



HINTERGRUND // DEZEMBER 2017

Daten und Fakten zu Braun- und Steinkohlen

Für Mensch & Umwelt

**Umwelt 
Bundesamt**

Impressum

Herausgeber:

Umweltbundesamt
Fachgebiet I 2.5
Postfach 14 06
06813 Dessau-Roßlau
Tel: +49 340-2103-0
info@umweltbundesamt.de
Internet: www.umweltbundesamt.de

 /umweltbundesamt.de

 /umweltbundesamt

 /umweltbundesamt

 /umweltbundesamt

Autoren:

I 2.5 Detlef Drosihn, Petra Icha, Gunter Kuhs,
Fabian Sandau, Jeannette Pabst
I 2.2 Benno Hain, Mark Nowakowski, David Pfeiffer
I 2.6 Kristina Juhrich
I 1.4 Björn Bünger, Lea Köder, Benjamin Lünenbürger,
Dirk Osiek, Astrid Matthey
I 3.5 Gertrude Penn-Bressel
II 1.5 Wolfgang Straff
II 1.6 Dietrich Plaß, Dirk Wintermeyer
II 2.1 Rüdiger Wolter, Corinna Baumgarten
II 2.2 Sabine Grimm
II 2.4 Ingo Kirst
II 2.6 Jörg Frauenstein
II 4.1 Marcel Langner
III 2.1 Rolf Beckers
E 2.3 Dmitri Lewandrowski, Claudia Gibis, Jan Weiß,
Steffen Schlömer

Satz und Layout:

Atelier Hauer + Dörfler GmbH, Berlin

Publikationen als pdf:

www.umweltbundesamt.de/publikationen

Bildquellen:

Titelbild: eyetronic | fotolia.com; shutterstock.com

Datenstand: Oktober 2017

ISSN 2363-829X

HINTERGRUND // DEZEMBER 2017

**Daten und Fakten zu
Braun- und Steinkohlen**

Kurzbeschreibung

Braun- und Steinkohlenkraftwerke waren im Jahr 2016 mit insgesamt 40,3 % (23,1 % bzw. 17,2 %) an der deutschen Bruttostromerzeugung beteiligt und stießen dabei – neben anderen gesundheits- und umweltschädlichen Stoffen – den Großteil der Kohlendioxidemissionen der deutschen Stromerzeugung aus. Aus Umweltsicht stehen sie damit für eine bedenkliche Form der Energiebereitstellung.

Das vorliegende Hintergrundpapier stellt ein Kompendium energiewirtschaftlicher, ökonomischer und umweltpolitisch relevanter Eckdaten zu Braun- und Steinkohlen im Energiebereich dar, um die Diskussion um die Zukunft der Kohlenkraft in Deutschland mit diesen Daten und Fakten zu begleiten. Der bereitgestellte Bericht gibt dabei eine Zusammenstellung der Informationen über Braun- und Steinkohlen wieder, wie sie dem Umweltbundesamt (UBA) vorliegen. Es stehen die Daten im Vordergrund, die das Amt für die wissenschaftliche Politikberatung und Berichtspflichten bereithält. Hierzu zählen u. a. die Emissionsberichterstattung an die Vereinten Nationen (United Nations Framework Convention on Climate Change – UNFCCC) und an die Europäische Union (EU) oder das Nationale Schadstofffreisetzung- und -verbringungsregister (Pollutant Release and Transfer Register – PRTR) der Vereinten Nationen (Wirtschaftskommission für Europa der Vereinten Nationen – UN-ECE).

Der Bericht stützt sich also, wo immer möglich, auf öffentlich verfügbare Daten amtlicher Quellen. Zu diesen zählen auf nationaler Ebene: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), Bundesministerium der Finanzen (BMF), Bundestag (BTag), Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA), Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR), Bundesnetzagentur (BNetzA) oder die Deutsche Rohstoffagentur (DERA). Zu den Quellen, die den amtlichen Quellen quasi gleichgestellt sind, zählt die Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (AGEB). Daneben werden auch Informationen privater Akteure und von Wirtschaftsverbänden zitiert, die z. T. in die Arbeiten der AGEB und anderer Organe einfließen.

Auf internationaler Ebene sind die wichtigsten verwendeten Quellen die Internationale Energieagentur (IEA), der Weltenergieerät (WEC) und die Weltgesundheitsorganisation (WHO). Teilweise verweist die Publikation auch auf eigene wissenschaftliche Forschung oder auf wissenschaftliche Studien von Forschungsinstituten im In- und Ausland. Dies ist immer dann der Fall, wenn für diese Sachverhalte keine amtlichen Daten vorlagen.

Abstract

Lignite and Hard coal accounted for around 40,3 % (23,1 % / 17,2 %) of German electricity generation in 2016 and emitted a predominant share of carbon dioxide, as well as further environmentally harmful and unhealthy pollutants. Thus, from an environmental point of view they constitute a highly questionable part of Germany's energy supply.

The following fact sheet is intended as compendium of relevant economic and environmental data on coal and lignite use in the German energy sector. It shall accompany the ongoing discussion on the future of coal in Germany.

This report brings together relevant data of whenever possible official side (Federal Ministries or agencies, and others), quasi-official data (Working group on Energy Balances) and Trade Associations. Concerning international data, sources such as the International Energy Agency, the World Energy Council or the World Health Organization have been used. For some aspects, no official data were available. In such cases, scientific studies from national or international research institutes have been used.

Inhalt

Abbildungsverzeichnis	4
Tabellenverzeichnis	5
Abkürzungsverzeichnis	6
1 Einleitung	8
1.1 Zusammenfassung	8
1.1.1 Braunkohlen	8
1.1.2 Steinkohlen	8
1.2 Definition	8
2 Energiewirtschaftliche Aspekte	10
2.1 Verfügbarkeit: Ressourcen und Reserven	10
2.2 Förderung	12
2.2.1 Internationaler Kontext	12
2.2.2 Nationaler Kontext	13
2.3 Primärenergieverbrauch	15
2.4 Bruttostromerzeugung	16
3 Kraftwerkspark	17
3.1 Anzahl und Leistung	17
3.2 Regionale Verteilung	17
3.3 Altersstruktur	18
3.4 In Bau und Planung	18
3.5 In Reserve und Sicherheitsbereitschaft befindlich	19
3.6 Volllaststunden	20
3.7 Betreiber und Marktanteil	21
4 Ökonomische Aspekte	22
4.1 Brennstoffkosten	22
4.1.1 Braunkohle	22
4.1.2 Steinkohle	22
4.2 CO ₂ -Preise	24
4.3 Stromgestehungskosten	25
4.4 Emissionsbedingte Umweltkosten	26
4.5 Subventionen	26
4.5.1 Steinkohlensubventionen	27
4.5.2 Braunkohlensubventionen und -vergünstigungen	28
4.6 Beschäftigte	30

5 Umweltaspekte	31
5.1 Emissionen in die Luft	31
5.1.1 Kohlendioxid-Emissionen und Emissionsfaktoren	31
5.1.2 Emissionen weiterer Schadstoffe	32
5.2 Emissionen in das Wasser	35
5.2.1 Auswirkungen durch die Kohlenverbrennung	35
5.2.2 Auswirkungen durch die Kraftwerkskühlung mit Wasser	36
5.2.3 Auswirkungen durch Grundwasserabsenkungen beim Braunkohletagebau	37
5.2.4 Versauerung der Gewässer	38
5.2.5 Verockerung der Gewässer	38
5.3 Auswirkungen auf den Boden	38
5.3.1 Flächen(neu)inanspruchnahme	38
5.4 Gesundheitliche Auswirkungen der Emissionen von Kohlenkraftwerken	40
5.4.1 Feinstaub	41
5.4.2 Schwermetalle	41
6 Ausblick	42
7 Anlagenverzeichnis	43
8 Quellenverzeichnis	54

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Steinkohlenimporte nach Deutschland für den Einsatz in Kraftwerken	14
Abbildung 2: Entwicklung des Anteils von Braun- und Steinkohle am Primärenergieverbrauch	15
Abbildung 3: Bruttostromerzeugung in Deutschland nach Energieträgern	16
Abbildung 4: Altersstruktur des Kohlenkraftwerkspark in Deutschland (2017)	18
Abbildung 5: Entwicklung der Preis auf wichtigen Steinkohlenmärkten	23
Abbildung 6: Drittlandskohlebezüge und durchschnittliche Preise	23
Abbildung 7: Preisentwicklung für Emissionsberechtigungen (EUA) seit 2008	24
Abbildung 8: Staatliche Förderung der Steinkohle von 1999 bis 2016	27
Abbildung 9: Entwicklung der Beschäftigtenzahlen in Braunkohlenwirtschaft und Steinkohlenbergbau	30
Abbildung 10: Anteil der Braun- und Steinkohlen an der Bruttostromerzeugung sowie an den Emissionen der Stromerzeugung	32
Abbildung 11: Standorte von PRTR berichtspflichtigen Kraftwerken mit Quecksilber-Luftemissionen im Jahr 2015	35
Abbildung 12: Wasseraufkommen für die Energieversorgung	36
Abbildung 13: Flächenverbrauch durch inländische Entnahme von Braunkohle im Tagebau	39
Abbildung 14: Inländische Entnahme von Braunkohlen im Tagebau	40

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Gliederung der Kohlenarten.....	9
Tabelle 2:	Weltweite Reserven und Ressourcen (2015).....	10
Tabelle 3:	Weltweite Braun- und Steinkohlenreserven (2015).....	11
Tabelle 4:	Die größten Steinkohlenimportländer	12
Tabelle 5:	Deutsche Braunkohlenreserven und -ressourcen (2016)	13
Tabelle 6:	Deutsche Steinkohlenreserven und -ressourcen (2016).....	14
Tabelle 7:	Verhältnis von Stromaußenhandelssaldo zur Bruttostromerzeugung.....	17
Tabelle 8:	Anzahl der mit Braun- und Steinkohlen befeuerten Kraftwerksblöcke in Deutschland	17
Tabelle 9:	Kraftwerke in Bau und Probetrieb befindlich oder stillgelegt	19
Tabelle 10:	Kraftwerke außerhalb des Strommarktes.....	19
Tabelle 11:	Braunkohlenkraftwerksblöcke in Sicherheitsbereitschaft gemäß Strommarktgesetz	20
Tabelle 12:	Volllaststunden deutscher Braun- und Steinkohlenkraftwerke	21
Tabelle 13:	Elektrische Bruttoleistung der deutschen Braun- und Steinkohlenkraftwerke nach Betreiber und Marktanteil	22
Tabelle 14:	Verzicht auf Förderabgabe für Bodenschätze und Wasserentnahmeentgelte	28
Tabelle 15:	Begünstigung des Kohlenbergbaus durch BesAR bis zum Jahr 2012	29
Tabelle 16:	Finanzierungsgrundlagen der Braunkohlesanierung in Ostdeutschland.....	29
Tabelle 17:	Brennstoffbezogene Emissionsfaktoren für die deutschen Braunkohlenreviere.....	31
Tabelle 18:	Elektrischer Netto-Wirkungsgrad von Kohlenkraftwerken ab 100 MW _{el}	31
Tabelle 19:	Für die Emissionsberichterstattung abgeleitete Emissionsfaktoren für Steinkohlen.....	31
Tabelle 20:	PRTR-Jahresfrachten (Freisetzungen in Luft) beispielhafter Braunkohlekraftwerke für das Berichtsjahr 2015.....	33
Tabelle 21:	PRTR-Jahresfrachten (Freisetzungen in Luft) beispielhafter Steinkohlekraftwerke für das Berichtsjahr 2015.....	34

Abkürzungsverzeichnis

AGEB	Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V.
AGEE-Stat	Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik
BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
BGR	Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe
BImSchG	Gesetz zum Schutz vor schädlichen Umwelteinwirkungen durch Luftverunreinigungen, Geräusche, Erschütterungen und ähnlichen Vorgängen
BImSchV	Bundes-Immissionsschutzverordnung
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BMF	Bundesministerium der Finanzen
BNetzA	Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
BoAplus	Braunkohleblock mit optimierter Anlagentechnik
BTag	Bundestag
CO	Kohlenstoffmonoxid
CO₂	Kohlenstoffdioxid
CWE	Central Western Europe
DEBRIV	Deutscher Braunkohlen-Industrie Verein e.V.
DERA	Deutsche Rohstoffagentur
DIW	Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz
EEV	Endenergieverbrauch
EnBW	Energie Baden-Württemberg AG
EU	Europäische Union
EU-WRRL	Wasserrahmenrichtlinie (2000/60/EG)
EUA	European Emission Allowance
GIZ	Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit GmbH
GJ	Gigajoule
Gt	Gigatonnen
GUS	Gemeinschaft Unabhängiger Staaten
GVSt	Gesamtverband Steinkohle e.V.
GW	Gigawatt
ICE	Intercontinental Exchange

IEA	Internationale Energieagentur
IG BCE	Industriegewerkschaft Bergbau, Chemie, Energie
kJ	Kilojoule
LEAG	Lausitz Energie AG
LCOE	Levelized cost of electricity / Stromgestehungskosten
LMBV	Lausitzer und Mitteldeutsche Bergbau-Verwaltungsgesellschaft mbH
NO_x	Stickoxide
Mt	Megatonne
MW	Megawatt
OECD	Organisation für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung
PEV	Primärenergieverbrauch
PJ	Petajoule
PM	Pressemitteilung
PRTR	Schadstofffreisetzungs- und -verbringungsregister
RAG AG	RAG Aktiengesellschaft (ehemals Ruhrkohle AG)
RWE	ehemals Rheinisch-Westfälisches Elektrizitätswerk AG
SKE	Steinkohleneinheit
SO_x	Schwefeloxide
Steag	ehemals Steinkohlen-Elektrizität AG
t	Tonne
TJ	Terajoule
TWh	Terawattstunden
UBA	Umweltbundesamt
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
USA	Vereinigte Staaten von Amerika
UN-ECE	Wirtschaftskommission für Europa der Vereinten Nationen
UNFCCC	Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen
VA	Verwaltungsabkommen
VDI	Verein Deutscher Ingenieure e.V.
WEC	Weltenergierat
WHO	Weltgesundheitsorganisation
WZ	Wirtschaftszweig

1 Einleitung

1.1 Zusammenfassung

1.1.1 Braunkohlen

Aus globaler Sicht spielt Braunkohle – im Gegensatz zur Steinkohle – eine eher untergeordnete Rolle. In Deutschland hingegen ist sie noch immer ein relevanter Energieträger, sowohl was die Förderung als auch den Verbrauch angeht. Für die derzeit in Betrieb befindlichen 45 Braunkohlenkraftwerke ist sie primärer Energieträger.

Der Anteil der Braunkohle am Primärenergieverbrauch hat sich seit 1990 mehr als halbiert, der Anteil an der Bruttostromerzeugung sank hingegen von 170,9 TWh (31,1 %) im Jahr 1990 auf 150 TWh (23,1 %) im Jahr 2016.¹ Der Anteil der Braunkohlenkraftwerke an den CO₂-Emissionen der Stromerzeugung sank von 55 % (200 Mio. t von insgesamt 366 Mio. t) im Jahr 1990 auf 50 % in 2016 (153 Mio. t von insgesamt 306 Mio. t).²

Die als Grundlastkraftwerke konzipierten Braunkohlenkraftwerke weisen eine hohe Verfügbarkeit und wegen ihrer geringen variablen Betriebskosten eine hohe Wettbewerbsfähigkeit auf. Dennoch erhält die deutsche Braunkohlenwirtschaft jährlich implizite Subventionen in Millionenhöhe.

All dies steht dem ambitionierten energiepolitischen Ziel entgegen, bis 2050 die Treibhausgasemissionen um 80 bis 95 % gegenüber 1990 zu verringern, denn Braunkohle ist der fossile Brennstoff, von dem die höchste Klima- und Umweltbelastung ausgeht.

1.1.2 Steinkohlen

Steinkohle ist ein weltweit gewonnener und gehandelter Energieträger. Auf diesem Steinkohlenweltmarkt, auf dem ca. 18 % der geförderten Steinkohle gehandelt werden, sind in den vergangenen Jahren China, die USA, Indonesien und Australien zu den größten Förderländern avanciert. Während China dabei einen Großteil der geförderten Kohle selbst verbraucht, sind die USA, Indonesien und Australien auch die größten Exporteure weltweit. Zu den Hauptimportländern zählt neben China, Indien und Japan auch Deutschland auf dem 6. Platz mit über 55 Mio. t im Jahr 2015. Demgegenüber steht die sinkende Tendenz selbst geförderter Kohle, deren Förderung nach gesetzlichen Vorgaben 2018 komplett auslaufen soll.

Die derzeit insgesamt 66 in Betrieb befindlichen Steinkohlenkraftwerke trugen im Jahr 2016 mit 111,5 TWh, also zu ca. 17,2 % zur Gesamtbruttostromerzeugung bei (1990 waren es 140,8 TWh, das ca. 25,6 % entsprach) und stießen dabei mit 87 Mio. t CO₂ 28 % der gesamten CO₂-Emissionen der Stromerzeugung aus (1990: 118 Mio. t von 366 Mio. t, bzw. 32 %).³ Neben den Treibhausgasen emittieren Steinkohlenkraftwerke Luftschadstoffe wie Schwefeloxide, Stickstoffoxide, Ruß und Staub sowie toxische Metalle wie Quecksilber, Blei, Arsen und Cadmium, welche die menschliche Gesundheit und Ökosysteme schädigen.

1.2 Definition

Die fossilen Energieträger Braun- und Steinkohlen sind brennbare Sedimentgesteine, die über Jahrmillionen unter Luftabschluss aus organischem Material im Prozess der Inkohlung entstanden sind. Dabei ist Torf das am wenigsten inkohlte Material mit dem geringsten Heizwert und Kohlenstoffanteil und dem größten Anteil an Wasser und flüchtigen Substanzen. Mit fortschreitender Inkohlung verschiebt sich die Zusammensetzung zugunsten des Kohlenstoffs, dessen Anteil bei Anthrazit bei nahezu 100 % liegt (vgl. Tabelle 1).

¹ AG Energiebilanzen e.V.: Bruttostromerzeugung in Deutschland ab 1990 nach Energieträgern, Stand: 11.08.2017.

² Umweltbundesamt (UBA 2017): Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990–2016, Climate Change 15/2017, 05/2017, S.24.

³ Umweltbundesamt (UBA 2017): Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990–2016, Climate Change 15/2017, 05/2017, S.24.

Tabelle 01

Gliederung der Kohlenarten*

Kohlenart	Heizwert (GJ/t) (wasser- und aschefrei)	flüchtige Bestandteile	Kohlenstoff	Wasserstoff	Sauerstoff
Brenntorf	< 14,23	80–70 %	60–49 %	8–5 %	45–28 %
Braunkohlen					
Weichbraunkohle	6,7–9,0**				
Hartbraunkohle	> 14,82	60–43 %	65–75 %	8–5 %	30–12 %
Steinkohlen					
Flammkohle	< 32,8	> 40 %	75–81 %	6,6–5,8 %	> 9,8 %
Gasflammkohle	32,8–34,0	40–35 %	81–85 %	5,8–5,6 %	9,8–7,3 %
Gaskohle	33,9–34,8	35–28 %	85–87,5 %	5,5–5,0 %	7,3–4,5 %
Fettkohle	34,5–35,6	28–19 %	87,5–89,5 %	5,0–4,5 %	4,5–3,2 %
Eßkohle	35,2–35,5	19–14 %	89,5–90,5 %	4,5–4,0 %	3,2–2,8 %
Magerkohle	35,2–35,5	14–10 %	90,5–91,5 %	4,0–3,75 %	2,8–2,5 %
Anthrazit	35,0–35,3	< 10 %	> 91,5 %	< 3,75 %	< 2,5 %

* Wasser und aschefreie Kohlen

** Expertenschätzung, nicht wasser- oder aschefrei

Quelle: UBA auf Basis GVSt 2011, DEBRIV 2015, BGR 2014

Während die Definitionen anhand der Mengenbestandteile bei Torf und Anthrazit relativ einheitlich sind, finden sich für die Unterteilungen der Braun- und Steinkohlenarten unterschiedliche Definitionen.⁴ Die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) definiert Braunkohle für Gesteine mit einem Heizwert zwischen 14,82 GJ/t und 16,5 GJ/t (wasser- und aschefrei). Die Internationale Energieagentur (IEA) wiederum definiert Braunkohle für Gesteine mit einem Heizwert unter 23,9 GJ/t.⁵ Ausnahmen gelten für Australien, Belgien, Finnland, Frankreich, Island, Japan, Korea, Mexiko, Neuseeland, Portugal und die USA. Für diese Länder wird Braunkohle mit einem Energiegehalt unter 17,4 GJ/t definiert.⁶ Die in Deutschland vorkommenden Rohbraunkohlen (nicht Trockensubstanz) haben laut AG Energiebilanzen (AGEB) hingegen einen Heizwert von 9,06 GJ/t.⁷



⁴ Siehe hierzu auch: DEBRIV – Bundesverband Braunkohle – Glossar. Braunkohlen.

⁵ IEA (2014): Coal Information 2014 with 2013 data, S. I.13.

⁶ IEA (2009): Coal Information S. 5–6.

⁷ AGEB: Heizwerte der Energieträger und Faktoren für die Umrechnung zur Energiebilanz 2013, Stand: 14.10.2013.

2 Energiewirtschaftliche Aspekte

2.1 Verfügbarkeit: Ressourcen und Reserven

Ressourcen sind nachgewiesene, aber derzeit technisch und / oder wirtschaftlich nicht gewinnbare sowie nicht nachgewiesene, aber geologisch mögliche, künftig gewinnbare Rohstoffmengen („yet to find“).⁸ **Reserven** sind hingegen nachgewiesene Rohstoffmengen, die zu heutigen Preisen und mit aktuell verfügbarer Technik wirtschaftlich zu fördern sind. In verschiedenen Studien werden für beide Größen, je nach verwendeter Kohlendefinition, unterschiedliche Daten genannt. Die genauen Abschätzungen zu Ressourcen und Reserven unterliegen Unsicherheiten.

Laut der IEA sammeln und veröffentlichen regelmäßig zwei Institutionen Daten zu den weltweiten Kohleressourcen und -reserven, der Weltenergiestatistik (WEC) sowie die deutsche Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR).⁹

Zur besseren Vergleichbarkeit mit den Werten von der BGR werden hier für die weltweiten Werte des WEC die Kohlen mit einem Heizwert unter 16,5 GJ/t den Weichbraunkohlen zugeordnet. Zur Veranschaulichung wird der Wert von WEC zusätzlich nach der IEA-Definition¹⁰ (Heizwert bis 16,5 GJ/t asche- und wasserfrei) angegeben.

Deutschland weist mit 36,5 Gt (Gigatonnen) 0,8% der weltweiten Braunkohlenressourcen aus und nimmt damit den elften Rang ein.¹¹ Die größten Ressourcen befinden sich mit rund 1.368 Gt in den Vereinigten Staaten, gefolgt von der Russischen Föderation mit 1.289 Gt und Australien mit rund 403 Gt.

Bezüglich der Braunkohlenreserven sieht das Bild anders aus. Hier nimmt Deutschland mit 11,4% den dritten Platz (mit 36,2 Gt) hinter der Russischen Föderation und Australien (24,2%) ein. Russland verfügt über 28,6% der weltweiten Reserven, wobei hier in die Statistik auch Hartbraunkohlen (höherer Heizwert als Weichbraunkohle) mit einbezogen werden.¹²

Tabelle 02

Weltweite Reserven und Ressourcen (2015)

in Gt	BGR Heizwert < 16,5 GJ/t	WEC Heizwert < 16,5 GJ/t
Braunkohlenreserven	316,78 Gt	285,96 Gt
Braunkohlenressourcen	4.422,15 Gt	4.418,65 Gt
Steinkohlenreserven	712,21 Gt	698,66 Gt
Steinkohlenressourcen	17.712 Gt	17.713 Gt

Quelle: UBA auf Basis BGR 2016, WEC 2016

Steinkohlen haben einen Anteil von rund 46% an den nicht-erneuerbaren Primärenergiereserven und von rund 80% an den nicht-erneuerbaren Primärenergieressourcen.¹³ Damit sind für diesen fossilen Energieträger weltweit die größten Ressourcen und Reserven ausgewiesen. Dieses Potenzial wäre ausreichend, um den absehbaren Bedarf über viele Jahrzehnte zu gewährleisten. Ähnlich wie bei der Braunkohle unterliegen auch bei der Steinkohle die genauen Abschätzungen zu Ressourcen und Reserven Unsicherheiten.

Tabelle 3 zeigt die regionale Verteilung der weltweiten Braun- und Steinkohlenreserven und -ressourcen im Jahr 2015. Das größte verbleibende Potenzial ist in den Regionen Nordamerika, Austral-Asien und in der Gemeinschaft Unabhängiger Staaten (GUS) zu verzeichnen.

8 BGR (2016): Energiestudie 2016, S. 169.

9 IEA (2013): Resources to Reserves 2013. Oil, Gas and Coal, S. 33/34.

10 IEA (2014): IEA Statistics – Coal Information 2014 with 2013 data, S.1.13.

11 BGR (2016): Energiestudie 2016, S.142.

12 BGR (2016): Energiestudie 2016, S. 134–143.

13 BGR (2016): Energiestudie 2016, S. 37.

Tabelle 03

Weltweite Braun- und Steinkohlenreserven 2015 nach Regionen

in Gt	Braunkohlen	Prozentualer Anteil	Steinkohlen	Prozentualer Anteil
Nordamerika	32,47	10,2 %	227,09	31,9 %
USA	30,18	9,5 %	221,40	31,1 %
Kanada	2,24	0,7 %	4,35	0,6 %
Mittel & Südamerika	5,07	1,6 %	8,94	1,3 %
Brasilien	5,05	1,6 %	1,55	0,2 %
Kolumbien			4,88	0,7 %
Europa	75,78	23,9 %	22,74	3,2 %
Deutschland	36,20	11,4 %	0,01	0,0 %
Serbien	7,11	2,2 %		
Polen	5,46	1,7 %	18,70	2,6 %
Griechenland	2,88	0,9 %		
Tschechische Rep.	2,57	0,8 %		
Ungarn	2,63	0,8 %		
Ukraine	2,34	0,7 %	32,04	4,5 %
Bulgarien	2,17	0,7 %		
Türkei	10,98	3,5 %		
GUS	93,07	29,4 %	130,36	18,3 %
Russische Föderation	90,73	28,6 %	69,63	9,8 %
Austral-Asien	110,33	34,8 %	308,73	43,3 %
Australien	76,51	24,2 %	68,31	9,6 %
Indonesien	8,25	2,6 %	17,33	2,4 %
China	7,67	2,4 %	126,00	17,7 %
Neuseeland	6,75	2,1 %		
Indien	4,99	1,6 %	89,78	12,6 %
Pakistan	2,86	0,9 %		
Kasachstan			25,61	3,6 %
Vietnam			3,12	0,4 %
Afrika	0,07	0,00 %	13,15	1,8 %
Südafrika			9,89	1,4 %
Mosambik			1,79	0,3 %
Insgesamt	316,78	100,0 %	712,21	100,0 %

Quelle: UBA auf Basis BGR 2016

2.2 Förderung

2.2.1 Internationaler Kontext

Im Jahr 2015 wurden weltweit rund 7.726,8 Mt Kohlen produziert.¹⁴ Davon waren rund 5.834,0 Mt Kesselkohlen (steam coal), 1.081,1 Mt Koks- bzw. Fettkohlen (coking coal) und rund 811,1 Mt Braunkohlen (lignite). Vorläufige Werte für das Jahr 2016 zeigen eine Abnahme der Produktion auf insgesamt 7.268,6 Mt, aufgeteilt auf 5.407,0 Kessel-, 1.074,3 Koks-, und 783,3 Braunkohlen.¹⁵ Die Produktionszahlen zeigen, ebenso wie die des Primärenergieverbrauchs: Während Steinkohle im Jahr 2015 rund 27,5 % des weltweiten Primärenergieverbrauchs deckte, trug Braunkohle nur mit rund 1,7 % dazu bei¹⁶ und spielt damit im globalen Kontext eine eher untergeordnete Rolle.

Die weltweite Förderung von Braunkohlen belief sich im Jahr 2015 auf etwa 1.011,2 Mt.¹⁷ Der größte Braunkohlenförderer war dabei Deutschland mit 178,1 Mt und einem Anteil von 17,6 %, gefolgt von China (13,8 %), der Russischen Föderation (7,2 %) und den USA (6,4 %). Die geförderte Menge wurde in allen Ländern fast ausschließlich inländisch verbraucht, da Braunkohle aufgrund ihres relativ geringen Heizwertes infolge des hohen Wassergehalts nicht weltweit gehandelt und transportiert wird¹⁸, sondern vielmehr in der Nähe der Förderstätte als Energieträger verbraucht wird.

Tabelle 04

Die größten Steinkohlenimportländer

in Mt/a	2011	2012	2013	2014	2015
China	183,10	288,8	327,00	291,00	204,10
Indien	98,90	137,6	170,00	215,00	199,90
Japan	175,20	185,2	191,50	188,40	190,60
Südkorea	129,20	125,6	126,50	130,80	135,00
Taiwan	66,60	64,6	66,00	65,80	64,70
Deutschland	44,20	45,0	50,10	53,70	55,50
Türkei	23,70	29,2	27,00	30,00	34,00
Malaysia	19,90	22,0	23,10	23,60	26,30
Großbritannien	32,50	44,8	49,40	41,80	24,20
Russische Föderation	24,00	21,4	29,60	25,20	24,00
Thailand	16,20	18,4	17,30	20,80	19,00
Nordamerika	28,70	25,6	24,10	25,30	25,50
Gesamte Welt	1.077,50	1.241,5	1.325,40	1.343,40	1.252,80
davon Europa	230,10	244,1	242,50	242,10	232,40
Anteil am Welthandel	21,4 %	19,7 %	18,3 %	18,0 %	18,6 %

Quelle: UBA auf Basis DERA 2012, BGR 2013–2016

14 Primärkohlen: Anthrazit, Koks-kohlen, bituminöse und sub-bituminöse Kohlen sowie Braunkohlen nach OECD / IEA Definition, vgl. IEA Statistics (2017): Coal Information 2017 Overview, S. 4, Tabelle 1.

15 IEA (2017): Coal Information 2017. Overview, S.4, Tabelle 1.

16 BGR (2017): www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/Kohle/kohle_node.html.

17 BGR (2016): Energiestudie 2016, S. 144, Tabelle 37

18 BGR (2016): Energiestudie 2016 S.145.

Insgesamt wurden im Jahr 2015 weltweit 6.701,5 Mt Steinkohlen gefördert. Der größte Steinkohlenförderer im Jahr war dabei China mit einem Anteil von 50,5 %, gefolgt von den USA mit einem Anteil von 11,2 %, (Indien 9,5 %, Australien 6,6 % und Indonesien mit 6,0 %).¹⁹ Etwa 18 % dieser geförderten Steinkohlen wurden weltweit gehandelt. Die größten Exporteure im Jahr 2015 waren Australien (30,8 %), Indonesien (29,1 %) und die Russische Föderation (12,0 %).²⁰

Die weltweiten Steinkohlenimporte beliefen sich im Jahr 2015 auf 1.252,8 Mt. Bezüglich der Importländer dominierte der asiatische Raum mit China als größtem Steinkohlenimporteur, gefolgt von Indien, Japan, Südkorea und Taiwan. Deutschland rangierte auf dem 6. Platz der importierenden Länder.²¹ Im Jahr 2015 wurden 55,5 Mt Steinkohlen importiert, davon etwa ein Fünftel für die Eisen- und Stahlindustrie.²²

2.2.2 Nationaler Kontext

Deutschlands Braunkohleressourcen verteilen sich auf vier Reviere, von denen das Rheinland das größte ist (vgl. Tabelle 5). Dort werden aktuell (2017) noch drei Tagebaue betrieben, in der Lausitz vier und im Mitteldeutschen Raum noch zwei.²³ Im Herbst 2016

lief nach über 140 Jahren die Kohlegewinnung im Helmstedter Revier aus, so dass derzeit nur noch drei Reviere aktiv betrieben werden, wobei die Förderung in allen Revieren rückläufig ist.²⁴

Deutschland verfügt über Steinkohlegesamtresourcen (Summe aus Reserven und Ressourcen) von etwa 83 Mio. t.²⁵ Von diesen sind bis Ende 2018 voraussichtlich rund 12 Mio. t gewinnbar.²⁶ Seit Mitte der Neunziger Jahre erfolgte eine sukzessive Verringerung der Eigenförderung und im Gegenzug ein Anstieg der Steinkohlenimporte auf etwa ein Fünftel des Wertes von 1990. In Deutschland wurden im Jahr 2016 nach vorläufigen Zahlen der AG Energiebilanzen etwa 55,6 Mio. t SKE (Steinkohleneinheit) (2015: 58,6 Mio. t SKE) Steinkohlen verbraucht,²⁷ wovon nur knapp 3,9 Mio. t SKE²⁸ aus einheimischer Förderung in den zwei verbliebenen aktiven Revieren Ruhr und Ibbenbüren stammte. Mit dem gesetzlich vorgeschriebenen Ausstieg aus der Subventionierung der Steinkohlenförderung in Deutschland werden ab 2019 Steinkohlen nur noch importiert.

Tabelle 05

Deutsche Braunkohlenreserven und -ressourcen (2016)

in Mio. t.	Rheinland	Lausitz	Mitteldeutschland	Helmstedt	Summe
Reserven (wirtschaftlich gewinnbare Vorräte)	35.000	3.300	2.000	n.v.	40.300
Ressourcen	20.000	8.500	8.000	n.v.	36.500
Gesamtressourcen	55.000	11.800	10.000	n.v.	768.000
Davon Reserven in erschlossenen und konkret geplanten Tagebauen	3.000	1.800	400	n.v.	5.200
Förderung im Jahr 2014	94	62	21	1,8	178,1
Förderung im Jahr 2015	95	62	19	1,5	178,1
Förderung im Jahr 2016	91	62	18	1,1	171,5

Quelle: UBA auf Basis BGR 2014, DEBRIV 2017, GVST 2016

19 BGR (2016): Energiestudie 2016, S.136, Tabelle 30.

20 BGR (2016): Energiestudie 2016, S.138 Tabelle 32.

21 BGR (2016): Energiestudie 2016, S. 136/138, Tabellen 30 und 32.

22 Verein der Kohlenimporteure (VdKI 2016): Jahresbericht 2016. Fakten und Trends 2015/2016.

23 Vgl. hierzu auch: Hermann, Hauke / Greiner, Benjamin / Matthes, Felix (2017): Die deutsche Braunkohlenwirtschaft. Historische Entwicklungen, Ressourcen, Technik, wirtschaftliche Strukturen und Umweltauswirkungen Studie erstellt im Auftrag von Agora Energiewende, 05/2017.

24 Kaltenbach, Erwin / Maaßen, Uwe: Braunkohle, in: DEBRIV (Debriv 2017): BWK – Das Energie-Fachmagazin. Sonderdruck aus BWK 5 (2017), S. 1.

25 BGR (2016): Tabellen zur Energiestudie 2016.

26 BGR (2016): Deutschland – Rohstoffsituation 2015. Hannover 11/2016 S. 36.

27 AGEB (2017): Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2016, 02/2017 S. 4.

28 Statistik der Kohlenwirtschaft e.V. (2017): Zur Lage des Kohlenbergbaus in der BRD im Jahr 2016, Jahresbericht 2017, S. 1.

Tabelle 06

Deutsche Steinkohlenreserven und -ressourcen (2016)

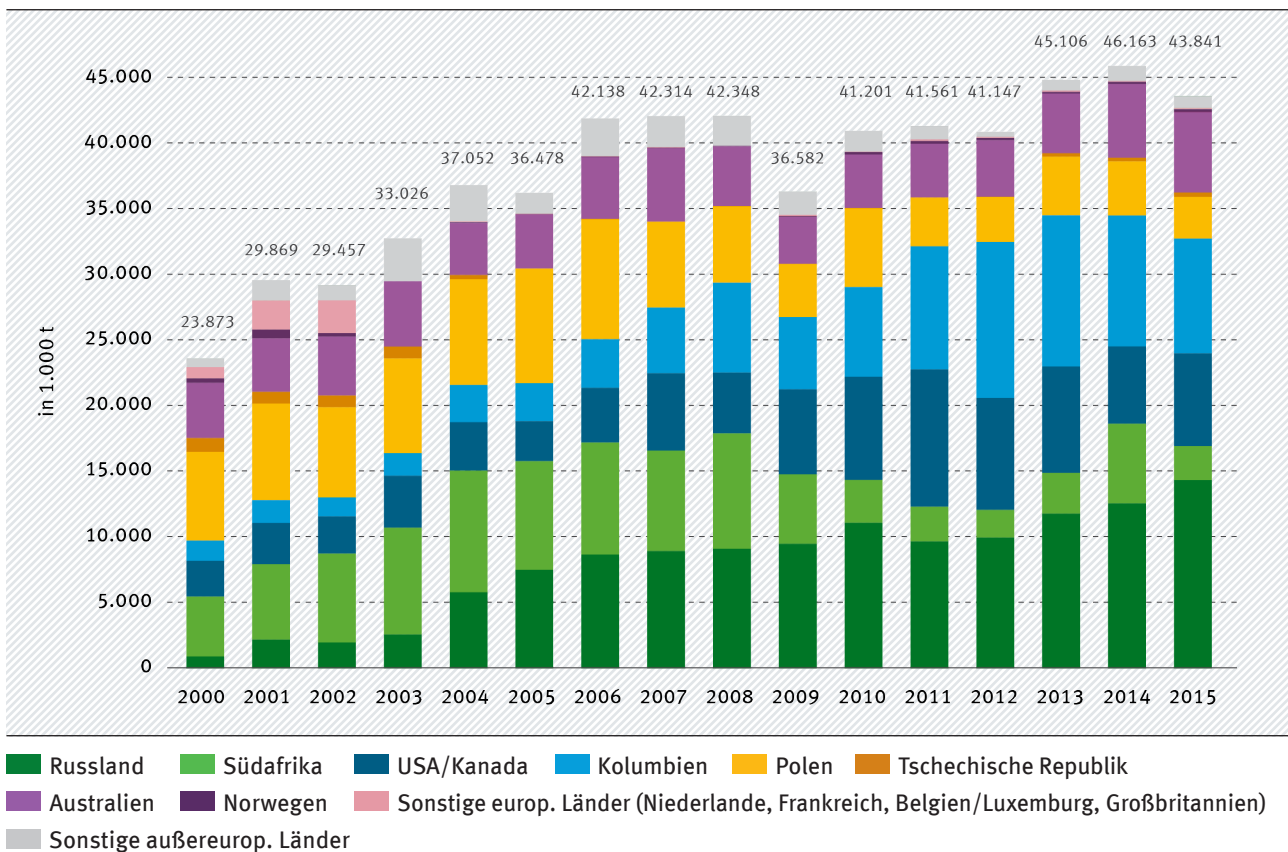
in Mio t.v.F.	Ruhrgebiet	Saarrevier	Ibbenbüren	Aachen	Zwickau	Summe
wirtschaftlich (subventioniert) gewinnbare Reserven 2014 bis 2018*	9	0	3	0	0	12
Ressourcen insgesamt	45.717	16.371	14.425	6.437	13	82.963
Gesamtressourcen	45.726	16.371	14.428	6.437	13	82.975
Förderung im Jahr 2014	5,7	0,0	2,0	0,0	0,0	7,6
Förderung im Jahr 2015	4,6	0,0	1,6	0,0	0,0	6,2
Förderung im Jahr 2016	2,5	0,0	1,3	0,0	0,0	3,8

* Ermittelt aus der vorraussichtlichen Förderung bis 2018

Quelle: UBA auf Basis BGR 2016, Statistik der Kohlenwirtschaft e.V. 2017

Abbildung 01

Steinkohlenimporte nach Deutschland für den Einsatz in Kraftwerken



Quelle: Statistik der Kohlenwirtschaft e.V. 2017

Im Jahr 2015 wurden insgesamt 55,5 Mio. t Steinkohlen nach Deutschland importiert. Dabei dominierten die Importe aus der Russischen Föderation (etwa ein

Drittel der gesamten Importe) Die weiteren Hauptimporteure nach Deutschland waren USA / Kanada, Kolumbien, Australien, Polen und Südafrika.²⁹

²⁹ Statistisches Bundesamt und Statistik der Kohlenwirtschaft e.V. 08/2016.

Rund 66,2 % (2016: 65,6 %) des deutschen Steinkohlenverbrauchs von insgesamt 58,6 Mio. t SKE entfielen 2015 auf den Verbrauch in Kraftwerken, etwa 31,6 % (2016: 31,4 %) wurden in der Stahlindustrie verwendet und weitere 2,2 % (2016: 2,1 %) entfielen auf den Wärmemarkt.³⁰

2.3 Primärenergieverbrauch

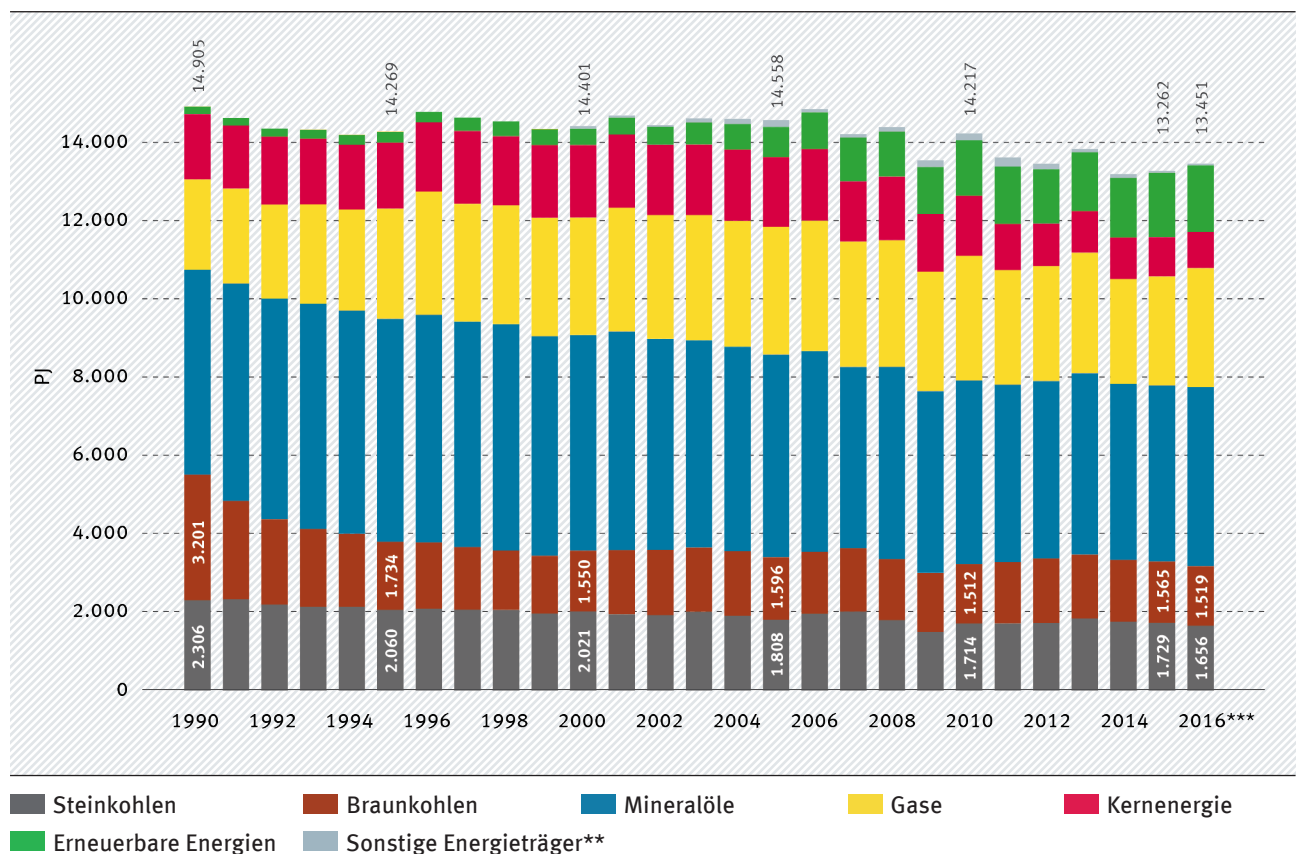
Nach vorläufigen Angaben der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB) betrug der Primärenergieverbrauch (PEV)³¹ im Jahr 2016 13.451 Petajoule (PJ) und lag damit um 9,8 % niedriger als 1990 (vgl. Abbildung 2). Auf das im Energiekonzept der Bundesregierung festgelegte Basisjahr 2008 bezogen, ergab sich ein Rückgang um 6,5 %. Bis 2020 strebt

die Bundesregierung eine Minderung des Primärenergieverbrauchs um 20 % bezogen auf 2008 und bis 2050 um 50 % an.

Seit 1990 fanden große Veränderungen im Energieträgermix statt. Der absolute Primärenergieverbrauch an Braunkohlen ging um 53 % zurück. Der relative Anteil der Braunkohlen sank um etwa 10 Prozentpunkte über den Zeitraum der letzten 25 Jahre. Der absolute Primärenergieverbrauch der Steinkohlen ging im selben Zeitraum um 28 % zurück, der relative Anteil um 3,2 %. Heute haben beide Energieträger zusammen nur noch einen Anteil von 24 % am gesamten Primärenergieverbrauch, im Jahre 1990 betrug der Anteil noch 37 %.

Abbildung 02

Entwicklung des Anteils von Braun- und Steinkohlen am Primärenergieverbrauch*



* Berechnungen auf der Basis des Wirkungsgradansatzes
 ** Sonstige Energieträger: Nichterneuerbare Abfälle und Abwärme sowie der Stromausgleichsbeitrag
 *** vorläufige Angaben

Quelle: AGEB 08/2017

30 Van de Loo, K. / Sitte, A.P. (2017): Steinkohle, in: BWK Bd. 69 (2017) Nr. 5 S. 114 (Werte für 2016 vorläufig).

31 Der Primärenergieverbrauch (PEV) bezeichnet den Energiegehalt aller eingesetzten Primärenergieträger.

2.4 Bruttostromerzeugung

Auch die Struktur der Bruttostromerzeugung³² nach eingesetzten Energieträgern änderte sich zwischen 1990 und 2016 deutlich (vgl. Abbildung 3). Der Anteil von Braun- und Steinkohlen an der Stromerzeugung betrug im Jahr 1990 noch 57 %. Derzeit besitzen diese beiden Energieträger zusammen nur noch einen Anteil von 40 %. Die Bruttostromerzeugung aus Braunkohle ist dabei absolut um 12 %, aus Steinkohle um 21 % zurückgegangen.³³

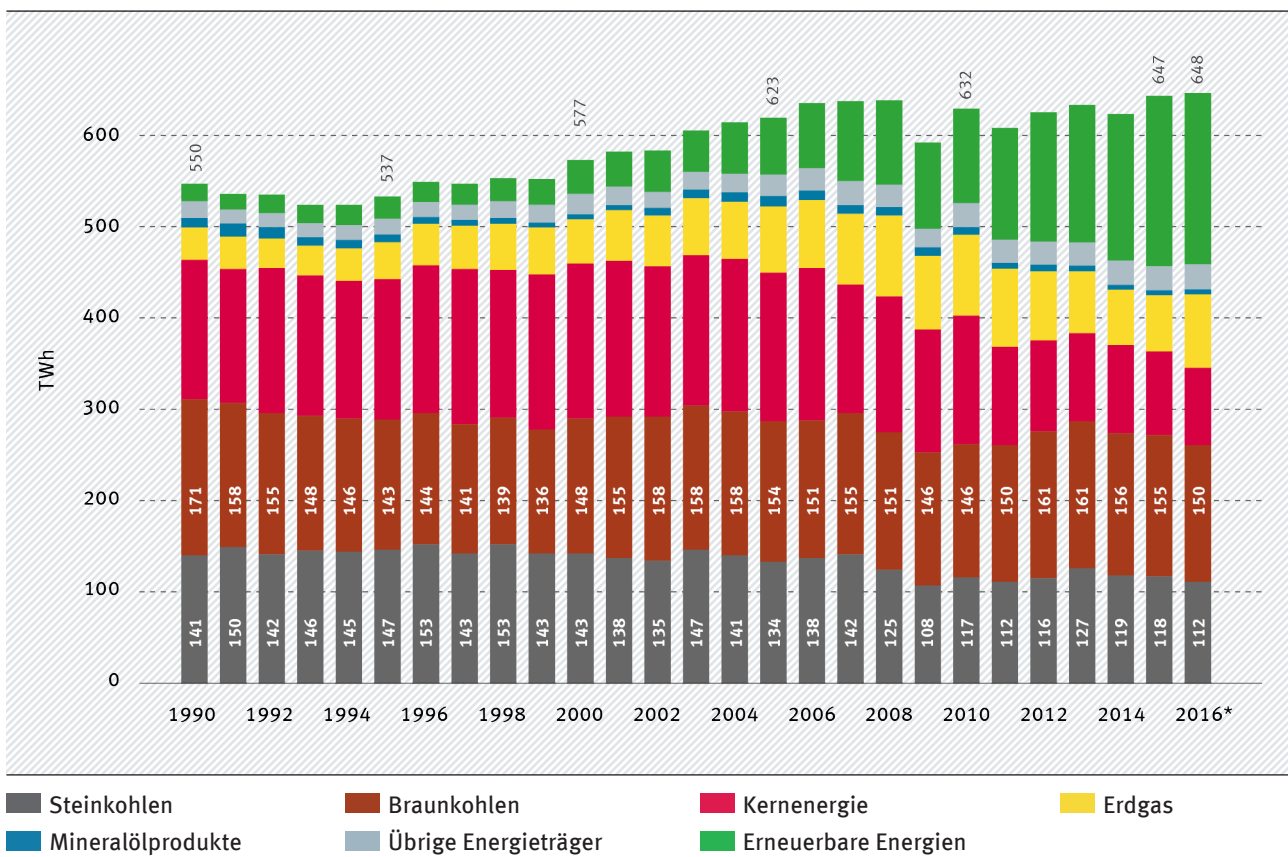
Für die Beurteilung der Relevanz fossiler Energieträger für die Stromerzeugung ist neben dem Ausbau der erneuerbaren Energien auch die Entwicklung der Bruttostromerzeugung relevant. Insgesamt hat sie sich zwischen 1990 und 2016 um fast 18 % erhöht.³⁴

Die Entwicklungen seit dem Jahr 2010 zeigen einen leicht rückläufigen Bruttoinlandsstromver-

brauch (von 614,7 TWh auf 594,6 TWh im Zeitraum 2010–2016). Dennoch ist gleichzeitig eine steigende Stromproduktion zu verzeichnen. Dem Anstieg von Strom aus erneuerbaren Energien um gut 80 % steht kein adäquater Rückgang von fossil-nuklearer Stromerzeugung gegenüber, so dass ein wachsender Anteil der Stromerzeugung als überschüssige Menge exportiert wird. Im Jahre 2016 entstand so ein Rekordexportüberschuss an Strom von 53,7 TWh (Tabelle 7). Dabei ist der Stromexport besonders ausgeprägt in Zeiten hoher Stromproduktion aus erneuerbaren Energien, bei gleichzeitig beibehaltener Einspeisung von Kernkraft- und Braunkohlestrom in Zeiten niedriger Nachfrage. Dieser Stromüberschuss ist z. B. an windreichen Wochenenden besonders ausgeprägt, an denen die Nachfrage generell niedriger ist, als an anderen Wochentagen. Im Jahr 2016 betrug das Verhältnis von Außenhandelsaldo zur Gesamtbruttostromerzeugung 8,3 %.

Abbildung 03

Bruttostromerzeugung in Deutschland ab 1990 nach Energieträgern



* Vorläufige Angaben, z.T. geschätzt

Quelle: AGEB 08/2017

32 Die Bruttostromerzeugung ist die elektrische Arbeit, die an den Generator клемmen gemessen wird.

33 AG Energiebilanzen (AGEB), Stand 08/2017, vorläufige Angaben.

34 Ibid.

Tabelle 07

Verhältnis von Stromaußenhandelssaldo zur Bruttostromerzeugung

	2011	2012	2013	2014	2015	2016*
Außenhandelssaldo [TWh]	6,3	23,1	33,8	35,6	51,8	53,7
Brutto-Stromerzeugung [TWh]	612,1	628,6	637,7	626,7	646,9	648,3
Brutto-Inlandsstromverbrauch [TWh]**	605,8	605,6	603,9	591,1	595,1	594,6
Verhältnis Außenhandelssaldo / Gesamtbruttostromerzeugung	1,0%	3,7%	5,3%	5,7%	8,0%	8,3%

* Vorläufige Angaben, z. T. geschätzt

** inklusive Netzverluste und Eigenverbrauch

Quelle: UBA auf Basis AGE8 08/2017

3 Kraftwerkspark

3.1 Anzahl und Leistung

Im Jahr 2012 gingen die bisher letzten drei neuen Braunkohlen-Kraftwerksblöcke in Betrieb (BoA Blöcke 2 und 3 am Standort Neurath mit jeweils 1.100 MW (Megawatt) elektrischer Bruttoleistung und Block R am Standort Boxberg mit 675 MW elektrischer Bruttoleistung. In den Jahren 2013 bis 2015 gingen zudem die steinkohlenbefeuerten Kraftwerksblöcke Walsum 10, Moorburg A+B, Karlsruhe RDK 8, Lünen Stummhafen, Mannheim GKM 9, Westfalen E und Wilhelmshaven mit einer installierten Leistung von insgesamt etwa 6,7 GW ans Netz. Die Anzahl der mit Braunkohlen befeuerten Kraftwerksblöcke beläuft sich derzeit auf 74, der mit Steinkohlen befeuerten auf 93 Kraftwerksblöcke. (Zu Stilllegungen siehe Kapitel 3.4).

3.2 Regionale Verteilung

In der beiliegenden Karte „Kraftwerke und Verbundnetze in Deutschland“ (vgl. Anhang 3) sind alle größeren Kraftwerke ab einer elektrischen Bruttoleistung von 100 MW verzeichnet – das heißt Braun- und Steinkohlenkraftwerke, aber auch Kernkraftwerke, Gaskraftwerke, Wasserkraftwerke sowie große Wind- und Solarparks.

Braunkohlenkraftwerke liegen – bedingt durch die erforderliche Nähe zu den Vorkommen – recht einheitlich auf einer mittleren Breitengradlinie quer durch Deutschland (Nordrhein-Westfalen, Sachsen-Anhalt, Sachsen, Brandenburg-Lausitz).

Tabelle 08

Anzahl der mit Braun- und Steinkohlen befeuerten Kraftwerksblöcke in Deutschland

Kraftwerke > 1MW	Standorte	Blöcke	Elektrische Bruttoleistung (MW)	Nettoengpassleistung (MW)	Fernwärmeleistung (MW)*
Braunkohlen und Braunkohlenstaub	45	74	22.271,0	20.032,6	3.676,8
Steinkohle	66	93	26.953,6	24.864,1	14.698,0

* Daten sind nicht von allen Kraftwerken bekannt.

Quelle: UBA 2017, BNetzA 2017

Von den rund 22,3 GW an installierter Leistung entfallen etwa die Hälfte auf Kraftwerke im Rheinland, etwa 9,5 GW auf die Lausitz und etwa 1,3 GW auf Mitteldeutschland / Helmstedt.

Ballungen von Steinkohlenkraftwerke liegen vorwiegend im Ruhr- und Saarrevier sowie in Ibbenbüren (das Aachener Revier wurde zwischen 1998–2000 stillgelegt) und – bedingt durch die Anlieferwege für Importsteinkohlen – entlang des Rheins und in der Nähe der deutschen Nordseeküste. Neubauprojekte (nicht auf der Karte verzeichnet) sind ebenfalls in Küstennähe und an großen Flüssen vorgesehen.

3.3 Altersstruktur

Das Alter der Braunkohlenkraftwerke beträgt durchschnittlich 35 Jahre, das der Steinkohlenkraftwerke durchschnittlich 30 Jahre und geht jeweils bis zu gut 50 Jahren. Viele der ältesten Anlagen wurden modernisiert bzw. ertüchtigt, so dass ihre alters- oder technisch bedingten Restlaufzeiten nicht abschätzbar sind.

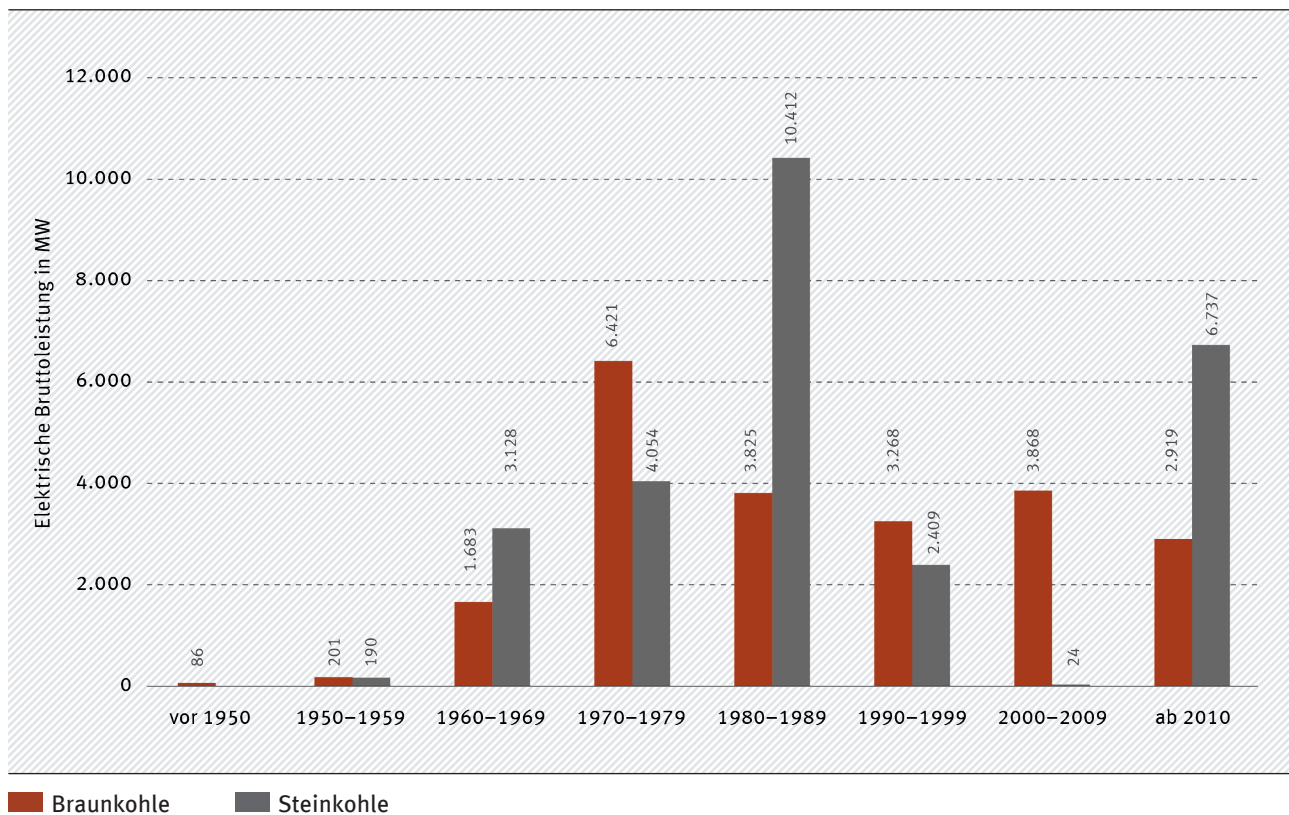
Insgesamt ist festzustellen, dass der Braunkohlen-Kraftwerkspark, insbesondere im rheinischen Revier, alt und demnach tendenziell eher ineffizient und emissionsintensiv ist.³⁵

3.4 In Bau und Planung

In Tabelle 9 sind die aktuell in Planung oder Bau befindlichen Kraftwerke dargestellt. Aktuell befinden sich in Deutschland drei Kraftwerksblöcke mit einer Gesamtleistung von 3.120 MW in Planung oder Bau. Basierend auf der Kraftwerksstilllegungsanzeigenliste (KWSAL) der Bundesnetzagentur (BNetzA), welche die bei der BNetzA eingegangenen Stilllegungsanzeigen der Erzeugungs- und Speicherranlagenbetreiber entsprechend § 13b Abs. 1 EnWG enthält, sind die Stilllegungen von Kraftwerken mit mehr als 10 MW dargestellt. Seit Beginn der Erhebung im November 2012 wurden 45 Braun- und Steinkohlenkraftwerksblöcke mit einer Gesamtleistung von 6.619 MW stillgelegt.

Abbildung 04

Altersstruktur des Kohlenkraftwerkspark in Deutschland (2017)



* ab 1 MW Anlagenleistung; ohne Retrofits

Quelle: UBA-Kraftwerksdatenbank (Stand: 31.08.2017)

³⁵ Vgl. hierzu auch: DIW – Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (2014) (Hrsg.): Szenarien einer nachhaltigen Kraftwerksentwicklung in Deutschland, S. 8/10.

Tabelle 09

Kraftwerke in Bau und Probetrieb befindlich oder stillgelegt

	Braunkohlen		Steinkohlen	
	Standort	MW	Standort	MW
Planung*	Niederaußem (BoA plus)	1.100	Stade-Bützfleth	920
Bau*			Datteln 4	1.100
Stilllegung**	18 Blöcke	1.875	27 Blöcke	4.744

* Quelle: UBA-Kraftwerksdatenbank 2017
 ** Quelle: BNetzA-KWSAL (Stand: 20.07.2017)

Stilllegungen von Kohlenkraftwerken erfolgen häufig aufgrund wirtschaftlicher Überlegungen.³⁶ So wurden beispielsweise von RWE in den Jahren 2011–2013 die 11 ältesten der 13 Braunkohlen-Kraftwerksblöcke in Frimmersdorf (NRW), die jeweils zwei ältesten Blöcke in Niederaußem und Weisweiler im Jahr 2013 und die zwei ältesten Blöcke am Standort Goldenberg im Jahr 2015 stillgelegt. Vattenfall stellte ab Mai 2017 sein Kraftwerk Berlin-Klingenberg von Braunkohlefeuerung auf Erdgas- und Biomassefeuerung um.

Von RWE wurden 2014–2016 die 3 ältesten Steinkohlen-Kraftwerksblöcke in Hamm-Uentrop stillgelegt. Uniper (ehemals E.ON) nahm 2014 drei Blöcke in Datteln und 2015 die Blöcke D, E und F in Gelsenkirchen-Scholven vom Netz. Die Steag legte 2017 jeweils 2 Blöcke in Voerde und Voerde-West still.

3.5 In Reserve und Sicherheitsbereitschaft befindlich

Ein Teil der in Deutschland installierten Kraftwerkskapazitäten stehen nicht regulär am Markt zur Stromerzeugung zur Verfügung. In Tabelle 10 sind basierend auf der Kraftwerksliste der BNetzA diese Kapazitäten dargestellt. Neben temporären Nicht-Verfügbarkeiten wie saisonaler Konservierung und den unter Sonderfälle aggregierten, vorübergehenden Stillständen auf Grund von Reparaturen, trifft dies auf einige Kraftwerke auch langfristig zu. Braunkohlekraftwerke die nach § 13g EnWG in die Sicherheitsbereitschaft überführt wurden, befinden sich für die nächsten vier Jahre in Sicherheitsbereitschaft und können während dieser Zeit keinen Strom außerhalb dieser vermarkten. Eine Rückkehr an die

Strommärkte ist nicht zulässig. Kraftwerke, die durch die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) an der Stilllegung gesetzlich gehindert wurden, werden nur auf Aufforderung der ÜNB zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit betrieben. Weiterhin ist die in den jeweiligen Jahren endgültig stillgelegte Kraftwerksleistung ausgewiesen.

Tabelle 10

Kraftwerke außerhalb des Strommarktes*

in MW	Braunkohle	Steinkohle
Saisonale Konservierung	0	0
Sicherheitsbereitschaft	352	0
Gesetzlich an Stilllegung gehindert**	0	494
Sonderfall	40	805
Vorläufig Stillgelegt	260	127
Endgültige Stilllegung		
in 2011	383	304
in 2012	1.321	547
in 2013	60	684
in 2014	0	2.159
in 2015	111	708
in 2016	0	342

* In das deutsche Netz einspeisende Kraftwerksleistungen in Luxemburg, Schweiz und Österreich sind ebenfalls aufgeführt.

** Systemrelevante Kraftwerke gem. §13b EnWG, die nur auf Anforderung der ÜNB zu Zwecken der Wahrung der Versorgungssicherheit betrieben werden.

Quelle: Kraftwerksliste der BNetzA, Stand: 03/2017

³⁶ DIW – Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (2014) (Hrsg.): Szenarien einer nachhaltigen Kraftwerksentwicklung in Deutschland S.7.

Tabelle 11

Braunkohlenkraftwerksblöcke in Sicherheitsbereitschaft gemäß Strommarktgesetz

Betreiber	Kraftwerksblock	Nettonennleistung in MW	Datum der Überführung	Datum der Stilllegung
Mibrag	Buschhaus	352	1.10.2016	30.09.2020
RWE	Frimmerdorf P	284	1.10.2017	30.09.2021
RWE	Frimmersdorf Q	278	1.10.2017	30.09.2021
RWE	Niederaußem E	295	1.10.2018	30.09.2022
RWE	Niederaußem F	299	1.10.2018	30.09.2022
REW	Neurath C	292	1.10.2019	30.09.2023
LEAG	Jänschwalde F	465	1.10.2018	30.09.2022
LEAG	Jänschwalde E	465	1.10.2019	30.09.2023
	Gesamt	2.730		

Quelle: Strommarktgesetz §13g

Das im Juli 2016 verabschiedete Strommarktgesetz sieht vor, dass insgesamt 2.700 MW Braunkohlekapazität für vier Jahre in einer Sicherheitsbereitschaft gehalten werden. Anschließend werden diese endgültig stillgelegt und sollen so 11–12,5 Mio. t CO₂ bis zum Jahr 2020 einsparen. Mit dem Kraftwerk Buschhaus (MIBRAG, elektrische Bruttoleistung 405 MW) wurde im Oktober 2016 das erste Braunkohlenkraftwerk für vier Jahre in die Sicherheitsbereitschaft überführt. Am 1. Oktober 2017 folgten dann die zwei verbliebenen Blöcke des Kraftwerks Frimmersdorf (RWE, insgesamt 635 MW elektrische Bruttoleistung). Im Juli 2017 wurde zudem der von der BNetzA als systemrelevant eingestufte Block 1 des HKW Altbach / Deizisau (EnBW, elektrische Bruttoleistung 476 MW) in die Netzreserve genommen.

3.6 Volllaststunden

Die Volllaststundenanzahl ist eine Rechengröße, die sich aus dem Quotienten der von einem Kraftwerk in einem Jahr eingespeisten Strommenge (in GWh) und der entsprechenden Nettonennleistung des Kraftwerkes (in GW) ergibt. Folgende Größen haben Einfluss auf die Jahresvolllaststunden³⁷:

- ▶ Variable Kosten: Brennstoffkosten und Preise für CO₂-Emissionsberechtigungen,

- ▶ Strombörsenpreise: Niedrigere Marktpreise durch hohe EE-Einspeisung (Merit-Order-Effekt)
- ▶ Strombinnenmarktintegration: CWE Market Coupling
- ▶ Flexibilität und Verfügbarkeit des jeweiligen Kraftwerks (Teillastbetrieb, An- und Abfahrzeiten)
- ▶ Konjunkturreinflüsse auf die Stromnachfrage.

Braunkohlenkraftwerke arbeiten traditionell im Grundlastbereich. Steinkohlenkraftwerke werden überwiegend als Mittellastkraftwerke eingesetzt. Mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien sinkt jedoch die von konventionellen Kraftwerken zu deckende residuale Last. Vor allem zukünftig sinkt daher der Bedarf an elektrischer Arbeit aus konventionellen Grund- und Mittellastkraftwerken, die zur Deckung der residualen Grundlast erforderlich sind.³⁸ Die residuale Spitzenlast sinkt dabei auf Grund der dargebotsabhängigen Einspeisung erneuerbarer Energien nur mäßig.

Speziell Braunkohlenkraftwerke zeichnen sich durch niedrige variable Betriebskosten aus, wodurch in allen Kraftwerken unabhängig vom Alter eine hohe zeitliche und kapazitative Auslastung erreicht wird. Dies führt zu hohen Volllaststunden.³⁹ Nach Angaben des Braunkohlenverbandes DEBRIV werden Braunkohlenkraftwerke durchschnittlich mit etwa 7.000 Volllaststunden

³⁷ Vgl. BDEW: Energie-Info: Kraftwerksplanungen und aktuelle ökonomische Rahmenbedingungen für Kraftwerke in Deutschland. Kommentierte Auswertung der BDEW-Kraftwerksliste 2013. Berlin 16.08.2013, S.21.

³⁸ UBA (2009): Klimaschutz und Versorgungssicherheit. Entwicklung einer nachhaltigen Stromversorgung. 13/2009, S. 74.

³⁹ Maaßen, Uwe: Sonderabgabe hat gravierenden Auswirkungen auf Kraftwerke und Strommix, in: Bundesverband Braunkohle (DEBRIV) – (Hrsg.): Informationen und Meinungen. Ein Informationsservice der deutschen Braunkohle, Köln 01.06.2015, S. 5.

Tabelle 12

Volllaststunden deutscher Braun- und Steinkohlenkraftwerke

Quelle		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
BDEW 2017	Braunkohlen	6.580	6.870	6.960	7.040	6.830	6.840	6.610
	Steinkohlen	3.850	3.750	4.050	4.520	4.050	3.950	3.600
Umweltbundesamt 2017	Braunkohlen	6.695	6.885	6.946	6.995	6.782	6.765	6.594
	Steinkohlen	4.342	3.793	4.039	4.688	4.127	3.976	3.623

Quelle: BDEW 2017; Umweltbundesamt 2017

ausgelastet. Diese Stundenwerte werden auch von anderen Quellen bestätigt. Volllaststunden der Steinkohlenkraftwerke liegen nach verschiedenen Quellen bei ca. 4.000. In Tabelle 12 sind die durchschnittlichen Volllaststunden für den Braun- und Steinkohlenkraftwerkspark, ausgewertet durch BDEW und UBA, dargestellt. Neben dem Einfluss durch die Einspeisung erneuerbarer Energien, hat vor allem die Entwicklung der Brennstoffpreise einen starken Einfluss auf die Auslastung der Kraftwerke.

Einsatz von konventionellen Kraftwerken zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen

Die Volllaststunden der Kohlenkraftwerke resultieren aus einem komplexen Zusammenspiel aus technischen Restriktionen, ökonomischen Marktbedingungen und Systemdienstleistungen, die aktuell häufig von Großkraftwerken erbracht werden. In dem „Bericht über die Mindestenerzeugung“⁴⁰ analysiert die Bundesnetzagentur anhand von 5 Beispieltagen im Jahr 2015 wie hoch der Einfluss von Mindestenerzeugung im Sinne einer Systemdienstleistung ist und wie hoch ein konventioneller Erzeugungssockel, der durch technische und ökonomische Restriktionen entsteht, abgeschätzt werden kann. Im Ergebnis wird gezeigt, dass eine Mindestenerzeugung durch konventionelle Kraftwerke von unter 5 GW zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen besteht. Als Hauptgründe für einen konventionellen Erzeugungssockel von 23–28 GW werden die geringe Flexibilität der Kraftwerke und die Nutzung ausgekoppelter Wärme genannt. Weitere Information: Bundesnetzagentur (BNetzA 2017): Bericht über die Mindestenerzeugung; 31.03.2017.

3.7 Betreiber und Marktanteil

Die mit Abstand größten Betreiber von Braunkohlenkraftwerken sind die beiden Energiekonzerne RWE Power AG (50% der installierten Leistung) und Lausitz Energie AG (LEAG; bis 2016 Vattenfall Europe GmbH (37,4%)), gefolgt von diversen weiteren (auch industriellen) Betreibern und Stadtwerken (vgl. auch Tabelle im Anhang 1).

Die größten Steinkohlenkraftwerksbetreiber mit den größten installierten Leistungen (etwa 66%) sind die vier großen Energiekonzerne Steag, EnBW, RWE, Uniper (bis 2016 E.ON Kraftwerke AG) und Vattenfall, gefolgt von diversen weiteren Betreibern und Stadtwerken (vgl. auch Tabelle im Anhang 2). Die verbleibenden 34% der Steinkohlenkraftwerke werden von Industrie- und Stadtwerken betrieben.



40 BNetzA (2017): Bericht über die Mindestenerzeugung gemäß §68 Abs. 3a EnWG i.V.m. §12 Abs.5, S.1, Nr.4, EnWG(Stand 31.03.2017):

Tabelle 13

Elektrische Bruttoleistung der deutschen Braun- und Steinkohlenkraftwerke nach Betreiber und Marktanteil

Betreiber	Braunkohlenkraftwerke		Steinkohlenkraftwerke	
	Elektr. Bruttoleistung (MW)	Marktanteil (%)	Elektr. Bruttoleistung (MW)	Marktanteil (%)
RWE	11.141,0	50,0	2.713,5	10,1
Vattenfall			2.980,7	11,1
Lausitz Energie AG	8.325,6	37,4		
Uniper	980,0	4,4	3.078,0	11,4
EnBW	933,6	4,2	3.294,4	12,2
Steag			5.710,0	21,2
Summe	21.380,2	96,0	17.776,6	66,0
alle Betreiber	22.271,0	100,0	26.953,6	100,0

Quelle: UBA 09/2017

4 Ökonomische Aspekte

4.1 Brennstoffkosten

4.1.1 Braunkohle

Anders als Gas- und Steinkohlenkraftwerke unterliegen die im Band- oder Zugsbetrieb mit Braunkohlen belieferten Kraftwerke nicht der Volatilität der Rohstoffmärkte. Der Brennstoffpreis für Braunkohlenstaub liegt zudem deutlich unter dem Preis für Erdgas oder Heizöl und hält sich seit Jahren auf einem relativ konstanten Niveau. Die Brennstoffkosten für Braunkohlen werden von den zumeist vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen erfahrungsgemäß nicht preisgegeben.⁴¹ Gleichwohl wurde in den letzten Jahren die Datengrundlage verbessert. In einer aktuellen Studie des Öko-Instituts werden die Vollkosten der Braunkohlenförderung im Jahr 2017 mit 6,2 €/MWh_{th} beziffert und die kurzfristigen variablen Kosten mit 1,5 €/MWh_{th}.⁴²

4.1.2 Steinkohle

Steinkohle hingegen ist ein weltweit gehandelter Rohstoff. Auf den Weltmärkten für Steinkohlen sinken seit 2011 die Preisnotierungen kontinuierlich.⁴³ Gründe hierfür sind u. a. ein erstmalig seit den 1990er Jahren zu verzeichnender Rückgang des weltweiten Kohleverbrauchs und die zunehmende Verdrängung der Kohle in den USA durch preiswerteres Shale-Gas. Dies führt zu einem weiter andauernden Angebotsüberschuss und so zu niedrigen Preisen.⁴⁴ Die Abbildung 5 zeigt die Entwicklung der Preise auf wichtigen Steinkohlenmärkten. Im Jahr 2016 war ein leichtes Anziehen der Preise im asiatischen Raum und weiterhin niedrige Preise im nordamerikanischen Raum zu verzeichnen.

Für Deutschland bedeuteten diese Entwicklungen, dass auch im Jahr 2016, nach Angaben des Bundesamtes für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA), die Preise für Drittlandskohlen (Kraftwerkskohlen) frei deutscher Grenze weiter nachgaben und mit 67,07 €/t SKE knapp unter den Vorjahreswert von 67,90 €/t SKE sanken.

41 Vgl. auch: Öko-Institut(2017): Die deutsche Braunkohlenwirtschaft. Historische Entwicklungen, Ressourcen, Technik, wirtschaftliche Strukturen und Umweltauswirkungen. Studie im Auftrag von Agora Energiewende und der European Climate Foundation; Berlin Mai 2017, S. 101.

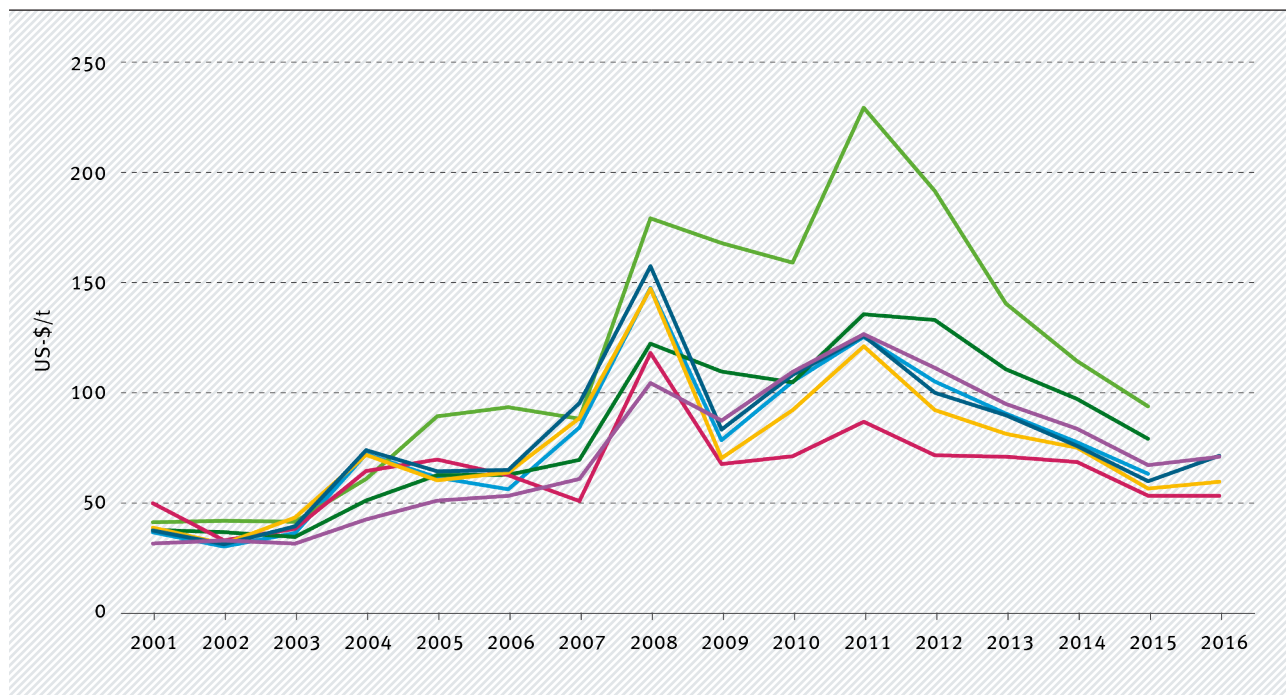
42 Ibid. S.109.

43 GVSt(2014/2015): Steinkohlen 2014. Herausforderungen und Perspektiven.

44 IEA (2014): Medium-Term Coal Market Report, S. 11 und S. 48.

Abbildung 05

Entwicklung der Preise auf wichtigen Steinkohlenmärkten



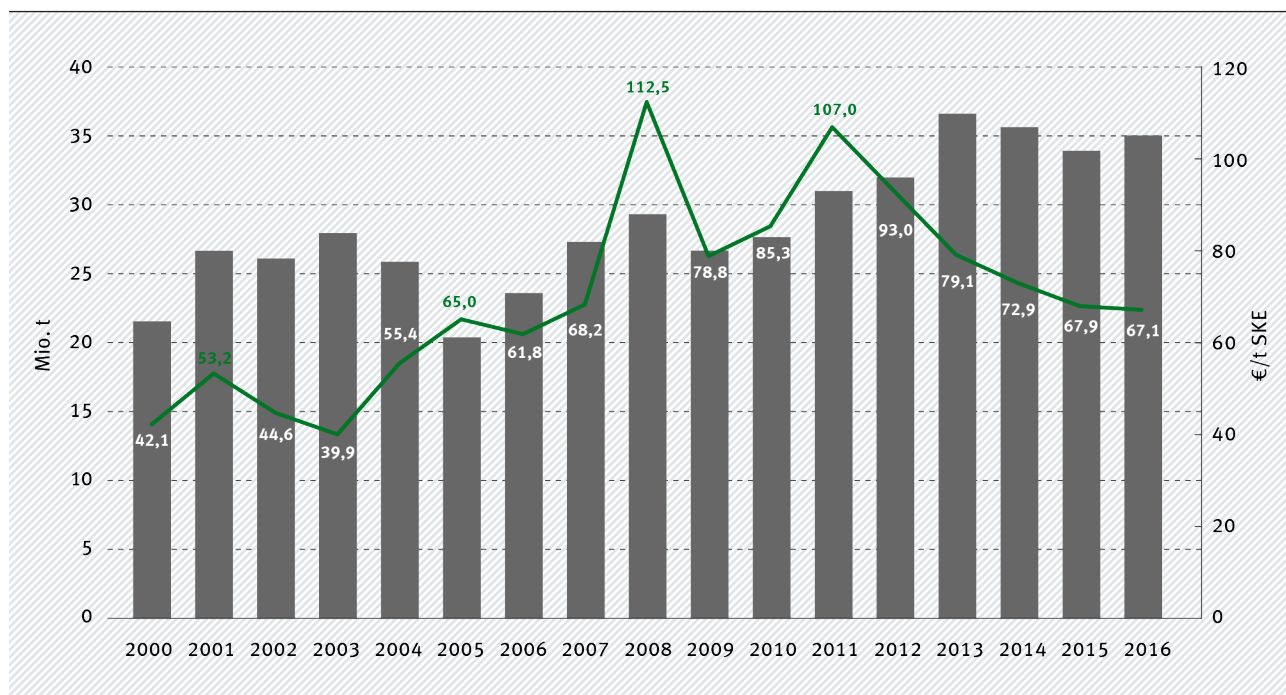
- Northwest European marker price
- Japan coking coal import cif* price
- Asian Marker price
- US Central Appalachian coal spot price index
- Japan steam coal import cif price
- Japan steam spot cif price
- China Qinhuangdao spot price

* cif= cost+insurance+ freight (average price) ; fob = free on board

Quelle: BP 06/2017 auf Basis McCloskey/ Platts

Abbildung 06

Drittlandskohlebezüge und durchschnittliche Preise



- Kraftwerkssteinkohlen Mio. t
- €/t SKE

Quelle: BAFA (Stand 05.09.2017)

Aufgrund der hierzulande vorliegenden geologischen Abbaubedingungen und der relativ hohen Lohnkosten sind die Förderkosten für Steinkohle in Deutschland mit ca. 180 €/t⁴⁵ weit höher als die Importpreise von ca. 67 €/t.⁴⁶ Die deutsche Steinkohle ist demnach international nicht wettbewerbsfähig und ihr Abbau nur durch eine hohe Subventionierung möglich, die im Jahr 2018 auslaufen wird (vgl. auch Kapitel 4.5).⁴⁷

4.2 CO₂-Preise

Der Preisverlauf für europäische CO₂-Emissionsberechtigungen (EUA) war in der Vergangenheit starken Schwankungen unterworfen. Zu Beginn der zweiten Handelsperiode im Jahr 2008 erreichten die Preise für EUA ein Niveau von 25 bis 30 €. Das relativ hohe Preisniveau für Emissionsberechtigungen im Jahr 2008 kam jedoch bei einem vergleichsweise niedrigen Handelsvolumen zustande, was die Aussagekraft der Preise begrenzt. Bis Anfang 2009 sanken die Preise

dann zunächst auf unter 10 €, stabilisierten sich aber zwischen 2009 und 2011 bei etwa 15 €. Ab Mitte 2011 rutschte der Preis dann kontinuierlich ab. Im April 2013 wurde schließlich mit unter 3 € das niedrigste Niveau seit dem Beginn der zweiten Handelsperiode erreicht. Nachdem sich der Preis bis Ende 2015 wieder sukzessive stabilisierte und auf ein Niveau von deutlich über 8 € kletterte, kam es zur Jahreswende 2015/2016 erneut zu einem Preisrückgang. Seitdem schwankte der Preis in einem Bereich zwischen 4 und 7 €. Gegenwärtig liegt das Preisniveau für EUA bei knapp über 7 € (Stand: 08.09.2017). Damit bleibt bei aktuellen CO₂-Preisen die Stromerzeugung aus modernen Steinkohlenkraftwerken weiterhin betriebswirtschaftlich kostengünstiger als die Stromerzeugung aus effizienten Erdgaskraftwerken (GuD). Bei derzeitigen Rohstoff-Terminpreisen in den nächsten zwölf Monaten wären EUA-Preise von etwa 12 bis 18 € notwendig, um rechnerisch einen Brennstoffwechsel (Fuel-Switch-Level) von Steinkohle auf Erdgas zu erreichen.⁴⁸

Abbildung 07

Preisentwicklung für Emissionsberechtigungen (EUA) seit 2008



Quelle: ICE, Thomson Reuters Eikon (Stand: 08.09.2017)

45 BAFA (2015): Kraftwerkskohle – Mengen und Preisübersicht (05.02.2009).

46 BAFA (2017): Drittlandskohlepreise.

47 Vgl. hierzu: BGR (2014): Rohstoffsituation 2013, S.31 / Umweltbundesamt (2016): Umweltschädliche Subventionen in Deutschland, Dessau Roßlau 12/2016 / Agentur für Erneuerbare Energien (2011): Kosten und Preise für Strom. Fossile, Kernkraft und Erneuerbare Energien im Vergleich. Renew's Spezial, Ausgabe 52, 09/2011; sowie: Gesamtverband Steinkohle e.V. (GVSt 2015): GVSt – Jahresbericht 2015 – Kapitel 4: Internationale Steinkohlenmärkte.

48 Berechnung wurde mit dem „Sparks and Darks Scenario Calculator“ von Thomson Reuters durchgeführt. Die rechnerischen Fuel-Switch-Levels gelten für folgende Kraftwerkskonstellation: Steinkohlenkraftwerk mit einem Wirkungsgrad von 45 % und Erdgaskraftwerk (GuD) mit einem Wirkungsgrad von 60 %. Die Terminpreise für Steinkohle und Erdgas sind mit Stand vom 05.09.2017.

In der Abbildung 7 wird die Preisentwicklung für Emissionsberechtigungen seit Januar 2008 dargestellt. Referenzkontrakt ist der an der Londoner Energie- und Rohstoffbörse Intercontinental Exchange (ICE) gehandelte EUA-Future zur Lieferung im Dezember des jeweils laufenden bzw. folgenden Jahres (so genannter Front-December-Future).

4.3 Stromgestehungskosten

Ausgehend von den Investitions- und Betriebskosten können Stromgestehungskosten von neuen Braun- und Steinkohlenkraftwerken bestimmt werden, die neben den zuvor genannten Brennstoff- und CO₂-Kosten weitere techno-ökonomische Parameter berücksichtigen (Auslastung, Kapitalkosten, Wirkungsgrade etc.). Stromgestehungskosten stellen auf die durchschnittlichen Kosten ab. Trotz ihrer eingeschränkten volkswirtschaftlichen Aussagekraft wurden und werden sie noch immer als Ausgangspunkt für einen Vergleich von Erzeugungstechnologien eingesetzt.

Davon zu unterscheiden sind die kurzfristigen Einsatzkosten der Stromerzeugung. Diese bestimmen den Kraftwerkseinsatz am Strommarkt und die Stellung der Erzeugungstechnologie in der sog. Merit-Order (Kraftwerkseinsatzreihenfolge an der Strombörse).

Die Stromgestehungskosten und mehr noch die kurzfristigen Einsatzkosten von Kohlenkraftwerken sind wegen hoher spezifischer CO₂-Emissionen des Energieträgers im Vergleich zu anderen konventionellen Energieträgern stark abhängig von den Preisen für CO₂-Emissionsberechtigungen. Insbesondere der Einsatz von bereits existierenden Braunkohlenkraftwerken verliert seine betriebswirtschaftliche Attraktivität aber erst bei vergleichsweise hohen CO₂-Preisen, noch deutlich jenseits der im Abschnitt 4.2 genannten 12–18€/t, welche den Einsatz bestehender moderner Gaskraftwerke betriebswirtschaftlich attraktiver machen als den bestehender moderner Steinkohlenkraftwerke.

Nach einer aktuellen Studie des Ökoinstituts liegen die Stromgestehungskosten der Stromerzeugung aus neuen Kohlekraftwerken bei CO₂-Preisen von 30€/t derzeit bei 70 bis 80€/MWh in Europa und weisen damit zumeist höhere Stromgestehungskosten auf als neue Solar- oder Windkraftanlagen⁴⁹. Die volkswirtschaftliche Attraktivität der verschiedenen Stromerzeugungstechnologien kann anhand dieses Vergleichs aber nur sehr eingeschränkt bewertet werden.⁵⁰

Besser geeignet, um die volkswirtschaftliche Attraktivität von Stromsystemen mit hohen und niedrigen Anteilen einzelner Technologien zu vergleichen, sind Systemkosten. Strom- bzw. Energiesysteme mit unterschiedlichen Anteilen an Erzeugungstechnologien und ansonsten identischen Eigenschaften (z. B. hinsichtlich Versorgungssicherheit, Umwelt- und Klimafreundlichkeit) lassen sich anhand ihrer Gesamtsystemkosten vergleichen. Für ein optimiertes System ist zu erwarten, dass dieses aus einem Mix verschiedener Erzeugungstechnologien besteht. Ein solcher modellgestützter Vergleich unterschiedlicher Stromerzeugungssysteme und unterschiedlicher energiepolitischer Szenarien für Deutschland wurde im Rahmen der „Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland“ für das BMWi vorgenommen.⁵¹



49 Matthes, Dr. Felix Chr.: Kosten neuer Stromerzeugungsanlagen, in: Ökoinstitut e.V.: Memo. 01.08.2017.

50 Vgl. z. B. Krey V. et al. 2014: Annex II: Metrics & Methodology. In: Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Edenhofer, O., et al (Eds.)], Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA.

51 Vgl. FH ISI et al. 2017: Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland. Modul 3: Referenzszenario und Basisszenario Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie.

4.4 Emissionsbedingte Umweltkosten

Ein wesentlicher Teil der Umweltkosten der Braunkohlen- und Steinkohlenverstromung entsteht durch die Emission von Luftschadstoffen und CO₂.⁵² Mit der Methodenkonvention 2.0⁵³ aus dem Jahr 2012 legte das Umweltbundesamt für diese Emissionen best-practice Schätzungen der Umweltkostensätze vor. Diese ermöglichen die Berechnung spezifischer Umweltkosten in Cent pro Kilowattstunde Strom je Energieträger. Dabei zeigt sich, dass die Braunkohlenverstromung mit durchschnittlich 19,19€-Cent/kWh mit Abstand die höchsten Umweltkosten verursacht, während Steinkohlenverstromung Umweltkosten von 16,13€-Cent/kWh verursacht.⁵⁴ Insgesamt beliefen sich die Umweltkosten der Kohleverstromung durch THG-Emissionen und Luftschadstoffe für das Jahr 2016 auf ca. 46 Mrd. €.

Die mittleren brennstoffspezifischen Umweltkosten der Stromerzeugung stellen allerdings keine fixen Größen dar, sondern sind abhängig von der durchschnittlichen Güte der Anlagentechnik (elektrische Wirkungsgrade sowie Techniken zur Emissionsminderung von Luftschadstoffen wie SO₂, NO_x etc.) des jeweiligen Teils des Kraftwerksparks. Insbesondere der Ersatz von Altanlagen durch neue Anlagen mit deutlich verbesserten elektrischen Wirkungsgraden beeinflusst die Höhe der mittleren im Kraftwerkspark vorliegenden spezifischen Umweltkosten. Im Rahmen der derzeit laufenden Überarbeitung der UBA-Methodenkonvention zu Schätzung von Umweltkosten werden die Kostensätze aktualisiert, um neben methodischen Verbesserungen auch die zwischenzeitlich erfolgten Veränderungen im Kraftwerkspark zu berücksichtigen. Die neuen Daten werden voraussichtlich bis Juni 2018 vorliegen. Durch die mangelnde Internalisierung der Umweltkosten entstehen starke Wettbewerbsverzerrungen zugunsten der Braunkohlen- und Steinkohlenverstromung und zu Lasten umweltfreundlicher Energieträger, insbesondere der erneuerbaren Energien. Deren Umweltkosten liegen mit 0,38€-Cent/kWh für Windenergie und 1,82€-Cent/kWh für Photovoltaik weit unter den Werten der fossilen Stromerzeugung.

52 Braun- und Steinkohlekraftwerke stoßen neben Treibhausgasen auch weitere gesundheitsgefährdende Luftschadstoffe aus, bisher liegen für die Abschätzung deren Umweltkosten keine Werte vor.

53 UBA (2012): Methodenkonvention 2.0 zur Schätzung von Umweltkosten. Ökonomische Bewertung von Umweltschäden. August 2012.

54 Werte basierend auf der Methodenkonvention 2.0 (UBA 2012), übertragen auf das Jahr 2016 und inflationsbereinigt (€₂₀₁₆). Neuere Forschungsergebnisse begründen einen Anstieg der Kostensätze für THG-Emissionen. Um diesen Trend zu berücksichtigen, wurde der obere Wert aus der Methodenkonvention 2.0 (120€₂₀₁₀) als Basis für die Berechnungen zu Grunde gelegt (statt des Mittelwertes von 80€₂₀₁₀). Neue Daten werden im Rahmen der Methodenkonvention 3.0 veröffentlicht, voraussichtlich bis Juni 2018.

4.5 Subventionen

Umweltschädliche Subventionen

Subventionen sind Begünstigungen der öffentlichen Hand an Unternehmen, für die keine oder nur eine geringere als die marktübliche Gegenleistung erfolgt. Darüber hinaus stellen auch Hilfen an private Haushalte Subventionen dar, falls sie gezielt bestimmte Konsumweisen begünstigen und damit mittelbar das Wirtschaftsgeschehen beeinflussen.

Umweltschädlich sind Subventionen dann, wenn sie sich negativ auf die Umweltgüter Klima, Luft, Boden, Wasser und Artenvielfalt auswirken, umweltbezogene Gesundheitsbelastungen hervorrufen oder den Rohstoffverbrauch begünstigen.

Bei der Erfassung umweltschädlicher Subventionen sind sowohl Subventionen zu berücksichtigen, die unmittelbar oder potentiell budgetrelevant sind, als auch Subventionen, die in verdeckter Form auftreten und keine direkte Budgetwirkung haben.⁵⁵

Weitere Informationen: Umweltbundesamt (UBA 2016): Umweltschädliche Subventionen in Deutschland. Aktualisierte Ausgabe 2016, Dessau-Roßlau Dezember 2016.

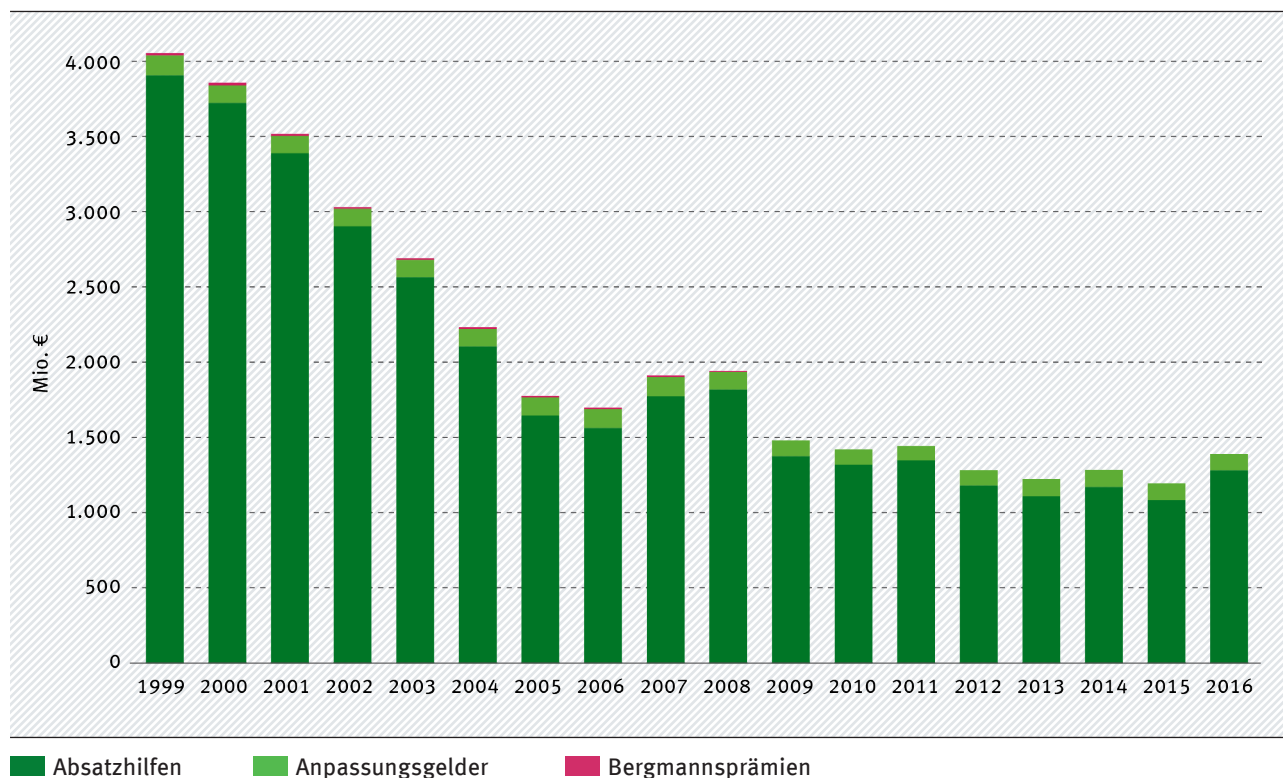


55 Umweltbundesamt (UBA 2016): Umweltschädliche Subventionen in Deutschland. Aktualisierte Ausgabe 2016, Dessau-Roßlau Dezember 2016, S. 8.

4.5.1 Steinkohlensubventionen

Abbildung 08

Staatliche Förderung der Steinkohle von 1999 bis 2016



Quelle: UBA nach BMF 2017

4.5.1.1 Auslaufen des Steinkohlenbergbaus in Deutschland

Am 7. Februar 2007 einigten sich der Bund sowie die Länder Nordrhein-Westfalen und Saarland mit der RAG AG und der Industriegewerkschaft Bergbau, Chemie, Energie (IG BCE) grundsätzlich darauf, die Steinkohlensubventionen abzubauen und den subventionierten Steinkohlenbergbau bis Ende des Jahres 2018 sozialverträglich zu beenden. Für den Zeitraum von 2009 bis 2019 hat der Bund zur Finanzierung des Absatzes deutscher Steinkohle für den Einsatz in Kraftwerken und zur Stahlerzeugung im Hochofenprozess sowie als Aufwendungen der Bergbauunternehmen infolge dauerhafter Stilllegungen bis zu 13,9 Mrd. €⁵⁶ zur Verfügung gestellt. Berücksichtigt man die zusätzlichen Mittel für Anpassungsgeldleistungen und Ewigkeitslasten, so ergibt sich für die Zeit von 2009 bis 2019 eine Subventionierung des Steinkohlebergbaus in Höhe von über 21 Mrd. €.

Im Jahr 2014 war der Steinkohlenbergbau damit nach wie vor mit einem Anteil von knapp 20 % der größte Empfänger direkter Finanzhilfen des Bundes. Im Jahr 2016 sind – zwei Jahre vor dem Auslaufen der Förderung – mit 1,307 Mrd. € immer noch erhebliche Summen für die Subventionierung vorgesehen. Darin enthalten sind 1,29 Mrd. € Zuschüsse für den Absatz deutscher Steinkohlen zur Verstromung, zum Absatz an die Stahlindustrie und zum Ausgleich der Belastungen infolge von Kapazitätsanpassungen sowie Anpassungsgelder des Bundes für Arbeitnehmer des Steinkohlenbergbaus in Höhe von über 107 Mio. €.⁵⁷

4.5.1.2 Ewigkeitslasten

Der Steinkohlenabbau erzeugt gravierende Umweltprobleme und Folgekosten. Bergehalde sind aufwändig abzudichten, um eine Gefährdung des Grundwassers zu verhindern. Durch Bergsenkungen entstehen erhebliche Schäden an Gebäuden und Verkehrsan-

56 Vgl. hierzu auch: Steinkohlenfinanzierungsgesetz, §3 Abs. 1 Finanzplafonds.

57 Bundesministerium der Finanzen (BMF 2017): 26. Subventionsbericht der Bundesregierung über die Entwicklung der Finanzhilfen des Bundes und der Steuervergünstigungen für die Jahre 2011 bis 2014. Berlin.

lagen. Der sinkende Boden verursacht Überschwemmungsrisiken, die man mit Deichbau und Pumpensystemen dauerhaft eingrenzen muss. Aus diesen Gründen entstehen so genannte Ewigkeitslasten. Der Landtag von Nordrhein-Westfalen geht davon aus, dass sich die Kosten für die dauerhafte Polderwasserhaltung zum Ausgleich bergbaulicher Einwirkungen im Ruhrgebiet auf jährlich 51 Mio. € (zuzüglich Inflation, Basisjahr ist 2005) summieren werden.⁵⁸ Nach dem Steinkohlefinanzierungsgesetz zur Finanzierung der Ewigkeitskosten durch die RAG-Stiftung müssen die Revierländer und der Bund unter Umständen einen Teil der Ewigkeitslasten übernehmen, wenn das Stiftungsvermögen nicht ausreicht.

4.5.1.3 Besondere Ausgleichsregelung nach dem EEG
 Darüber hinaus bestehen weitere Subventionen für die Steinkohlenwirtschaft. So wurde der Braun- und Steinkohlenbergbau insgesamt im Jahr 2010 mit 56 Mio. € und 2012 mit 103 Mio. € durch die besondere Ausgleichsregelung des EEG begünstigt. Eine getrennte Darstellung von Braun- und Steinkohlen ist aufgrund der Datenlage nicht möglich. Auch nach der EEG-Reform 2014 gehört der Steinkohlenbergbau weiterhin zu den prinzipiell begünstigten Branchen. Laut Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) profitierten im Jahr 2016 rund 2.137 Unternehmen mit insgesamt 2.835 Abnahmestellen aufgrund ihrer bis zum 30.09.2015 gestellten Anträge von der Besonderen Ausgleichsregelung nach §64 ff EEG.

4.5.2 Braunkohlensubventionen und -vergünstigungen

Die deutsche Braunkohlenwirtschaft erhält auf verschiedene Art und Weise Subventionen. Da es sich nicht um direkte Finanzhilfen oder Steuervergünstigungen handelt, gehen diese Begünstigungen nicht aus dem Subventionsbericht⁵⁹ der Bundesregierung hervor. Sie sind schwierig zu identifizieren und quantifizieren.⁶⁰

4.5.2.1 Subventionen für den Braunkohlenbergbau

Besonders bedeutsam ist die Freistellung des Braunkohlentagebaus von der Förderabgabe für Bodenschätze. Laut Bundesberggesetz (vgl. BBERG § 31) sind auf bergfreie Bodenschätze 10% des Marktpreises als Förderabgabe zu zahlen. Die Länder können diesen Satz variieren oder bestimmte Rohstoffe befreien. Auf Grundlage alter Rechte ist der Braunkohlentagebau von dieser Förderabgabe gänzlich ausgenommen.

Eine weitere Subvention besteht in der Nichttheranziehung der Braunkohlenwirtschaft zur Entrichtung eines Wasserentnahmeentgelts. Dieses wird in allen Bundesländern mit Braunkohlentagebau erhoben, jedoch bestehen – bis auf NRW – Ausnahmen für die Braunkohlenwirtschaft. Die Subventionierung der unentgeltlichen Wasserentnahme beträgt etwa 20 Mio. € jährlich⁶¹, falls man die – zwischen den Bundesländern differierenden – Wasserentnahmeentgelte als Richtwerte für die Kosten der Ressourcennutzung ansetzt.

Tabelle 14

Verzicht auf Förderabgabe für Bodenschätze und Wasserentnahmeentgelte*

Jahr	Geförderte Braunkohle	Summe verzichteter Abgabe	Unentgeltlicher Wasserverbrauch
2012	185,4 Mio. t	284 Mio. €	~ 20 Mio. €
2013	182,7 Mio. t	280 Mio. €	~ 20 Mio. €
2014	178,2 Mio. t	273 Mio. €	~ 20 Mio. €
2015	178,1 Mio. t		~ 20 Mio. €
2016	171,5 Mio. t		~20 Mio. €

* Bei Annahme eines Preises von 15,31 €/t Braunkohle

Quelle: UBA auf Basis BMF 2017

58 Landtag NRW (2010), Steinkohlenbergbau in NRW Drucksache 14/10541.

59 BMF (2017); siehe auch: BMWi (2014): Schriftliche Frage an die Bundesregierung im Monat April 2014, Frage Nr.32, Antwort. Berlin 11.04.2014.

60 Lechtenböhmer, S. u. a. (2004).

61 Lechtenböhmer, S. u. a. (2004), S. 43.

4.5.2.2 Besondere Ausgleichsregelung nach dem EEG und Eigenstromprivileg

Darüber hinaus bestehen weitere Subventionen für die Braunkohlenwirtschaft, etwa durch Ausnahmeregelungen im Energiebereich. So waren Braun- und Steinkohlenbergbau im Jahr 2012 mit 103 Mio. € durch die Besondere Ausgleichsregelung (BesAR) des Erneuerbare Energien Gesetzes (EEG) begünstigt.⁶² Eine getrennte Darstellung von Braun- und Steinkohlen ist aufgrund der Datenlage nicht möglich. Laut Berechnungen der Deutschen Umwelthilfe (DUH) entfielen von diesen 103 Mio. € im Jahr 2012 jedoch rund 43,4 Mio. € auf den Braunkohletagebau.⁶³

Tabelle 15

Begünstigungen des Kohlenbergbaus durch BesAR bis zum Jahr 2012

Jahr	Summe
2008	13 Mio. €
2009	39 Mio. €
2010	56 Mio. €
2011	100 Mio. €
2012	103 Mio. €

Quelle: Btag 2014 auf Basis BAFA und ÜNB

Nach dem EEG 2014 gehört der Braunkohletagebau nicht mehr zu den prinzipiell begünstigten Branchen.⁶⁴ Doch ist in der Neufassung der Besonderen Ausgleichsregelung die Inanspruchnahme einer Härtefallregelung möglich. Diese Härtefallregelung sieht vor, dass Unternehmen, die für das Kalenderjahr 2014 in der Besonderen Ausgleichsregelung privilegiert waren, künftig aber nicht mehr antragsberechtigt sein werden, vom Jahr 2015 an für die erste Gigawattstunde die volle EEG-Umlage und im Übrigen mindestens 20% der Umlage zu zahlen haben.⁶⁵ Es liegen jedoch keine aktuellen Daten zur Subventionshöhe vor. Daneben erhielt der Braunkohletagebau teilweise Vergünstigungen nach dem sog. Eigenstromprivileg nach §37 des EEG 2012.⁶⁶ Wie

62 Deutscher Bundestag (2012), S. 3.

63 Deutsche Umwelthilfe (2014): PM – Energiewende absurd: Vattenfall Braunkohletagebau profitiert immer stärker von EEG-Umlagebefreiung. Berlin 02.01.2014.

64 Vgl. auch: Deutscher Bundestag (2014): Antwort der Bundesregierung auf die Kleine Anfrage der MdB O. Krischer u. a. vom 1. April 2014 Drucksache 18/967: Berechnungsgrundlage für Industrieausnahmen im Rahmen der Besonderen Ausgleichsregelung im Erneuerbaren Energien-Gesetz.

65 Vgl.: Bundestag (2014): Härtefallregelung für Braunkohletagebau Berlin 21.05.2014.

66 Deutscher Bundestag (2014): Antwort der Bundesregierung auf die Kleine Anfrage der MdB O. Krischer, A. Baerbock, B. Höhn, P. Meiwald und der Fraktion Bündnis 90 / Die Grünen – Drucksache 18/278 – vom 14. Januar 2014 Vergünstigungen durch Eigenstromverbrauch im Kohlebergbau.

hoch diese sind, kann aufgrund fehlender detaillierter Daten⁶⁷ zum Umfang des Eigenstromverbrauchs im Kohlenbergbau nicht genau angegeben werden.⁶⁸

4.5.2.3 Öffentliche Finanzierung der Braunkohlesanierung der ehemaligen DDR-Tagebaue

Nach dem Einigungsvertrag zwischen der Bundesrepublik Deutschland und der Deutschen Demokratischen Republik übernahm die Bundesrepublik das Vermögen der DDR und haftet somit für deren Staatsschulden. Damit gingen auch die volkseigene Industrie und deren Altlasten auf die Bundesrepublik über. Die Bearbeitung erfolgt in gemeinsamen Sanierungsprogrammen von Bund und Ländern, so auch für den Bereich der Braunkohle. Diese Sanierungsaufgaben werden vorwiegend aus Mitteln von Bund und Ländern (Brandenburg, Sachsen, Sachsen-Anhalt, Thüringen) finanziert. Von 1991 bis Ende des Jahres 2016 wurden insgesamt rund 12 Mrd. € für die Grundsanierung auf der Grundlage des „Bund-Länder-Verwaltungsabkommens über die Finanzierung ökologischer Altlasten“ eingesetzt. Für den Zeitraum 2018 bis 2022 (VA VI) stehen insgesamt noch einmal rund 1,23 Mrd. € zur Finanzierung der Projekte der Braunkohlesanierung zur Verfügung.

Tabelle 16

Finanzierungsgrundlagen der Braunkohlesanierung in Ostdeutschland

Rechtliche Grundlagen	Jahre	Summe*
Divers	1991–1993	0,72 Mrd. €
VA Altlasten**	1993–1997	3,32 Mrd. €
VA II	1998–2002	2,70 Mrd. €
VA III	2003–2007	1,77 Mrd. €
VA IV	2008–2012	1,02 Mrd. €
VA V	2013–2017	1,23 Mrd. €
VA VI	2018–2022	1,23 Mrd. €

* ca.
** Verwaltungsabkommen

Quelle: LMBV 2017

67 da die Energiebilanzen für Deutschland den Stromverbrauch von Braunkohlezechen und Brikettfabriken nur gemeinsam ausweisen.

68 Nach Hochrechnungen der Deutschen Umwelthilfe kamen etwa 1,3 TWh in die Entlastung, was einem Volumen von etwa 67,7 Mio. € entspräche. (Siehe hierzu: DUH: Energiewende absurd: Vattenfalls Braunkohletagebau profitiert immer stärker von EEG-Umlagebefreiung. Pressemitteilung vom 2. Januar 2014. Siehe daneben auch: Kleine Anfrage der Grünen im Bundestag: Vergünstigungen durch Eigenstromverbrauch im Kohlebergbau – Drucksache 18/155.

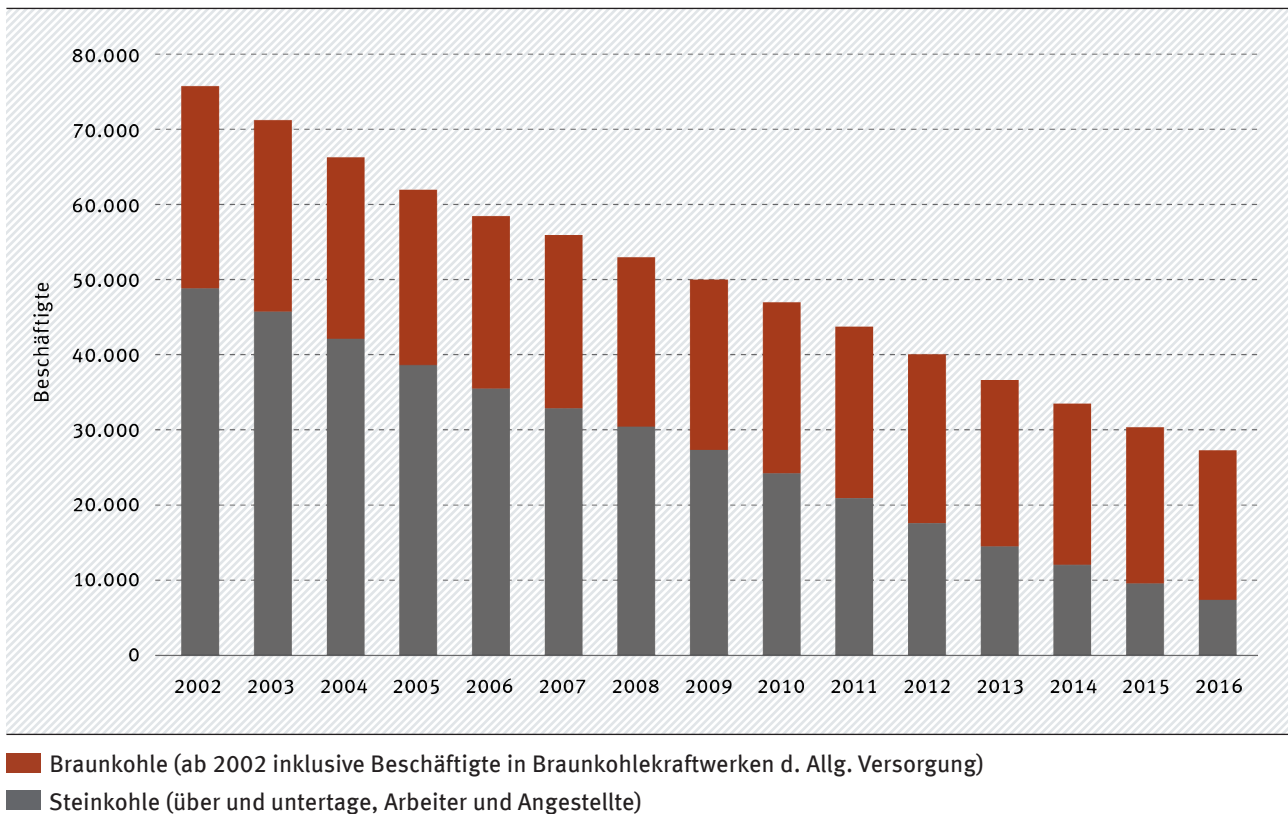
Ein Teil dieser Mittel fließt derzeit beispielsweise in die Sofortmaßnahmen zur Bekämpfung der Verockerung der Spree in Sachsen und Brandenburg.⁶⁹ Die Lausitzer und Mitteldeutsche Bergbau-Verwaltungsgesellschaft mbH (LMBV), als Projektträger und verantwortliches Unternehmen des Bundes für die Sanierung der stillgelegten Tagebauen und Veredlungsanlagen in der Lausitz und Mitteldeutschland, hat im Rahmen der wasserwirtschaftlichen Maßnahmen der Braunkohlesanierung seit 2008 eine Reihe von Untersuchungen durchgeführt, um belastbare Daten auch zu diesem Thema zu erhalten. Aus diesen ist abzuleiten, „dass die betroffenen Gebiete großflächig und voraussichtlich auf lange Sicht (bis zu 100 Jahre) von den Prozessen des Eisenaustrags betroffen sein werden, sofern keine Gegenmaßnahmen ergriffen werden“.⁷⁰

4.6 Beschäftigte

Die Zahl der Beschäftigten in der Kohlenwirtschaft geht seit Jahrzehnten zurück. Im Zuge des allgemeinen Strukturwandels sanken die Beschäftigungszahlen zunächst in der Steinkohlen- und seit Anfang der 1990er Jahre auch in der Braunkohlenwirtschaft deutlich. In der Braunkohlenwirtschaft waren Mitte 2017 noch etwa 19.636 Mitarbeiter⁷¹ (2016: 19.852)⁷² beschäftigt, im Steinkohlenbergbau (ohne Steinkohlenkraftwerke) 6.613 (2016: 7.480).⁷³ Bei einer Gesamtbeschäftigtenzahl von 41,3 Mio. Personen⁷⁴ in Deutschland im Jahr 2016 entsprach dies 0,05 % bzw. 0,02 %. Während also deutschlandweit die Beschäftigtenzahl gering einzuschätzen ist, ist insbesondere die Braunkohlenwirtschaft von Bedeutung für die regionale Wertschöpfung und Beschäftigung in den Braunkohleregionen.

Abbildung 09

Entwicklung der Beschäftigtenzahlen in Braunkohlenwirtschaft und Steinkohlenbergbau



Quelle: Statistik der Kohlenwirtschaft 2017

69 Deutscher Bundestag: Antwort der Bundesregierung auf die Kleine Anfrage der Abgeordneten Annalena Baerbock, Stephan Kühn, Oliver Krischer, weiterer Abgeordneter und der Fraktion Bündnis 90 / Die Grünen vom 29. April 2014 – Drucksache 18/1272: Maßnahmen gegen die Spreeverockerung durch den Lausitzer Braunkohletagebau.
 70 Deutscher Bundestag: Antwort der Bundesregierung auf die Kleine Anfrage Drucksache 17/12444, S. 4.

71 Statistik der Kohlenwirtschaft e.V. (2017): Zur Lage des Kohlenbergbaus in der Bundesrepublik Deutschland – 1. Halbjahr 2017 –. Essen: Juli 2017. Statistik der Kohlenwirtschaft 2017.
 72 Statistik der Kohlenwirtschaft 08/2017; Kaltenbach / Maaßen 2017 S. 2.
 73 Statistik der Kohlenwirtschaft e.V., Zahlen zur Kohlenwirtschaft, verschiedene Jahrgänge.
 74 Statistisches Bundesamt (Destatis 2017): Bevölkerung und Erwerbstätigkeit, Fachserie 1 Reihe 4.1 Wiesbaden 09/2017.

5 Umweltaspekte

5.1 Emissionen in die Luft

5.1.1 Kohlendioxid-Emissionen und Emissionsfaktoren

Die CO₂-Emissionen aus Braunkohlen werden in Deutschland entsprechend der unterschiedlichen Qualitäten nach den vier aktuell genutzten Revieren unterschieden. Unter Zugrundelegung einer 100%-igen Verbrennung ohne Berücksichtigung von Stützfeuerungen und Mitverbrennungen werden für die Rohbraunkohlen der einzelnen Reviere folgende brennstoffbezogene Emissionsfaktoren (t CO₂/TJ) ausgewiesen.

Tabelle 17

Brennstoffbezogene Emissionsfaktoren für die deutschen Braunkohlenreviere

Revier	t CO ₂ /TJ
Rheinland	113,00
Lausitz	110,00
Mitteldeutschland	103,00

Quelle: UBA 2017

Diese CO₂-Emissionen von Kraftwerken werden zudem vom elektrischen Nettowirkungsgrad der jeweiligen Anlage maßgebend beeinflusst.

In Deutschland emittieren Braunkohlenkraftwerke spezifische Emissionen zwischen 1200 g/kWh (altes Kraftwerk mit niedrigem elektrischen Nettowirkungsgrad und Rohbraunkohlen schlechterer Qualität) und 940 g/kWh (BoA-Kraftwerke wie z. B. Block R in Boxberg oder die Blöcke F und G in Neurath mit elektrischen Nettowirkungsgraden von 43 %); der in der Genehmigung befindliche BoAPlus-Block am Standort Niederaußem soll durch die dort erstmals vorgesehene integrierte Kohlevortrocknung einen um mehrere Prozentpunkte nochmals verbesserten elektrischen Nettowirkungsgrad erreichen und auf diese Weise die spezifischen CO₂-Emission auf ca. 850 g/kWh reduzieren.

Tabelle 18

Elektrischer Netto-Wirkungsgrad von Kohlenkraftwerken ab 100 MW_{el}

Technik-niveau	Elektrischer Netto-Wirkungsgrad von Braunkohlenkraftwerken ab 100 MW _{el}	Elektrischer Netto-Wirkungsgrad von Steinkohlenkraftwerken ab 100 MW _{el}
Alt	34 %	36 %
Durchschnitt	38 %	39 %
Stand der Technik (BoA)	43 %	46 %
Zukunft	48 %	51 %

Quelle: UBA 2017

Die CO₂-Emissionsfaktoren für die in Deutschland verbrannten einzelnen Steinkohlenenergieträger variieren hingegen im Zeitverlauf kaum. Lediglich bei der Steinkohle sind Schwankungen von etwa einer t CO₂/TJ über die Jahre festzustellen.⁷⁵

Tabelle 19

Für die Emissionsberichterstattung abgeleitete Emissionsfaktoren für Steinkohlen

Emissionsfaktoren	t CO ₂ /TJ
Steinkohle (Kraftwerke, Industrie)	93,5
Steinkohlenbrikett	95,9
Steinkohlenkoks	108,1
Steinkohle (Wärmemarkt Haushalte, Kleinverbrauch)	97,6

Quelle: UBA 2017

⁷⁵ Es wird eine 100%-ige Verbrennung ohne Berücksichtigung von Stützfeuerungen und Mitverbrennung angenommen. Emissionsfaktoren für Steinkohlen liegen nicht zeit-spezifisch vor.

5.1.2 Emissionen weiterer Schadstoffe

Neben den oben genannten Kohlendioxidemissionen werden bei der Verbrennung von Braun- und Steinkohlen weitere Schadstoffe freigesetzt, die die Luft, die Gewässer und die Böden belasten. Die Höhe der freigesetzten Stoffe hängt neben der Brennstoffqualität und -zusammensetzung (z. B. Gehalt an Spurenstoffen wie Schwermetallen) wesentlich von der eingesetzten Anlagen-, Feuerungs- und Abgasreinigungstechnik ab. Die rechtlichen Regelungen zur Begrenzung von Emissionen aus Großfeuerungsanlagen – das sind Anlagen mit einer Feuerungswärmeleistung von 50 MW oder mehr – finden sich in der 13. BImSchV („Verordnung über Großfeuerungs-, Gasturbinen- und Verbrennungsmotoranlagen“).

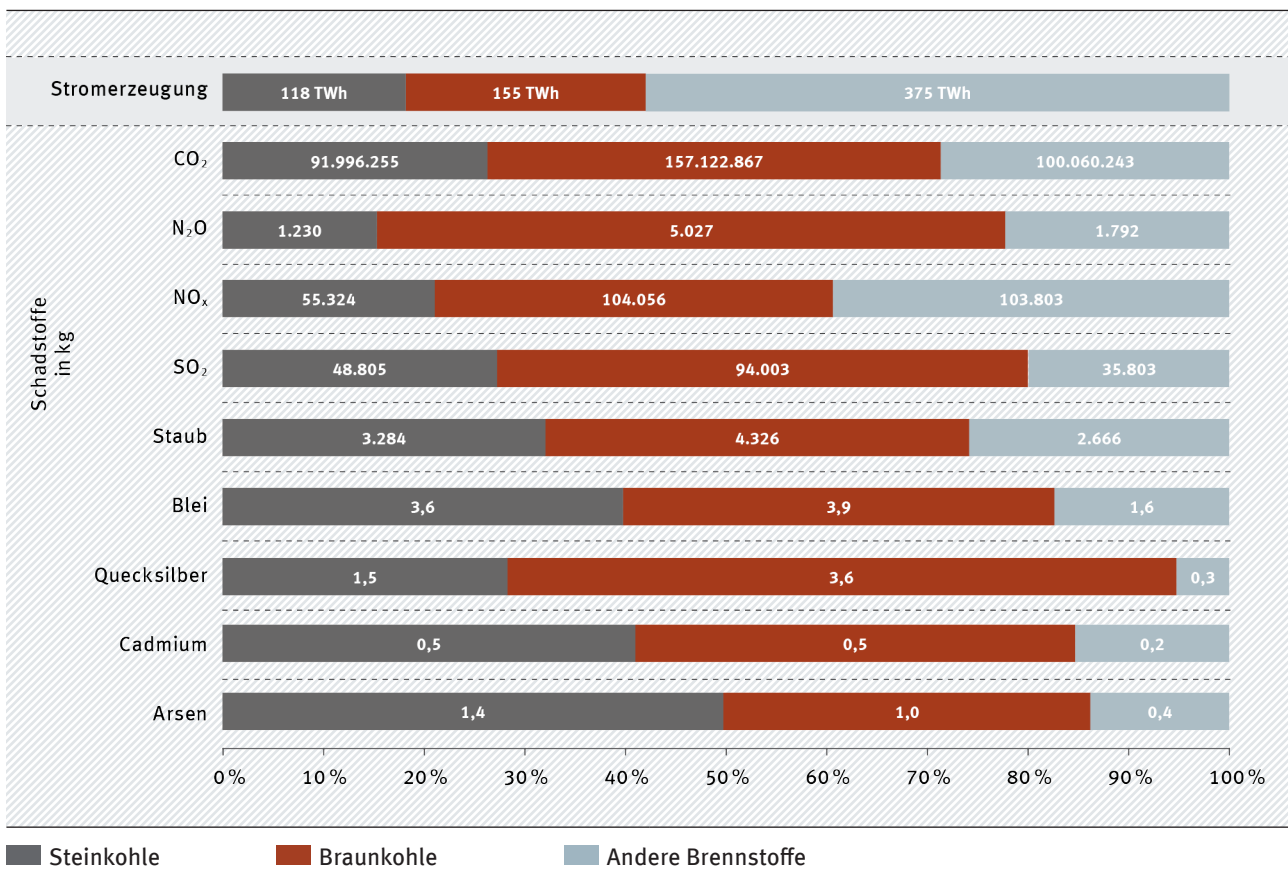
Für Kohlenkraftwerke sind Emissionsgrenzwerte der Paragraphen §§ 4 und 11 maßgeblich; sie begrenzen

die Emissionen von Staub, Quecksilber, Kohlenmonoxid, Schwefeloxiden, Stickstoffoxiden und Dioxinen und Furanen.⁷⁶

Die Abbildung 10 zeigt den Anteil der Braun- bzw. Steinkohlen an der gesamten Bruttostromerzeugung in Deutschland im Jahr 2015 sowie die mit dieser Bruttostromerzeugung verbundenen Luftschadstoffemissionen insgesamt und den durch die Kohlen verursachten Anteil, wie sie im Rahmen der Emissionsberichterstattung berichtet werden. Berichtspflichtige CO₂-Emissionen fallen nur beim Betrieb von mit fossilen Brennstoffen betriebenen Kraftwerken an. Die übrigen Luftschadstoffe fallen beim Betrieb von mit fossilen Brennstoffen und Biomassen betriebenen Kraftwerken an. Die Abbildung veranschaulicht den erheblichen Anteil, zu dem Braun- und Steinkohlenkraftwerke zur Schadstoffbelastung der Stromerzeugung beitragen.

Abbildung 10

Anteil der Braun- und Steinkohlen an der Bruttostromerzeugung sowie an den Emissionen der Stromerzeugung*



* Daten für 2015 – Einheit t; Stromerzeugung in TWh

Quelle: UBA 2017; AGE B 2017

76 Detaillierte Angaben zu den EU-rechtlich vorgeschriebenen Meldungen der SO₂- und NO_x-Emissionsfrachten der Gesamtheit aller deutschen Großfeuerungsanlagen (inklusive der erdgas- und biomassebetriebene Anlagen) sind auf <https://www.umweltbundesamt.de/daten/luftbelastung/massnahmen-zur-emissionsminderung-von/emissionsminderung-bei-grossfeuerungsanlagen> einsehbar.

5.1.2.1 Beispielhafte Jahresfrachten gemäß PRTR

Auf disaggregierter Ebene sind Daten im Nationalen Schadstofffreisetzung- und Verbringungsregister erhältlich. Mit Unterzeichnung des PRTR-Protokolls (Protokoll über die Einrichtung von Schadstofffreisetzung- und -verbringungsregistern) der UN-ECE im August 2007 hatte sich Deutschland verpflichtet, ein nationales Schadstofffreisetzung- und -verbringungsregister einzurichten (www.thru.de).⁷⁷ Nach PRTR haben Einzelbetriebe jährlich die Freisetzungen bestimmter Schadstoffe (von bis zu 91) in Luft, Wasser und Boden sowie Verbringung von Abfällen und von Schadstoffen in Abwasser an die EU (nach Europäischer PRTR-Verordnung, E-PRTR-VO Nr. 166/2006)⁷⁸ und an das nationale Register dann zu berichten, wenn vorgegebene Schadstoffschwellenwerte bzw. Mengenschwellen für Abfälle (siehe Anhang II der E-PRTR-VO) überschritten werden.

Der Kapazitätsschwellenwert für Wärmekraftwerke und Verbrennungsanlagen liegt bei einer Feuerungs-wärmeleistung größer 50 MW. Für die Freisetzung von Quecksilber in die Luft gilt im PRTR ein Schadstoffschwellenwert größer 10 kg pro Jahr (kg/a), für die Freisetzung von Quecksilber in das Wasser ein Schadstoffschwellenwert größer 1 kg pro Jahr (kg/a).

Nachfolgend sind beispielhaft die im PRTR-Register gemeldeten Jahresfrachten der wichtigsten Schadstoffe in Luft von zwei sich in Betrieb befindlichen deutschen Steinkohlenkraftwerken als auch von zwei sich in Betrieb befindlichen deutschen Braunkohlkraftwerken angegeben.

Als Beispiel für ein Braunkohlenkraftwerk mit Altanlagen wurde das „Kraftwerk Jänschwalde (LEAG, ehemals Vattenfall Europe AG)“ in Peitz (die elektrische Nettonennleistung der sechs am Standort befindlichen Blöcke beträgt 2790 MW), als Standort mit vorwiegend modernen Anlagen das „Kraftwerk Schwarze Pumpe (LEAG, ehemals Vattenfall Europe AG)“ in Spremberg ausgewählt (die elektrische Nettonennleistung der beiden am Standort befindlichen Blöcke beträgt 1500 MW). Eine Meldung von Brennstoffangaben ist für das PRTR nicht vorgesehen, so dass eine Beurteilung der umweltbezogenen Leistung

der Anlagen – insbesondere ihrer Abgasreinigungstechnik – alleine auf der Grundlage von PRTR-Daten nicht möglich ist.

Tabelle 20

PRTR-Jahresfrachten (Freisetzung in die Luft) beispielhafter Braunkohlenkraftwerke für das Berichtsjahr 2015

Jahresfracht*		Schadstoffbezeichnung
Jänschwalde	Schwarze Pumpe	
23,7 Mrd. kg #	12,3 Mrd. kg #	CO ₂ , gesamt
23,3 Mrd. kg #	12,2 Mrd. kg #	CO ₂ , nicht-biogener Anteil
18,6 Mio. kg +	5,81 Mio kg +	Stickoxide (NO _x / NO ₂)
17,8 Mio. kg +	9,24 Mio kg +	Schwefeloxide (SO _x / SO ₂)
12,0 Mio. kg +	1,35 Mio kg +	Kohlenmonoxid (CO)
571.000 kg #	58.700 kg #	Feinstaub (PM ₁₀)
287.000 kg &	133.000 kg &	Distickoxid (N ₂ O)
81.000 kg +	167.000 kg +	anorganische Chlorverbindungen (als HCl)
928 kg +		Blei und Verbindungen (als Pb)
731 kg +	148 kg +	Kupfer und Verbindungen (als Cu)
431 kg +	339 kg +	Quecksilber und Verbindungen (als Hg)
176 kg +	263 kg +	Nickel und Verbindungen (als Ni)
168 kg +	141 kg +	Chrom und Verbindungen (als Cr)
130 kg +	26,2 kg +	Arsen und Verbindungen (als As)
	18,1 kg +	Cadmium und Verbindungen (als Cd)
0,000130 kg +		Dioxine und Furane (als T _{eq})

* Bestimmungsmethode: # Berechnung, & Schätzung, ansonsten: + Messung

Quelle: UBA 2017 / www.thru.de (Stand: 31.03.2017)

⁷⁷ Protokoll über die Einrichtung von Schadstofffreisetzung- und -verbringungsregistern (Abgestimmte Übersetzung zwischen Deutschland, Österreich und der Schweiz vom 21. Mai 2003).

⁷⁸ Verordnung EG, Nr. 166/2006 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 19. Januar 2006 über die Schaffung eines Europäischen Schadstofffreisetzung- und -verbringungsregisters und zur Änderung der RL 91/61/EG des Rates.

Als Beispiel für ein Steinkohlenkraftwerk mit Altanlagen wurde das „E.ON Kraftwerk Scholven“ in Gelsenkirchen ausgewählt. Die elektrische Nettonennleistung der drei am Standort befindlichen Blöcke beträgt 760 MW; zusätzlich sind Anlagen zur Bereitstellung von bis zu 250 MW als Dampf für Industrie und Fernwärme am Standort vorhanden. Als Beispiel für ein Steinkohlenkraftwerk mit neueren Anlagen wurde das „Trianel Kohlekraftwerk Lünen GmbH & Co. KG“ in Lünen ausgewählt. Die elektrische Nettonennleistung des Blocks beträgt 750 MW. Eine Meldung von Brennstoffangaben ist für das PRTR nicht erforderlich.

Tabelle 21

PRTR-Jahresfrachten (Freisetzungen in Luft) beispielhafter Steinkohlekraftwerke für das Berichtsjahr 2015

Jahresfracht*		Schadstoffbezeichnung
Scholven	Lünen	
4,72 Mrd. kg #	2,08 Mrd. kg #	CO ₂ , gesamt
3,42 Mio. kg #	613.000 kg +	Stickoxide (NO _x / NO ₂)
1,81 Mio. kg #	588.000 kg +	Schwefeloxide (SO _x / SO ₂)
113.000 kg #		Feinstaub (PM ₁₀)
	11.000 kg #	Distickoxid (N ₂ O)
	48.000 kg #	anorganische Chlorverbindungen (als HCl)
79 kg #	14,8 kg +	Quecksilber und Verbindungen (als Hg)
53 kg #		Nickel und Verbindungen (als Ni)
21 kg #		Arsen und Verbindungen (als As)
16 kg #		Cadmium und Verbindungen (als Cd)

* Bestimmungsmethode: # Berechnung, + Messung

Quelle: UBA 2017 / www.thru.de (Stand: 31.03.2017)

5.1.2.2 Quecksilber-Emissionen

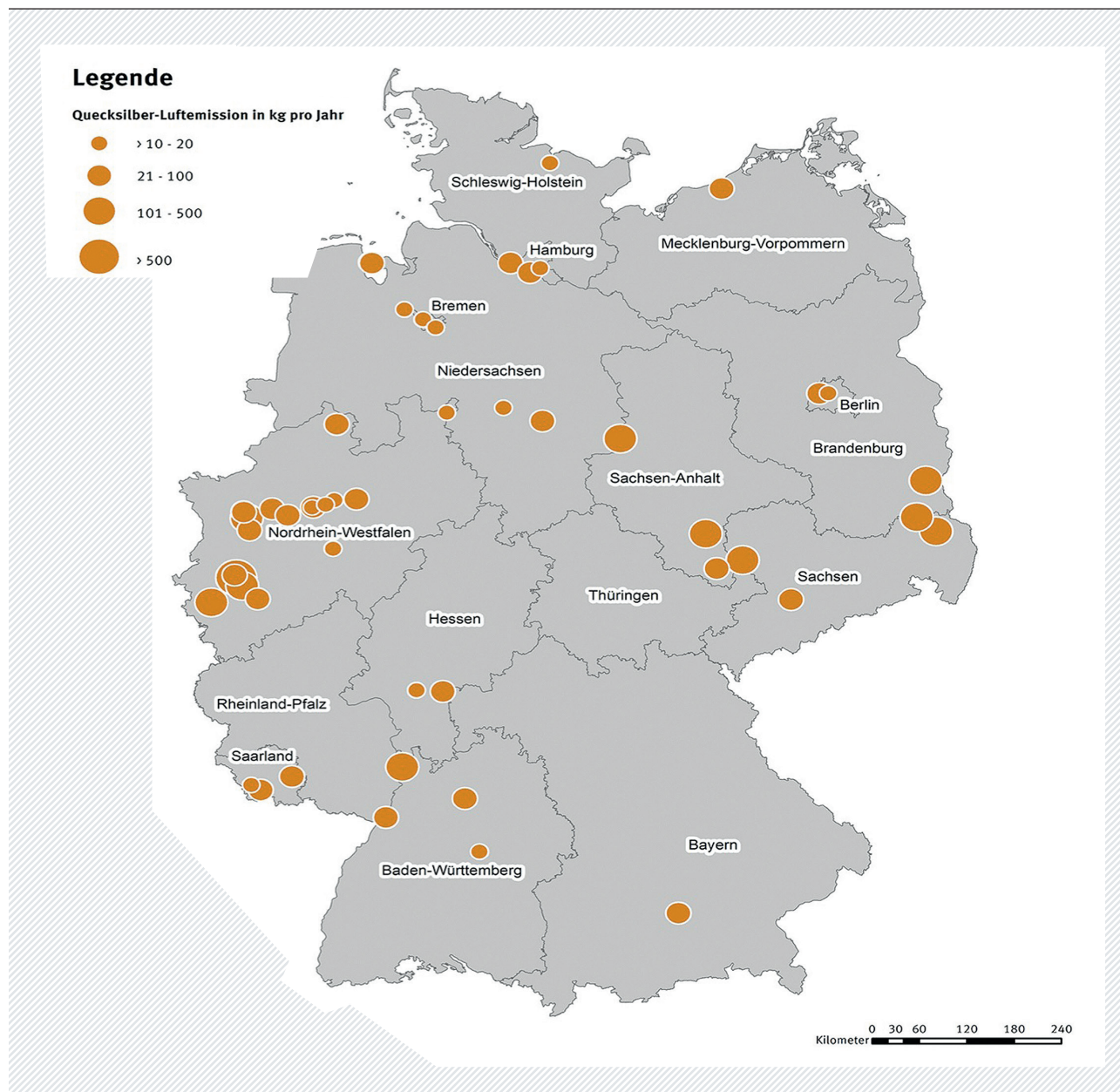
Für die Höhe der Quecksilber-Emissionen aus Kohlenkraftwerken sind vor allem Art und Herkunft der verbrannten Kohlen entscheidend. In Deutschland liegen die Quecksilbergehalte der eingesetzten Braunkohlen revierabhängig teilweise deutlich über den Gehalten der eingesetzten Importsteinkohlen. Dies trägt neben dem Umstand, dass die Braunkohlenkraftwerke deutlich mehr Strom erzeugen als die Steinkohlenkraftwerke, mit dazu bei, dass ca. 70% der aus deutschen Kohlenkraftwerken in die Luft emittierten Quecksilberfracht auf den Einsatz von Braunkohlen zurückgeht. Darüber hinaus können Art und Umfang der etablierten Abgasreinigung und der in ihnen eingesetzten Betriebsstoffe zur Minderung der Emissionen an Staub, Stickstoffoxiden und Schwefeloxiden die Abscheidung von Quecksilber und damit dessen Reingasemission signifikant beeinflussen. Quecksilberspezifische Emissionsminderungsmaßnahmen sind bisher vorwiegend nur an Anlagen ergänzt worden, die vergleichsweise hohe Quecksilberreingasemissionen aufweisen wie z. B. die Anlagen im mitteldeutschen Revier.

Auf europäischer Ebene wurden erstmals mit der Veröffentlichung der BVT-Schlussfolgerungen für Großfeuerungsanlagen im Sommer 2017 verbindliche Emissionsbandbreiten für die Quecksilberemissionen aus kohlebetriebenen Großfeuerungsanlagen festgelegt.⁷⁹ Die Mitgliedsstaaten sind verpflichtet, die nationalen oder anlagenbezogenen Emissionsbegrenzungen so festzulegen, dass die sich daraufhin einstellenden Betriebswerte der Quecksilberemissionen innerhalb der jeweils maßgeblichen und vorgegebenen Emissionsbandbreite liegen.⁸⁰ Die Zahl der Wärmekraftwerke und anderen Verbrennungsanlagen, die Quecksilber-Emissionen in die Luft an das Schadstofffreisetzungs- und -verbringungsregister meldeten, pendelte in den neun Jahren von 2007 bis 2015 zwischen 48 und 55 (vgl. auch Abbildung 11). So muss ein Betreiber nur dann darüber berichten, wenn er mehr als 10 Kilogramm Quecksilber pro Jahr (kg/Jahr) in die Luft emittiert. Im Jahr 2009 gingen die Emissionen aufgrund der gesunkenen Nachfrage nach Strom und Wärme zurück. Der Anstieg der Emissionsfrachten von 2009 auf 2010 ist der wirtschaftlichen Erholung geschuldet.⁸¹

79 Durchführungsbeschluss (EU) 2017/1442 der Kommission vom 31. Juli 2017, veröffentlicht am 17.8.2017 im Amtsblatt der Europäischen Union, Seite L 212/1 ff.
 80 Durchführungsbeschluss (EU) 2017/1442 der Kommission vom 31. Juli 2017 über Schlussfolgerungen zu den besten verfügbaren Techniken (BVT) gemäß der Richtlinie 2010/75/EU des Europäischen Parlamentes und des Rates für Großfeuerungsanlagen, in: Amtsblatt der Europäischen Union L 212/1 vom 17. August 2017.
 81 Umweltbundesamt (UBA 2017): Emissionen von Wärmekraftwerken und anderen Verbrennungsanlagen. – UBA-Internetangebot (<https://www.umweltbundesamt.de/daten/energiebereitstellung-verbrauch/emissionen-von-waermekraftwerken-anderen#textpart-1>).

Abbildung 11

Standorte von PRTR berichtspflichtigen Kraftwerken mit Quecksilber-Luftemissionen im Jahr 2015



Quelle: Fachdaten:Schadstoffemissionsregister PRTR (www.thru.de) Geobasisdaten: © GeoBasis-DE / BKG 2015. Bearbeitung: Umweltbundesamt, FG I 1.5, 2017

5.2 Emissionen in das Wasser

Der Abbau von Braunkohlen hat erhebliche direkte Auswirkungen auf den Zustand von Gewässern. Die Grundwassermenge wird durch die Absenkungen negativ beeinflusst und die Grundwasserqualität insbesondere durch Einträge von Sulfat und Chlorid belastet. Eisenhaltige Abwässer aus dem Braunkohlenabbau führen in Oberflächengewässern zu einer Verockerung mit erheblichen Auswirkungen auf die aquatischen Lebensgemeinschaften. Trotz eingeleiteter Gegenmaßnahmen wird der von der Wasserrahmenrichtlinie (EU-WRRL 2000/60/EU) geforderter, guter Gewässer-

zustand auch innerhalb der Verlängerungsfristen bis 2027 in den betroffenen Förderregionen verfehlt.

5.2.1 Auswirkungen durch die Kohlenverbrennung

Auch wird die Gewässerqualität indirekt durch den flächendeckenden Eintrag von Luftschadstoffen aus Verbrennungsprozessen negativ beeinflusst. So stammt ein bedeutender Teil des luftbürtigen Eintrags von Quecksilber – ein Schwermetall, das nach der EU-WRRL 2000/60/EU als prioritär gefährlicher Stoff eingestuft ist und innerhalb einer Generation überhaupt nicht mehr in die Gewässer gelangen soll (sog.

phasing out) – in deutsche Gewässer derzeit aus der Verbrennung von Braun- und Steinkohlen.⁸²

5.2.2 Auswirkungen durch die Kraftwerkskühlung mit Wasser

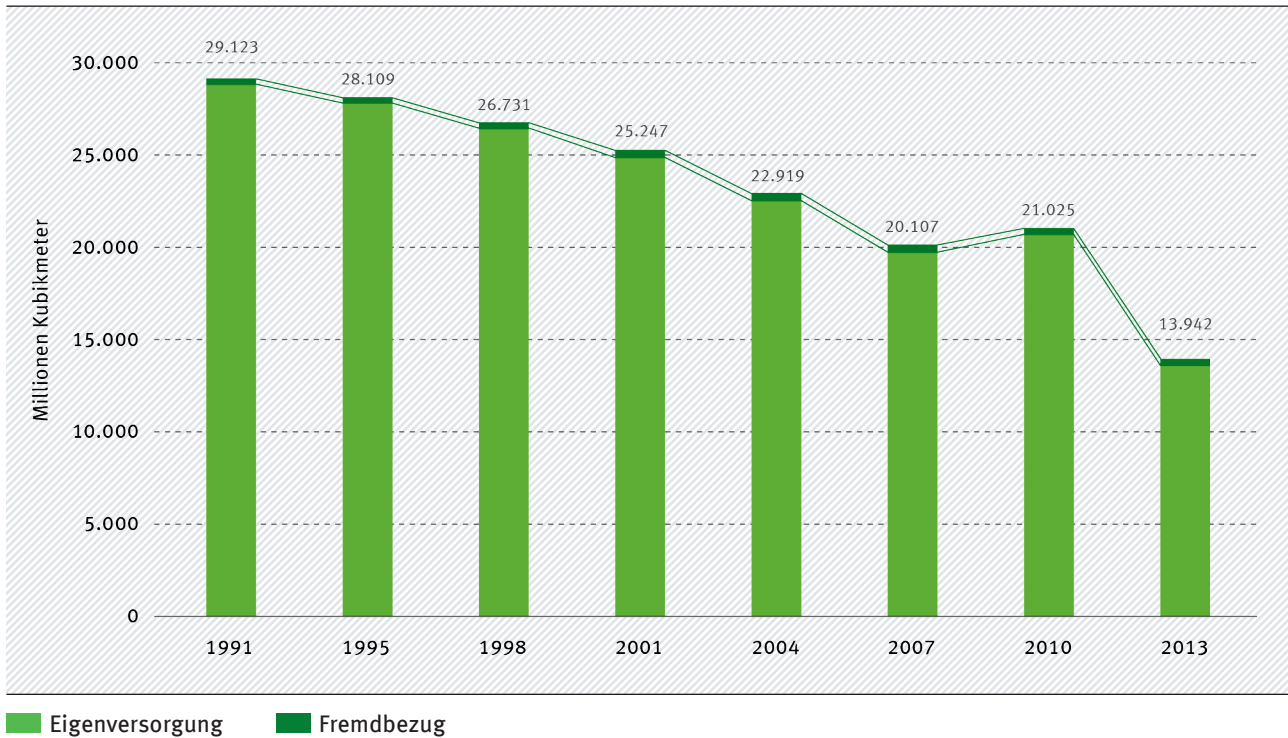
Zur Kühlung der Kraftwerke werden große Mengen an Wasser benötigt. Dazu stehen verschiedene Techniken zur Verfügung. In einem offenen Kühlsystem wird dem angrenzenden Gewässer Wasser entnommen, welches in Form von Wasserdampf in die Atmosphäre emittiert wird. Dies stellt besonders in Regionen mit einem knappen Wasserangebot ein Problem für den Wasserhaushalt dar. Eine andere Form der Kühlung findet über den direkten Wassergebrauch statt, bei dem das erwärmte Wasser ggf. nach vorheriger Abkühlung in das angrenzende Gewässer zurück geleitet wird. Hierdurch kommt es zu einer Erwärmung des Gewässers. Die Oberflächengewässerverordnung gibt hierfür zum einen gewässertypspezifische maximale Gewässertemperaturen vor. Zum anderen regelt sie, welche Temperaturerhöhung durch die Wärmeinleitung maximal tolerabel ist. Denn insbe-

sondere im Sommer können hohe Wassertemperaturen eine Gefahr für die Artenvielfalt und Qualität des Wassers darstellen. Da in warmem Wasser weniger Sauerstoff gelöst werden kann, führt das zu einer starken, unter Umständen tödlichen Belastung vieler Wasserorganismen. In heißen Sommern und in Verbindung mit Niedrigwasser verringert sich die Aufwärmspanne bzw. ist die maximale Gewässertemperatur bereits ohne zusätzliche Wärmeinleitung erreicht, so dass dies zum Herunterfahren von Kraftwerken führen kann, wie z. B. im Sommer 2003.⁸³ Bei Gewässern, aus denen kontinuierlich Kühlwasser entnommen wird, steigt die Wärmebelastung der Gewässer, z. B. am Rhein.⁸⁴

Die Wasserentnahmen für Kühlwasser in Verbindung mit der Energieerzeugung sind in Deutschland zwischen 2010 und 2013 vermutlich wegen des ständigen Zuwachses der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und dem Ausstieg aus der Kernenergienutzung gesunken.⁸⁵ Von 1991 bis 2013 sank das

Abbildung 12

Wasseraufkommen für die Energieversorgung



Quelle: Statistisches Bundesamt 2016

82 Der aktuelle Sachstand der Bundesländer ist in dem „Bericht zum Kenntnis und Diskussionsstand betreffend Quecksilberbelastungen in Gewässern und diesbezügliche Relevanz luftbürtiger Quellen“ vom August 2016 zusammengefasst: Bund / Länder-Arbeitsgemeinschaft Wasser (LAWA 2016): Bericht zum Kenntnis- und Diskussionsstand betreffend Quecksilberbelastungen in Gewässern und diesbezügliche Relevanz luftbürtiger Quellen. 08/2016.

83 UBA (2014): <http://www.umweltbundesamt.de/themen/wirtschaft-konsum/Industriebranchen/feuerungsanlagen/grossfeuerungsanlagen>.

84 Internationale Kommission zum Schutz des Rheins (IKSR 2011): Fachbericht Nr. 209 „Darstellung der Entwicklung der Rheinwassertemperaturen auf der Basis validierter Temperaturmessungen von 1978 bis 2011“, Koblenz 2013.

85 Statistisches Bundesamt: Fachserie 19 Reihe 2.2: Umwelt – Nichtöffentliche Wasserversorgung und nichtöffentliche Abwasserentsorgung, Wiesbaden 2016.

Wasseraufkommen für die Energieversorgung, wie in Abbildung 12 ersichtlich, um fast die Hälfte.

5.2.3 Auswirkungen durch Grundwasserabsenkungen beim Braunkohletagebau

Bei dem Abbau von Braunkohlen sind aus abbautechnischen Gründen regelmäßig Grundwasserabsenkungen bis in Tiefen von 400 m – und damit deutlich unter die Lagerstätten des zu gewinnenden Rohstoffs – mit großräumiger Wirkung (Absenkungstrichter) erforderlich.

Die Grundwasserabsenkung bleibt nicht auf die unmittelbaren Sumpfungsbereiche beschränkt, sondern reicht teilweise deutlich darüber hinaus. Bei gespannten Grundwasserleitern (insbesondere in den tieferen Schichten) erfolgt eine Reduzierung des Drucks. Dadurch entsteht eine großräumige Grundwasserabsenkung mit weitreichenden Auswirkungen auf den Wasserhaushalt. Insbesondere die Absenkung in den oberen Grundwasserleitern kann ohne entsprechende Ausgleichsmaßnahmen folgende negativen Auswirkungen haben:

- ▶ Beeinträchtigung der Wasserversorgung,
- ▶ Trockenfallen von Feuchtgebieten,
- ▶ Verringerung der Wasserführung in den Oberflächengewässern.

Durch die Grundwasserabsenkung entsteht ein kumulatives Grundwasserdefizit in Abhängigkeit von der Dauer des Bergbaus und ggf. dicht angrenzender Förderräume und anderer Tagebaue. Am Beispiel des Braunkohlereviers der Lausitz lässt sich belegen, dass aufgrund des langjährigen Tagebaubetriebs und auf das Umland übergreifende Absenkungen zu einem Defizit von ca. 13 Mrd. m³ geführt hat. Die Auffüllung würde Berechnungen zu Folge und ohne Hinzufügung externer Wasserbereitstellungen einen Zeitraum von 56 Jahren in Anspruch nehmen.

Während des Abbaubetriebes ist davon auszugehen, dass für eine Tonne Kohle etwa 6 bis 9 m³ Abraum zu bewegen sind⁸⁶ und durchschnittlich 10 m³ Wasser gehoben werden müssen. Für das Jahr 2016 belief sich die Abraumbewegung im Bereich des

Braunkohletagebaus auf insgesamt 852 Mio. m³ laut Statistik der Kohlenwirtschaft e.V.⁸⁷ Die im Abbaubereich liegenden Grundwasseraquifere werden hierbei nahezu irreversibel zerstört. Im umgrenzten Bereich stellen sich nach dem Auffüllen des Wasserdefizites annähernd vorbergbauliche Verhältnisse ein.

Die Einleitung von Sumpfungswasser in die Oberflächengewässer (Erft, Spree u. a.) führt u. a. zu Belastungen mit Sulfat und Chlorid (siehe folgende Kapitel). Die eingeleiteten Wassermengen können wegen ihrer Quantität, Qualität und der vom Gewässer abweichenden Wassertemperatur den Gewässerzustand deutlich verschlechtern.

Der im Anschluss an den Abbau einsetzende Grundwasserwiederanstieg in Kippgebieten und Tagebaurestseen übt einen erheblichen Einfluss auf die bodenmechanische Stabilität der Kippenkörper aus, der zu Instabilitäten, Rutschungen, Setzungen, Sackungen und ggf. zum Setzungsfliessen⁸⁸ führen kann.

Der Abraum enthält in unterschiedlicher Menge Pyrit (Eisendisulfid), der beim Abbau zwangsläufig mit Luftsauerstoff in Kontakt kommt und oxidiert. Dadurch können, bei entsprechend hohem Pyritgehalt, maßgebliche Mengen an Säuren, Eisen und Sulfat freigesetzt werden. Unter bestimmten Bedingungen können auch Schwermetalle mobilisiert werden.

Die Belastung mit Schwermetallen, Ammonium und Eisen sowie die Versauerung bleiben im Wesentlichen auf die Kippen selbst bzw. den unmittelbaren Kippenabstrombereich begrenzt. Lediglich das Sulfat führt auch im weiteren Grundwasserabstrombereich der Abraumkippen zu einer erhöhten Sulfatbelastung und damit zu einer Verschlechterung der Grundwasserqualität. Diese Belastung im Kippenkörper selbst sowie in der Folgezeit auch im Grundwasserabstrom führen langfristig zu einer Verschlechterung des chemischen Grundwasserzustands.

⁸⁶ Für die Förderung von Steinkohle gibt die Statistik der Kohlenwirtschaft e.V. für das Jahr 2015 im Bundesdurchschnitt ein Leistungsverhältnis von 4,986 m³ Abraum je Tonne geförderter Kohle an, vgl.: Statistik der Kohlenwirtschaft e.V.: Der Kohlenbergbau in der Energiewirtschaft der Bundesrepublik Deutschland im Jahr 2015, Herne und Köln, 11/2016 S.43.

⁸⁷ Statistik der Kohlenwirtschaft e.V. (2015): Download – Abraumbewegung nach Revieren ab 1950, Stand 06/2017.

⁸⁸ Setzungsfliessen: eine spezielle Ausprägung der Rutschung, die insbesondere bei gleichförmigen Kippenböden zu deren Verflüssigung beiträgt.

5.2.4 Versauerung der Gewässer

Ein weiterer aus Umweltsicht negativer Aspekt des Tagebaus ist die mögliche Versauerung von Gewässern. Abhängig vom örtlich anstehenden Deckgebirge kommt es durch den Kontakt mit Luftsauerstoff zur Verwitterung von Sulfiden im Abraum, bei dem im Kontakt mit dem Grundwasser jahrzehntelang Schwefelsäure entsteht.

Konzeptionelle Überlegungen und Managementkonzepte in der Lausitz (Tagebaurestseen haben selbst nach 30 Jahren noch pH-Werte von 2 bis 3) haben nur teilweise Erfolg gebracht; der Einsatz von umfangreichen technischen Maßnahmen scheint daher unumgänglich. In Folge der Versauerung werden Mineralien gelöst und reichern sich in den bergbaubeeinflussten Gewässern an, so dass eine Behandlung des gehobenen Wassers (Neutralisierung und Fällungsreaktionen – Sulfat, Eisen) notwendig wird.

5.2.5 Verockerung der Gewässer

Durch den Braunkohlentagebau kommt es zudem zu Eiseneinträgen in die Oberflächengewässer. Nachdem das Eisen durch den Kontakt mit Sauerstoff oxidiert und damit im Wasser unlöslich wird, kommt es zu einer „Verockerung“ (Eisenhydroxid) durch Sedimentation.

Dies hat negative Auswirkungen auf:

- ▶ die Fischfauna und die wirbellosen Tiere der Gewässersohle (verminderte Sauerstoffaufnahme, bis hin zum Tod);
- ▶ Schädigung des Nahrungsnetzes durch Veränderung der Oberflächen natürlicher Hartsubstrate (Steine und Totholz), dadurch Entzug der Nahrungsgrundlage (Algen, Pilzaufwuchs) für wirbellose Tiere.

Darüber hinaus sind die sauren Wässer, die in den Halden entstehen, in der Lage, in größerem Umfang Schwermetalle zu lösen. Durch das saure Wasser gelöste Schwermetalle führen zur Schädigungen von aquatischen Ökosystemen und zur Überschreitung von Umweltqualitätsnormen.

Ökologischen Situation ausgewählter Tagebauseen des Braunkohlebergbaus in Deutschland

Die Seenlandschaft Deutschlands wird durch den Braunkohlenbergbau um über 500 Seen reicher, von denen etwa 100 Seen größer als 50 ha und damit berichtspflichtig für die Wasserrahmenrichtlinie (EG-WRRL) werden. Diese künstlichen Seen sollen lt. EG-WRRL ein gutes ökologisches Potenzial bis 2015 bzw. 2027 erreichen. [...] Tagebauseen sind wegen ihres guten Phosphorbindungsvermögens meist nährstoffarme, klare Gewässer.

Untersucht wurden in der vom Umweltbundesamt in Auftrag gegebenen Studie insgesamt 36 Seen in der Lausitz, in Mitteldeutschland, im Rheinland, in Hessen und Bayern. In die Bewertung des ökologischen Potenzials gehen neben biologischen Komponenten wie Plankton und Wasserpflanzen auch Chemikalien im Gewässer mit ein. 19 der Seen haben ein „gutes“ oder „sehr gutes“ ökologisches Potential. 12 Seen konnten nur als „mäßig“ eingestuft werden, obwohl die sie eine intakte Biologie aufweisen. Sie sind jedoch oft mit zu viel Quecksilber oder hormonell wirksamen Tributylzinnverbindungen belastet. Ein See wurde wegen zu hoher Nährstoffgehalte als „unbefriedigend“ eingestuft. Fünf Seen konnten noch nicht abschließend bewertet werden.

Weitere Informationen: Umweltbundesamt (UBA 2016): Übersicht zur ökologischen Situation ausgewählter Tagebauseen des Braunkohlebergbaus in Deutschland, in: UBA(Hrsg.): Texte 68/2016.

5.3 Auswirkungen auf den Boden

5.3.1 Flächen(neu)inanspruchnahme

Laut Statistik der Kohlenwirtschaft wurde seit Beginn der Abbautätigkeiten für Braunkohle in Tagebauen in Deutschland insgesamt 177.309 ha Fläche in Anspruch genommen⁸⁹, von denen etwa 69,7 % bis Ende 2016 bereits rekultiviert wurden. Die Lausitzer und Mitteldeutsche Bergbau-Verwaltungsgesellschaft, der die Rekultivierungsmaßnah-

⁸⁹ Statistik der Kohlenwirtschaft e.V.: Der Kohlenbergbau in der Energiewirtschaft der Bundesrepublik Deutschland im Jahr 2016, Herne und Köln, 11/2017 S. 23.

men – insbesondere im mitteldeutschen Raum – obliegen, spricht von einer Flächeninanspruchnahme in der Braunkohlesanierung von 136.538,8 ha. Von diesen wurden bereits 93.605,6 ha wieder nutzbar gemacht. Davon wurden etwa 45 % (42.539 ha) zu forstwirtschaftlichen, etwa 21 % (19.616 ha) zu landwirtschaftlichen Flächen und 23 % (21.293 ha) zu Wasserflächen und zukünftigen Wasserflächen in rekultiviertem Gelände gewandelt sowie die verbleibenden 11 % (10.158 ha) in sonstige Nutzungen überführt. Dabei bleiben Beeinträchtigungen der Wasserqualität unter Umständen über lange Zeit bestehen und auch die bauliche Nutzbarkeit der rekultivierten Flächen ist z. T. mangels Tragfähigkeit auf absehbare Zeit deutlich eingeschränkt.

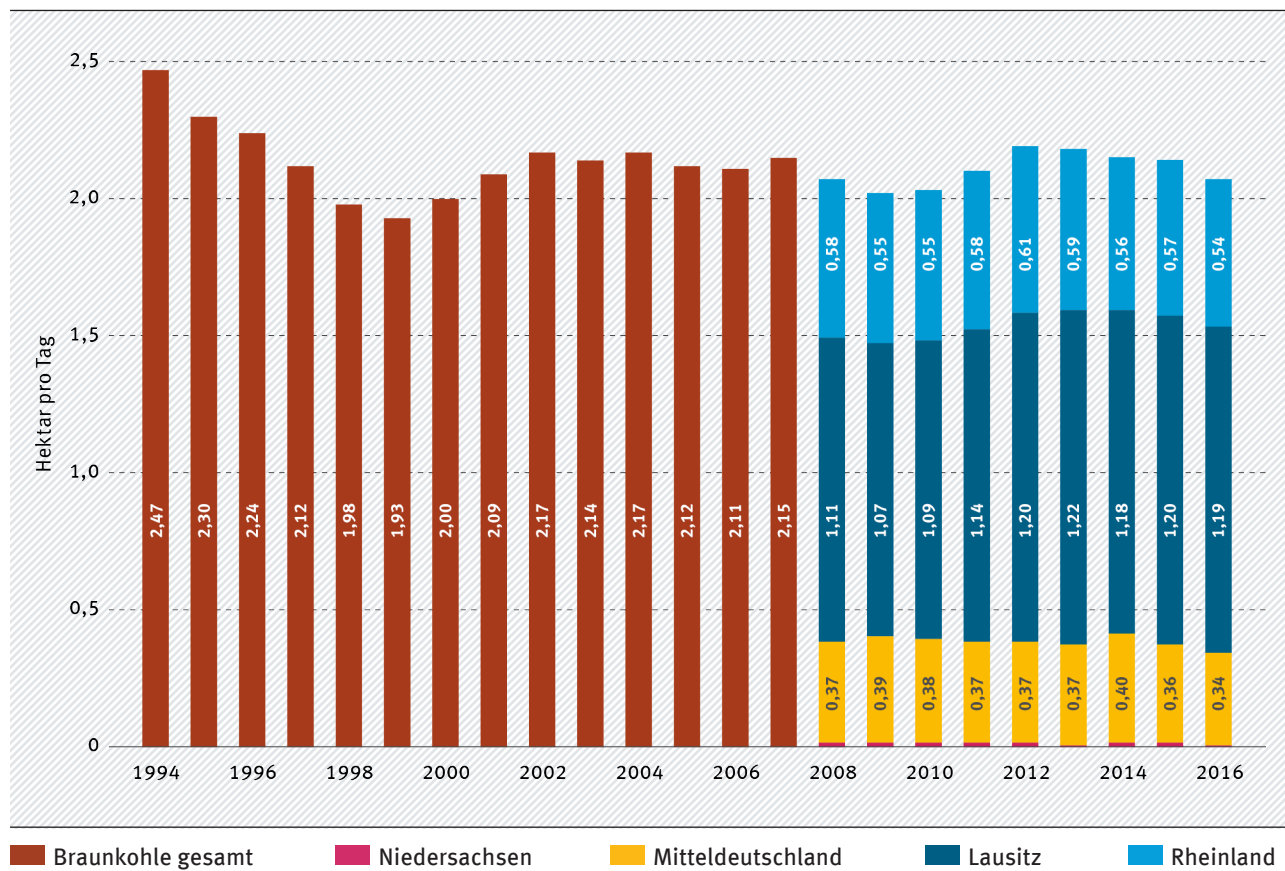
Während ehemalige Braunkohletagebaue in Ostdeutschland mit erheblichem Einsatz von öffentlichen Mitteln saniert werden müssen, findet auf der anderen Seite ein kontinuierlicher Abbau von Braun-

kohle statt, wodurch neue Flächen in Anspruch genommen werden. Nach den Berechnungen des UBA (auf Basis der Daten des BGR zur Mächtigkeit der Braunkohlelagerstätten sowie Daten der Kohlewirtschaft e.V. zur abgebauten Menge) wurden im Jahr 2016 für den Abbau von insgesamt 172 Mio. t Braunkohle rund 7,6 km² neu abgegraben, das entspricht einer Flächenneuanspruchnahme von 2,1 ha pro Tag.

Die Braunkohlevorkommen und der Abbau konzentrieren sich in Deutschland auf vier Regionen.⁹⁰ Davon entfielen im Jahr 2016 rund 2,0 km² auf das Rheinland für den Abbau von 91 Mio. t Braunkohle, 4,4 km² auf die Lausitz für den Abbau von 62 Mio. t sowie 1,2 km² auf Mitteldeutschland für den Abbau von 18 Mio. t. Kleinere Mengen werden auch in Niedersachsen abgebaut.

Abbildung 13

Flächenverbrauch durch inländische Entnahme von Braunkohle im Tagebau

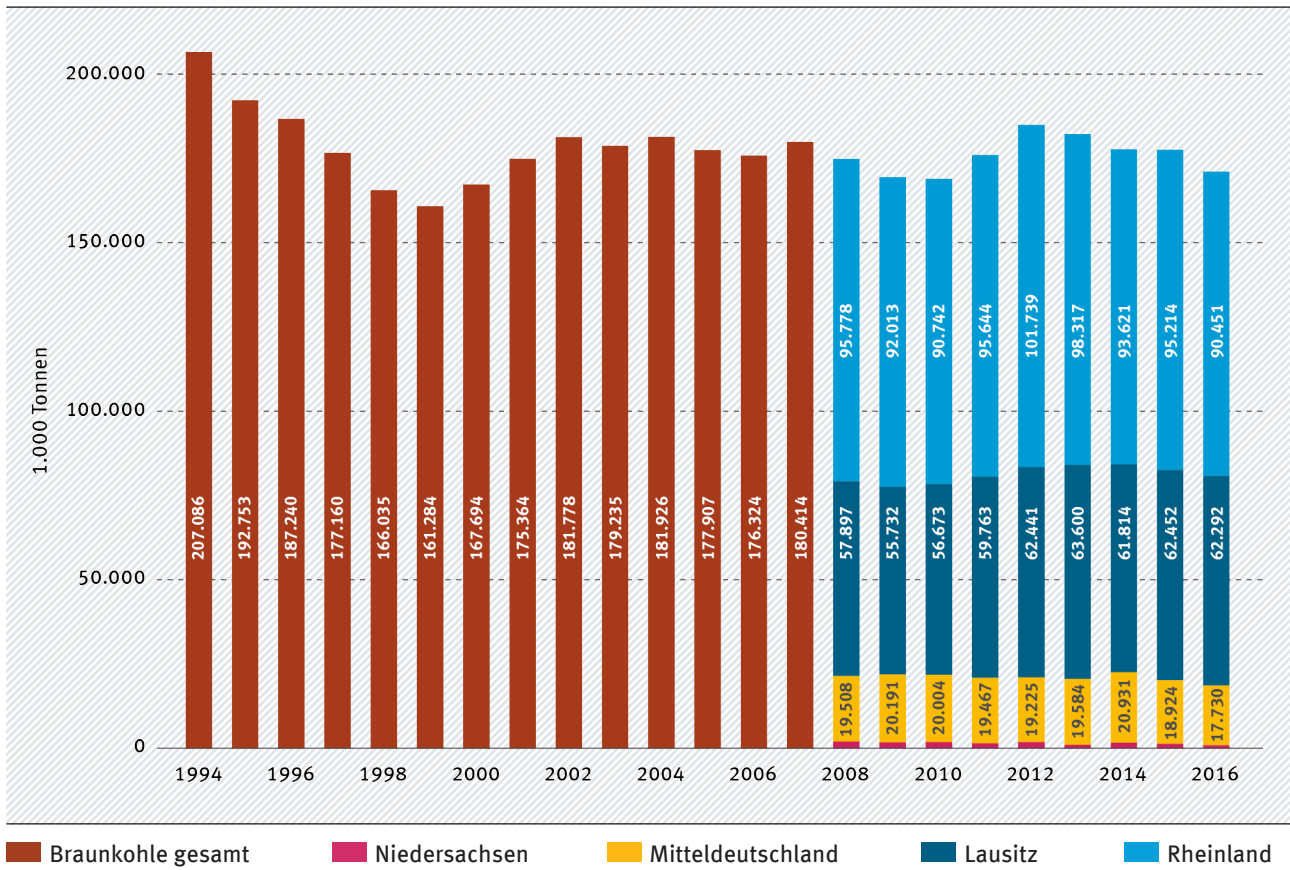


Quelle: Ab 2008: BGR Reihe „Rohstoffsituation in Deutschland“, bis 2007: UBA-Hochrechnungen

90 BGR: Deutschland – Rohstoffsituation 2008, 2009, 2010, 2011, 2012, 2013, 2014, 2015.

Abbildung 14

Inländische Entnahme von Braunkohlen im Tagebau



Quelle: bis 2007: Destatis; 2008–2015: BGR; 2016: Kohlewirtschaft e.V.

5.4 Gesundheitliche Auswirkungen der Emissionen von Kohlenkraftwerken

Die Luftverschmutzung in Europa wird hauptsächlich durch den Energiesektor, den Transportsektor, industrielle Emissionen, Hausbrand und die Landwirtschaft verursacht. Der Energiesektor (Kohlenkraftwerke, Erdgaskraftwerke, Biomassekraftwerke) hat in Deutschland einen maßgeblichen Anteil an den gesamten Schwefeldioxidemissionen (61 % in 2015), einen relevanten Anteil an den gesamten Stickstoffoxidemissionen (24 % in 2015) und einen geringen Anteil an den gesamten Feinstaubemissionen PM₁₀ (5 % in 2015).⁹¹

Die Feinstaub- und die Schwefeldioxidemissionen des Energiesektors werden nahezu vollständig von den Kohlenkraftwerken verursacht (ein geringer Anteil von Biomassekraftwerken). Die NO_x-Emissionen des Energiebereiches werden zu ca. 55 % von seinen Kohlenkraftwerken verursacht.

Die Stickstoffoxide spielen eine Rolle bei der Ozonbildung im bodennahen Bereich. Die Auswirkungen von Ozon und Feinstaub auf die Gesundheit der Bevölkerung sind besonders zu betrachten. Sofern diese Schadstoffe emittiert werden, unterliegen sie dem Ferntransport über Landesgrenzen hinweg, so dass sie großräumig zu einer Erhöhung der Hintergrundbelastung und weniger, wie es z. B. beim Straßenverkehr ist, zu lokalen Belastungsspitzen führen.

Zusätzliche lokale Belastungen können, je nach Kraftwerk, auch durch weitere betriebliche Prozesse (z. B. Transport) entstehen. Studien zeigen, dass auch die Erhöhung der Hintergrundbelastung mit einem erhöhten gesundheitlichen Risiko für Menschen verbunden ist.

Im Folgenden werden die gesundheitlichen Auswirkungen dieser Emissionen verursacht durch Braun- und Steinkohlenkraftwerke gemeinsam abgehandelt.

⁹¹ Umweltbundesamt: Nationale Trendtabellen für die deutsche Berichterstattung atmosphärischer Emissionen, 1990–2015.

5.4.1 Feinstaub

Als Feinstaub werden Teilchen in der Luft bezeichnet, die nicht sofort zu Boden sinken, sondern eine gewisse Zeit in der Atmosphäre verweilen. Die winzigen Partikel sind mit bloßem Auge nicht wahrzunehmen. Lediglich während bestimmter Wetterlagen kann man Feinstaub in Form einer Dunstglocke sehen. Feinstaub kann natürlichen Ursprungs sein oder durch menschliches Handeln erzeugt werden. Außerdem ist zwischen primärem und sekundärem Feinstaub zu unterscheiden. Primärer Feinstaub wird direkt in Partikelform emittiert, auf diese primären Emissionen beziehen sich die oben genannten Zahlen. Sekundärer Feinstaub bildet sich aus gasförmigen Vorläufersubstanzen in der Atmosphäre.

Primärer Feinstaub entsteht vor allem bei der Verbrennung fossiler Energieträger. Wichtige vom Menschen geschaffene primäre Feinstaubquellen sind daher Kraftfahrzeuge, Heizwerke, Abfallverbrennungsanlagen, Öfen und Heizungen in Wohnhäusern, sowie bestimmte Industrieprozesse. Auch beim Schüttgutumschlag und durch bestimmte Prozesse im Rahmen der Tierhaltung kann Feinstaub entstehen. Dieser hat jedoch häufig eine andere chemische Zusammensetzung. In Ballungsgebieten ist vor allem der Straßenverkehr eine bedeutende Feinstaubquelle.

An der Bildung des sekundären Feinstaubes sind wesentlich Schwefeldioxid, Stickoxide und Ammoniak beteiligt. Aufgrund der hohen Schwefeldioxidemissionen kommt den Kohlekraftwerken daher eine bedeutende Rolle bei der Verursachung sekundärer Feinstaubbelastung zu.

Die Langzeitexposition gegenüber Feinstaub hat negative gesundheitliche Wirkungen, wie:

- ▶ chronische Atemwegserkrankungen (chronische Bronchitis, Lungenkrebs, COPD⁹²),
- ▶ kardio-vaskuläre Erkrankungen (Bluthochdruck, Herzinfarkte, Schlaganfälle) oder
- ▶ akute Effekte (Brustenge, Husten, Asthma).

Kinder, Senioren, Schwangere und Personen mit Vorschädigungen / Vorerkrankungen sind als Risikogruppen zu betrachten, da sie empfindlicher als die Allgemeinbevölkerung auf entsprechende Belastungen reagieren können.⁹³

Neue Forschungsergebnisse weisen darauf hin, dass die Luftverschmutzung während der Schwangerschaft ein negativ beeinflussender Faktor für das Geburtsgewicht sein und Frühgeburten auslösen kann.⁹⁴

Außerdem mehren sich Hinweise, dass es einen Zusammenhang zwischen der Feinstaubexposition und neurodegenerativen Erkrankungen im Alter sowie Diabetes Mellitus (Typ 2) geben könnte.⁹⁵ Auf Feinstaub insgesamt (ohne Differenzierung nach der Quelle) könnten im Jahr 2014 in Deutschland ca. 33.000 vorzeitige Sterbefälle durch kardiopulmonale Erkrankungen und ca. 7.800 vorzeitige Sterbefälle durch Lungenkrebs zurückgeführt werden⁹⁶. Erste Untersuchungen zur Krankheitslast, die explizit auf die von Kohlenkraftwerken ausgehende Feinstaubbelastung fokussieren, zeigen erhebliche Auswirkungen auf die Gesundheit der in Deutschland lebenden Bevölkerung.⁹⁷

5.4.2 Schwermetalle

Weitere gesundheitlich relevante Schadstoffe, die den Schornstein von Kohlenkraftwerken verlassen, sind Schwermetalle (u. a. Arsen, Cadmium, Blei, Quecksilber). Die Schwermetalle erreichen die Bevölkerung im Wesentlichen über die Aufnahme mit der Nahrung oder belastetem Trinkwasser und tragen über den Nahrungspfad zur korporalen Belastung der Menschen bei. Da das hohe toxikologische Potential dieser Stoffe hinlänglich bekannt ist, stehen sie in der Lebensmittel und Umweltüberwachung üblicherweise auf der Liste der zu untersuchenden Substanzen.

Von Bedeutung sind hier insbesondere das Quecksilber (Hg) und seine Verbindungen. Das metallische Quecksilber gelangt durch die Kohlenkraftwerke in die Umwelt und damit auch in die Gewässer und in die Meere. Von Mikroorganismen, z. B. bestimmten Planktonarten, wird es in das wesentlich giftigere Methylquecksilber umgewandelt. Dieses akkumuliert

⁹⁴ Perderson et al (2013).

⁹⁵ Becker, K / Straff, W (2015): Könnte die Luftqualität für das Entstehen und den Verlauf von Alzheimer-Demenz und Morbus Parkinson eine Rolle spielen? Umweltmedizin – Hygiene – Arbeitsmedizin; Journal of Environmental and occupational health sciences. Band 20 Nr. 2.

⁹⁶ UBA (2015): Gesundheitsrisiken der deutschen Bevölkerung durch Feinstaub, in: UBA (Hrsg.): Daten zur Umwelt.

⁹⁷ So sprach eine von Greenpeace beauftragte umstrittene Studie davon, dass ca. 3.100 vorzeitige Sterbefälle und 33.000 verlorene Lebensjahre auf die Feinstaubbelastung u. a. aus Kohlekraftwerken zurückzuführen wären (vgl.: Preiss et al. (2013) Assessment of Health Impacts of Coal Fired Power Stations in Germany by Applying EcoSenseWeb, Institut für Energiewirtschaft und rationelle Energieanwendung (IER) der Universität Stuttgart). Von ähnlichen Größenordnungen auf Grundlage nicht nachvollziehbarer Berechnungen sprach auch eine gleichfalls populistische Studie der Health and Environment Alliance (2.700 vorzeitige Sterbefälle und 29.000 verlorene Lebensjahre) (vgl.: Heal (2013): The unpaid health bill – how coal power plants make us sick. A report from the Health and Environment Alliance.). Untersuchungen der VGB kommen demgegenüber zu dem Ergebnis, dass „Hinweise auf das gehäufte Auftreten von Krebs- und Atemwegserkrankungen sowie Allergien mit den vorhandenen Messdaten nicht in Übereinstimmung zu bringen wären“ (vgl.: Eikmann et. al im Auftrag für VGB Power Tech e.V. (2011): Compendium – Umweltmedizinische Aspekte der Stromerzeugung aus Kohle. Compendium zur Gesundheitsrelevanz, Köln 03/2011).

⁹² COPD: chronisch-obstruktive Bronchitis (engl. chronic obstructive pulmonary disease).

⁹³ WHO – European Centre for Environment and Health (2013b): Review of evidence on health aspects of air pollution – REVIHAAP Project Technical Report. Kopenhagen, World Health Organization: S. 302.

in der Nahrungskette (viele kleine Fischarten ernähren sich vorwiegend von Plankton) und wird letztendlich vom Menschen besonders durch den Verzehr von großen Seefischen (Raubfische wie Thunfisch und Hai) vom Menschen aufgenommen.

Hohe Quecksilberbelastungen können gesundheitliche Effekte hervorrufen. Besonders empfindlich reagieren allerdings ungeborene Kinder, die für die neurotoxischen Effekte von Quecksilber besonders empfänglich sind.

6 Ausblick

Die Bundesregierung hat im **Energiekonzept** aus dem Jahr 2010 Leitlinien für die Entwicklung und Umsetzung einer bis 2050 reichenden Gesamtstrategie für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung festgelegt.⁹⁸ Das Energiekonzept unterstreicht dabei u. a. die Notwendigkeit von klaren Zielen. Für die gesamtwirtschaftliche Minderung der Treibhausgasemissionen bis 2050 wird folgender Zielpfad formuliert (Minderung jeweils gegenüber 1990): minus 40 % bis 2020, minus 55 % bis 2030, minus 70 % bis 2040 und minus 80 bis 95 % bis 2050. Die Zwischenziele sollten dabei die Erreichung einer 95 %-igen Minderung bis 2050 sicherstellen. Sie dienen als Leitplanken für die wirtschaftliche Entwicklung und sollten Pfadabhängigkeiten bei der Transformation des Energiesystems berücksichtigen.

Um das 40 %-Ziel bis 2020 sicher zu erreichen, beschloss die Bundesregierung 2014 das **Aktionsprogramm Klimaschutz 2020**.⁹⁹ Dieses soll die bestehende Lücke zwischen projizierter Minderung auf der Basis der beschlossenen Maßnahmen und dem angestrebten Ziel schließen helfen. Als Beitrag der Stromerzeugung ist dabei eine zusätzliche Emissionsminderung von 22 Mio. t CO₂äqu. vorgesehen. Diese Minderung sollen vor allem alte, ineffiziente Braun- und Steinkohlenkraftwerke erbringen, die in der beschlossenen Sicherheitsbereitschaft ihren Beitrag leisten. Weitere Maßnahmen sind jedoch erforderlich.

Die zur Umsetzung des Aktionsprogramms Klimaschutz 2020 beschlossenen Instrumente und Maßnahmen¹⁰⁰ initiieren aber bisher weder einen nachhaltigen Strukturwandel im deutschen Kraftwerkspark, noch leiten sie hinreichend schnell den Ausstieg aus der Verbrennung von Braun- und Steinkohlen ein.¹⁰¹ Dies ist jedoch vor dem Hintergrund erforderlich, dass die Ziele für den Klimaschutzplan 2050 der Bundesregierung von einer Minderung im Energiebereich bis 2030 von etwa 180 Mio. t CO₂äqu. ausgehen.

Das langfristige Treibhausgasminderungsziel der Bundesregierung (minus 80 bis 95 % bis 2050) erfordert insgesamt eine überproportionale Minderung der Energiewirtschaft. Bereits eine gesamtwirtschaftliche Minderung um 80 % wäre mit einer fast vollständigen Dekarbonisierung der Energiewirtschaft verknüpft. Zentral sind dabei klare Ausstiegspfade für die Stromerzeugung aus Braun- und Steinkohlen.

98 BMU (2011): Das Energiekonzept der Bundesregierung 2010 und die Energiewende 2011. Berlin, 10/2011.

99 BMUB (2014): Aktionsprogramm Klimaschutz 2020, Kabinettsbeschluss vom 3. Dezember 2014. Berlin 12/2014.

100 U. a. Beschluss zur Überführung von 2,7 GW Braunkohle-Kapazitäten in eine Sicherheitsbereitschaft, s. Kabinettsentwurf für Strommarktgesetz vom November 2015.

101 UBA (2016): Klimaschutz im deutschen Kraftwerkspark. Position, Dessau-Roßlau 04/2016.

7 Anlagenverzeichnis

Anhang 1: Tabelle bestehender Braunkohlenkraftwerke (Stand September 2017)	44
Anhang 2: Tabelle bestehender Steinkohlenkraftwerke (Stand September 2017).....	48
Anhang 3: Aktuelle Kraftwerkskarte (Stand September 2017).....	52

Tabelle bestehender Braunkohlenkraftwerke (Stand September 2017)

Kraftwerksname	Betreiber	BLD	SO-PLZ	Kraftwerksstandort
Amsdorf	ROMONTA GmbH	ST	06317	Seegebiet Mansfelder Land
Bautzen-Teichnitz	ENSO Energie Sachsen Ost AG	SN	02625	Bautzen
Bergheim K2/TG2	Martinswerk GmbH	NW	50127	Bergheim
Boxberg N	Lausitz Energie Kraftwerke AG (LEAG) (EPH / PPF Investments)	SN	02943	Boxberg
Boxberg P	Lausitz Energie Kraftwerke AG (LEAG) (EPH / PPF Investments)	SN	02943	Boxberg
Boxberg Q	Lausitz Energie Kraftwerke AG (LEAG) (EPH / PPF Investments)	SN	02943	Boxberg
Boxberg R	Lausitz Energie Kraftwerke AG (LEAG) (EPH / PPF Investments)	SN	02943	Boxberg
Brottewitz	Südzucker AG	BB	04895	Mühlberg / Elbe
Chemnitz Nord II B/20	eins energie in sachsen GmbH & Co. KG	SN	09114	Chemnitz
Chemnitz Nord II C/30	eins energie in sachsen GmbH & Co. KG	SN	09114	Chemnitz
Cottbus	HKW Cottbus GmbH	BB	03052	Cottbus
Dessau 1 GuD	DVV mbH	ST	06842	Dessau
Dessau 2 GuD	DVV mbH	ST	06842	Dessau
Deuben	MIBRAG IKW GmbH	ST	06682	Teuchern
Duisburg-Homberg (HKW Sachtleben)	Sachtleben Chemie GmbH	NW	47198	Duisburg
Düren	KANZAN Spezialpapiere GmbH / Getec AG	NW	52349	Düren
Düren 4	Papierfabrik Schoellershammer GmbH	NW	52355	Düren
Elsdorf	Pfeifer & Langen KG, Zuckerfabrik	NW	50189	Elsdorf
Euskirchen	Pfeifer & Langen KG, Zuckerfabrik	NW	53879	Euskirchen
Frankfurt / Oder DT	STATOR Heizkraftwerk Frankfurt (Oder) (StW Frankfurt (Oder))	BB	15236	Frankfurt / Oder
Frankfurt Fechenheim 1+2	AlessaChemie GmbH / GETEC AG	HE	60386	Frankfurt / M.
Frankfurt-Griesheim	WeylChem Griesheim GmbH / Getec Heat&Power AG	HE	65933	Frankfurt / M.
Frechen / Wachtberg	RWE Power AG	NW	50226	Frechen
Frimmersdorf P	RWE Power AG	NW	41517	Frimmersdorf
Frimmersdorf Q	RWE Power AG	NW	41517	Frimmersdorf
Goldenberg K1	RWE Power AG	NW	50354	Hürth
Hainsberg	Getec AG / Papierfabrik Hainsberg GmbH	SN	01705	Freital-Hainsberg
Ibbenbüren (Bocketal)	Urbana Fernwärme GmbH	NW	49479	Ibbenbüren
Jänschwalde A	Lausitz Energie Kraftwerke AG (LEAG) (EPH / PPF Investments)	BB	03185	Peitz
Jänschwalde B	Lausitz Energie Kraftwerke AG (LEAG) (EPH / PPF Investments)	BB	03185	Peitz
Jänschwalde C	Lausitz Energie Kraftwerke AG (LEAG) (EPH / PPF Investments)	BB	03185	Peitz
Jänschwalde D	Lausitz Energie Kraftwerke AG (LEAG) (EPH / PPF Investments)	BB	03185	Peitz
Jänschwalde E	Lausitz Energie Kraftwerke AG (LEAG) (EPH / PPF Investments)	BB	03185	Peitz
Jänschwalde F	Lausitz Energie Kraftwerke AG (LEAG) (EPH / PPF Investments)	BB	03185	Peitz
Jülich HKW	Pfeifer & Langen KG (Zuckerfabrik Jülich)	NW	52428	Jülich
Kassel 2 HKW	Kasseler Fernwärme GmbH	HE	34134	Kassel
Köln-Merkenich 6	RheinEnergie AG	NW	50769	Köln
Könnern	Pfeifer & Langen KG (Diamant Zucker KG)	ST	06420	Könnern
Kreuzau	Niederauer Mühle GmbH	NW	52372	Kreuzau
Lippendorf R	Lausitz Energie Kraftwerke AG (LEAG) (EPH / PPF Investments)	SN	04564	Böhlen
Lippendorf S	EnBW Kraftwerke AG	SN	04564	Böhlen
Neugersdorf	StW Oberland	SN	02727	Neugersdorf
Neurath A – Grevenbroich	RWE Power AG	NW	41517	Neurath
Neurath B – Grevenbroich	RWE Power AG	NW	41517	Neurath

	Elektr. Bruttoleistung (MW)	Nettonennleistung (MW) lt. BNetzA	Fernwärmelastleistung (MW)	Status	Inbetriebnahme	Ertüchtigung	Anlagenart	Primärenergieträger	KWK
	54,8	45,0	189,0	Betrieb	1997		HKW	Braunkohle	#
	2,0		35,0	Betrieb	1995		HKW	Braunkohlenstaub	#
	10,0	10,0		Betrieb	1995		DKW	Braunkohle	
	500,0	465,0	60,0	Betrieb	1979	1993	DKW	Braunkohle	#
	500,0	465,0	nicht bekannt	Betrieb	1980	1994	DKW	Braunkohle	#
	907,0	857,0	65,0	Betrieb	2000		DKW	Braunkohle	#
	675,0	640,0		Betrieb	2012		DKW	Braunkohle	
	26,0		nicht bekannt	Betrieb	1991		HKW	Braunkohle	#
	67,0	56,8	155,0	Betrieb	1988		HKW	Braunkohle	#
	100,0	90,8	130,0	Betrieb	1990	2010	HKW	Braunkohle	#
	81,7	74,0	120,0	Betrieb	1999		HKW	Braunkohlenstaub	#
	17,0	14,0	258,0	Betrieb	1996		DT	Braunkohle	#
	17,0	14,0		Betrieb	1996		DT	Braunkohle	#
	86,0	67,0	100,0	Betrieb	1936	1996	HKW	Braunkohle	#
	29,5	27,5	nicht bekannt	Betrieb	1971		HKW	Braunkohlenstaub	#
	1,0		nicht bekannt	Betrieb	2010		HKW	Braunkohlenstaub	#
	9,9	9,3	nicht bekannt	Betrieb	1983	2001	HKW	Braunkohle	#
	13,0			Betrieb	2000		DKW	Braunkohle	
	14,5	14,5		Betrieb	1998		DKW	Braunkohle	
	24,0	22,0	80,0	Betrieb	1997		HKW	Braunkohlenstaub	#
	20,0		nicht bekannt	Betrieb	2011		HKW	Braunkohlenstaub	#
	19,5		nicht bekannt	Betrieb	2016		HKW	Braunkohlenstaub	#
	201,0	110,0	251,0	Betrieb	1959	1988	HKW	Braunkohle	#
	325,0	284,0	30,0	Betrieb	1966	1990	HKW	Braunkohle	#
	310,0	278,0		Betrieb	1970	1990	DKW	Braunkohle	
	47,0	40,0		Betrieb	1993		HKW	Braunkohle	#
	1,0		5,0	Betrieb	2011		HKW	Braunkohlenstaub	#
	1,0		nicht bekannt	Betrieb	2008		HKW	Braunkohlenstaub	#
	535,0	465,0	76,3	Betrieb	1981	1996	DKW	Braunkohle	#
	535,0	465,0	76,3	Betrieb	1982	1996	DKW	Braunkohle	#
	535,0	465,0	76,3	Betrieb	1984	1996	DKW	Braunkohle	#
	535,0	465,0	76,3	Betrieb	1985	1996	DKW	Braunkohle	#
	535,0	465,0	76,3	Betrieb	1987	1996	DKW	Braunkohle	#
	535,0	465,0	76,3	Betrieb	1989	1996	DKW	Braunkohle	#
	25,0	24,6	120,0	Betrieb	2004		HKW	Braunkohle	#
	38,0	33,5	80,0	Betrieb	1989		HKW	Braunkohle	#
	85,0	75,3	78,0	Betrieb	1990	2010	SSA	Braunkohle	#
	29,0	20,3	149,6	Betrieb	1993		HKW	Braunkohle	#
	4,0			Betrieb	1995		DKW	Braunkohle	
	933,6	875,0	230,0	Betrieb	2000		DKW	Braunkohle	#
	933,6	875,0	230,0	Betrieb	2000		DKW	Braunkohle	#
	2,0		17,0	Betrieb	1997		HKW	Braunkohlenstaub	#
	312,0	294,0		Betrieb	1972		DKW	Braunkohle	
	312,0	294,0		Betrieb	1972		DKW	Braunkohle	

Quelle: UBA-Kraftwerksdatenbank, Stand 31.08.2017

Kraftwerksname	Betreiber	BLD	SO-PLZ	Kraftwerksstandort
Neurath C – Grevenbroich	RWE Power AG	NW	41517	Neurath
Neurath D – Grevenbroich	RWE Power AG	NW	41517	Neurath
Neurath E – Grevenbroich	RWE Power AG	NW	41517	Neurath
Neurath F – Grevenbroich (BoA 2)	RWE Power AG	NW	41517	Neurath
Neurath G – Grevenbroich (BoA 3)	RWE Power AG	NW	41517	Neurath
Niederaußem C	RWE Power AG	NW	50129	Niederaußem
Niederaußem D	RWE Power AG	NW	50129	Niederaußem
Niederaußem E	RWE Power AG	NW	50129	Niederaußem
Niederaußem F	RWE Power AG	NW	50129	Niederaußem
Niederaußem G	RWE Power AG	NW	50129	Niederaußem
Niederaußem H	RWE Power AG	NW	50129	Niederaußem
Niederaußem K (BoA 1)	RWE Power AG	NW	50129	Niederaußem
Niederaußem Fortuna-Nord	RWE Power AG	NW	50129	Niederaußem
Nürnberg-Teisnach	Pfleiderer Teisnach GmbH & Co. KG / GETEC AG	BY	94244	Teisnach
Osnabrück	Kämmerer Papierfabrik GmbH	NI	49090	Osnabrück
Schkopau A	Uniper SE / Saale Energie GmbH	ST	06258	Schkopau
Schkopau B	Uniper SE / Saale Energie GmbH	ST	06258	Schkopau
Schönfeld	Schönfelder Papierfabrik GmbH / GETEC AG	SN	09456	Annaberg-Buchholz
Schwarze Pumpe A	Lausitz Energie Kraftwerke AG (LEAG) (EPH / PPF Investments)	BB	03130	Spremberg
Schwarze Pumpe B	Lausitz Energie Kraftwerke AG (LEAG) (EPH / PPF Investments)	BB	03130	Spremberg
Ville / Berrenrath (Hürth)	RWE Power AG	NW	50354	Hürth
Wahlitz	MIBRAG IKW GmbH	ST	06679	Wahlitz
Weisweiler E (4)	RWE Power AG	NW	52249	Eschweiler
Weisweiler F (5)	RWE Power AG	NW	52249	Eschweiler
Weisweiler G (6)	RWE Power AG	NW	52249	Eschweiler
Weisweiler H (7)	RWE Power AG	NW	52249	Eschweiler
Wesseling (Kessel 5)	Basell Polyolefine GmbH / Shell AG	NW	50389	Wesseling
Wuppertal	Erfurt & Sohn KG / WSW Energie & Wasser AG	NW	42399	Wuppertal
Zeitz	Südzucker AG Mannheim	ST	06712	Zeitz
Zeitz	Südzucker Bioethanol GmbH (Crop Energies)	ST	06712	Zeitz

	Elektr. Bruttoleistung (MW)	Nettonennleistung (MW) lt. BNetzA	Fernwärmeleistung (MW)	Status	Inbetriebnahme	Ertüchtigung	Anlagenart	Primärenergieträger	KWK
	312,0	292,0		Betrieb	1973		DKW	Braunkohle	
	644,0	607,0	4,5	Betrieb	1975		DKW	Braunkohle	#
	644,0	604,0	4,5	Betrieb	1976		DKW	Braunkohle	#
	1.100,0	1060,0		Betrieb	2012		DKW	Braunkohle	
	1.100,0	1060,0		Betrieb	2012		DKW	Braunkohle	
	335,0	294,0		Betrieb	1965		DKW	Braunkohle	
	320,0	297,0		Betrieb	1968		DKW	Braunkohle	
	315,0	295,0		Betrieb	1970		DKW	Braunkohle	
	320,0	299,0		Betrieb	1971		DKW	Braunkohle	
	687,0	628,0	245,0	Betrieb	1974	2008	DKW	Braunkohle	#
	687,0	648,0		Betrieb	1974	2009	DKW	Braunkohle	
	1.012,0	632,0		Betrieb	2002		DKW	Braunkohle	
	93,0	15,0	nicht bekannt	Betrieb	1973		HKW	Braunkohle	#
	2,1		20,4	Betrieb	2004		HKW	Braunkohlenstaub	#
	10,0			Betrieb	1990		DKW	Braunkohle	
	490,0	450,0	100,0	Betrieb	1996		DKW	Braunkohle	#
	490,0	450,0	100,0	Betrieb	1996		DKW	Braunkohle	#
	1,0		nicht bekannt	Betrieb	2007		HKW	Braunkohlenstaub	#
	800,0	750,0	60,0	Betrieb	1997		DKW	Braunkohle	#
	800,0	750,0	60,0	Betrieb	1998		DKW	Braunkohle	#
	107,0	55,0	nicht bekannt	Betrieb	1993		HKW	Braunkohle	#
	37,4	31,0	40,0	Betrieb	1994		HKW	Braunkohle	#
	363,0	321,0		Betrieb	1965		DKW	Braunkohle	
	340,0	321,0		Betrieb	1967		DKW	Braunkohle	
	630,0	636,0	91,5	Betrieb	1974		DKW	Braunkohle	#
	625,0	636,0	91,5	Betrieb	1975		DKW	Braunkohle	#
	20,0		nicht bekannt	Betrieb	1995		HKW	Braunkohle	#
	2,4		19,0	Betrieb	2011		HKW	Braunkohlenstaub	#
	20,0	18,5	nicht bekannt	Betrieb	2003		HKW	Braunkohle	#
	20,0	17,5	nicht bekannt	Betrieb	2005		HKW	Braunkohle	#

Quelle: UBA-Kraftwerksdatenbank, Stand 31.08.2017

Tabelle bestehender Steinkohlenkraftwerke (Stand September 2017)

Kraftwerksname	Betreiber	BLD	SO-PLZ	Kraftwerksstandort
Altbach / Deizisau HKW 2 (DT)	EnBW Kraftwerke AG	BW	73776	Altbach
Arnsberg	Reno De Medici Arnsberg GmbH	NW	59821	Arnsberg
Bergkamen A	RWE Power AG / Steag GmbH	NW	59192	Bergkamen
Berlin-Moabit 1-1 (A)	Vattenfall Europe GmbH	BE	13353	Berlin
Berlin-Reuter C	Vattenfall Europe GmbH	BE	13599	Berlin
Berlin-Reuter-West D	Vattenfall Europe GmbH	BE	13599	Berlin
Berlin-Reuter-West E	Vattenfall Europe GmbH	BE	13599	Berlin
Berlin-Schöneweide HKW	BTB GmbH	BE	12439	Berlin
Bexbach	Steag Power Saar GmbH	SL	66450	Bexbach
Braunschweig HKW Mitte	Braunschweiger Versorgungs AG (BS Energy)	NI	38106	Braunschweig
Bremen-Farge	Engie Deutschland AG	HB	28777	Bremen
Bremen-Hafen 6, (Elfi)	swb Erzeugung GmbH	HB	28237	Bremen
Bremen-Hastedt 15	swb Erzeugung GmbH	HB	28207	Bremen
Buer FWK	Uniper SE	NW	45896	Gelsenkirchen
Duisburg-Hochfeld HKW I	StW Duisburg	NW	47053	Duisburg
Duisburg-Walsum 9	Steag GmbH	NW	47179	Duisburg
Duisburg-Walsum 10	Steag GmbH (51 %) / EVN (49 %)	NW	47179	Duisburg
Ensdorf 1	VSE AG	SL	66806	Ensdorf
Ensdorf 3	VSE AG / Saarstahl AG	SL	66806	Ensdorf
Erlangen HKW	Erlanger Stadtwerke AG	BY	91052	Erlangen
Flensburg K09	StW Flensburg	SH	24939	Flensburg
Flensburg K10	StW Flensburg	SH	24939	Flensburg
Flensburg K11	StW Flensburg	SH	24939	Flensburg
Frankfurt-Hoechst B1	InfraServ GmbH Hoechst KG	HE	65926	Höchst
Frankfurt-West 2	Mainova AG	HE	60627	Frankfurt / M.
Frankfurt-West 3	Mainova AG	HE	60627	Frankfurt / M.
Frankfurt-West M6	Mainova AG	HE	60627	Frankfurt / M.
Gelsenkirchen-Scholven B	Uniper SE	NW	45896	Gelsenkirchen
Gelsenkirchen-Scholven C	Uniper SE	NW	45896	Gelsenkirchen
Gersteinwerk K2 (DT)	RWE Power AG	NW	59368	Werne
Hamburg-Moorburg A	Vattenfall Europe GmbH	HH	21079	Hamburg
Hamburg-Moorburg B	Vattenfall Europe GmbH	HH	21079	Hamburg
Hamburg-Tiefstack HKW	Vattenfall Europe GmbH	HH	22113	Hamburg
Hannover-Stöcken 1	Enercity (StW Hannover), Continental, VWK	NI	30149	Hannover
Hannover-Stöcken 2	Enercity (StW Hannover), Continental, VWK	NI	30419	Hannover
Heilbronn 5	EnBW Kraftwerke AG	BW	74076	Heilbronn
Heilbronn 6	EnBW Kraftwerke AG	BW	74076	Heilbronn
Heilbronn 7	EnBW Kraftwerke AG	BW	74076	Heilbronn
Herne 3	Steag GmbH / StW Herne	NW	44653	Herne
Herne 4	Steag GmbH / StW Herne	NW	44653	Herne
Heyden	Uniper SE	NW	32469	Petershagen
Ibbenbüren	RWE Power AG	NW	49479	Ibbenbüren
Kaiserslautern HKW Karcherstraße	StW Kaiserslautern	RP	67655	Kaiserslautern
Karlsruhe-RDK 7 (West 7)	EnBW (Rheinhafen)	BW	76189	Karlsruhe
Karlsruhe-RDK 8	EnBW (Rheinhafen) / StW Karlsruhe	BW	76189	Karlsruhe
Kiel-Ost (GKK)	Gemeinschaftskraftwerk Kiel GmbH	SH	24149	Kiel

	Elektr. Bruttoleistung (MW)	Nettonennleistung (MW) lt. BNetzA	Fernwärmeleistung (MW)	Status	Inbetriebnahme	Ertüchtigung	Anlagenart	Primärenergieträger	KWK
	379,0	302,0	280,0	Betrieb	1997	2012	HKW	Steinkohle	#
	20,5	19,0	nicht bekannt	Betrieb	1956		HKW	Steinkohle	#
	780,0	717,0	20,0	Betrieb	1981		DKW	Steinkohle	#
	100,0	89,0	136,0	Betrieb	1969	1990	HKW	Steinkohle	#
	132,0	124,0	244,0	Betrieb	1969		HKW	Steinkohle	#
	300,0	282,0	363,0	Betrieb	1987		HKW	Steinkohle	#
	300,0	282,0	363,0	Betrieb	1988		HKW	Steinkohle	#
	9,6		36,0	Betrieb	1992	2005	HKW	Steinkohle	#
	780,0	726,0		Betrieb	1983		DKW	Steinkohle	
	78,0	43,3	330,0	Betrieb	1986		HKW	Steinkohle	#
	397,0	350,0	26,0	Betrieb	1969	2007	DKW	Steinkohle	#
	337,0	300,0	39,0	Betrieb	1979	2013	DKW	Steinkohle	#
	130,0	119,0	170,0	Betrieb	1989		HKW	Steinkohle	#
	73,9	70,0	244,0	Betrieb	1985		HKW	Steinkohle	#
	106,0	95,0	180,0	Betrieb	1986		HKW	Steinkohle	#
	410,0	370,0	295,0	Betrieb	1988		HKW	Steinkohle	#
	790,0	725,0	nicht bekannt	Betrieb	2013		HKW	Steinkohle	#
	120,0	106,0	106,0	Betrieb	1963	2002	DKW	Steinkohle	#
	310,0	283,0	283,0	Betrieb	1971	2002	DKW	Steinkohle	#
	18,0	17,4	nicht bekannt	Betrieb	1980		HKW	Steinkohle	#
	36,0	33,0	72,0	Betrieb	1974	1985	HKW	Steinkohle	#
	33,0	29,0	72,0	Betrieb	1974	1988	HKW	Steinkohle	#
	31,0	27,0	72,0	Betrieb	1974	1992	HKW	Steinkohle	#
	45,0	41,0	284,0	Betrieb	1965	1989	HKW	Steinkohle	#
	72,0	61,5	105,0	Betrieb	1989	2017	HKW	Steinkohle	#
	72,0	61,5	105,0	Betrieb	1989	2017	HKW	Steinkohle	#
	2,0		nicht bekannt	Betrieb	1957		DT	Steinkohle	#
	370,0	345,0		Betrieb	1968		DKW	Steinkohle	
	370,0	345,0		Betrieb	1969		DKW	Steinkohle	
	665,5	620,0	nicht bekannt	Betrieb	1984	2011	HKW	Steinkohle	#
	827,0	800,0	120,0	Betrieb	2015		HKW	Steinkohle	#
	827,0	800,0	120,0	Betrieb	2015		HKW	Steinkohle	#
	205,0	194,0	785,0	Betrieb	1993		HKW	Steinkohle	#
	150,0	136,0	212,5	Betrieb	1989		HKW	Steinkohle	#
	150,0	136,0	212,5	Betrieb	1989		HKW	Steinkohle	#
	125,0	125,0	28,0	Betrieb	1965	2010	DKW	Steinkohle	#
	125,0	125,0	28,0	Betrieb	1966	2010	DKW	Steinkohle	#
	816,0	778,0	550,0	Betrieb	1985	2009	HKW	Steinkohle	#
	310,0	280,0	nicht bekannt	Betrieb	1966	1989	HKW	Steinkohle	#
	500,0	449,0	550,0	Betrieb	1989	2013	HKW	Steinkohle	#
	923,0	875,0		Betrieb	1987		DKW	Steinkohle	
	838,0	794,0	20,0	Betrieb	1985	2009	DKW	Steinkohle	#
	15,0	13,4	nicht bekannt	Betrieb	1996		HKW	Steinkohle	#
	550,0	505,0	220,0	Betrieb	1985	2005	HKW	Steinkohle	#
	912,0	842,0	220,0	Betrieb	2014		DKW	Steinkohle	#
	354,0	323,0	295,0	Betrieb	1970	1992	HKW	Steinkohle	#

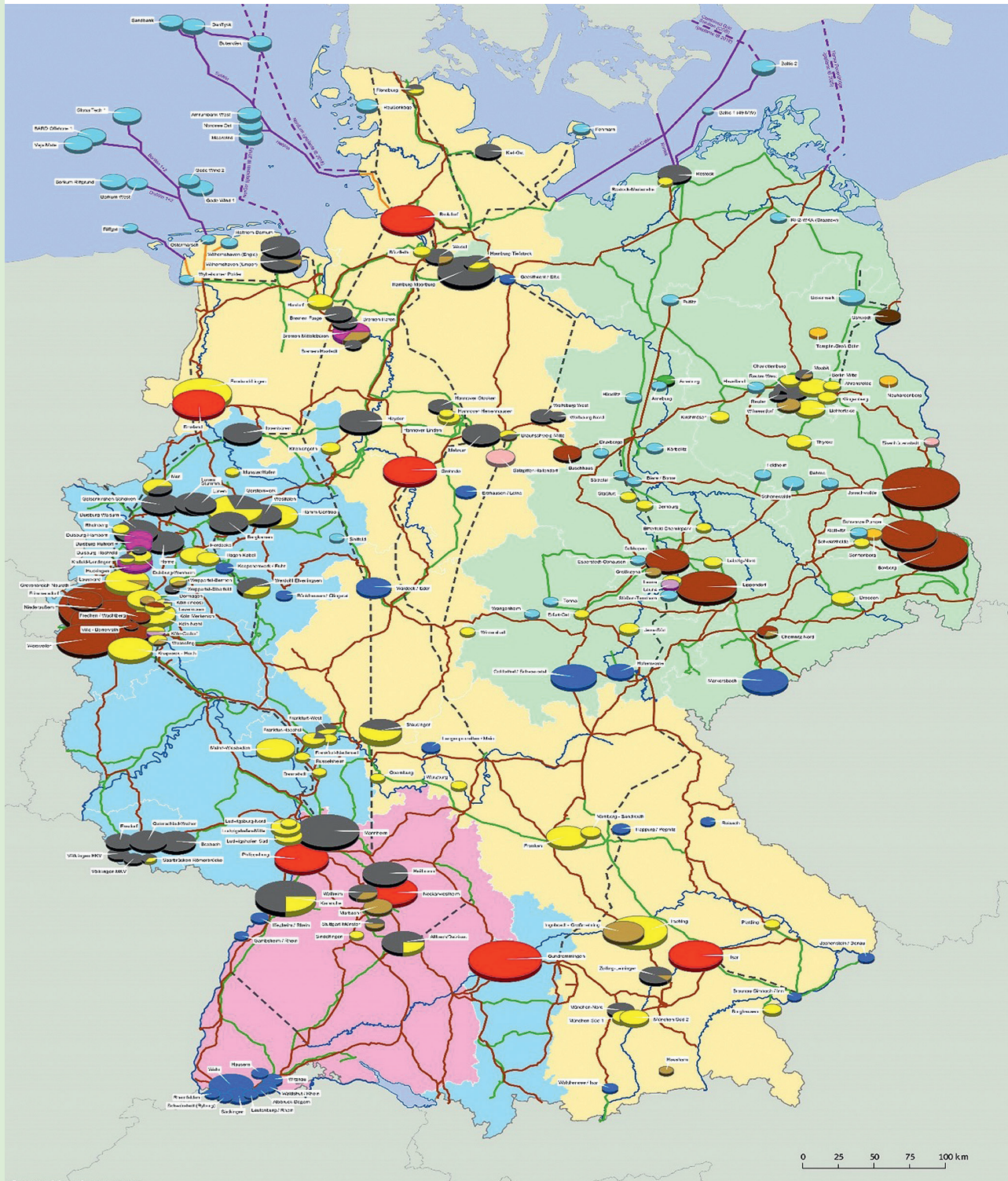
Quelle: UBA-Kraftwerksdatenbank, Stand 31.08.2017

Kraftwerksname	Betreiber	BLD	SO-PLZ	Kraftwerksstandort
Krefeld-Uerdingen L 57	Currenta GmbH & Co. OHG	NW	47829	Krefeld
Krefeld-Uerdingen N 230	Currenta GmbH & Co. OHG	NW	47829	Krefeld
Leverkusen G22 Süd – WSK 1	Currenta GmbH & Co. OHG	NW	51368	Leverkusen
Leverkusen G22 Süd – WSK 2	Currenta GmbH & Co. OHG	NW	51368	Leverkusen
Lünen 6	Steag GmbH	NW	44536	Lünen
Lünen 7	Steag GmbH	NW	44536	Lünen
Lünen-Stummhafen	Trianel Kohlekraftwerk Lünen GmbH (Steag)	NW	44536	Lünen
Mannheim 6	GKM AG	BW	68199	Mannheim
Mannheim 7	GKM AG	BW	68199	Mannheim
Mannheim 8	GKM AG	BW	68199	Mannheim
Mannheim 9	GKM AG	BW	68199	Mannheim
Marl I-4	Infracor GmbH	NW	45772	Marl
Marl I-5	Infracor GmbH	NW	45772	Marl
Marl I-5	Infracor GmbH	NW	45772	Marl
Mehrum 3 (C)	Kraftwerk Mehrum GmbH (KWM)	NI	31249	Hohenhameln
München-Nord 2	SWM Services GmbH	BY	85774	Unterföhring
Neumünster HKW/TEV (T3/5)	SWN StW Neumünster GmbH	SH	24534	Neumünster
Oberkirch	August Koehler AG (Papierfabrik)	BW	77704	Oberkirch
Offenbach Andréstraße	Energieversorgung Offenbach AG (EVO)	HE	63067	Offenbach
Pforzheim 2 HKW	HKW Pforzheim GmbH	BW	75175	Pforzheim
Quierschied-Weiher 3	Steag Power Saar GmbH	SL	66287	Quierschied
Rostock	KNG Kraftwerks- und Netzgesellschaft Rostock	MV	18147	Rostock
Saarbrücken-Römerbrücke DT	Energie SaarLorLux (ESLL)	SL	66121	Saarbrücken
Schweinfurt	GKS Gemeinschaftskraftwerk Schweinfurt GmbH	BY	97424	Schweinfurt
Staudinger 5 (Großkrotzenburg)	Uniper SE	HE	63538	Großkrotzenburg
Stockstadt	SAPPI Stockstadt GmbH	BY	63811	Stockstadt
Stuttgart-Gaisburg DT14	EnBW Kraftwerke AG	BW	70186	Stuttgart
Stuttgart-Münster DT12	EnBW Kraftwerke AG	BW	70376	Stuttgart
Stuttgart-Münster DT15	EnBW Kraftwerke AG	BW	70376	Stuttgart
Uelzen	Nordzucker AG	NI	29525	Uelzen
Ulm (Magirusstraße)	Fernwärme Ulm GmbH	BW	89077	Ulm
Völklingen-Fenne HKV	Steag Power Saar GmbH	SL	66333	Völklingen-Fenne
Völklingen-Fenne MKV	Steag Power Saar GmbH	SL	66333	Völklingen-Fenne
Walheim 1	EnBW Kraftwerke AG	BW	74399	Walheim
Walheim 2	EnBW Kraftwerke AG	BW	74399	Walheim
Wedel 1	Vattenfall Europe GmbH	SH	22880	Wedel
Wedel 2	Vattenfall Europe GmbH	SH	22880	Wedel
Werdohl-Elverlingsen 4	Mark-E AG	NW	58791	Werdohl
Westfalen E (Hamm-Uentrop)	RWE Power AG	NW	59071	Hamm-Uentrop
Wilhelmshaven	Uniper SE	NI	26386	Wilhelmshaven
Wilhelmshaven (Rüstersieler Groden)	Engie Engie Deutschland AG (67%) / BKW FMB Energie (33%)	NI	26386	Wilhelmshaven
Wolfsburg Nord A	VW Kraftwerk GmbH	NI	38346	Wolfsburg
Wolfsburg Nord B	VW Kraftwerk GmbH	NI	38346	Wolfsburg
Wolfsburg West 1	VW Kraftwerk GmbH	NI	38346	Wolfsburg
Wolfsburg West 2	VW Kraftwerk GmbH	NI	38346	Wolfsburg
Wuppertal-Elberfeld	WSW Energie und Wasser AG	NW	42117	Wuppertal
Zolling-Leininger 5	Engie Deutschland AG	BY	85406	Zolling

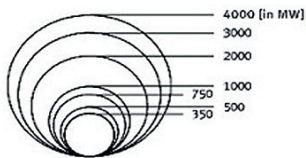
	Elektr. Bruttoleistung (MW)	Nettonennleistung (MW) lt. BNetzA	Fernwärmeleistung (MW)	Status	Inbetriebnahme	Ertüchtigung	Anlagenart	Primärenergieträger	KWK
	27,0	26,0	155,0	Betrieb	1957	1992	SSA	Steinkohle	#
	116,0	110,0	460,0	Betrieb	1960	1971	SSA	Steinkohle	#
	13,4	12,4	nicht bekannt	Betrieb	1988		SSA	Steinkohle	#
	13,4	12,4	nicht bekannt	Betrieb	1991		SSA	Steinkohle	#
	170,0	149,0		Betrieb	1963	1996	DKW	Steinkohle	
	350,0	324,0	nicht bekannt	Betrieb	1970	1997	DKW	Steinkohle	#
	820,0	746,0	35,0	Betrieb	2013		HKW	Steinkohle	#
	280,0	255,0	nicht bekannt	Betrieb	1975	2005	DKW	Steinkohle	#
	475,0	425,0	500,0	Betrieb	1983		HKW	Steinkohle	#
	480,0	435,0	500,0	Betrieb	1993		HKW	Steinkohle	#
	911,0	843,0	500,0	Betrieb	2015		HKW	Steinkohle	#
	61,0	55,3	199,0	Betrieb	1971		HKW	Steinkohle	#
	74,9	60,2	262,0	Betrieb	1983		HKW	Steinkohle	#
	1,0	120,0	262,0	Betrieb	1983		HKW	Steinkohle	#
	750,0	690,0	nicht bekannt	Betrieb	1979	2003	HKW	Steinkohle	#
	365,0	332,7	550,0	Betrieb	1966	1991	HKW	Steinkohle	#
	53,4	40,0	230,0	Betrieb	1983	2005	HKW	Steinkohle	#
	20,0	20,0	nicht bekannt	Betrieb	1986		HKW	Steinkohle	#
	60,0	54,0	100,0	Betrieb	1990		HKW	Steinkohle	#
	29,7	26,9	42,0	Betrieb	1990		HKW	Steinkohle	#
	724,0	655,6	30,0	Betrieb	1976		DKW	Steinkohle	#
	553,0	514,0	150,0	Betrieb	1995	2013	DKW	Steinkohle	#
	90,0	50,0	235,0	Betrieb	1964	2011	HKW	Steinkohle	#
	37,0	24,4	60,0	Betrieb	1994		HKW	Steinkohle	#
	553,0	510,0	300,0	Betrieb	1992		HKW	Steinkohle	#
	26,0	24,8	nicht bekannt	Betrieb	1969		HKW	Steinkohle	#
	24,0	22,6		Betrieb	2009		SSA	Steinkohle	
	48,2	45,0	447	Betrieb	1982		SSA	Steinkohle	#
	48,2	45,0		Betrieb	1984		SSA	Steinkohle	#
	47,1	40,0	nicht bekannt	Betrieb	1992		HKW	Steinkohle	#
	27,0	20,7	294,0	Betrieb	1992		HKW	Steinkohle	#
	233,0	211,0	185,0	Betrieb	1989		HKW	Steinkohle	#
	233,0	179,0	210,0	Betrieb	1982		HKW	Steinkohle	#
	107,0	96,0		Betrieb	1965	2011	DKW	Steinkohle	
	160,0	148,0		Betrieb	1967	2011	DKW	Steinkohle	
	151,0	137,0	423,0	Betrieb	1988	1993	HKW	Steinkohle	#
	138,7	123,0		Betrieb	1989	1993	HKW	Steinkohle	#
	330,0	310,0		Betrieb	1982		DKW	Steinkohle	
	820,0	764,0		Betrieb	2014		DKW	Steinkohle	
	788,1	757,0		Betrieb	1976		DKW	Steinkohle	
	830,0	731,0		Betrieb	2015		DKW	Steinkohle	
	70,0	61,5	377,5	Betrieb	1959	2000	SSA	Steinkohle	#
	70,0	61,5	377,5	Betrieb	1959	2000	SSA	Steinkohle	#
	153,0	140,5	138,5	Betrieb	1985		HKW	Steinkohle	#
	153,0	140,5	138,5	Betrieb	1985		HKW	Steinkohle	#
	100,0	85,0	201,0	Betrieb	1989		HKW	Steinkohle	#
	474,0	472,0	150,0	Betrieb	1986	2011	HKW	Steinkohle	#

Quelle: UBA-Kraftwerksdatenbank, Stand 31.08.2017

Kraftwerke und Verbundnetze in Deutschland



Kraftwerke ab 100 MW



- | | | | |
|--------------|---------------|--------------------------|----------------------------------|
| Braunkohle | Raffineriegas | Seekabel | Übertragungsnetzbetreiber |
| Steinkohle | Gichtgas | 380-kV-Leitung | Amprion |
| Erdgas | Ölrückstand | 380-kV-Leitung (geplant) | TenneT |
| Kernenergie | Wind | 220-kV-Leitung | 50Hertz |
| Heizöl | Wasser | 155-kV-Leitung | TransnetBW |
| Konvertergas | Biomasse | | |
| Abfall | Photovoltaik | | |

Quelle: Umweltbundesamt 2017

8 Quellenverzeichnis

- AG Energiebilanzen e.V. (AGEB 2016): Heizwerte der Energieträger und Faktoren für die Umrechnung von natürlichen Einheiten in Energieeinheiten zur Energiebilanz 2014, Stand: 22.04.2016.
- AG Energiebilanzen e.V. (AGEB 2017): Bruttostromerzeugung in Deutschland ab 1990 nach Energieträgern, Stand: 11.08.2017.
- AG Energiebilanzen e.V. (AGEB 2015): Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2014, 03/2014.
- AG Energiebilanzen e.V. (AGEB 2013): Heizwerte der Energieträger und Faktoren für die Umrechnung zur Energiebilanz 2013. Stand: 14.10.2013.
- AG Energiebilanzen e.V.(AGEB 2017), Stand 08/2017, vorläufige Angaben.
- Agentur für Erneuerbare Energien (AGEE 2014): Studienvergleich – Stromgestehungskosten verschiedener Erzeugungstechnologien 09/2014.
- Agentur für Erneuerbare Energien (AGEE 2011): Kosten und Preise für Strom. Fossile, Kernkraft und Erneuerbar Energien im Vergleich. Renew's Spezial, Ausgabe 52, 09/2011.
- Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA 2016): Anmerkungen & Hinweise zur BesAR 2016: Unternehmen bzw. Unternehmensteile, die im Jahr 2016 an den aufgelisteten Abnahmestellen von der Besonderen Ausgleichregelung profitieren. Eschborn Juni 2016.
- Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA 2015): Kraftwerkskohle – Mengen und Preisübersicht (05.02.2009).
- Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA 2017): Drittländerskohlepreise.
- Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA 2015): Statistische Auswertungen zur Besonderen Ausgleichsregelung des Bundesamtes für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle für 2015, Eschborn 04/2015.
- Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW 2015): Energie – Info: Kraftwerksplanungen und aktuelle ökonomische Rahmenbedingungen für Kraftwerke in Deutschland. Kommentierte Auswertung der BDEW-Kraftwerksliste 2013. Berlin 16.08.2015.
- Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW 2013): Energie-Info: Kraftwerksplanungen und aktuelle ökonomische Rahmenbedingungen für Kraftwerke in Deutschland. Kommentierte Auswertung der BDEW-Kraftwerksliste 2013. Berlin 16.08.2013.
- Becker, K. / Straff, W. (2015): Könnte die Luftqualität für das Entstehen und den Verlauf von Alzheimer-Demenz und Morbus Parkinson einer Rolle spielen? Umweltmedizin – Hygiene – Arbeitsmedizin; Journal of Environmental and occupational health sciences. Band 20 Nr. 2.
- Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR): Deutschland – Rohstoffsituation 2008, 2009, 2010, 2011, 2012, 2013, 2014, 2015.
- Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR 2015): Energiestudie 2016 – Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen, Hannover 12/2016.
- Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR 2015): Energiestudie 2015.
- Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR 2014): Energiestudie 2014.
- Bundesanzeiger (2013): Bekanntmachung vom 7. März 2013 – Bekanntmachung des vierten ergänzenden Verwaltungsabkommens zwischen der Bundesrepublik Deutschland und den Ländern Sachsen-Anhalt und Brandenburg sowie den Freistaaten Sachsen und Thüringen zum Verwaltungsabkommen über die Regelung der Finanzierung der ökologischen Altlasten in der Fassung vom 10. Januar 1995 über die Finanzierung der Braunkohlesanierung in den Jahren 2013 bis 2017.
- Bundesministerium der Finanzen (BMF 2017): 26. Subventionsbericht. Bericht der Bundesregierung über die Entwicklung der Finanzhilfen des Bundes und der Steuervergünstigungen für die Jahre 2015 bis 2018. 23.08.2017.
- Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz – JURIS: Gesetz zur Finanzierung der Beendigung des subventionierten Steinkohlenbergbaus zum Jahr 2018 (Steinkohlefinanzierungsgesetz) zuletzt geändert am 31.8.2015.
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB 2017) BMUB-Pressedienst Nr. 194/17 – Strukturwandel / Braunkohle, Berlin, 01.Juni 2017. Gemeinsame Pressemitteilung mit dem Bundesministerium der Finanzen (BMF): Bund und Länder führen Braunkohlesanierung in Ostdeutschland fort.
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB 2016): Pressemitteilung – Bund und Länder finanzieren Braunkohlesanierung in Ostdeutschland mit 1,23 Mrd.€. Berlin 28.11.2016.
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB 2014): Aktionsprogramm Klimaschutz 2020, Kabinettsbeschluss vom 3. Dezember 2014. Berlin 12/2014.
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU 2011): Das Energiekonzept der Bundesregierung 2010 und die Energiewende 2011. Berlin, 10/2011.
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU 2003): Protokoll über die Einrichtung von Schadstofffreisetzungs- und -verbringungsregistern (Abgestimmte Übersetzung zwischen Deutschland, Österreich und der Schweiz vom 21. Mai 2003).
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi 2014): Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose.
- Bundesnetzagentur (BNetzA 2017): Bericht über die Mindestenerzeugung gemäß § 63 Abs. 3a EnWG i.V. m. §12 Abs. 5 S.1 Nr.4 EnWG. Stand: 31.03.2017.
- Bundesnetzagentur (BNetzA 2016): Kraftwerksstilllegungsanzeigenliste (KWSAL) Stand: 23.05.2016.
- Bundesnetzagentur (BNetzA 2016): Kraftwerksstilllegungsanzeigenliste (KWSAL) Stand: 23.05.2016.
- Bundesregierung (BRD 2015): Projektionsbericht 2015. Berlin 03/2015.
- Bundestag(BTag 2016)) Gesetzentwurf der Bundesregierung: Entwurf eines Gesetzes zur Weiterentwicklung des Strommarktes (Strommarktgesetz) vom 2001.2016, Drucksache 18/7317.

- Bund / Länder-Arbeitsgemeinschaft Wasser (LAWA): Bericht zum Kenntnis- und Diskussionsstand betreffend Quecksilberbelastungen in Gewässern und diesbezügliche Relevanz luftbürtiger Quellen. August 2016.
- Danko, Pete (2014): The Great Energy Challenge – World’s First Full-Scale „Clean“ Coal Plant Opens in Canada, in: National Geographic 02/10/2014 (<http://energyblog.nationalgeographic.com/2014/10/02/worlds-first-full-scale-clean-coal-plant-opens-in-canada/>).
- DEBRIV – Bundesverband Braunkohlen: 10 Fakten rund um die Braunkohle. 02/2017.
- DEBRIV – Bundesverband Braunkohlen: Braunkohle in Deutschland 2015. Profil eines Industriezweiges. 03/2015.
- DEBRIV – Bundesverband Braunkohle – Glossar: Braunkohlen (<http://www.braunkohle.de/20-0-Glossar.html>).
- Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW 2014): Szenarien einer nachhaltigen Kraftwerksentwicklung in Deutschland, in: DIW (Hrsg.): Politikberatung kompakt 99, Berlin 11/2014.
- Eikmann et. al im Auftrag für VGB Power Tech e.V. (2011): Kompendium – Umweltmedizinische Aspekte der Stromerzeugung aus Kohle. Kompendium zur Gesundheitsrelevanz, Köln März 2011.
- Europäisches Parlament (EU 2006): Verordnung EG. Nr. 166/2006 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 19. Januar 2006 über die Schaffung eines Europäischen Schadstofffreisetzung- und -verbringungsregisters und zur Änderung der RL 91/61/EG des Rates.
- Eze, I. C., Hemkens, L. G., Bucher, H. C., Hoffmann, B., Schindler, C., Künzli, N. Probst-Hensch, N. M. et.al. (2015). Association between Ambient Air Pollution and Diabetes Mellitus in Europe and North America: Systematic Review and Meta-Analysis. *Environmental Health Perspectives*, 123(5), 381–389.
- Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft (FÖS 2011): Was Strom wirklich kostet. Vergleich der staatlichen Förderungen und gesamtgesellschaftlichen Kosten von Kernkraft, Kohle, Erneuerbarer Energien. Berlin 04/2011.
- Fraunhofer ISE (2013): Stromgestehungskosten erneuerbarer Energien. Studie 11/2013.
- Fraunhofer ISI et al.(FH ISI et al 2017): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland. Modul 3: Referenzszenario und Basisszenario Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie.
- Fraunhofer ISI et al (Fh ISI et al 2014): Estimating energy system costs of sectoral RES and EE targets in the context of energy and climate targets for 2030. Report compiled within a project commissioned by the German Ministry for Economic Affairs and Energy (BMWi) and the Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ). 13.10.2014.
- Gesamtverband Steinkohlen e.V.(GVSt 2016): GVSt-Steinkohle 2016. Zuverlässig im Wandel. Jahresbericht 2016. Herne 10/2016.
- Gesamtverband Steinkohlen e.V.(GVSt 2015): GVSt – Jahresbericht 2015 – Kapitel 4: Internationale Steinkohlenmärkte.
- Gesamtverband Steinkohlen e.V. (GVSt 2014/2015): Steinkohlen 2014. Herausforderungen und Perspektiven.
- Internationale Energieagentur (IEA 2015): Coal Information 2015 with 2014 data, Paris 2015.
- International Energy Agency (IEA 2015): Coal Medium Term Market Report 2015.
- International Energy Agency (IEA 2014): World Energy Outlook 2015. Paris 2014.
- International Energy Agency (IEA (2014): Medium-Term Coal Market Report 2014.
- International Energy Agency (IEA 2014): Coal Information 2014 with 2013 data.
- International Energy Agency (IEA 2014): IEA Statistics – Coal Information 2014 with 2013 data.
- International Energy Agency (IEA 2013): Resources to Reserves 2013. Oil, Gas and Coal. Technologies for the Energy Markets of the Future.
- Internationale Kommission zum Schutz des Rheins (IKSR 2011): Fachbericht Nr. 209 „Darstellung der Entwicklung der Rheinwassertemperaturen auf der Basis validierter Temperaturmessungen von 1978 bis 2011“, Koblenz 2013.
- Kaltenbach, Erwin / Maaßen, Uwe (Kaltenbach / Maaßen 2017): Braunkohle, in: DEBRIV (DEBRIV 2017): BWK – Das Energie Fachmagazin. Sonderdruck aus BWK 5 (2017).
- Krey V., Price, S. et al. 2014: Annex II: Metrics & Methodology. In: Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Edenhofer, O., et al. (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA.
- Landtag Nordrhein-Westfalen (2010):Steinkohlenbergbau in NRW, Drucksache 14/10541.
- LMBV – Lausitzer und Mitteldeutsche Bergbau – Verwaltungsgesellschaft mbH (2017): Daten und Fakten. Senftenberg 04/2017.
- Maaßen, Uwe: Sonderabgabe hat gravierenden Auswirkungen auf Kraftwerke und Strommix, in: DEBRIV – Bundesverband Braunkohle (Hrsg.): Informationen und Meinungen. Ein Informationsservice der deutschen Braunkohle, Köln 01.06.2015.
- Matthes, Dr. Felix Chr.: Kosten neuer Stromerzeugungsanlagen, in: Ökoinstitut e.V.: Memo. 01.08.2017 (https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Stromerzeugungskosten_2017.pdf).
- McGlade, C. and Ekins, P. (2015): The geographical distribution of fossil fuels unused when limiting global warming to 2 °C. *Nature* 517, 187–190 (8. Januar 2015).
- Öko-institut (2017): Die deutsche Braunkohlenwirtschaft. Historische Entwicklungen, Ressourcen, Technik, wirtschaftliche Strukturen und Umweltauswirkungen. Studie im Auftrag von Agora Energiewende und der European Climate Foundation. Berlin Mai 2017.
- Öko-Institut (2012): Erstellung von Treibhausgas-Emissions-szenarien für den Projektionsbericht 2013.
- Öko-Institut (2014): CO₂-Emissionen aus der Kohleverstromung in Deutschland, Berlin 10.03.2014.

- Preiss et al. (2013) Assessment of Health Impacts of Coal Fired Power Stations in Germany by Applying EcoSenseWeb, Institut für Energiewirtschaft und rationelle Energieanwendung (IER) der Universität Stuttgart.
- Reitenbach, Gail (2014): World's First Post-Combustion CCS Coal Unit Online in Canada, in: Power – Business & Technology for the Global Generation Industry since 1882 10/06/2014.
- Statistik der Kohlenwirtschaft e.V. (2017): Zur Lage des Kohlenbergbaus in der Bundesrepublik Deutschland – 1. Halbjahr 2017 –. Essen: Juli 2017. Statistik der Kohlenwirtschaft 2017.
- Statistik der Kohlenwirtschaft e.V.: Download – Braunkohlen. Abraumbewegung nach Revieren ab 1950, 06/2017.
- Statistik der Kohlenwirtschaft e.V.: Der Kohlenbergbau in der Energiewirtschaft der Bundesrepublik Deutschland im Jahr 2015. Herne und Köln 10/2016.
- Statistik der Kohlenwirtschaft e.V., Zahlen zur Kohlenwirtschaft, verschiedene Jahrgänge.
- Statistisches Bundesamt (Destatis 2017): Bevölkerung und Erwerbstätigkeit, Fachserie 1 Reihe 4.1 Wiesbaden 25.09.2017.
- Statistisches Bundesamt: Fachserie 19 Reihe 2.2: Umwelt – Nichtöffentliche Wasserversorgung und nichtöffentliche Abwasserentsorgung, Wiesbaden 2016.
- Schultz, Florian (Fraunhofer ITEM): Integrierte Bewertung von Quecksilber anhand der Erhebungen der Umweltprobenbank des Bundes (UPB), Endbericht. Gz.: Z 6 – 93404/23 von 07/2015 im Auftrag des Umweltbundesamtes.
- Tebert, Christian (Ökopol – Institut für Ökologie und Politik): Quecksilber – Emissionen aus Kohlekraftwerken. Auswertung der EU-Schadstoffregistrierungen nach einer Idee der BZL GmbH. Gutachten im Auftrag der Bundestagsfraktion Bündnis 90 / Die Grünen. Hamburg 21.12.2015.
- Umweltbundesamt (UBA 2017): Zentrales System Emissionen.
- Umweltbundesamt (UBA 2017): Nationale Trendtabellen für die deutsche Berichterstattung atmosphärischer Emissionen 1990–2015.
- Umweltbundesamt (UBA 2017): Emissionen von Wärmekraftwerken und anderen Verbrennungsanlagen. – UBA-Internetangebot (<https://www.umweltbundesamt.de/daten/energiebereitstellung-verbrauch/emissionen-von-waermekraftwerken-anderen#-textpart-1>), letzter Zugriff: 22.09.2017.
- Umweltbundesamt (UBA 2017): Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990–2016, Climate Change 15/2017 Mai 2017.
- Umweltbundesamt (UBA 2016): Übersicht zur ökologischen Situation ausgewählter Tagebaueisen des Braunkohlebergbaus in Deutschland, in: UBA(Hrsg.): Texte 68/2016 Dessau – Roßlau.
- Umweltbundesamt (UBA 2016): Klimaschutz im deutschen Kraftwerkspark. Position, Dessau-Roßlau 04/2016.
- Umweltbundesamt (UBA 2016): Umweltschädliche Subventionen in Deutschland. Aktualisierte Ausgabe 2016, Dessau-Roßlau 12/2016.
- Umweltbundesamt (UBA 2015): Klimabeitrag für Kohlekraftwerke – Wie wirkt er auf Stromerzeugung, Arbeitsplätze und Umwelt. Position, Dessau-Roßlau 04/2015.
- Umweltbundesamt (UBA 2015): Gesundheitsrisiken der deutschen Bevölkerung durch Feinstaub, in: UBA (Hrsg.): Daten zur Umwelt, unter: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/umwelt-gesundheit/gesundheitsrisiken-der-bevoelkerung-durch-feinstaub#textpart-1> letzter Zugriff: 26.09.2017.
- Umweltbundesamt (2014): Wasserwirtschaft in Deutschland – Teil 2 Gewässergüte. März 2014.
- Umweltbundesamt (UBA 2014): Umweltschädliche Subventionen in Deutschland, Dessau Roßlau 2014.
- Umweltbundesamt (UBA 2014): Großfeuerungsanlagen – UBA Internetangebot (www.umweltbundesamt.de/themen/wirtschaft-konsum/industriestrukturen/feuerungsanlagen/grossfeuerungsanlagen), letzter Zugriff: 25.09.2017.
- Umweltbundesamt: Umweltprobenbank – <https://www.umweltprobenbank.de/de/documents/profiles/analytes/10044>.
- Umweltbundesamt (UBA 2012): Methodenkonvention 2.0 zur Schätzung von Umweltkosten. Ökonomische Bewertung von Umweltschäden. August 2012.
- Umweltbundesamt (UBA 2011): Hintergrundpapier zur Umstrukturierung der Stromversorgung in Deutschland. 09/2011.
- Umweltbundesamt (UBA 2009): Klimaschutz und Versorgungssicherheit. Entwicklung einer nachhaltigen Stromversorgung. 13/2009.
- Umweltbundesamt (UBA 2009): CCS – Rahmenbedingungen des Umweltschutzes für eine sich entwickelnde Technik. Hintergrund, Dessau-Roßlau 05/2009.
- Van de Loo, Kai / Sitte, Andreas-Peter: Steinkohle, in: BWK Bd. 69 (2017) Nr. 5 S. 114. Fachthemen – Steinkohle in Deutschland 2012, in: Mining Report 149 (2013) Heft 3, S.183–193.
- Verein der Kohlenimporteure e.V. (VdKi 2017): Jahresbericht 2017. Fakten und Trends 2016/2017.
- Verein der Kohlenimporteure e.V. (VdKI 2016): Jahresbericht 2016. Fakten und Trends 2015/2016.
- Verein der Kohlenimporteure e.V. VdKi – Verein der Kohlenimporteure e.V. (2015): PM 01/2015 auf Basis AGEB.
- Verordnung EG Nr. 166/2006 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 18. Januar 2006 über die Schaffung eines Europäischen Schadstofffreisetzung- und verbringungsregisters und zur Änderung der RL 91/689/EWG und 96/61/EG des Rates.
- Verein Deutscher Ingenieure (VDI 2016): VDI-Richtlinie 3986-1: Ermittlung des Wirkungsgrads von Kraftwerken mit CO₂-Abtrennung aus dem Abgas, Entwurf von Juni 2016 (Veröffentlichung voraussichtlich im Sommer 2017).
- World Health Organization – European Centre for Environment and Health (WHO 2013b): Review of evidence on health aspects of air pollution – REVIHAAP Project Technical Report. Kopenhagen, World Health Organization: 302.
- World Energy Council / Conseil Mondial de l'Énergie (<https://www.worldenergy.org/>).



► **Unsere Broschüren als Download**
Kurmlink: bit.ly/2dowYYI

 www.facebook.com/umweltbundesamt.de
 www.twitter.com/umweltbundesamt
 www.youtube.com/user/umweltbundesamt
 www.instagram.com/umweltbundesamt/