnis	Jahr	Kohlen- förderung	Abraum- bewegung	Abraum-zu- Kohle-Verhältnis		
	Mio. t	Mio. m ³	m ³ /t		Mio. t	Mio. m ³	m ³ /t		
1950	213	411	1,9	1955	291				
1951	234	In diesem Zeitraum liegen keine Daten für die neuen Bundesländer vor.		1956	301				
1952	242			1957	309				
1953	257			1958	308				
1954	270			1959	308				
1955	291			1960	322	838	2,6		
1956	301			In diesem Zeitraum liegen keine Daten für die neuen Bundesländer vor.		1961	334		
1957	309					1962	348		
1958	308					1963	361		
1959	308					1964	368		
1960	322					1965	353		
1961	334	1966	347						
1962	348	1967	339						
1963	361	1968	349						
1964	368	1969	362						
1965	353	1970	369			1.047	2,8		
1966	347	1973	365	1.203	3,3				
1967	339	1974	370	1.253	3,4				
1968	349	1975	370	1.294	3,5				
1969	362	1976	381	1.335	3,5				
1970	369	1.336	3,5	1977	377	1.322	3,5		
1973	365	1.425	3,7	1978	377	1.425	3,7		
1974	370	1.532	3,9	1979	387	1.532	3,9		
1975	370	1.560	3,9	1980	388	1.560	3,9		
1976	381	1.665	4,1	1981	397	1.665	4,1		
1977	377	1.740	4,3	1982	403	1.740	4,3		
1978	377	1.791	4,2	1983	402	1.791	4,2		
1979	387			1984	423				
1980	388								
1981	397								
1982	403								
1983	402								
1984	423								
				1985	433	1.860	4,3		
				1986	426	1.798	4,2		
				1987	418	1.730	4,1		
				1988	419	1.796	4,3		
				1989	411	1.780	4,3		
				1990	357	1.588	4,5		
				1991	279	1.250	4,5		
				1992	242	1.072	4,4		
				1993	222	1.124	5,1		
				1994	207	1.035	5,0		
				1995	193	968	5,0		
				1996	187	920	4,9		
				1997	177	863	4,9		
				1998	166	846	5,1		
				1999	161	862	5,3		
				2000	168	848	5,1		
				2001	175	886	5,1		
				2002	182	934	5,1		
				2003	179	926	5,2		
				2004	182	980	5,4		
				2005	178	962	5,4		
				2006	176	930	5,3		
				2007	180	970	5,4		
				2008	175	1.000	5,7		
				2009	170	935	5,5		
				2010	169	949	5,6		
				2011	177	942	5,3		
				2012	185	880	4,7		
				2013	183	905	4,9		
				2014	178	879	4,9		
				2015	178	888	5,0		

eigene Darstellung Öko-Institut nach Statistik der Kohlenwirtschaft, Tabelle 2, Tabelle 14, Berechnungen des Öko-Instituts

Anhang A3: Spezifische Emissionen der Braunkohlekraftwerke im Jahr 2015

A3.1 Methodik

Ziel dieses Anhangs ist es, die spezifischen CO₂-Emissionen der Stromerzeugung der Braunkohlekraftwerke darzustellen. Zur Ermittlung der spezifischen Emissionen werden zwei Parameter benötigt: Zum einen der Emissionsfaktor der Braunkohle (Kilogramm CO₂ pro Megawattstunde Wärmeenergie) und zum anderen der elektrische Nutzungsgrad der Braunkohlekraftwerke. Der elektrische Nutzungsgrad beschreibt den Anteil der Brennstoffenergie, der netto im Jahresdurchschnitt in nutzbaren elektrischen Strom umgewandelt wird. Er ist niedriger als der oft in der Literatur angegebene elektrische Wirkungsgrad, der nur bei voller Auslastung und optimalen Bedingungen erreicht wird (am Bestpunkt).

Der elektrische Nutzungsgrad ist ein wichtiger Indikator für die Bewertung der Effizienz der Stromerzeugung eines Kraftwerks. Außerdem ist zu berücksichtigen, dass viele Braunkohlekraftwerke auch Wärme auskoppeln. Entscheidend ist hier, wie der gesamte Brennstoffeinsatz in der Bilanzierung auf die Strom- und Wärmeproduktion aufgeteilt wird, wobei verschiedene Methoden angewendet werden können. Die folgenden Abschnitte widmen sich der Frage, welche elektrischen Nutzungsgrade die Braunkohlekraftwerke im realen Betrieb im Jahr 2015 erreicht haben und wie sich die Auskopplung von Fernwärme und Prozessdampf auf die spezifischen CO₂-Emissionen auswirkt.

Es wird sowohl ein Top-down-Ansatz als auch ein Bottom-up-Ansatz dargestellt. Verwendet werden stets Zahlen für 2015, weil alle Datenquellen für dieses Jahr vollständig vorliegen. Die Top-down-Ermittlung der Nutzungsgrade beruht auf der aggregierten Statistik des Statistischen Bundesamts.

Für die Bottom-up-Ermittlung wurden Daten zu Emissionen aus dem EU ETS⁹⁷ sowie zur Stromproduktion aus den Transparenzdaten der ENT-SO-E⁹⁸ und Zahlen zur Förderung der Braunkohle des DEBRIV miteinander verschnitten:

→ Die Wärmeproduktion wird über die kostenlos zugeteilten Emissionsberechtigungen im EU ETS abgeschätzt.⁹⁹

97 In den im Rahmen des Emissionshandels berichteten Emissionen sind auch die (prozessbedingten) CO₂-Emissionen der Rauchgasreinigung enthalten. Dies macht etwa 0,5 Prozent der Gesamtemissionen aus. Bei der Berechnung des Primärenergieeinsatzes wird keine Korrektur für die Emissionen der Rauchgasreinigung durchgeführt. Der errechnete Primärenergieeinsatz wird also leicht überschätzt. Gleichzeitig wird nicht berücksichtigt, dass für die Stützfeuerung oder im Rahmen einer Mitverbrennung auch Brennstoffe mit einem niedrigeren Emissionsfaktor verbrannt werden (Erdgas oder Biomasseanteile, wenn Restmüll mitverbrannt wird). In diesem Fall wird der Primärenergieeinsatz unterschätzt. Es wird davon ausgegangen, dass sich beide Effekte kompensieren.

98 ENTSO-E veröffentlicht blockscharfe Zahlen zur tatsächlichen Nettostromerzeugung in stündlicher Auflösung. Für 2015 stehen erstmals nahezu vollständige Datensätze zur Verfügung. Um die Jahresproduktion zu ermitteln, wurde zur Schließung einzelner Datenlücken der Mittelwert der Erzeugung des jeweiligen Blocks herangezogen. Im Durchschnitt lagen für 10 Prozent der Stunden keine Produktionsdaten vor. Beim Kraftwerk Schkopau muss beachtet werden, dass dort mit 110 Megawatt Bahnstrom erzeugt wird, der in den Zahlen zu Nennleistung und CO₂-Emissionen, nicht aber zur Stromerzeugung enthalten ist. Für beide Blöcke in Schkopau wurde die ermittelte Stromerzeugung um 14 Prozent ($110 / 790 = 14$ Prozent) erhöht, um alle Daten vergleichbar zu machen.

99 Basierend auf der Zuteilungsmenge 2014 wird eine kostenlose Zuteilung von 0,224 Emissionsberechtigungen je Megawattstunde erzeugter Wärme angesetzt. Zusätzlich wird unterstellt, dass maximal 65 Prozent der eingesetzten Brennstoffenergie als KWK-Wärme ausgekoppelt werden kann und dass alle Kraftwerke eine Zuteilung nach Wärme-Benchmark erhalten haben. Die Methode ist mit Unsicherheiten verbunden, aber die ermittelte Wärmemenge passt in der Summe gut zur Statistik.

- Der Brennstoffeinsatz wird über die bekannten Emissionsfaktoren der Braunkohle aus den verifizierten Emissionsdaten im EU ETS abgeschätzt.
- Die Braunkohlenfördermengen werden zur Plausibilitätsprüfung der Brennstoffeinsätze herangezogen.

Für große stromgeführte Anlagen mit einer Leistung über 200 Megawatt (Abschnitt A3.3) sind diese Datensätze relativ komplett, während für die kleineren KWK-Anlagen (Abschnitt A3.4) einige Schätzungen vorgenommen werden mussten. Verbleibende Datenlücken bei den kleinen Kraftwerken wurden so gefüllt, dass sich in der Gesamtsumme die top-down und bottom-up ermittelten Daten angleichen.

Aus den so ermittelten Nutzungsgraden können die spezifischen CO₂-Emissionen jedes einzelnen Kraftwerks pro Kilowattstunde erzeugtem Strom mit einer einfachen Rechnung ermittelt werden, da die Emissionsfaktoren der Braunkohle in den verschiedenen Revieren gut dokumentiert sind. In der Gesamtschau ergibt sich erstmals ein komplettes und statistisch sehr gut abgesichertes Bild der Strom- und Wärmeerzeugung der Braunkohlekraftwerke und der damit einhergehenden Emissionen.

A3.2 Überblick der Ergebnisse

Tabelle A3-1 stellt zum einen die aus der Statistik ermittelten elektrischen und thermischen Nutzungsgrade der Summe der Braunkohlekraftwerke für das Jahr 2015 dar. Im Durchschnitt wird für die Kondensationsstromerzeugung ein elektrischer Nutzungsgrad von 36 Prozent ermittelt, während für die Braunkohlen-KWK-Stromerzeugung nur elektrische Nutzungsgrade von 18 Prozent erreicht werden. In der Summe aus gekoppelter und ungekoppelter Stromerzeugung erreichen die Braunkohlekraftwerke einen elektrischen Nutzungsgrad von knapp 35 Prozent bezogen auf den gesamten Brennstoffeinsatz.¹⁰⁰ Insgesamt decken sich die top-down ermittelten Zahlen aus der Statistik des StBA gut mit den Zahlen, die bottom-up für die einzelnen Kraftwerke ermittelt wurden.

¹⁰⁰ Die aus der Statistik ermittelten, tatsächlichen elektrischen Nutzungsgrade der Braunkohlestromerzeugung liegen also deutlich unter den optimalen elektrischen Wirkungsgraden, die in der Literatur referiert werden (siehe Tabelle 3-1, S. 71).

Vergleich der aus der Energiestatistik (top-down) und aus Anlagendaten (bottom-up) vorliegenden Daten

Tabelle A3-1

		Brennstoffeinsatz	Stromproduktion	Wärmeproduktion	Elektrischer Nutzungsgrad	Thermischer Nutzungsgrad	Gesamt-Nutzungsgrad
		TWh	TWh	TWh	in % des Brennstoffeinsatzes		
Top-Down	Ungekoppelt	385,6	137,7	1,3	36	0	36
	KWK	29,5	5,3	18,0	18	61	79
	Summe	415,1	143,0	19,3	34,5	4,6	39,1
Bottom-up	Große Anlagen	383,2	138,1	5,2	36	1	37
	Kleine Anlagen	25,1	3,9	11,8	16	47	63
	Summe	408,3	142,0	17,0	34,8	4,2	38,9

StBA, EUTL, ENTSO-E, eigene Berechnungen und Schätzungen

A3.3 Nutzungsgrade der Kraftwerke über 200 Megawatt

Die elektrischen Nutzungsgrade und die Gesamtnutzungsgrade (das heißt inklusive der nutzbaren ausgekoppelten Wärme) der großen Kraftwerke sind in der Tabelle A3-2 dargestellt. Die Anlagen über 200 Megawatt erreichen im Durchschnitt elektrische Nutzungsgrade von 36 Prozent des gesamten Brennstoffeinsatzes. Da die Wärmeauskopplung für die stromgeführten Anlagen eher klein ist, ergeben sich im Mittel keine größeren Unterschiede zwischen der sogenannten finnischen Methode für die KWK-Bilanzierung (36,6 Prozent) und der Gutschriftenmethode (36,3 Prozent).¹⁰¹ Wie zu erwarten

ten war, bestehen große Unterschiede im Nutzungsgrad zwischen den ältesten Kraftwerken (31 Prozent in Frimmersdorf) und den effizienteren, die um die Jahrtausendwende errichtet worden sind (40 bis 41 Prozent in Lippendorf und Boxberg Werk IV).

Für die wenigen Kraftwerke mit einer vergleichsweise hohen Wärmeauskopplung (Schkopau und Schwarze Pumpe) ist es relevant, diese Wärmeauskopplung zu berücksichtigen, um die elektrischen Nutzungsgrade vergleichbar zu machen.¹⁰² Mit der Gutschriftenmethode werden so 36 Prozent (Schko-

101 Die Wärmeauskopplung beträgt bei fast allen Kraftwerken nur etwa ein Prozent bezogen auf den gesamten Brennstoffeinsatz. Ausnahmen sind Schwarze Pumpe (1,8 Terawattstunden beziehungsweise sechs Prozent des Brennstoffeinsatzes), Schkopau (1,3 Terawattstunden beziehungsweise neun Prozent) und Lippendorf (1 Terawattstunde beziehungsweise drei Prozent). Die

Wärmeerzeugung der kleinen KWK-Anlagen ist deutlich höher und beträgt bezogen auf den gesamten Brennstoffeinsatz der Anlagen bis zu zwei Drittel.

102 Ohne Berücksichtigung der Wärmeauskopplung betragen die elektrischen Nutzungsgrade (bezogen auf den gesamten Brennstoffeinsatz) dieser Anlagen nur 34 Prozent (Schkopau) und 37 Prozent (Schwarze Pumpe) und wären damit vergleichsweise gering und irreführend im Vergleich mit den Werten der anderen Kraftwerke.

Vergleich der elektrischen Nutzungsgrade nach verschiedenen Methoden

Tabelle A3-2

Kraftwerk	Nutzungsgrad elektr.	Wärmeauskopplung	Gesamtnutzungsgrad	Elektrischer Nutzungsgrad (KWK)	
				Aufteilungsmethode	
				Finnisch	Gutschrift
	eigene Berechnung				
	in % des Brennstoffeinsatzes				
Neurath	37%	0,0%	37%	37%	37%
Niederaußem	35%	0,2%	36%	35%	35%
Jänschwalde	35%	0,5%	35%	35%	35%
Weisweiler	34%	1,0%	35%	35%	35%
Lippendorf	40%	3,6%	43%	41%	41%
Schwarze Pumpe	37%	5,9%	42%	39%	38%
Boxberg Werk IV	40%	0,3%	40%	40%	40%
Boxberg Werk III	35%	0,3%	35%	35%	35%
Schkopau	34%	9,1%	43%	39%	36%
Frimmersdorf	31%	0,5%	31%	31%	31%
Buschhaus	34%	-0,0%	34%	34%	34%
Summe	36%	1,3%	37%	37%	36%

Zusammenstellung Öko-Institut nach von ENTSO-E, BNetzA, EUTL; DEHSt (2008); Berechnungen des Öko-Instituts

pau)¹⁰³ und 38 Prozent (Schwarze Pumpe) erzielt. Sie liegen damit deutlich über den ältesten, ineffizienten Kraftwerken, jedoch auch deutlich unter den effizientesten Blöcken in Lippendorf und Boxberg. Die Kraftwerke Schkopau und Schwarze Pumpe nehmen damit eine Mittelstellung ein.

Die spezifischen Emissionen dieser Kraftwerke (Tabelle A3-3) betragen im Durchschnitt etwa 1,1 Kilogramm CO₂ pro Kilowattstunde Strom (kg CO₂/kWh). Ob die Aufteilung des Brennstoffeinsatzes nach finnischer oder Gutschriftenmethode erfolgt, fällt in Bezug auf die spezifischen Emissionen der Stromerzeugung nicht ins Gewicht.¹⁰⁴ Die höchsten spezifischen Emissionen werden vom Kraftwerk Frimmersdorf verursacht (über 1,3 kg CO₂ pro kWh Strom), dicht gefolgt vom Kraftwerk Weisweiler (1,25 kg CO₂/kWh). Das Braunkohlekraftwerk mit den niedrigsten spezifischen Emissionen ist das Kraftwerk Lippendorf mit nur 0,9 kg CO₂/kWh (vergleichsweise hohe Wärmeauskopplung und niedriger Emissionsfaktor

für die mitteldeutsche Braunkohle). Boxberg Werk IV verursacht, trotz eines mit Lippendorf vergleichbaren Nutzungsgrades, wegen des höheren Emissionsfaktors der Lausitzer Braunkohle Emissionen von 1 kg CO₂/kWh Strom.

Für die Wärmeproduktion wirkt sich die Aufteilungsmethode jedoch erheblich aus: Wenn die finnische Methode genutzt wird, ergibt sich ein Emissionsfaktor für KWK-Wärme aus stromgeführten Braunkohlekraftwerken von 540 g CO₂/kWh Nutzwärme. Dieser Wert ist mehr als doppelt so hoch wie jener der alternativen Wärmeproduktion aus einem Erdgaskessel, der in der Gutschriftenmethode fest angesetzt wird (226 g CO₂/kWh Wärme). Zur Bewertung der spezifischen Emissionen der Stromerzeugung ist die Gutschriftenmethode angemessener, weil die finnische Methode einen unverhältnismäßig großen Anteil der Emissionen auf die Wärme verlagert, obwohl diese weniger emissionsintensiv erzeugt werden könnte.

103 VKR et al. (1998) gibt den elektrischen Wirkungsgrad nach eigenen Berechnungen für den Block A mit Prozessdampfauskopplung mit 36 Prozent (bezogen auf den gesamten Brennstoffeinsatz) und den elektrischen Wirkungsgrad für den Block B ohne Prozessdampfauskopplung mit 40 Prozent an (Bild 7 auf Seite 42 in Veba et. al 1998). Im Durchschnitt sollte das Kraftwerk Schkopau am Auslegungspunkt einen elektrischen Wirkungsgrad von 38 Prozent bezogen auf den gesamten Brennstoffeinsatz erreichen. Nach Bild 7 beträgt die Dampfauskopplung 6,7 Prozent der eingesetzten Brennstoffenergie. Bezogen auf die errechnete Feuerungswärmeleistung ergibt sich eine Leistung der Wärmeauskopplung von 150 Megawatt (thermisch). Mit 8.500 Vollbenutzungsstunden ergibt sich eine ausgekoppelte Energiemenge an Prozessdampf von 1,3 Terawattstunden. Der bei der Auslegung des Kraftwerks Schkopau angestrebte elektrische Wirkungsgrad von 38 Prozent im Auslegungspunkt (Mittelwert von 36 Prozent für Block A und 40 Prozent für Block B) wird also im realen Betrieb um als 4 Prozentpunkte verfehlt. Dies könnte auf einen hohen Teillastbetriebsanteil zurückzuführen sein.

104 1,10 kg CO₂/kWh unter Verwendung der finnischen Methode und 1,12 kg CO₂/kWh unter Verwendung der Gutschriften-Methode.

Die in Tabelle A3-3 dargestellten spezifischen Emission sind für ganze Kraftwerke angegeben, die in der Regel aus verschiedenen Blöcken bestehen. Für die meisten dargestellten Kraftwerke ist das unproblematisch, da die Altersunterschiede zwischen den Blöcken nicht groß sind. Das Kraftwerk Jämschwalde besteht zum Beispiel aus sechs weitgehend baugleichen Blöcken mit jeweils circa 500 Megawatt Leistung und vergleichbarer Effizienz. Die für das Gesamtkraftwerk ermittelten Werte können dann problemlos auf die einzelnen Blöcke übertragen werden. Differenziert werden muss hingegen bei den rheinländischen Kraftwerken Neurath, Niederaußem und Weisweiler, wo ein großer Altersunterschied zwischen den Blöcken besteht: Am Standort Neurath werden zum Beispiel zwei neuere Blöcke mit optimierter Anlagentechnik (BoA) und einer Leistung von 1.050 Megawatt, zwei ältere 600-Megawatt-Blöcke aus den 1970er-Jahren und drei 300-Megawatt-Blöcke aus den 1960er-Jahren betrieben. Die elektrischen Wirkungsgrade reichen von 32 Prozent bei den alten bis zu über 43 Prozent bei den neuen Blöcken (siehe Tabelle 3-1, S. 71).

Spezifische Emissionen der deutschen Braunkohlekraftwerke

Tabelle A3-3

Kraftwerk	Finnische Methode		Gutschriftenmethode	
	Strom	Wärme	Strom	Wärme
	kg CO ₂ /kWh		kg CO ₂ /kWh	
Neurath	1,09	0,53	1,09	0,23
Niederaußem	1,14	0,56	1,15	0,23
Jänschwalde	1,16	0,57	1,17	0,23
Weisweiler	1,24	0,60	1,25	0,23
Lippendorf	0,90	0,44	0,92	0,23
Schwarze Pumpe	1,03	0,50	1,08	0,23
Boxberg Werk IV	1,01	0,49	1,01	0,23
Boxberg Werk III	1,16	0,56	1,16	0,23
Schkopau	0,97	0,47	1,03	0,23
Frimmersdorf	1,31	0,64	1,32	0,23
Buschhaus	1,04	0,50	1,04	0,23
Summe	1,10	0,54	1,12	0,23

Zusammenstellung Öko-Institut nach von ENTSO-E, BNetzA, EUTL; DEHSt (2008); Berechnungen des Öko-Instituts

Um die Effizienz einzelner Blöcke abzuschätzen, müssen einige Annahmen getroffen werden, da auf Blockebene zwar Daten zur Stromerzeugung, nicht aber zu den Emissionen zur Verfügung stehen: Zunächst wird für die neueren Blöcke ein effektiver Nutzungsgrad von 42 Prozent angesetzt.¹⁰⁵ Zweitens wird angenommen, dass die Blöcke der 600-Megawatt-Klasse etwa den elektrischen Nutzungsgrad des etwas neueren Kraftwerks Jänschwalde (35 Prozent) erreichen. Mit diesen Annahmen ergibt sich aus den verbleibenden Emissionen eine Effizienz der 300-Megawatt-Blöcke in Niederaußem und Neurath von circa 33 Prozent. In Weisweiler ergibt diese Methode zusätzlich, dass der Emissionsfaktor der verwendeten Kohle aus dem Tagebau Inden höher sein muss als in den restlichen Tagebauen des Rheinlandes, damit die Daten zueinander konsistent sind.¹⁰⁶

¹⁰⁵ Entspricht bei einem elektrischen Wirkungsgrad von 43,7 Prozent am Bestpunkt einem Abschlag von 4 Prozent.

¹⁰⁶ Die DEHSt nennt als Emissionsfaktor für das Rheinland 0,410 Tonnen CO₂/MWh_{th}. Mit diesem Wert ergäbe sich aus den Emissionen des Kraftwerks Weisweiler ein Brennstoffeinsatz von 44,2 Terawattstunden und, sofern

Damit ergeben sich konsistente elektrische Nutzungsgrade über die drei Kraftwerke hinweg, was die

für die 600-Megawatt-Blöcke Nutzungsgrade von 35 Prozent angenommen werden, ein unwahrscheinlich niedriger Wirkungsgrad von unter 30 Prozent für die älteren 300-Megawatt-Blöcke. Da der Tagebau Inden ausschließlich das Kraftwerk Weisweiler versorgt, können in einer Gegenrechnung unter Ansatz des Heizwertes von 7.900 Kilojoule je Kilogramm (Muhammadiyah 2007, S. 5) aus der Braunkohlenförderung des Tagebaus Inden ein erheblich niedrigerer Brennstoffeinsatz von 41,8 Terawattstunden und wesentlich plausible Wirkungsgrade (34 Prozent insgesamt und 33 Prozent für die 300-Megawatt-Blöcke) ermittelt werden. Damit muss für die Indener Kohle ein leicht höherer Emissionsfaktor von 0,434 Tonnen CO₂/MWh_{th} angesetzt werden, der in Anbetracht des geringeren Energiegehalts gegenüber der Kohle in Hambach und Garzweiler II (9.700 beziehungsweise 8.300 Kilojoule je Kilogramm) nicht überraschend ist. Unter der Annahme, dass der von der DEHSt genannte Wert ein Mittelwert ist und der Tagebau Inden gemäß der Statistik der Kohlenwirtschaft e. V. 20 Prozent der Förderung im Rheinland ausmacht, wurde der Emissionsfaktor für die in den anderen rheinländischen Kraftwerken eingesetzte Braunkohle für diese Differenzierung mit 0,406 Tonnen CO₂/MWh_{th} entsprechend geringer angesetzt.

Abschätzung der elektrischen Nutzungsgrade der Kraftwerksblöcke im Rheinland

Tabelle A3-4

	Emissionsfaktor (Kohle)	Stromerzeugung (2015)	CO ₂ -Emissionen (2015)	Brennstoffeinsatz	Nutzungsgrad elektr.
	t CO ₂ /MWh _{th}	TWh _{el}	Mio. t	TWh _{th}	%
Kraftwerk Neurath	0,41	29,3	32,1	78,2	37
300 MW	–	6,4	7,9	19,2	33
600 MW	–	9,0	10,6	25,8	35
1000 MW	–	13,9	13,6	33,2	42
Kraftwerk Niederaußem	0,41	23,8	27,3	66,7	36
300 MW	–	8,7	10,8	26,4	33
600 MW	–	8,9	10,5	25,6	35
1000 MW	–	6,2	6,0	14,7	42
Kraftwerk Weisweiler	0,43	14,4	18,1	41,8	34
300 MW	–	5,3	7,0	16,2	33
600 MW	–	9,0	11,1	25,6	35

Zusammenstellung Öko-Institut nach von ENTSO-E, BNetzA, EUTL, Statistik der Kohlenwirtschaft ; DEHSt (2008); Berechnung des Öko-Instituts

Annahmen plausibel erscheinen lässt. Auffällig ist, dass die elektrischen Nutzungsgrade der 600-Megawatt-Blöcke im Rheinland in ihrer Effizienz tatsächlich mit den 500-Megawatt-Blöcken in der Lausitz vergleichbar sein müssen, obwohl Erstere etwa zehn Jahre früher in Betrieb gegangen sind. Ein alternativer Ansatz ginge davon aus, dass die 300-Megawatt-Blöcke etwa das Niveau des Kraftwerks Frimmersdorf (31 Prozent) erreichen. In diesem Fall ergäbe sich aber für die 600-Megawatt-Blöcke ein eher hoch erscheinender elektrischer Nutzungsgrad von 36 bis 37 Prozent.

A3.4 Nutzungsgrade der KWK-Anlagen unter 200 Megawatt

Tabelle A3-5 zeigt zunächst eine Übersicht über kleinere Braunkohlekraftwerke (unter 200 Megawatt elektrischer Leistung) in Deutschland. Die installierte Leistung beträgt in Summe etwa 1,2 Gigawatt, das sind etwa fünf Prozent der gesamten in Deutschland installierten Braunkohlekraftwerksleistung.

Im Jahr 2008 betragen die Emissionen dieser kleinen Anlagen noch 12 Millionen Tonnen CO₂, bis zum Jahr

2015 waren die Emissionen auf 10 Millionen Tonnen CO₂ gesunken. Davon entfallen etwa 50 Prozent auf das Rheinland, 30 Prozent auf Mitteldeutschland und etwa 20 Prozent auf die Lausitz. Bis zum Jahr 2021 werden die Emissionen aufgrund von Stilllegungen weiter zurückgehen (hauptsächlich in Rheinland und Lausitz) und betragen dann nur noch 7 Millionen Tonnen – über 40 Prozent weniger als 2008 –, wenn die Emissionen der verbleibenden Kraftwerke sich nicht verändern. Hintergrund der Stilllegungen sind die hohen Kosten: Kleinere Anlagen haben zunächst höhere Fixkosten als größere Anlagen, außerdem werden niedrigere elektrische Nutzungsgrade erreicht, was zu höheren Betriebskosten führt.

Tabelle A3-6 fasst die verfügbaren Indikatoren für die einzelnen kleineren KWK-Anlagen zusammen. Wegen der schlechteren Datenlage, verglichen mit den Großkraftwerken (vor allem bei der Stromerzeugung, aber auch bei der Emissionszuteilung), wurden die elektrischen Nutzungsgrade durch eine Reihe von Querrechnungen und Schätzungen ermittelt:

Übersicht kleiner Braunkohlekraftwerke

Tabelle A3-5

Name der Anlage (EUTL)	Leistung	Emissionen			Anmerkung	Revier	Stilllegung bis 2020
		2008	2015	2021			
	MW _{el}	Mio. t CO ₂					
Industriekraftwerk Frechen	118	1,6	1,5	1,5	Industrie	Rheinland	bis 2017 2015 / 2020
HKW Klingenberg	164	1,5	1,3	–	F-Wärme	Lausitz	
Kraftwerk Goldenberg*	151	1,5	1,2	–	Industrie	Rheinland	
Industriekraftwerk Berrenrath	52	1,0	1,0	1,0	Industrie	Rheinland	
Chemnitz Nord II	148	1,0	0,9	0,9	F-Wärme	MD	
Kraftwerk Deuben	67	0,9	0,9	0,9	Eigenverb.	MD	
Energiezentrale 3	18	0,4	0,4	0,4	Industrie	MD	
Heizkraftwerk Merkenich	75	0,8	0,5	0,5	F-Wärme	Rheinland	
Schmierstoffraffinerie Amsdorf	49	0,5	0,5	0,5	Industrie	MD	
Herdfenanlage Fortuna-Nord	15	0,4	0,4	0,4	Industrie	Rheinland	
Kraftwerk Wähilitz	31	0,3	0,3	0,3	Eigenverb.	MD	
HKW Cottbus Gesamtanlage	74	0,5	0,3	0,3	F-Wärme	Lausitz	
Martinswerk	10	-0,0	0,2	0,2	Industrie	Rheinland	
HKW Duisburg	28	0,3	0,2	0,2	F-Wärme	Rheinland	
HKW Frankfurt (Oder)	45	0,2	0,2	0,2	F-Wärme	Lausitz	
HKW Dessau	49	0,2	0,2	–	F-Wärme	MD	2018
Kassel (FKK)	34	0,2	0,1	0,1	F-Wärme		
Mummsdorf	60	0,9	–	–	Eigenverb.	MD	2013
Summe**	1.186	12,1	10,0	7,4			
davon Rheinland	449	5,7	5,0	3,8			
davon Mitteldeutschland (MD)	421	4,2	3,1	3,0			
davon Lausitz	283	2,1	1,7	0,4			

* Ende 2015 wurde die ungekoppelte Stromerzeugung des Kraftwerks Goldenberg eingestellt. Das Kraftwerk wird aber weiterhin zur Prozessdampfproduktion eingesetzt. Der Wärmeliefervertrag mit einer benachbarten Papierfabrik läuft aktuell bis Ende 2020. Deshalb wurde hier unterstellt, dass das Kraftwerk 2020 komplett stillgelegt ist.

** Nicht in der Tabelle enthalten ist eine Anzahl sehr kleiner Anlagen (vor allem in Zucker- und Papierfabriken) mit zusammen circa 100 Megawatt Nennleistung, deren Berücksichtigung das Gesamtbild nicht nennenswert verändern würde.

Zusammenstellung Öko-Institut nach EUTL, BNetzA

→ Wo Daten zur Stromerzeugung von ENTSO-E vorliegen (Frechen, Goldenberg¹⁰⁷, Klingenberg), kann

107 Für das Kraftwerk Goldenberg liegen nur für das erste Halbjahr 2015 Produktionsdaten vor, hier betrug die durchschnittliche Stromeinspeisung 97 Megawatt. Im Juni 2015 wurde die ungekoppelte Stromerzeugung mit 110 Megawatt eingestellt, sodass die Leistung unter 100 Megawatt fiel und die Stromerzeugung nicht mehr veröffentlicht wird. Es wurde unterstellt, dass die verbleibende Kraftwerksteil in der zweiten Jahreshälfte in KWK mit einer elektrischen Leistung von 40 Megawatt

wie bei den Großkraftwerken vorgegangen werden. Diese drei Anlagen machten im Jahr 2015 etwa 45 Prozent der Emissionen der kleinen KWK-Anlagen aus und erreichen nur elektrische Nutzungsgrade von 15 Prozent (Frechen und Klingenberg)

und einer Verfügbarkeit von 80 Prozent betrieben wurde. Somit ergibt sich ein elektrischer Wirkungsgrad von 19 Prozent im Jahresdurchschnitt. Es ist zu vermuten, dass der elektrische Wirkungsgrad für das Jahr 2016 niedriger sein wird, weil der Anteil der Wärmeproduktion bezogen auf die Gesamtanlage zunimmt.

beziehungsweise 19 Prozent (Goldenberg) bezogen auf den gesamten Brennstoffeinsatz. Im Grundsatz bestätigen sich also die Angaben zu den schlechten elektrischen Nutzungsgraden kleiner KWK-Anlagen (von nur 18 Prozent), die in Tabelle A3-2 auf Basis der Daten des Statistischen Bundesamtes angegeben werden.

→ Die Nutzungsgrade der übrigen Kraftwerke wurden mithilfe der empirisch gesicherten Ergebnisse für Frechen und Goldenberg so abgeschätzt. Für Anlagen mit hoher Wärmeauskopplung wurde dabei der elektrische Nutzungsgrad von Frechen angesetzt (15 Prozent), für Anlagen mit niedriger Wärmeaus-

kopplung wurde der elektrische Nutzungsgrad von Goldenberg unterstellt.

→ Für das Martinswerk, Fortuna-Nord und die Bioethanolanlage in Zeitz („Energiezentrale 3“) wurde der elektrische Nutzungsgrad so angepasst, dass ein Gesamtnutzungsgrad von 80 Prozent erreicht wird.

Der Gesamtnutzungsgrad der Anlagen ergibt sich dann als Summe des elektrischen Nutzungsgrads und der bekannten Wärmeauskopplung.

Insgesamt ist die Datenlage bei den kleinen KWK-Anlagen zwar schlechter, womit die Ergebnisse

Emissionen, Produktionsdaten und Ermittlung Leistungswerte für kleine KWK

Tabelle A3-6

Kraftwerk	Emissionen 2015	Elektrischer Nutzungsgrad	Wärmeauskopplung	Gesamtnutzungsgrad	Elektrischer Nutzungsgrad (KWK)	
	EUTL	eigene Berechnung			Aufteilungsmethode:	
	Mio. t CO ₂	in % des Brennstoffeinsatzes			Finnisch	Gutschrift
Frechen	1,5	15%	40%	55%	35%	20%
HKW Klingenberg	1,3	15%	68%	83%	48%	23%
Goldenberg	1,2	19%	32%	52%	35%	24%
Berrenrath	1,0	15%	24%	39%	27%	17%
Chemnitz Nord II	0,9	28%	40%	68%	47%	37%
Deuben	0,9	19%	11%	30%	24%	20%
Energiezentrale 3	0,4	12%	68%	80%	45%	20%
Merkenich	0,5	25%	47%	72%	48%	34%
Amsdorf	0,5	15%	43%	58%	36%	20%
Fortuna-Nord	0,4	12%	68%	80%	45%	19%
Wähilitz	0,3	19%	17%	36%	27%	21%
HKW Cottbus	0,3	33%	38%	72%	52%	42%
Martinswerk	0,2	12%	68%	80%	45%	19%
HKW Duisburg	0,2	15%	68%	83%	48%	24%
Frankfurt (Oder)	0,2	15%	68%	83%	48%	24%
HKW Dessau	0,2	15%	68%	83%	48%	25%
Kassel	0,1	15%	54%	69%	41%	22%
Summe	10,0	18%	43%	61%	37%	24%

eigene Darstellung Öko-Institut nach BNetzA, ENTSO-E, EUTL, Berechnungen des Öko-Instituts

unsicherer sind als bei den Großkraftwerken, aber die gute Übereinstimmung der Bottom-up-Ergebnisse (18 Prozent elektrischer Nutzungsgrad) mit den Zahlen der KWK-Statistik (ebenfalls 18 Prozent elektrischer Nutzungsgrad, siehe Tabelle A3-2) bekräftigt die Plausibilität der getroffenen Annahmen. Auch bei eingeschränkter Genauigkeit ist erkennbar, dass der elektrische Nutzungsgrad der kleinen KWK-Anlagen grundsätzlich sehr niedrig ist. Damit dominiert bei vielen industriellen Braunkohlen-KWK-Kraftwerken die Wärmeproduktion.¹⁰⁸ Die Stromerzeugung der kleineren KWK-Anlagen ist durchweg weniger effizient als in den stromgeführten Großkraftwerken.¹⁰⁹

A3.5 Fazit

Bezüglich der Einordnung der Effizienz und der spezifischen Emissionen der deutschen Braunkohlekraftwerke konnten die folgenden Parameter ermittelt werden:

→ Die kleinen KWK-Anlagen dienen überwiegend der Wärmeerzeugung. Die installierte Leistung dieser Anlagen beträgt etwa ein Gigawatt. Die elektrischen Nutzungsgrade dieser Anlagen sind sehr niedrig. Die Aufteilung der CO₂-Emissionen auf Strom- und Wärme spielt also eine große Rolle für die Ermittlung der spezifischen Emissionen. Wenn unterstellt wird, dass die Wärme alternativ mit einem Erdgaskessel bereitgestellt worden wäre,

ergeben sich sehr hohe spezifische Emissionen für die kleinen KWK-Anlagen (1,9 kg CO₂/kWh).

- Die Kondensationskraftwerke mit den höchsten spezifischen Emissionen (1,2 bis 1,3 kg CO₂/kWh) sind die 300-Megawatt-Blöcke im Rheinland. Von den elf dieser Kraftwerksblöcke, die noch in Betrieb sind, werden fünf bis zum Jahr 2020 im Rahmen der Braunkohlen-Sicherheitsbereitschaft stillgelegt. Dann beträgt die installierte Leistung der noch verbleibenden Blöcke etwa 1,8 Gigawatt.
- Für die 600-Megawatt-Blöcke in Weisweiler, Neurath und Niederaußem und die 500-Megawatt-Blöcke in Jänschwalde und Boxberg konnten vergleichbare spezifische Emissionen von 1,2 kg CO₂/kWh ermittelt werden (elektrischer Nutzungsgrad von circa 35 Prozent). Die installierte Leistung dieser Gruppe beträgt 7,4 Gigawatt. Davon werden 0,9 Gigawatt bis 2020 stillgelegt.
- Die stromgeführten Kraftwerke mit der höchsten Wärmeauskopplung sind die Kraftwerke Schkopau und Schwarze Pumpe (zusammen 2,4 Gigawatt elektrische Leistung). Die spezifischen Emissionen betragen 1 bis 1,1 kg CO₂/kWh.
- Die ab der Jahrtausendwende neu errichteten Kraftwerksblöcke (Lippendorf, Boxberg Werk IV, BoA 1-3) erreichen die höchsten elektrischen Nutzungsgrade (über 40 Prozent) und die geringsten spezifischen Emissionen (0,9 bis 1,0 kg CO₂/kWh). Ihre installierte Leistung beträgt 6,6 Gigawatt.

Abbildung A3-1 zeigt den Überblick der spezifischen Emissionen der Braunkohlekraftwerke, die nach 2020 noch in Betrieb sein werden. Tabelle A3-7 zeigt die ermittelten elektrischen Nutzungsgrade und spezifischen Emissionen im Detail.

108 Im Vergleich zu den anderen Anlagen fällt auf, dass die Kraftwerke Deuben und Wählyitz wenig Wärme auskoppeln. Diese Anlagen werden von der MIBRAG hauptsächlich für die Eigenstromversorgung der Tagebaue Profen und Vereinigtes Schleenhain betrieben.

109 Teilt man die Brennstoffeinsätze beziehungsweise die Emissionen auf die Strom- und Wärmeproduktion auf, so ergeben sich unter Nutzung der Gutschriftenmethode elektrische Nutzungsgrade von nur 21 Prozent bezogen auf den Brennstoffeinsatz, der auf die Stromproduktion entfällt. Dies führt zu hohen spezifischen Emissionen von knapp 1,9 kg CO₂/kWh Strom (Gutschriftenmethode). Auch mit der finnischen Methode werden vergleichsweise hohe spezifische Emissionen von 1,1 kg CO₂/kWh Strom erreicht.

Spezifische Emissionen und elektrische Nutzungsgrade der Braunkohlekraftwerke im Überblick (Gutschriftenmethode)

Tabelle A3-7

	Inbetriebnahme	Installierte Leistung	Region	Stilllegung*	Inhaber	Elektrischer Nutzungsgrad	Spezifische Emissionen
		MW _{el}				%	kg CO ₂ /kWh
Anlagen < 200 MW		1.000			Verschiedene	24	1,705
Frimmersdorf Q	1970	278	West	x	RWE	31	1,317
Frimmersdorf P	1966	284	West	x	RWE	31	1,317
Weisweiler F	1967	304	West		RWE	33	1,315
Weisweiler E	1965	312	West		RWE	33	1,315
Neurath C	1973	292	West	x	RWE	33	1,238
Neurath B	1972	288	West		RWE	33	1,238
Neurath A	1972	277	West		RWE	33	1,238
Niederaußem F	1971	299	West	x	RWE	33	1,237
Niederaußem E	1970	295	West	x	RWE	33	1,237
Niederaußem D	1968	297	West		RWE	33	1,237
Niederaußem C	1965	294	West		RWE	33	1,237
Weisweiler H	1975	592	West		RWE	35	1,230
Weisweiler G	1974	592	West		RWE	35	1,230
Neurath E	1976	604	West		RWE	35	1,181
Neurath D	1975	607	West		RWE	35	1,181
Niederaußem G	1974	653	West		RWE	35	1,181
Niederaußem H	1974	648	West		RWE	35	1,181
Jänschwalde F	1989	465	Ost	x	LEAG	35	1,169
Jänschwalde E	1987	465	Ost	x	LEAG	35	1,169
Jänschwalde D	1985	465	Ost		LEAG	35	1,169
Jänschwalde C	1984	465	Ost		LEAG	35	1,169
Jänschwalde B	1982	465	Ost		LEAG	35	1,169
Jänschwalde A	1981	465	Ost		LEAG	35	1,169
Boxberg P	1980	465	Ost		LEAG	35	1,162
Boxberg N	1979	465	Ost		LEAG	35	1,162
Schwarze Pumpe B	1998	750	Ost		LEAG	38	1,077
Schwarze Pumpe A	1997	750	Ost		LEAG	38	1,077
Buschhaus D	1985	352	Ost	x	Mibrag	34	1,036
Schkopau A	1996	450	Ost		Uniper/LEAG **	36	1,033
Schkopau B	1996	450	Ost		Uniper/LEAG **	36	1,033
Boxberg R	2013	640	Ost		LEAG	40	1,010
Boxberg Q	2000	857	Ost		LEAG	40	1,010
Niederaußem K (BoA 1)	2002	944	West		RWE	42	0,976
Neurath F (BoA 2)	2012	1.050	West		RWE	42	0,976
Neurath G (BoA 3)	2012	1.050	West		RWE	42	0,976
Lippendorf R	2000	875	Ost		LEAG	41	0,923
Lippendorf S	1999	875	Ost		EnBW	41	0,923

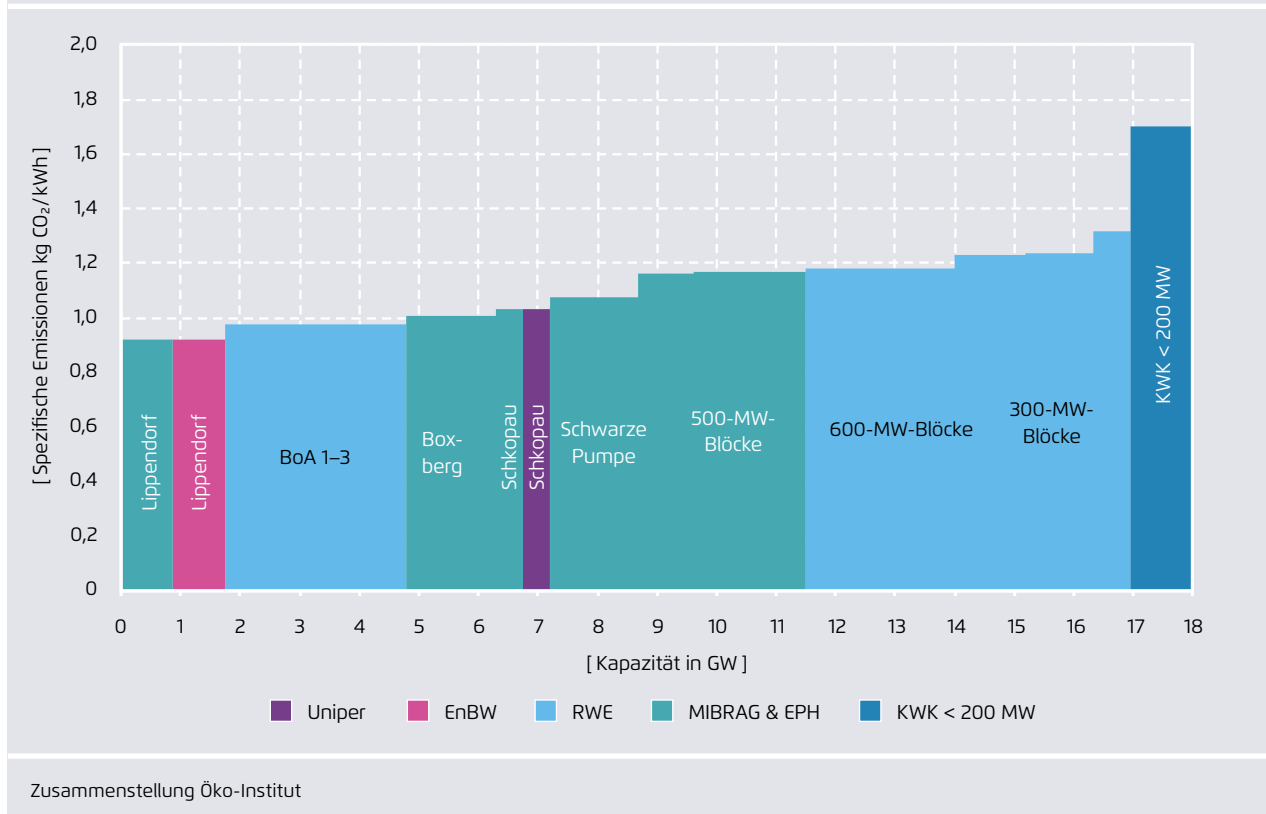
* im Rahmen der Braunkohlesicherheitsbereitschaft bis 2020

** Durch den Abschluss eines Strombezugsvertrag trägt die LEAG den Großteil des unternehmerischen Risikos.

Für die Berechnung der spezifischen Emissionen wurden differenzierte Emissionsfaktoren verwendet (Anhang A1).
Zusammenstellung Öko-Institut

Spezifische Emissionen der Braunkohlekraftwerke im Überblick (Gutschriftenmethode)

Abbildung A3-1



Anhang A4: Ermittlung des Wirtschaftlichkeits- indikators LignIX

In der Praxis der Strommarktaktivitäten bilden die erzielbaren Deckungsbeiträge der Stromerzeugung auf die Fixkosten der Kraftwerke beziehungsweise der angeschlossenen Tagebaue die wichtigste Ziel- und Entscheidungsgröße.

Deckungsbeiträge werden dabei ganz allgemein als die Differenz zwischen den Erträgen und den kurzfristigen Grenzkosten des Anlagenbetriebes definiert:

$$D = G \cdot p - G \cdot k$$

mit

D Deckungsbeitrag

G Güterproduktion

p auf dem Markt erzielbarer Preis

k kurzfristige Grenzkosten der Produktion

Auf Grundlage der Ergebnisse für den Deckungsbeitrag fallen Produktions- und Investitionsentscheidungen:

- Eine Anlage wird nur betrieben, wenn Deckungsbeiträge ausreichen, um die nicht vermeidbaren Fixkosten des Kraftwerks und gegebenenfalls des angeschlossenen Tagebaus zu erwirtschaften.
- Die Investition in eine Anlage wird nur getätigt, wenn mit den Deckungsbeiträgen auch fixe Betriebskosten sowie die Investitionskosten erwirtschaftet werden können.

Zumindest in der stromwirtschaftlichen Praxis bilden die Deckungsbeiträge für die Stromerzeugung, hier bezeichnet als *Spark Spread* (für die Stromerzeugung auf Erdgasbasis) beziehungsweise *Dark Spread* (für die Stromerzeugung auf Kohlenbasis), die zentrale wirtschaftliche Bewertungsgröße:

$$s = p_{el} - \frac{1}{\eta_{el}} p_f - c_v$$

mit

s	(Spark/Dark) Spread
p_{el}	erzielbarer Strompreis
η_{el}	Nutzungsgrad der Anlage
p_f	Preis des benötigten Brennstoffs
c_v	sonstige variable Betriebskosten

Positive Deckungsbeiträge für die Stromerzeugung werden damit nur dann erzielt, wenn die spezifischen Erträge für die Stromerzeugung auf dem jeweils relevanten Markt größer sind als die bei der Stromerzeugung entstehenden Brennstoffkosten (als wesentliche Determinante der kurzfristigen Grenzkosten).

Seitdem am 1. Januar 2005 das EU-Emissionshandelssystem eingeführt wurde, sind für die Deckungsbeiträge auch die CO₂-Kosten der Produktion zu berücksichtigen. Die so ermittelten Deckungsbeiträge werden in der Stromwirtschaft als *Green Spark Spread* (für die Stromerzeugung auf Erdgasbasis) beziehungsweise *Clean Dark Spread* (Stromerzeugung auf Kohlenbasis) bezeichnet und wie folgt ermittelt:

$$s^{cl} = p_{el} - \frac{1}{\eta_{el}} (p_f + e \cdot p_{CO_2}) - c_v$$

mit

s^{cl}	Green/Clean (Spark/Dark) Spread
p_{el}	erzielbarer Strompreis
η_{el}	elektrischer Nutzungsgrad der Anlage
p_f	Preis des benötigten Brennstoffs
e	spezifische CO ₂ -Emissionen des Brennstoffs
p_{CO_2}	Preis für CO ₂ -Emissionsberechtigungen
c_v	sonstige variable Betriebskosten

Der so spezifisch für ein Braunkohlekraftwerk ermittelte Deckungsbeitrag auf die Fixkosten des Kraftwerks und des zugehörigen Braunkohletagebaus wird als LignIX (LigniteIndeX) bezeichnet.

$$\text{LignIX} = s^{cl} = p_{el} - \frac{1}{\eta_{el}} (p_f + e \cdot p_{CO_2}) - c_v$$

mit

s^{cl}	Clean Dark Spread für das Braunkohlekraftwerk
p_{el}	erzielbarer Strompreis
η_{el}	elektrischer Nutzungsgrad der Anlage
p_f	Preis des benötigten Brennstoffs
e	spezifische CO ₂ -Emissionen des Brennstoffs
p_{CO_2}	Preis für CO ₂ -Emissionsberechtigungen
c_v	sonstige variable Betriebskosten

Die zur Ermittlung des Indikators notwendigen Daten zum Marktumfeld werden von den verschiedenen Energiebörsen umfangreich zur Verfügung gestellt. Ermittelt wird der LignIX auf Basis der folgenden Marktdaten der European Energy Exchange (EEX):

- Für den erzielbaren Strompreis p_{el} wird der Börsenpreis für die Terminlieferung von Strom für alle Stunden des jeweils folgenden Kalenderjahres (Base-Lieferung) angesetzt, um den Sachverhalt zu reflektieren, dass die Stromerzeugung von Braunkohlekraftwerken ganz überwiegend über Terminlieferverträge vermarktet wird und damit die Einkommenssituation der Anlagen über einen entsprechenden Terminkontrakt relativ robust abgebildet werden kann¹¹⁰;
- Für den Preis der Emissionszertifikate p_{CO_2} wird der Börsenpreis für die Terminlieferung einer Emissionsberechtigung des EU-Emissionshandelssystems für den Dezember des jeweils nächsten Kalenderjahrs angesetzt (damit wird der Absicherungsbedarf für die entsprechenden Stromlieferverträge gespiegelt).

110 In der Realität erfolgt die Vermarktung der Stromerzeugung auf Termin über komplexer strukturierte Produkte (unter Einbeziehung von Monatslieferverträgen sowie auch über den Zeitraum von einem Jahr hinaus). Für die mit dem Indikator LignIX verfolgten Erkenntniszwecke ist aber der Bezug auf ein einfaches Terminlieferungsprodukt ausreichend und sinnvoll.

Neben der Ermittlung des LignIX für die historischen Werte erfolgt jeweils auch ein Ausblick für die kommenden Jahre, der wiederum auf Daten der Energiebörse EEX abstellt:

- der Börsenpreis für die Terminlieferung von Strom für alle Stunden der jeweils folgenden drei Kalenderjahre; damit wird der Zeithorizont abgedeckt, in dem die Liquidität des Marktes belastbare Aussagen zur Vorausschau zulässt;
- der Börsenpreis für die Terminlieferung eines CO₂-Zertifikats (EUA) für den Dezember der jeweils folgenden drei Kalenderjahre (wiederum zur Spiegelung des Absicherungsbedarfs).

Neben diesen Marktumfelddaten werden die folgenden wirtschaftlichen Kenngrößen für die variablen Betriebskosten in Ansatz gebracht:

- kurzfristige Verrechnungspreise für den Braunkohleneinsatz p_f in Höhe von 1,5 Euro je Megawattstunde (thermisch bezogen auf den Energiegehalt);
- weitere Betriebskosten für Betriebs- und Hilfsstoffe p_v in Höhe von 2 Euro je Megawattstunde (elektrisch);
- ein CO₂-Emissionsfaktor e von 407 Kilogramm CO₂ je Megawattstunde Energiegehalt des Brennstoffs Rohbraunkohle.

Um mit dem Wirtschaftlichkeitsindikator LignIX eine sinnvolle Bandbreite der Kraftwerksflotte abzudecken, wird der Indikator für zwei typische Klassen von Braunkohlekraftwerken berechnet:

- ein Braunkohlekraftwerksblock mit einem Nutzungsgrad von 35 Prozent, dies entspricht der 500- und 600-Megawatt-Klasse, die im Zeitraum 1974 bis 1989 in Betrieb genommen worden sind;
- ein Braunkohlekraftwerksblock mit einem Nutzungsgrad von 42 Prozent, dies entspricht den ab 1999 in Betrieb genommenen neueren Braunkohlekraftwerken (BoA 1-3, Lippendorf, Boxberg Q&R);
- durchschnittliche Jahresbetriebszeiten von 7.000 Vollbenutzungstunden.

Aus diesen Daten kann der Deckungsbeitrag für die fixen Kosten des Kraftwerke und des beliefernden Tagebaus (*Clean Dark Spread*) beziehungsweise der Wirtschaftlichkeitsindikator LignIX ermittelt werden. Für die älteren Braunkohlekraftwerke wird der Indikator mit LignIX35 und für die neueren Blöcke mit LignIX42 bezeichnet.

Literaturverzeichnis

Literatur

Aachener Nachrichten (2016): RWE wird weiterhin die Fernwärme nach Aachen liefern. 07.12.2016.

Online verfügbar:

www.aachener-nachrichten.de/lokales/aachen/rwe-wird-weiterhin-die-fernwaerme-nach-aachen-liefern-1.1508120;

letzter Abruf am 20.01.2017.

Bähr, J. et al. (Hg.) (2008): Der Flick-Konzern im Dritten Reich. München: Oldenbourg. Online verfügbar:

sub-hh.ciando.com/book/?bok_id=15416;

letzter Abruf am 14.04.2017.

Balcombe et al. (2015): Methane and CO₂ Emissions from the Natural Gas Supply Chain. An Evidence Assessment. London: Imperial College London/Sustainable Gas Institute. Online verfügbar:

www.sustainablegasinstitute.org/wp-content/uploads/2015/09/Capture.png;

letzter Abruf am 13.04.2017.

Bergs, S. (2006): Rückstellungen im Braunkohletagebau. Auswirkungen der Verpflichtung zur Wiedernutzbarmachung der Oberfläche nach BBergG. Wiesbaden: Deutscher Universitätsverlag.

Bezirksregierung Arnsberg (2012): Braunkohletagebau Inden: Restsee statt Verfüllung. Rahmenbetriebsplanänderung.

Bezirksregierung Köln (1995): Braunkohlenplan Garzweiler II. Textliche Darstellung und Erläuterungsbericht. Köln:

Bezirksregierung Köln (2011): Braunkohlenplan Umsiedlung Mannheim. Textliche Darstellung und Erläuterungsbericht.

Bezirksregierung Köln (2013): Braunkohleplan Umsiedlung Morschenich. Textliche Darstellung und Erläuterungsbericht.

BGMB – Bezirksgruppe Mitteldeutscher Braunkohlenbergbau der Wirtschaftsgruppe Bergbau & DE-BRIV – Deutscher Braunkohlen-Industrie-Verein (1939): Bericht über das Geschäftsjahr vom 1. April 1938 bis 31. März 1939.

Boll, G. (1969): Entstehung und Entwicklung des Verbundbetriebs in der deutschen Elektrizitätswirtschaft bis zum europäischen Verbund. Ein Rückblick zum 20-jährigen Bestehen der Deutschen Verbundgesellschaft e. V. - DVG, Heidelberg. Frankfurt am Main: Verlags- und Wirtschaftsgesellschaft der Elektrizitätswerke m. b. H. - VWEW.

Bremer, R. et al. (2006): Planung und Bau des neuen Bandsammelpunktes im Tagebau Garzweiler. Bergbau 10 (2006), S. 440–447.

BVerfG – Bundesverfassungsgericht (17.12.2013)

1 BvR 3139/08. Online verfügbar:

www.bverfg.de/e/rs20131217_1bvr313908.html;

letzter Abruf am 10.04.2017.

BVerwG – Bundesverwaltungsgericht (29.06.2006) 7 C 11.05. Online verfügbar:

www.bverwg.de/entscheidungen/entscheidung.php?ent=290606U7C11.05.0;

letzter Abruf am 17.04.2017.

Cathles, L. M. et al. (2012): A commentary on "The greenhouse-gas footprint of natural gas in shale formations" by R.W. Howarth, R. Santoro, and Anthony Ingraffea. Climatic Change 113 (2012), S. 525–535.

CDU, SPD, Bündnis 90/Die Grünen Sachsen-Anhalt

(2016): Zukunftschancen für Sachsen-Anhalt – verlässlich, gerecht und nachhaltig. Koalitionsvereinbarung 2016–2021.

Cremonese & Gusev (2016): The Uncertain Climate Cost of Natural Gas. Assessment of methane leakage discrepancies in Europe, Russia and the US, and implications for sustainability (IASS Working Paper). Potsdam: IASS. Online verfügbar:

www.iass-potsdam.de/sites/default/files/files/wp_dec_2016_en_uncertain_climate_cost_of_natural_gas.pdf;

letzter Abruf am 13.04.2017.

DBI – Deutsches Brennstoffinstitut (1966): 20 Jahre Braunkohlenbergbau in der Deutschen Demokratischen Republik. 1946–1966. Leipzig: VEB Deutscher Verlag für Grundstoffindustrie (Festschrift zum zwanzigjährigen Bestehen des volkseigenen Braunkohlenbergbaus in der Deutschen Demokratischen Republik und zum zehnjährigen Bestehen des Deutschen Brennstoffinstitutes, Freiberg (Sachsen)).

DEBRIV – Deutsche Braunkohlen-Industrie-Verein (2016): Beitrag der Kohle zur Transformation der deutschen Stromversorgung. Online verfügbar: www.braunkohle.de/index.php?article_id=98&fileName=mi160120b.pdf;

letzter Abruf am 06.01.2017.

DEBRIV – Deutscher Braunkohlen-Industrie-Verein (2003): Braunkohle. Ein Industriezweig stellt sich vor. Köln.

DEBRIV – Deutscher Braunkohlen-Industrie-Verein (2015): Braunkohle in Deutschland 2015. Profil eines Industriezweiges. Köln. Online verfügbar: www.braunkohle.de/index.php?article_id=98&fileName=debriv_izb_2013.pdf;

letzter Abruf am 02.03.2017.

DEBRIV – Deutscher Braunkohlen-Industrie-Verein (Hg.) (1935): 50 Jahre mitteldeutscher Braunkohlen-Bergbau. Halle (Saale): Wilhelm Knapp (Festschrift zum 50jährigen Bestehen des Deutschen Braunkohlen-Industrie-Vereins e. V., Halle (Saale), 1885–1935).

DEBRIV – Deutscher Braunkohlen-Industrie-Verein (Hg.) (1960): Deutscher Braunkohlen-Industrie-Verein e. V. 1885–1960. Düsseldorf: Die Braunkohle.

DEBRIV – Deutscher Braunkohlen-Industrie-Verein (Hg.) (2010): Braunkohle im Zeitraum 1985–2010. 125 Jahre DEBRIV. Rohstoff, Mensch, Natur, Technik (1. Aufl.). Berlin: Alert-Verl.

DEHSt – Deutsche Emissionshandelsstelle (2008): Einheitliche Stoffwerte für Emissionsfaktoren, Heizwerte und Kohlenstoffgehalte für Brennstoffe, Rohstoffe und Produkte. Anhang 1 zur Zuteilungsverordnung 2012 (Nr. 40). Online verfügbar: www.dehst.de/SharedDocs/Downloads/Archiv/Zuteilung_2008-2012/Anhang01_Stoffliste.pdf;

letzter Abruf am 10.02.2017.

DMAV – Deutscher Metallarbeiter-Verband (Hg.) (1927): Die deutsche Elektrizitätsversorgung. Stuttgart: Verlagsgesellschaft des Deutschen Metallarbeiter-Verbandes.

EEFA – Energy Environment Forecast Analysis (2010): Bedeutung der rheinischen Braunkohle – sektorale und regionale Beschäftigungs- und Produktionseffekte (Energie und Umwelt Analysen Nr. 43). Online verfügbar:

www.eefa.de/images/.../Endbericht-RWE_Regio-kohle_Final_05-11-2010-1.pdf;

letzter Abruf am 13.04.2017.

EEFA – Energy Environment Forecast Analysis (2011): Die Rolle der Braunkohlenindustrie für die Produktion und Beschäftigung in Deutschland (Energie und Umwelt Analysen Nr. 61). Online verfügbar: www.braunkohle.de/index.php?article_id=98&fileName=debriv_braunkohle_io_endversion_debriv.pdf; letzter Abruf am 13.04.2017.

EEFA – Energy Environment Forecast Analysis (2013): Wirtschaftlichkeit des Neubaus von Braunkohlekraftwerken. Energiewirtschaftliche Tagesfragen 4 (2013).

Eichhorn, J. (1926): Die staatliche Elektrizitätsversorgung in Sachsen und Bayern. Leipzig: (Zugl.: Leipzig, Universität Leipzig, Diss.).

Eins Energie (2018): Chemnitzer Energieversorgung – wie plant Eins Energie die Zukunft? Vortrag auf der 4. Braunkohlefachtagung am 30.05.2018 in Chemnitz

EnBW – EnBW Kraftwerk Lippendorf Beteiligungsgesellschaft mbH (2015): Jahresabschluss für das Geschäftsjahr 2014.

EnergyBrainpool (2014): Wirkung einer EEG-Umlage auf den Kraftwerkseigenverbrauch. Berlin.

Enervis – Enervis Energy Advisors (2016): Sozialverträgliche Ausgestaltung eines Kohlekonsens. Online verfügbar:

ver-und-entsorgung.verdi.de/++file++5800c-c3e7713b8528b9bcf82/download/Verdi_Gutachten%20Sozialvertra%CC%88glicher%20Kohlekonsens_Dokumentation_gesendet%2022%2009.pdf;
letzter Abruf am 26.01.2017.

EPH – Energetický a průmyslový holding, a.s. (2015): Annual Report 2014. Online verfügbar:
www.ephholding.cz/wp-content/uploads/EPH_vyrocni_zprava_2014_eng-1.pdf;
letzter Abruf am 02.03.2017.

EPH – Energetický a průmyslový holding, a.s. (2016): Annual Report 2015. Online verfügbar:
www.ephholding.cz/wp-content/uploads/EPH_Vyrocni_Zprava_2015_repre.pdf;
letzter Abruf am 02.03.2017.

Erdmann (2013): Kurzgutachten zu den Annahmen der energiewirtschaftlichen Planrechtfertigung im Entwurf des Braunkohlenplans „Tagebau Nochten, Abbaugbiet 2“. Potsdam.

EWI – Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln et al. (2014): Entwicklung der Energiemärkte - Energiereferenzprognose. Online verfügbar:

www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/entwicklung-der-energiemaerkte-energiereferenzprognose-endbericht.pdf?__blob=publicationFile&v=7;

letzter Abruf am 02.03.2017.

Freie Presse (2013): Heimat zwischen Schaufelrädern. 18.09.2013. Online verfügbar:

www.freiepresse.de/NACHRICHTEN/SACHSEN/Heimat-zwischen-Schaufelraedern-artikel8535449.php;

letzter Abruf am 01.03.2016.

Frontier – Frontier Economics & HWWI – Hamburgischen WeltWirtschaftsinstitut (2015): Bewertung „Nationales Klimaschutzinstrument“. Kurzstudie im Auftrag von IGBCE und BDI.

Geomontan – GEOmontan Gesellschaft für angewandte Geologie & TU Freiberg – Technische Universität Bergakademie Freiberg (2010): Gutachten zur Abbauführung im Tagebau Welzow-Süd/Räumlicher Teilabschnitt II unter Berücksichtigung von bergbaubedingten Umsiedlungen. Online verfügbar:
gl.berlin-brandenburg.de/landesplanung/themen/energie/braunkohle/mdb-bb-gl-braunkohle-welzow-suedtaii-v-geomontan_2010__abbaufuehrung_taii_web.pdf;

letzter Abruf am 17.04.2017.

GL BE-BB – Gemeinsame Landesplanungsabteilung Berlin-Brandenburg (2009): Landesentwicklungsplan Berlin-Brandenburg. (LEP-BB). Online verfügbar:
gl.berlin-brandenburg.de/landesplanung/mdb-bb-gl-landesentwicklungsplanung-lep_bb_broschuere.pdf;

letzter Abruf 17.04.2017.

Grosser, U. (2016): Das Lausitzer Braunkohlerevier. Rohstofftag Brandenburg.

Hamburger, R. (1930): Elektrowerke A.-G. Berlin. Musterbetriebe deutscher Wirtschaft. band 1: Die Elektrizitätswirtschaft (2. Auflage). Berlin: Organisation Verlagsgesellschaft.

Hamers, W. (1910): Der Braunkohlenbergbau in der Kölner Bucht. Eine volkswirtschaftliche Untersuchung seiner Geschichte, gegenwärtigen Lage und Bedeutung. Stuttgart: Ferdinand Ecke (Zugl.: Tübingen, Eberhard-Carls-Universität, Diss, 1910).

Hammond, G. P. & O' Grady, Á. (2017): The life cycle greenhouse gas implications of a UK gas supply transformation on a future low carbon electricity sector. Energy (2017), S. 937–949.

Heath et al. (2015): Estimating U.S. Methane Emissions from the Natural Gas Supply Chain: Approaches, Uncertainties, Current Estimates, and Future Studies. Golden, Colorado: Joint Institute for Strategic Energy Analysis. Online verfügbar: www.nrel.gov/docs/fy16osti/62820.pdf; letzter Abruf am 13.04.2017.

Howarth, R. W. (2014): A bridge to nowhere: methane emissions and the greenhouse gas footprint of natural gas. Energy Science & Engineering 2 (2014), S. 47–60.

Howarth, R. W. et al. (2011): Methane and the greenhouse-gas footprint of natural gas from shale formations. Climatic Change 106 (2011), S. 679–690.

HSR – Helmstedter Revier GmbH (2015): Jahresabschluss zum 31.12.2014. Büddenstedt.

HSR – Helmstedter Revier GmbH (2016): Jahresabschluss zum Geschäftsjahr vom 1.1. bis zum 31.12.2015. Büddenstedt.

Hüsner (2011): Die großen Tagebauseen der Zukunft, LANUV – Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz Nordrhein-Westfalen. Online verfügbar: www.nua.nrw.de/fileadmin/user_upload/NUA/Veranstaltungen/Veranstaltungsbe-

[richte/2011-05-13%20Welche%20Seen/034-11_Vortrag_Huesener.pdf](#);
letzter Abruf am 28.04.2017.

IBAG – Ilse Bergbau-Actiengesellschaft (Hg.) (1938): Fünfzig Jahre Ilse Bergbau-Actiengesellschaft 1888–1938. Berlin.

IGBCE – Industriegewerkschaft Bergbau, Chemie, Energie & Lazard (2015): Potenzielle Auswirkungen des „Nationalen Klimaschutzbeitrags“ auf die Wirtschaftlichkeit deutscher Braunkohlekraftwerke.

IPCC – Intergovernmental Panel on Climate Change (2014): Climate Change 2014. Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Online verfügbar: www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar5/syr/SYR_AR5_FINAL_full.pdf;
letzter Abruf am 27.04.2017.

ISW – Gesellschaft für wissenschaftliche Beratung und Dienstleistung & IHU – Gesellschaft für Ingenieur-, Hydro- und Umweltgeologie (2015): Regionalwirtschaftliche Effekte der Nutzung von Braunkohle unter Berücksichtigung als Chemierohstoff.

Kleinebeckel, A. (Hg.) (1986): Unternehmen Braunkohle. Geschichte eines Rohstoffs, eines Reviers, einer Industrie im Rheinland. Köln: Greven.

Klemm (2008): Betrieb und Instandhaltung von Energieanlagen. Anfahren eines Kraftwerkes. Online verfügbar: tu-dresden.de/ing/maschinenwesen/iet/ressourcen/dateien/kwt/lehre/stubi/BetriebInst3.pdf?lang=de;
letzter Abruf am 11.04.2017.

Kluge et al. (2014): Industrie- und Wirtschaftsraum Lausitz: Bestandsaufnahme und Perspektiven (ifo Dresden Studien Nr. 71). München: ifo Institut, Niederlassung Dresden. Online verfügbar:

www.cesifo-group.de/DocDL/ifo_Dresden_Studien_71.pdf;

letzter Abruf am 13.04.2017.

Kölner Stadtanzeiger (2015): RWE-Kraftwerk in Hürth: Goldenberg dampft weiterhin. 11.03.2015.

Online verfügbar:

www.ksta.de/region/rhein-erft/huerth/rwe-kraftwerk-in-huerth-goldenberg-dampft-weiterhin-788384;

letzter Abruf am 28.03.2017.

KSB – Kraftwerk Schkopau Betriebsgesellschaft

mbH (2016): Jahresabschluss zum Geschäftsjahr vom 1. Januar bis 31. Dezember 2015. Schkopau.

KSR – Kraftwerk Schkopau GbR (2016): Jahresabschluss zum Geschäftsjahr vom 01.01.2015 bis zum 31.12.2015. Schkopau.

Lausitzer Rundschau (2016a): Bewegung auf der Ostsee-Baustelle. Kosten für die Herstellung schätzt Vattenfall auf rund 200 Millionen Euro. 26.02.2016.

Online verfügbar:

www.lr-online.de/regionen/cottbus/Bewegung-auf-der-Ostsee-Baustelle;art1049,5408077;

letzter Abruf am 10.02.2017.

Lausitzer Rundschau (2016b): Cottbuser Stadtwerke bereiten sich auf unabhängige Fernwärmeversorgung vor. Warme Wohnungen ohne Jänschwalde. 02.08.2016. Online verfügbar:

www.lr-online.de/regionen/cottbus/Cottbuser-Stadtwerke-bereiten-sich-auf-unabhaengige-Fernwaermeversorgung-vor;art1049,5537823;

letzter Abruf am 10.02.2017.

LBGR – Landesamt für Bergbau, Geologie und Rohstoffe Brandenburg: Zukunftsfelder im Lausitzer Revier. Studie TU Clausthal. Online verfügbar:

www.lbgr.brandenburg.de/media_fast/4055/SitzungBraunkohlensusschuss25.pdf;

letzter Abruf am 10.02.2017.

LEAG – Lausitz Energie Bergbau AG (2016): Jahresabschluss zum Geschäftsjahr vom 01.01.2015 bis zum 31.12.2015. Cottbus.

LEAG – Lausitz Energie Bergbau AG (2017): LEAG legt Revierkonzept für die Lausitz vor. Online verfügbar:

www.leag.de/de/news/details/leag-legt-revierkonzept-fuer-die-lausitz-vor/;

letzter Abruf am 24.04.2017.

Leipziger Volkszeitung (2016): Kraftwerk Lippendorf schafft nur rote Null. Betreiberwechsel steht bevor. 02.08.2016. Online verfügbar:

www.lvz.de/Region/Borna/Kraftwerk-Lippendorf-schafft-nur-rote-Null-Betreiberwechsel-steht-bevor/;

letzter Abruf am 27.01.2017.

LMBV – Lausitzer und Mitteldeutsche Bergbau-Verwaltungsgesellschaft mbH (2014): Wulfersdorf (Mitteldeutsches Braunkohlenrevier. Wandlungen und Perspektiven Nr. 14). Online verfügbar:

www.agreement-berlin.de/wp-content/uploads/2015/08/Mitteldeutschland_Doku-14_Wulfersdorf.pdf;

letzter Abruf am 13.04.2017.

LMBV – Lausitzer und Mitteldeutsche Bergbau-Verwaltungsgesellschaft mbH (2015): Welzow-Süd/Jänschwalde/Cottbus-Nord. LMBV-Bereiche (Wandlung und Perspektiven Nr. 15). Online verfügbar:

www.agreement-berlin.de/wp-content/uploads/2016/02/Lausitz_Doku-15_Welzow_Cottbus_Jaenschwalde.pdf;

letzter Abruf am 25.01.2017.

LMBV – Lausitzer und Mitteldeutsche Bergbau-Verwaltungsgesellschaft mbH (Hg.) (2010): Zwei Jahrzehnte Braunkohlesanierung. Eine Zwischenbilanz. Senftenberg. Online verfügbar:

www.lmbv.de/files/LMBV/Publikationen/LMBV_Buch_Zwischenbilanz.pdf;

letzter Abruf am 13.04.2017.

Löw, A. (2012): Deutsches Reich und Protektorat Böhmen und Mähren. September 1939–September 1941 (Die Verfolgung und Ermordung der europäischen Juden durch das nationalsozialistische Deutschland 1933–1945, Bd. 3). München: Oldenbourg.

Löwen, J.-W. (2015): Die dezentrale Stromwirtschaft. Industrie, Kommunen und Staat in der westdeutschen Elektrizitätswirtschaft 1927–1957 (Jahrbuch für Wirtschaftsgeschichte Beiheft, Bd. 19). Berlin: De Gruyter Oldenbourg (Zugl.: Bochum, Univ., Diss., 2011).

LReg BB – Landesregierung Brandenburg (2014): Anlage 1 zu § 1 der Verordnung über den Braunkohlenplan Tagebau Welzow-Süd, Weiterführung in den räumlichen Teilabschnitt II und Änderung im räumlichen Teilabschnitt I (Brandenburgischer Teil). Online verfügbar:
bravors.brandenburg.de/de/verordnungen-212961?attachments;
letzter Abruf am 01.03.2017.

LReg NRW – Landesregierung Nordrhein-Westfalen (2016): Leitentscheidung der Landesregierung von Nordrhein-Westfalen zur Zukunft des Rheinischen Braunkohlereviers / Garzweiler II. Eine nachhaltige Perspektive für das Rheinische Revier. Online verfügbar:
www.land.nrw/sites/default/files/asset/document/leitentscheidung_5_07_2016.pdf;
letzter Abruf am 17.04.2017.

LReg SA – Landesregierung Sachsen-Anhalt (1996): Teilgebietsentwicklungsprogramm für den Tagebau Profen im Regierungsbezirk Halle (Ministerialblatt für das Land Sachsen-Anhalt).

LReg SA – Landesregierung Sachsen-Anhalt (2010): Landesentwicklungsplan 2010. Online verfügbar:
www.landesrecht.sachsen-anhalt.de/jportal/docs/anlage/sth/pdf/st230.10+p+anlage-lep.pdf;
letzter Abruf am 17.04.2017.

LReg SA – Landesregierung Sachsen-Anhalt (2015): Braunkohleexporte und -lieferungen aus dem Tagebau Profen. Antwort der Landesregierung auf eine Kleine Anfrage zur schriftlichen Beantwortung Abgeordnete Dorothea Frederking. Magdeburg: LT SA. Online verfügbar:
www.landtag.sachsen-anhalt.de/fileadmin/files/drs/wp6/drs/d3746gak.pdf;
letzter Abruf am 17.04.2017.

Matthes, F. C. (2000): Stromwirtschaft und deutsche Einheit. Eine Fallstudie zur Transformation der Elektrizitätswirtschaft in Ost-Deutschland ; mit 82 Tab (Edition Energie + Umwelt). Berlin: F. C. Matthes; LIBRI Druck und Vertrieb: F. C. Matthes; LIBRI Druck und Vertrieb (Zugl.: Berlin, Freie Universität, Diss., 1999).

MIBRAG – Mitteldeutsche Braunkohlengesellschaft mbH (1995): Rahmenbetriebsplan Tagebau Vereinigtes Schleenhain 1995 bis Auslauf. Theißen: MIBRAG.

MIBRAG – Mitteldeutsche Braunkohlengesellschaft mbH (2015): Jahresabschluss zum 31.12.2014. MIBRAG.

MIBRAG – Mitteldeutsche Braunkohlengesellschaft mbH (2016a): Beginn der Sicherheitsbereitschaft im Helmstedter Revier.

MIBRAG – Mitteldeutsche Braunkohlengesellschaft mbH (2016b): Größter Gerätetransport im Tagebau Vereinigtes Schleenhain.

MIBRAG – Mitteldeutsche Braunkohlengesellschaft mbH (2016c): Jahresabschluss zum Geschäftsjahr vom 01.01.2015 bis zum 31.12.2015. MIBRAG.

MIBRAG – Mitteldeutsche Braunkohlengesellschaft mbH (2016d): Tagebau Profen - Besucherinformation. MIBRAG. Online verfügbar:
www.mibrag.de/de-de/geschaeftsfelder/bergbau/tagebau-profен;
letzter Abruf am 10.02.2017.

Mitteldeutsche Zeitung (2012): Burgenlandkreis: Keine Sorgenkinder mehr. 16.02.2012. Online verfügbar: www.mz-web.de/zeit/burgenlandkreis-keine-sorgenkinder-mehr-7352180; letzter Abruf am 24.01.2017.

Muhammadieh, M. (2007): Beitrag zur Ermittlung des Ansatzbildungspotenzials von Braunkohlen in Dampferzeugern (Von der Fakultät für Maschinenbau, Verfahrens- und Energietechnik der Technischen Universität Bergakademie Freiberg eingereichte Dissertation).

Niederlausitz Aktuell (2012): Höherer Wirkungsgrad senkt CO₂-Emissionen - Revision von Block E im Kraftwerk Jänschwalde erfolgreich abgeschlossen. 23.05.2012. Online verfügbar: www.niederlausitz-aktuell.de/spree-neisse/jaenschwalde/21345/hoeherer-wirkungsgrad-senkt-co2.html; letzter Abruf am 27.01.2017.

Niemann-Delius, C. et al. (Hg.) (2008): Der Braunkohletagebau. Bedeutung, Planung, Betrieb, Technik, Umwelt (1. Aufl.). Berlin: Springer-Verlag.

Öko-Institut (1993): Erdgas und Braunkohle - Diskussionsstand zu den Treibhausgas-Emissionen in der Prozeßkette. Online verfügbar: www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Erdgas_und_Braunkohle-Diskussionsstand_zu_den_Treibhausgasemissionen_in_der_Prozesskette.pdf; letzter Abruf am 17.04.2017.

Öko-Institut (2010): Kostenlose CO₂-Zertifikate und CDM/JI im EU-Emissionshandel. Analyse von ausgewählten Branchen und Unternehmen in Deutschland. Online verfügbar: www.oeko.de/oekodoc/1102/2010-145-de.pdf; letzter Abruf am 17.04.2017.

OVG NRW – Oberverwaltungsgericht Nordrhein-Westfalen (09.09.2016) 9 A 2531/13.

Online verfügbar: www.justiz.nrw.de/nrwe/ovgs/ovg_nrw/j2016/9_A_2531_13_Urteil_20160909.html; letzter Abruf am 17.04.2017.

Pietsch, K. (1925): Die Braunkohlen Deutschlands. Handbuch der Geologie und Bodenschätze Deutschlands. III. Abteilung: Die Bodenschätze Deutschlands. Berlin: Verlag von Gebrüder Borntraeger.

Prognos (2005): Energie- und regionalwirtschaftliche Bedeutung der Braunkohle in Ostdeutschland. Online verfügbar: www.prognos.com/fileadmin/pdf/1145526586.pdf; letzter Abruf am 02.03.2017.

Prognos (2011): Bedeutung der Braunkohle für Ostdeutschland. Online verfügbar: www.prognos.com/uploads/tx_atwpubdb/110900_Prognos_Vattenfall_Studie_Braunkohle_Ostdeutschland_lang.pdf; letzter Abruf am 13.04.2017.

Prognos (2013): Entwicklung von Stromproduktionskosten. Die Rolle von Freiflächen-Solkraftwerken in der Energiewende. Online verfügbar: www.prognos.com/uploads/tx_atwpubdb/131010_Prognos_Belectric_Studie_Freiflaechen_Solkraftwerke_02.pdf; letzter Abruf am 10.01.2017.

Rechtsanwälte Günther (2015): Planfeststellungsverfahren Rahmenbetriebsplan Tagebau Nochten: Antrag der Vattenfall Europe Mining AG. Stellungnahmen und Einwendungen. Online verfügbar: www.bund-sachsen.de/fileadmin/bundgruppen/bcmlsvsachsen/PDFs/Einwendung_Final_oPersonen.PDF; letzter Abruf am 10.02.2017.

Rheinbraun – Rheinische Braunkohlenwerke Aktiengesellschaft (Hg.) (1985): Braunkohlenveredelung im Rheinischen Revier. Köln: Rheinbraun.

RheinEnergie (2014): 2014 Umwelterklärung der Standorte HKW Köln-Merkenich und Köln-Niel. Köln. Juni 2014

Rhein-Erft Rundschau (2014): Goldenbergwerk geht vom Netz. 12.08.2014. Online verfügbar: www.rundschau-online.de/region/rhein-erft/rwe-power-ag-goldenbergkraftwerk-geht-vom-netz-3084354;
letzter Abruf am 19.01.2017.

Rhein-Erft Rundschau (2016): Am alten Klärwerk: Hürther Stadtwerke wollen Wärmespeicher errichten. 14.12.2016. Online verfügbar: www.rundschau-online.de/region/rhein-erft/huerth/am-alten-klaerwerk-huerther-stadtwerke-wollen-waermespeicher-errichten-25368190;
letzter Abruf am 19.01.2017.

Roesler, J. & Semmelmann, D. (2002): „... ohne Energie geht gar nichts!“. Die ostdeutsche Energiewirtschaft von den Kombinat zu VEAG (1980 - 2001) (2., überarb. Aufl.). Berlin: VEAG.

Romonta – Romonta Bergwerks Holding AG (2015): Konzernabschluss zum Geschäftsjahr vom 01.01.2014 bis zum 31.12.2014. Seegebiet Mansfelder Land.

RPV L-WS – Regionaler Planungsverband Leipzig-West Sachsen (2000): Braunkohlenplan Profen. Online verfügbar: rpv-vestsachsen.de/portfolio/tagebau-profen/;
letzter Abruf am 17.04.2017.

RPV L-WS – Regionaler Planungsverband Leipzig-West Sachsen (2011): Braunkohlenplan Tagebau Vereinigtes Schleenhain. Neuaufstellung mit integrierter Teilfortschreibung des Braunkohlenplans als Sanierungsrahmenplan Tagebau Haselbach. Online verfügbar:

rpv-vestsachsen.de/portfolio/tagebau-vereinigtes-schleenhain/;
letzter Abruf am 17.04.2017.

RPV OL-NS – Regionaler Planungsverband Oberlausitz-Niederschlesien (2014): Fortschreibung des Braunkohlenplans Tagebau Nochten - Internetfassung. Online verfügbar: www.rpv-oberlausitz-niederschlesien.de/fileadmin/PDF-Dateien/Braunkohlenplanung/Fortschreibung_Nochten/FS_Nochten_-_Planfassung.pdf;
letzter Abruf am 17.04.2017.

RWE (2011): Revision von Block E im Kraftwerk Neurath. Investitionen von 70 Millionen Euro steigern Effizienz und Flexibilität. Essen/Köln.

RWE Power (2012): Rahmenbetriebsplan für die Fortführung des Tagebaus Hambach im Zeitraum 2020–2030. Information über die wesentlichen Inhalte. RWE Power.

RWE Power – RWE Power AG (2006): Das Projekt BoA 2 & 3. Klimavorsorge mit Hochtechnologie. Online verfügbar: www.rwe.com/web/cms/mediablob/de/235856/data/0/4/RWE-Klimavorsorge-mit-Hightech.pdf;
letzter Abruf am 02.05.2016.

RWE Power – RWE Power AG (2009): Erstes Nachbarschaftsforum Kraftwerk Niederaußem. Kurzvorstellung des Standorts. Online verfügbar: www.nf-niederaussem.de/fileadmin/pdf/04_Informationen_zum_Standort.pdf;
letzter Abruf am 10.03.2017.

RWE Power – RWE Power AG (2015): Jahresabschluss zum Geschäftsjahr vom 01.01.2014 bis zum 31.12.2014.

RWE Power – RWE Power AG (2016a): BoA plus – Hochtechnologie für die Stromerzeugung von Heute und morgen.

RWE Power – RWE Power AG (2016b): Die WTA-Technik. ein modernes Verfahren zur Aufbereitung und Trocknung von Braunkohle. Online verfügbar:

www.rwe.com/web/cms/mediablob/de/206118/data/213182/1/rwe-power-ag/innovationen/innovationszentrum-kohle/wirbelschichttrocknung/Broschuere-Die-WTA-Technik-Ein-modernes-Verfahren-zur-Aufbereitung-und-Trocknung-von-Braunkohle-PDF-815-MB-.pdf;

letzter Abruf am 10.02.2017.

RWE Power – RWE Power AG (2016c): Jahresabschluss zum Geschäftsjahr vom 01.01.2015 bis zum 31.12.2015. Essen und Köln.

RWE Power – RWE Power AG (2016d): Standorte. Tagebau Garzweiler. Online verfügbar:

www.rwe.com/web/cms/de/59998/rwe-power-ag/energietraeger/braunkohle/standorte/tagebau-garzweiler/;

letzter Abruf am 27.10.2016.

RWE Power – RWE Power AG (2016e): Standorte. Tagebau Hambach. Online verfügbar:

www.rwe.com/web/cms/de/60012/rwe-power-ag/energietraeger/braunkohle/standorte/tagebau-hambach/;

letzter Abruf am 27.10.2016.

RWE Power – RWE Power AG (2016f): Standorte. Tagebau Inden. Online verfügbar:

www.rwe.com/web/cms/de/60026/rwe-power-ag/energietraeger/braunkohle/standorte/tagebau-inden/;

letzter Abruf am 27.10.2016.

RWE – RWE AG (2003): Facts & Figures 2003.

RWE – RWE AG (2013): Facts & Figures 2013.

RWE – RWE AG (2014): Geschäftsbericht 2013.

RWE – RWE AG (2016): Geschäftsbericht 2015.

Schlüter, A. (2008): Untersuchungen zum Verschmutzungsverhalten rheinischer Braunkohlen in Kohledampferzeugern. Dissertation.

Schreiner, W. (2016): Neubauprojekte für Kohlekraftwerke in Europa - Technik und Abwicklung. VGB PowerTech ½ 2016 (2016).

Schweer, D. & Thieme, W. (Hg.) (1998): Der gläserne Riese. RWE - ein Konzern wird transparent. Wiesbaden: Gabler.

SEG – Saale Energie GmbH (2016): Jahresabschluss zum Geschäftsjahr vom 01.01.2015 bis zum 31.12.2015. Schkopau.

SK NRW – Staatskanzlei des Landes Nordrhein-Westfalen (2017): LEP NRW. Landesentwicklungsplan Nordrhein-Westfalen. Online verfügbar: www.land.nrw/sites/default/files/asset/document/lep_nrw_14-12-16.pdf;

letzter Abruf am 17.04.2017.

SMWA – Staatsministerium für Wirtschaft Arbeit und Verkehr des Freistaats Sachsen (2015): Bergbaubedingte Rückstellungen und deren Sicherheiten. Kleine Anfrage der Abgeordneten Dr. Jana Pinka. Online verfügbar:

kleineanfragen.de/sachsen/6/2239-bergbaubedingte-rueckstellungen-und-deren-sicherheiten;

letzter Abruf am 10.03.2017.

Sperling, D. & Schossig, W. (2015): Wirtschaftsorganisation der Braunkohlenindustrie in der SBZ, DDR 1945 bis 1990 (Beiträge zur Geschichte des Braunkohlenbergbaus der SBZ, DDR, Bd. 1, 1. Aufl.). Cottbus: Förderverein Kulturlandschaft Niederlausitz.

Stadtwerke Cottbus (2017): Konzept Energiecluster HKW Cottbus. Anlage 3 zum Vergabeverfahren „Gesamtplanung für das Energiecluster HKW Cottbus“ [https://docplace.stadtwerke-cottbus.de/public1708/VU_EnergieCluster_HKW/3%20Konzept%20Energiecluster%20HKW%20Cottbus%20\(Auszug\).pdf](https://docplace.stadtwerke-cottbus.de/public1708/VU_EnergieCluster_HKW/3%20Konzept%20Energiecluster%20HKW%20Cottbus%20(Auszug).pdf)

Steinhuber (2005): Einhundert Jahre bergbauliche Rekultivierung in der Lausitz. Ein historischer Abriss der Rekultivierung, Wiederurbarmachung und Sanierung im Lausitzer Braunkohlenrevier. Berlin. Online verfügbar:

www.lmbv.de/index.php/Publ_Lausitz.html?file=files/LMBV/Publikationen/Publikationen%20Lausitz/Allgemein%20L/100-Jahre-Rekultivierung-Lausitz-Dissertation-Steinhuber.pdf;

letzter Abruf am 13.04.2017.

Strassmann (2011): Jüdische Arbeit und jüdisches Kapital im Braunkohlenrevier in und um das Herzogtum Sachsen-Altenburg. Online verfügbar:

www.rijo.homepage.t-online.de/pdf_2/DE_DE_JU_braunkohle.pdf;

letzter Abruf am 13.04.2017.

Strauß, K. (2016): Wärmekraftwerke. Von den Anfängen im 19. Jahrhundert bis zur Endphase ihrer Entwicklung. Berlin: Springer Vieweg.

StReg SN – Staatsregierung Sachsen (2013): Landesentwicklungsplan 2013. Dresden. Online verfügbar:

www.landentwicklung.sachsen.de/download/Landesentwicklung/LEP_2013.pdf;

letzter Abruf am 17.04.2013.

THA – Treuhandanstalt (Hg.) (1994a): Dokumentation 1990-1994. Band 3 (15 Bände). Berlin: Treuhandanstalt.

THA – Treuhandanstalt (Hg.) (1994b): Dokumentation 1990-1994. Band 4 (15 Bände). Berlin: Treuhandanstalt.

Thinkstep (2017): GHG Intensity of Natural Gas Transport. Comparison of Additional Natural Gas Imports to Europe by Nord Stream 2 Pipeline and LNG Import Alternatives. Online verfügbar:

www.nord-stream2.com/en/download/document/87/;

letzter Abruf am 01.05.2017.

UBA – Umweltbundesamt (2017): Klimaschutz im Stromsektor 2030 – Vergleich von Instrumenten zur Emissionsminderung. Endbericht. Online verfügbar: www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1/publikationen/2017-01-11_cc_02-2017_strommarkt_endbericht.pdf;

letzter Abruf am 27.01.2017.

Vattenfall (2017): Heizkraftwerk Klingenberg, Vattenfall. Online verfügbar:

corporate.vattenfall.de/uber-uns/geschaeftsfelder/erzeugung/bauprojekte/klingenberg/;

letzter Abruf am 19.01.2017.

VEAG – Vereinigte Energiewerke AG (1998): Die Braunkohlekraftwerke der VEAG. Wien: Koska.

VEG – Vattenfall Europe Generation AG (2012):

Braunkohlekraftwerk Boxberg. Online verfügbar:

corporate.vattenfall.de/globalassets/deutschland/energie_im_fokus/energieproduktion/kohle/boxberg/aus-braunkohle-wird-energie_boxberg.pdf;

letzter Abruf am 10.03.2017.

VEG – Vattenfall Europe Generation AG (2014): Aus Braunkohle wird Energie. Braunkohletagebaue Jänschwalde/Cottbus-Nord. Online verfügbar:

corporate.vattenfall.de/globalassets/deutschland/nachhaltigkeit/jaenschwalde.PDF;

letzter Abruf am 10.04.2017.

VEG – Vattenfall Europe Generation AG (2015):

Jahresabschluss zum Geschäftsjahr vom 01.01.2014 bis zum 31.12.2014.

VEM – Vattenfall Europe Mining AG (2014): Jahresabschluss zum Geschäftsjahr vom 01.01.2013 bis zum 31.12.2013.

VEM – Vattenfall Europe Mining AG (2015): Jahresabschluss zum Geschäftsjahr vom 01.01.2014 bis zum 31.12.2014.

VKR – VEBA Kraftwerke Ruhr AG et al. (1998): Braunkohlekraftwerk Schkopau. Musteranlagen der Energiewirtschaft. Energiewirtschaft und Technik Verlagsgesellschaft.

W&KGT – Warth & Klein Grant Thornton (2015): Gutachterliche Stellungnahme zur Bewertung der Rückstellungen im Kernenergiebereich. Online verfügbar: bmwi.pro.contentstream.de/18004initag/ondermand/pdf/stresstestkernenergie.pdf; letzter Abruf am 20.03.2017.

Wagenbreth, O. & Berkner, A. (2011): Die Braunkohlenindustrie in Mitteldeutschland. Geologie, Geschichte, Sachzeugen (1. Aufl.). Beucha: Sax-Verl.

Datenquellen und Periodika

AGEB – Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen: Energiebilanzen der Bundesrepublik Deutschland.

AGEB – Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen: Energiebilanzen der neuen Bundesländer.

BMWi – Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: Statistischer Bericht des Referats Elektrizitätswirtschaft, Fernwärme im Bundesministerium für Wirtschaft.

BMWi – Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: Energiedaten.

BNetzA – Bundesnetzagentur: Kraftwerksliste.

DEBRIV – Deutscher Braunkohlen-Industrie-Verein. Zahlen und Fakten. Aktuelle Monatsdaten. Tabellen: Beschäftigte Ende Juni 2016, veröffentlicht am 12.08.2016; Beschäftigte Ende Oktober 2016, veröffentlicht 06.12.2016; Beschäftigte Ende 2017, veröffentlicht 12.04.2017.

DEBRIV – Deutscher Braunkohlen-Industrie-Verein. Bericht des Deutschen Braunkohlen-Industrie-Vereins über das Geschäftsjahr.

DEHSt – Deutsche Emissionshandelsstelle: Einheitliche Stoffwerte für Emissionsfaktoren, Heizwerte und Kohlenstoffgehalte für Brennstoffe, Rohstoffe und Produkte.

Deutsche Bundesbank: Abzinsungszinssatz gemäß §253 Abs. 2 HGB (7-Jahresdurchschnitt) bei einer Restlaufzeit von 20 Jahr(en), Stand Februar 2017.

Deutsche Bundesbank: Null-Kupon-Euro-Swapkurve, Bootstrap u. interpoliert, 20,0 Jahre, Monatsendstand, Stand Februar 2017.

European Energy Exchange (EEX): Market Data. Power. Phelix-DE/AT Futures, Leipzig.

European Energy Exchange (EEX): Market Data. Environmental Markets. Derivates Market. European Emission Allowances, Leipzig.

ENTSO-E – European Network of Transmission System Operators for Electricity: Transparenzdaten zur blockscharfen Stromerzeugung in Deutschland, Stand Dezember 2015.

E-PRTR – European Pollutant Release and Transfer Register, verfügbar unter prtr.ec.europa.eu, zuletzt geprüft am 18.10.2016.

EUTL – European Union Transaction Log: Verifizierte Emissionen 2005 - 2016, Stand: Mai 2017.

IfE – Institut für Energetik: Energiestatistik der DDR. Ausgewählte Zeitreihen.

LMBV – Lausitzer und Mitteldeutsche Bergbau-Verwaltungsgesellschaft: Daten und Fakten.

LMBV – Lausitzer und Mitteldeutsche Bergbau-Verwaltungsgesellschaft: Sanierungsberichte.

ORGREB – Institut für Kraftwerke: Energiewirtschaftlicher Jahresbericht. Band 1a.

Statistik der Kohlenwirtschaft e. V. (Kohlenstatistik):

Download; Braunkohle; Tabellen:

2. Braunkohlenförderung

(Tabellen für die Jahre 2010, 2013, 2014, 2015).

3. Braunkohlenverwendung

5. Herstellung von Braunkohlenbriketts u. Granulat

6. Herstellung von Braunkohlenkoks, Staub-,
Trocken- und Wirbelschichtkohle

10. Beschäftigte im Braunkohlenbergbau

12. Altersgliederung der Beschäftigten

(wird aktuell nicht mehr veröffentlicht)

13. Landinanspruchnahme, Rekultivierung

(aktuell Tabelle 12)

14. Abraumbewegung (aktuell Tabelle 13)

KStB – Königliches Statistisches Bureau:

Statistisches Handbuch für den Preußischen Staat.

StADDR – Statistisches Amt der DDR:

Statistisches Jahrbuch der Deutschen Demokratischen Republik.

KPrStLA – Königlich Preußisches Statistisches

Landesamt: Statistisches Jahrbuch für den
Preußischen Staat.

PrStLA – Preußisches Statistisches Landesamt:

Statistisches Jahrbuch für den Preußischen Staat.

StBA – Statistisches Bundesamt:

Monatsbericht über die Elektrizitätsversorgung.

StBA – Statistisches Bundesamt:

Energiestatistik.
Tabellen zur Stromerzeugung für die Jahre 2015 und
2016 für Elektrizitätsversorger und Industrie (Brenn-
stoffeinsatz für Elektrizitäts- und Wärmeerzeugung
nach Energieträgern, Elektrizitäts- und Wärmeer-
zeugung nach Energieträgern). Online verfügbar:
[www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/Wirtschaftsbe-
reiche/Energie/Erzeugung/Erzeugung.html](http://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/Wirtschaftsbe-
reiche/Energie/Erzeugung/Erzeugung.html);
letzter Abruf am 12.4.2017.

UBA – Umweltbundesamt: Luftschadstoff-
Emissionsinventar für klassische Luftschadstoffe
und Schwermetalle, 1990–2014. Online verfügbar:

[www.umweltbundesamt.de/daten/luftbelas-
tung/luftschadstoff-emissionen-in-deutschland](http://www.umweltbundesamt.de/daten/luftbelas-
tung/luftschadstoff-emissionen-in-deutschland);
zuletzt geprüft am 18.10.2016.

UBA – Umweltbundesamt: National Inventory Report
for the German Greenhouse Gas Inventory.

UBA – Umweltbundesamt: Nationale Trendtabellen
für die deutsche Berichterstattung atmosphärischer
Emissionen, 1990–2015. Online verfügbar:

[www.umweltbundesamt.de/dokument/nationale-
trendtabellen-fuer-die-deutsche-2](http://www.umweltbundesamt.de/dokument/nationale-
trendtabellen-fuer-die-deutsche-2),
zuletzt geprüft am 12.4.2017.

UBA – Umweltbundesamt:

Zentrales System Emissionen (ZSE).

Rechtstexte

BbgWG – Brandenburgisches Wassergesetz

Brandenburgisches Wassergesetz in der Fassung
der Bekanntmachung vom 2. März 2012 (GVBl. I/12,
Nr. 20), zuletzt geändert durch Artikel 2 Absatz 8 des
Gesetzes vom 25. Januar 2016 (GVBl. I/16, Nr. 5). On-
line verfügbar

bravors.brandenburg.de/gesetze/bbgwg_2016,
zuletzt geprüft am 01.05.2017.

BBergG – Bundesberggesetz

vom 13. August 1980 (BGBl. I S. 1310), zuletzt geän-
dert durch Artikel 4 des Gesetzes vom 30. November
2016 (BGBl. I S. 2749). Online verfügbar:

[www.gesetze-im-internet.de/bbergg/
BJNR013100980.html](http://www.gesetze-im-internet.de/bbergg/
BJNR013100980.html),
zuletzt geprüft am 17.04.2017.

**RegBkPlG – Gesetz zur Regionalplanung und zur
Braunkohlen- und Sanierungsplanung des Landes**

Brandenburg in der Fassung der Bekanntmachung
vom 8. Februar 2012 (GVBl. I/12, Nr. 13) zuletzt ge-
ändert durch Artikel 9 des Gesetzes vom 11. Februar
2014 (GVBl. I/14, Nr. 07). Online verfügbar:

bravors.brandenburg.de/de/gesetze-212894,
zuletzt geprüft am 01.05.2017.

HGB – Handelsgesetzbuch in der im Bundesgesetzblatt Teil III, Gliederungsnummer 4100-1,

veröffentlichten bereinigten Fassung, zuletzt geändert durch Artikel 5 des Gesetzes vom 13. April 2017 (BGBl. I S. 866). Online verfügbar:

www.gesetze-im-internet.de/hgb/BJNR002190897.html,

zuletzt geprüft am 01.05.2017.

LPlG – Landesplanungsgesetz Nordrhein-Westfalen

vom 3. Mai 2005 (GV. NRW. S. 430), zuletzt geändert durch Artikel 10 des Gesetzes vom 15. November 2016 (GV. NRW. S. 934). Online verfügbar:

www.lexsoft.de/cgi-bin/lexsoft/justizportal_nrw.cgi?xid=526315,1

zuletzt geprüft am 01.05.2017.

StrommarktG – Strommarktgesetz (Gesetz zur Weiterentwicklung des Strommarktes)

vom 26. Juli 2016, (BGBl. I Nr. 37, S. 1786). Online verfügbar:

www.bgbl.de/xaver/bgbl/start.xav?startbk=Bundesanzeiger_BGBI&jumpTo=bgbl116s1786.pdf,

zuletzt geprüft am 01.05.2017.

VwGO – Verwaltungsgerichtsordnung

in der Fassung der Bekanntmachung vom 19. März 1991 (BGBl. I S. 686), zuletzt geändert durch Artikel 17 des Gesetzes vom 22. Dezember 2016 (BGBl. I S. 3106).

Online verfügbar:

www.gesetze-im-internet.de/vwgo/BJNR000170960.html,

zuletzt geprüft am 01.05.2017.

UmwRG – Umwelt-Rechtsbehelfsgesetz

in der Fassung der Bekanntmachung vom 8. April 2013 (BGBl. I S. 753), zuletzt geändert durch Artikel 3 des Gesetzes vom 30. November 2016 (BGBl. I S. 2749). Online verfügbar:

www.gesetze-im-internet.de/umwrg/BJNR281600006.html,

zuletzt geprüft am 01.05.2017.

Publikationen von Agora Energiewende

AUF DEUTSCH

Neue Preismodelle für Energie

Grundlagen einer Reform der Entgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen auf Strom und fossile Energieträger

Eigenversorgung aus Solaranlagen

Das Potenzial für Photovoltaik-Speicher-Systeme in Ein- und Zweifamilienhäusern, Landwirtschaft sowie im Lebensmittelhandel

Elf Eckpunkte für einen Kohlekonsens

Konzept zur schrittweisen Dekarbonisierung des deutschen Stromsektors
(Lang- und Kurzfassung)

Energiewende und Dezentralität

Zu den Grundlagen einer politisierten Debatte

Erneuerbare vs. fossile Stromsysteme: ein Kostenvergleich

Stromwelten 2050 – Analyse von Erneuerbaren, kohle- und gasbasierten Elektrizitätssystemen

Der Klimaschutzbeitrag der Stromsektors bis 2040

Entwicklungspfade für die deutschen Kohlekraftwerke und deren wirtschaftliche Auswirkungen

Die Energiewende im Stromsektor: Stand der Dinge 2016

Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen sowie Ausblick auf 2017

Wie hoch ist der Stromverbrauch in der Energiewende?

Energiepolitische Zielszenarien 2050 - Rückwirkungen auf den Ausbaubedarf von Windenergie und Photovoltaik

Ein Kraftwerkspark im Einklang mit den Klimazielen

Handlungslücke, Maßnahmen und Verteilungseffekte bis 2020

Transparenzdefizite der Netzregulierung

Bestandsaufnahme und Handlungsoptionen

Die Entwicklung der EEG-Kosten bis 2035

Wie der Erneuerbaren-Ausbau entlang der langfristigen Ziele der Energiewende wirkt

Smart-Market-Design in deutschen Verteilnetze

Entwicklung und Bewertung von Smart Markets und Ableitung einer Regulatory Roadmap

Netzentgelte in Deutschland

Herausforderungen und Handlungsoptionen

Publikationen von Agora Energiewende

Stromspeicher in der Energiewende

Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz

Power-to-Heat zur Integration von ansonsten abgeregeltem Strom aus Erneuerbaren Energien

Handlungsvorschläge basierend auf einer Analyse von Potenzialen und energiewirtschaftlichen Effekten

Wärmewende 2030

Schlüsseltechnologien zur Erreichung der mittel und langfristigen Klimaschutzziele im Gebäudesektor

12 Thesen zur Energiewende

Ein Diskussionsbeitrag zu den wichtigsten Herausforderungen im Strommarkt, (Lang- und Kurzfassung)

AUF ENGLISCH

FAQ EEG – Energiewende: What do the new laws mean?

Ten questions and answers about EEG 2017, the Electricity Market Act, and the Digitisation Act

Reducing the cost of financing renewables in Europe

A proposal for an EU Renewable Energy Cost Reduction Facility ("RES-CRF")

Refining Short-Term Electricity Markets to Enhance Flexibility

Stocktaking as well as Options for Reform in the Pentilateral Energy Forum Region

Energy Transition in the Power Sector in Europe: State of Affairs in 2016

Review on the Developments in 2016 and Outlook on 2017

A Pragmatic Power Market Design for Europe's Energy Transition

The Power Market Pentagon

Eleven Principles for a Consensus on Coal

Concept for a stepwise decarbonisation of the German power sector (Short Version)

The Integration Costs of Wind and Solar Power

An Overview of the Debate of the Effects of Adding Wind and Solar Photovoltaics into Power Systems

Alle Publikationen finden Sie auf unserer Internetseite: www.agora-energiewende.de

Wie gelingt uns die Energiewende?

Welche konkreten Gesetze, Vorgaben und Maßnahmen sind notwendig, um die Energiewende zum Erfolg zu führen? Agora Energiewende will helfen, den Boden zu bereiten, damit Deutschland in den kommenden Jahren die Weichen richtig stellt. Wir verstehen uns als Denk- und Politiklabor, in dessen Mittelpunkt der Dialog mit den relevanten energiepolitischen Akteuren steht.



Unter diesem QR-Code steht diese Studie als PDF zum Download zur Verfügung.

Agora Energiewende

Anna-Louisa-Karsch-Straße 2 | 10178 Berlin

T +49 (0)30 700 14 35-000

F +49 (0)30 700 14 35-129

www.agora-energiewende.de

info@agora-energiewende.de

